

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA**



**“ANÁLISIS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA A TRAVÉS DEL  
DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO AL  
AMT CHS031–HIDRANDINA U.N CHIMBOTE”**

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA

**AUTOR:**

**Bach. JORGE ALEXANDER CHÁVEZ ESPINOZA**

**ASESOR**

Mg. AMANCIO RAMIRO ROJAS FLORES

**NUEVO CHIMBOTE - PERÚ**

**2022**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA**



**CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR**

La presente Tesis para Título ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando encuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el título profesional en la universidad nacional del santa (R: D: N° 492-2017-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente:

**TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN  
ENERGÍA**

**“ANÁLISIS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA A TRAVÉS DEL  
DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO  
AL AMT CHS031–HIDRANDINA U.N CHIMBOTE”**

**TESISTAS:**  
**BACHILLER CHÁVEZ ESPINOZA JORGE ALEXANDER**

  
.....  
**Mg. Amancio Ramiro Rojas Flores**  
**ASESOR**

**NUEVO CHIMBOTE – PERÚ**  
**2022**



**UNS**  
UNIVERSIDAD  
NACIONAL DEL SANTA

## **UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**

### **E.P. INGENIERÍA EN ENERGÍA**

---

#### **CARTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO**

El presente jurado evaluador da la conformidad del presente informe, desarrollado en el cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al reglamento General para obtener el grado Académico de Bachiller y Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D N°492-2017-CU-R-UNS); titulado:

**“ANÁLISIS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA A TRAVÉS DEL DISEÑO  
DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO AL AMT CHS031-  
HIDRANDINA U.N CHIMBOTE”**

**Autores:**

Bachiller CHÁVEZ ESPINOZA, JorgeAlexander

Revisado y evaluado por el siguiente Jurado Evaluador.

\_\_\_\_\_  
M.Sc. Gualberto Antenor Mariños Castillo  
PRESIDENTE

\_\_\_\_\_  
M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello  
INTEGRANTE

\_\_\_\_\_  
Mg. Amancio Ramiro Rojas Flores  
INTEGRANTE



## ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los veinticinco días del mes de febrero del año dos mil veintidós, siendo las diez horas de la mañana, se reunieron en forma virtual a través de la aplicación zoom, el Jurado Evaluador designado mediante **Resolución N°034-2022-UNS-CFI**, integrado por los siguientes docentes:

- **Dr. GUALBERTO ANTENOR MARIÑOS CASTILLO** : **PRESIDENTE**
- **M.Sc. JULIO HIPOLITO NESTOR ESCATE RAVELLO** : **SECRETARIO**
- **Mg. AMANCIO RAMIRO ROJAS FLORES** : **INTEGRANTE**

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: **“ANÁLISIS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA A TRAVÉS DEL DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO AL AMT CHS031-HIDRANDINA U.N CHIMBOTE”** elaborado por el Bachiller de Ingeniería en Energía: **JORGE ALEXANDER CHAVEZ ESPINOZA**, con código de matrícula N° 0201211004, teniendo como asesor al docente Mg. Amancio Ramiro Rojas Flores, según Resolución Decanal N° 236-2020-UNS-FI, de fecha 22.09.2020.

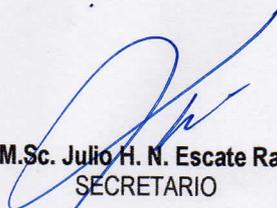
Terminada la sustentación de la Bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
JORGE ALEXANDER CHAVEZ ESPINOZA	18	MUY BUENO

Siendo las once horas del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.

  
Dr. Gualberto A. Mariños Castillo  
PRESIDENTE

  
M.Sc. Julio H. N. Escate Ravello  
SECRETARIO

  
Mg. Amancio R. Rojas Flores  
INTEGRANTE



## Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Jorge Alexander Chávez Espinoza  
Título del ejercicio: investigacion 2020  
Título de la entrega: "ANÁLISIS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA A TRAVÉS DEL DISE...  
Nombre del archivo: TESIS-JORGE\_CHAVEZ\_ESPINOZA.docx  
Tamaño del archivo: 2.87M  
Total páginas: 59  
Word count: 10,655  
Total de caracteres: 57,137  
Fecha de entrega: 17-ene.-2022 06:38p. m. (UTC-0500)  
Identificador de la entre... 1743203582

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



"ANÁLISIS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA A TRAVÉS DEL  
DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO AL  
AMT CHS031-HIDRANDINA U.N CHIMBOTE"

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA

AUTOR:

Bach. JORGE ALEXANDER CHÁVEZ ESPINOZA

ASESOR

Mg. AMANCIO RAMIRO ROJAS FLORES

NUEVO CHIMBOTE - PERÚ  
2022

## DEDICATORIA

A mis Padres, Juana Espinoza Castro y Jorge Chávez Vásquez, quienes han sido el mayor impulso en todas las etapas de mi vida y por sembrar en mi persona el hábito de superación personal y profesional, para satisfacción de ellos y beneficio propio.

A mi esposa, Laura Mendoza Fernández, e hija, Alisson Chávez Mendoza, por ser esa motivación de superación en busca de un mejor futuro para ellas, por ese amor incondicional de hogar que me brindan día a día.

A mis hermanas, Angie y Brenda, por ser ese soporte en estos años universitarios de alegría y por motivarme a ser su guía de ejemplo de superación profesional.

*“La juventud es corta, la vejez es larga. Aprovechen las oportunidades que les brinda la vida a través del apoyo de sus padres, que el beneficio será para su futuro y su familia que formen, y la satisfacción será para sus padres. Nunca se olviden, que el estudio nunca termina.”*

*Jorge Freddy Chávez Vásquez*

## RECONOCIMIENTO

A Dios, por ser el único que puede brindar mucha fortaleza y esperanza en los momentos más difíciles, y por permitir lograr un objetivo de vida en cuanto a lo profesional.

Agradecimiento, al Mg. Amancio Rojas Flores, por brindar sus conocimientos y experiencias para el término exitoso de este informe de tesis, ya que sin su apoyo no hubiese sido este logro posible.

A mi padre, el Ing. Jorge Freddy Chávez Vásquez, parte de la segunda promoción de la escuela de Ingeniería en Energía, quien durante estos años de vida profesional me transmitió a través de su experiencia el camino a seguir en cuanto a las exigencias del mercado laboral del sector eléctrico. Y dejarme ese legado de ética y seriedad profesional que lo caracterizaba, aunque físicamente no esté conmigo, sé lo orgulloso que está de mi persona.

# ÍNDICE

LISTA DE TABLAS.....	v
LISTA DE FIGURAS .....	vi
LISTA DE ANEXOS .....	vii
LISTA DE ABREVIATURAS UTILIZADAS .....	viii
I. INTRODUCCIÓN.....	11
1.1. ANTECEDENTES .....	11
1.2. FORMULACIÓN DE PROBLEMA.....	15
1.3. HIPÓTESIS .....	15
1.4. JUSTIFICACIÓN.....	15
1.5. LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN .....	16
1.6. OBJETIVOS.....	16
II. MARCO TEÓRICO.....	17
2.1. GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	17
2.1.1. Definición.....	17
2.1.2. Ventajas.....	17
2.1.3. Componentes de interconexión.....	18
2.1.4. Clasificación por su función .....	19
2.1.5. Autoconsumo y balance neto.....	20
2.1.6. Ubicación de la generación distribuida en la red .....	21
2.1.7. Legislación y normativa nacional .....	22
2.1. ENERGÍA SOLAR.....	23
2.1.8. Radiación solar .....	23
2.1.9. Irradiancia e irradiación.....	24
2.1.10. Hora solar pico .....	25
2.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	25
2.1.11. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red .....	26
2.1.12. Sistemas fotovoltaicos autónomos.....	27

2.3.	MÉTODOS DE EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	27
2.1.13.	Valor Actual Neto.....	27
2.1.14.	Tasa Interna de Retorno.....	28
III.	MATERIALES Y MÉTODOS.....	29
3.1.	MATERIALES Y/O RECURSOS .....	29
3.1.1.	Software para procesamiento y análisis de la información .....	29
3.2.	MÉTODO DE INVESTIGACIÓN .....	29
3.3.	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS .....	30
3.4.	DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	32
3.5.	MÉTODOLÓGÍA DE CÁLCULO.....	32
IV.	RESULTADOS Y DISCUSIONES.....	34
4.1.	SELECCIÓN DE ÁREA DE GENERACIÓN.....	34
4.2.	POTENCIAL SOLAR DISPONIBLE .....	35
4.3.	DETALLES DE LA INSTALACIÓN DE MEDIANA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	36
4.1.1.	SELECCIÓN DE EQUIPOS .....	36
4.1.2.	Viabilidad Económica .....	49
V.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	55
5.1.	CONCLUSIONES .....	55
5.2.	RECOMENDACIONES .....	56
	BIBLIOGRAFÍA.....	57
	ANEXOS.....	59

## LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1. Técnicas e Instrumentos utilizados en la presente investigación.....	30
Tabla 3.2. Diseño de Investigación .....	32
Tabla 4.1: Potencial solar disponible en el área seleccionada. ....	35
Tabla 4.2: Características del Inversor conectado a red seleccionada.....	36
Tabla 4.3. Cuadro comparativo de selección de panel solar por fabricante. ....	37
Tabla 4.4. Características del Panel Fotovoltaico seleccionado.....	37
Tabla 4.5. Resumen de Disposición de Módulos FV. ....	39
Tabla 4.6. Cálculos STC vs. NOCT.....	39
Tabla 4.7. Disposición e inclinación de arreglos fotovoltaicos. ....	40
Tabla 4.8. Características del Transformador Seleccionado .....	41
Tabla 4.9. Cálculo de sección de conductor entre String y cuadro nivel I.....	42
Tabla 4.10. Cálculo de sección de conductor entre Caja de conexión de nivel I y DC Box.....	43
Tabla 4.11. Cálculo de sección de conductor entre DC Box e Inversor .....	43
Tabla 4.12. Cálculo de sección de conductor entre Inversor y Transformador .....	43
Tabla 4.13. Cálculo de sección de conductor entre Transformador y la red .....	44
Tabla 4.14. Presupuesto de la Instalación Fotovoltaica.....	49
Tabla 4.15. Estimación de generación de energía de la Central Fotovoltaica .....	51
Tabla 4.16. Datos para análisis económico.....	53

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Representación ilustrativa de paridad de red.....	20
Figura 2.2. Diferencia entre paridad de red y generación. ....	21
Figura 2.3. Curvas tipo U – Grado de Penetración.....	22
Figura 2.4: Tipos de Radiación sobre una superficie. ....	24
Figura 2.5. Definición Gráfica de HSP en el Gráfico de Irradiancia vs. N° de horas del día. ....	25
Figura 2.6. Esquema básico de un sistema fotovoltaico conectado a la red. ....	26
Figura 2.7. Esquema básico de un sistema fotovoltaico autónomo ....	27
Figura 3.1. Flujograma Metodológico de Investigación.....	33
Figura 4.1. Ubicación Geográfica de área de generación seleccionada. ....	34
Figura 4.2. Separación entre arreglos de Paneles Solares. ....	40
Figura 4.3. Fusible Solar gPV Cilíndrico de 10x38mm VDC, 10 A. ....	44
Figura 4.4. Descargador de sobretensiones transitorias PSM3-40/1000 PV. ....	45
Figura 4.5. Protección contra cortocircuitos Compact NSX100 TM DC PV. ....	46
Fuente: Catálogo Schneider Electric.....	46
Figura 4.6. Dispositivo de Protección, Vigilante de Aislamiento PV1000. ....	46
Figura 4.7. Dispositivo de Protección, Vigilante de Aislamiento ISO-CHECK 230V. ....	48
Figura 4.8. Dispositivo de Protección, Interruptor NS1250N – Micrologic 6.0. ....	48
Figura 4.9. Comportamiento de Generación de Energía mensual de la Central Fotovoltaica. ....	52
Figura 4.10. Generación de Energía Anual para los 25 años de garantía del Fabricante. ....	52
Figura 4.11. Flujo de caja de Inversión de Proyecto de Central Fotovoltaica. ....	53
Figura 4.12. Payback de Inversión de Proyecto de Central Fotovoltaica. ....	54

## LISTA DE ANEXOS

Anexo 01. Diagrama unifilar del AMT CHS031 .....	60
Anexo 02. Plano de ubicación de punto de interconexión de la central FV con el AMT CHS031 .....	61
Anexo 03. Lista de subestaciones del AMT CHS031 con información técnica de consumo.....	62
Anexo 04. Ficha técnica del inversor seleccionado. ....	66
Anexo 05. Ficha técnica del panel FV seleccionado.....	68
Anexo 06. Ficha técnica del Transformador seleccionado .....	70
Anexo 07. Ficha técnica del PV Box seleccionado .....	72
Anexo 08. Ficha técnica de los Fusibles FV seleccionados.....	74
Anexo 09. Ficha técnica de Cuadro I.....	75
Anexo 10. Ficha técnica de Cuadro II.....	76
Anexo 11. Ficha técnica de conductor N2XY. ....	77
Anexo 12. Ficha técnica de conductor NA2XSA2Y-S.....	78
Anexo 13. Ficha técnica de Protección contra sobretensiones PSM 40 PV. ....	79
Anexo 14. Ficha técnica de Interruptor Serie NSX DC PV. ....	80
Anexo 15. Ficha técnica de vigilante de aislamiento ISO-CHECK PV.....	81
Anexo 16. Ficha técnica de Interruptor serie NSX DC PV.....	82
Anexo 17. Ficha técnica de protector contra sobretensión Tipo 2. ....	83
Anexo 18. Ficha técnica de vigilante de aislamiento AC.....	84
Anexo 19. Ficha técnica de cortacircuito Circuit Breaker Compact NS1250.....	85
Anexo 20. Resultados de Estimación de generación de energía de la Central Fotovoltaica en función al Performance de Garantía del Panel.....	86
Anexo 21. Proyección de Ingresos Brutos anuales por Generación de energía de la Central FV.....	89
Anexo 22. Evaluación de viabilidad económica de la Central FV.....	90
Anexo 23. Datos de Irradiación obtenidos de Global Solar Atlas. ....	95

## LISTA DE ABREVIATURAS UTILIZADAS

BT	:	Baja Tensión
MT	:	Media Tensión
AMT	:	Alimentador en Media Tensión
CA	:	Corriente Alterna
CC	:	Corriente Continua
FV	:	Fotovoltaico
EDE	:	Empresa de Distribución Eléctrica
F	:	Frecuencia
NOCT	:	(Nominal Operating Cell Temperature) Temperatura Nominal de Operación de la Celda
STC	:	(Estándar Test Conditions) Condiciones de Prueba Estandar
MPPT	:	(Maximun Power Point Tracking) Semiguimiento de Punto de Máxima Potencia
MINEM	:	Ministerio de Energía y Minas
MGD	:	Mediana Generación Distribuida
MCD	:	Micro Generación Distribuida
PAT	:	Puesta a Tierra

## **RESUMEN**

El presente informe de investigación ha desarrollado el dimensionamiento un Sistema de Generación Distribuida a través de un Sistema fotovoltaico de 576 kWp, conectado al alimentador en media tensión CHS031 de propiedad de la concesionaria Hidrandina S.A, la cual suministra energía a 151 subestaciones de distribución y una Potencia instalada de 12.5 MVA a un nivel de tensión de 13.8 kV. Inicialmente, se realizó una revisión de información técnica sobre el alimentador y el recurso solar disponible, para luego seleccionar el área de la central desde la Web Google Maps, ubicando las coordenadas, el cual fue exportado a un archivo en AutoCAD para hacer la distribución de equipos de la central, previo análisis en una hoja de cálculo sujeto a la capacidad del inversor. Posterior a ello, se concluyó que realizar un análisis de la cantidad de energía a generar, bajo una proyección de 25 años, sirve para determinar su viabilidad económica, con el fin de validar el incremento de disponibilidad del Alimentador para mejorar sus indicadores de desempeño en cuanto confiabilidad.

**PALABRAS CLAVES:** Generación Distribuida, Sistema Fotovoltaico, inversor.

## **ABSTRACT**

This research report has developed the dimensioning of a Distributed Generation System through a 576 kWp photovoltaic system, connected to the CHS031 medium voltage feeder owned by the concessionaire Hidrandina SA, which supplies energy to 151 distribution substations and a Installed power of 12.5 MVA at a voltage level of 13.8 kV. Initially, a review of technical information on the feeder and the available solar resource was carried out, to then select the area of the plant from the Google Maps Web, locating the coordinates, which was exported to an AutoCAD file to make the distribution of plant equipment, prior analysis in a spreadsheet subject to the capacity of the inverter. After that, it was concluded that an analysis of the amount of energy to be generated, under a projection of 25 years, serves to determine its economic viability, in order to validate the increase in availability of the Feeder to improve its performance indicators. reliability.

**KEYWORDS:** Distributed Generation, Photovoltaic System, inverter.

# I. INTRODUCCIÓN

## 1.1. ANTECEDENTES

Sánchez (2016), en su tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica titulada **“Impacto de la Generación Distribuida en la confiabilidad de Redes de Distribución”**, estableció como objetivo evaluar el impacto de la integración de fuentes de generación distribuida convencional en la confiabilidad de las redes de distribución. Por lo cual, presentó un análisis del impacto de la generación distribuida convencional en los índices de confiabilidad en redes de distribución a través de un estudio de flujos de potencia funcionando en modo factor potencia constante (FPC) y modo control de voltaje (MCV) bajo 3 escenarios: en el punto de carga, dentro de un segmento y al final de un alimentador. Para evaluar la confiabilidad el autor desarrolló un programa en FORTRAN 90 a través de un método analítico, tomando como escenario base (sin generación distribuida) y con generación distribuida. Para realizar el análisis de confiabilidad cuando se conecta la unidad de Generación Distribuida en un segmento o al final de un alimentador para observar su impacto en el proceso de restauración, se utilizó el método de barrido progresivo-regresivo para obtener dichos flujos de potencia, y a través de un programa desarrollado en el mismo lenguaje, se realizó el modelo de la unidad de GD y así obtener la potencia reactiva a inyectar por parte de la unidad de GD en modo MCV o nodo PV a fin de obtener perfiles de voltaje. En el cálculo de los índices de confiabilidad el autor utilizó un sistema de prueba del IEEE de 205 elementos, obteniendo los índices de punto de carga, índice de energía. El autor concluyó que para realizar estudios de flujos de potencia en redes de distribución con modelos de GD, es mejor utilizar el modelo PV ya que a comparación del modelo PQ se tiene mayor impacto en la mejora de los perfiles de voltaje; además tomando en cuenta que conectando una unidad de GD en un punto de carga se tiene un impacto muy importante sobre los índices de tiempo de reparación y la indisponibilidad del servicio, en cuanto a la tasa de falla se mantiene constante debido a que los usuarios siempre experimentarán fallas pero con un menor tiempo de indisponibilidad en el servicio. Por otro lado, la implementación de una unidad de GD al final del alimentador, tiene una mejora significativa, ya que se puede operar en isla con los alimentadores adyacentes, y a su vez tiene un impacto en los perfiles de voltaje, evaluándose las restricciones operativas para poder conectarse.

Cornejo (2017), en su tesis doctoral titulada **“Generación Distribuida en redes secundarias de Arequipa”**. El autor estableció como objetivo, evaluar la influencia de la generación distribuida en los parámetros de una red secundaria de la ciudad de Arequipa, por la inserción de plantas de generación Fotovoltaica. Para su desarrollo el autor eligió una zona del distrito de Yanahuara (departamento de Arequipa) para realizar un análisis de radiación solar incidente promedio mensual tomando como referencias: Atlas Solar, Earth Data (Atmospheric Science Data Center – NASA) y Clear Sky Calculator para las coordenadas (Latitud – 16.3989, Longitud -71.5350). Para la evaluación de consumo consideró un número de 113 viviendas, las cuales fueron analizadas a partir de su consumo eléctrico a SEAL (concesionaria distribuidora de electricidad). La cual a partir de un modelo de las viviendas seleccionadas agrupadas en 15 nodos, se obtuvo la distribución de sus consumos durante los días de acuerdo a una clasificación, y mediante una simulación del sistema actual y otro con el modelo de Generación Distribuida a través de la tecnología de plantas fotovoltaicas, dicho análisis de simulación (Digsilent) se realizó bajo diferentes escenarios (conexión en el nodo 10 con situaciones de generación de 5 y 15 KW) los cuales permitieron obtener los parámetros eléctricos para cada caso. De los resultados analizados, el autor concluyó que es posible plantas fotovoltaicas de 0.350, 1, 2, 4 y 8 KWp para cubrir las necesidades de los tipos de vivienda E, D, C, B y A respectivamente para los meses en estudio, empero para el caso de análisis resulta más efectivo la inserción de una planta de generación fotovoltaica de 15 KW la cual mejora los parámetros de tensión a partir desde el nodo 10 al 13.

Sánchez (2014), en su tesis para optar el título de Ingeniero Electricista, titulada **“Efectos de la generación distribuida sobre los sistemas de protección de una red de distribución radial típica en 10 KV de la ciudad de Arequipa”**. El autor, identificó los efectos que puede generar una conexión de Generación Distribuida (GD) en una red perteneciente a la subestación Porongoche 33/10 KV que alimenta a todo el centro comercial Mall Aventura Plaza, lográndose solucionar el problema de aportes de corriente de cortocircuito de cortocircuito por parte del GD mediante un estudio de coordinación de protecciones, como también el problema de generación en isla con las funciones de protección establecidas por el estándar IEEE 1547. Estableció como objetivo solucionar los efectos de bidireccionalidad de la corriente

eléctrica de una red de distribución con presencia de GD a través de un generador síncrono (capacidad de 3 MVA y tensión de generación de 10 KV), planteando un procedimiento secuencial para un adecuado estudio de coordinación de protecciones y el ajuste de protecciones de la red de distribución con GD todo ello simulando a través del Software Digsilent Power Factory. Finalmente, llegó a la conclusión que el uso de herramientas computacionales facilita la realización de estudio de coordinación de protección en el punto de conexión común del GD con la red, con ello se pudo determinar el comportamiento del sistema con un antes y un después (con GD), para lo cual se comprueba que el sistema puede reducir las pérdidas del sistema en un 41.18% siempre y cuando la demanda sea superior a la potencia de generación distribuida como también el flujo una sola dirección, a su vez se determinó la necesidad de instalar un sistema de teleprotección con el fin de evitar la operación en isla ante una falla del sistema a fin de contrarrestar los aportes de corriente de cortocircuito del GD a la red de distribución.

Campusano (2013), en su tesis para optar el título de Ingeniero Civil Electricista, titulada **“Impacto de la Generación Distribuida en la Operación de la Distribución”**. Clasificó en forma clara y simplificada los principales tipos de generación por medio de energías renovables No Convencionales, junto con la introducción del concepto de Generación Distribuida (GD). Junto a ello, efectuó la revisión detallada de leyes, decretos y normas nacionales relacionadas con GD. Estableció como objetivo determinar el impacto que causa la interconexión de GD en la operación de la distribución en Chile. Para ello, simuló la interconexión de dos generadores distribuidos (no mayor al 20% de la capacidad del conductor) en cada uno de los alimentadores rurales implementados a través del programa Power Factory de DigSILENT (su uso es libre) calculando flujos de carga, cortocircuito y estudio de transientes. Finalmente, concluyó que al instalar los GD al final de los alimentadores, las pérdidas en las líneas disminuyen hasta 47.5%, y al aplicar el cortocircuito trifásico en la cabecera de los alimentadores, no será necesario invertir en nuevos equipos de protección. De acuerdo a la normativa, comprobó que es necesario desconectar antes de los 2 segundos de ocurrida una falla, con el fin de no intervenir en la disminución de la calidad de suministro ya que los límites de voltaje y frecuencia se salen bruscamente de los rangos establecidos.

Chuqui (2014), en su tesis para optar el grado de Ingeniero Electricista, titulada **“Análisis de generación distribuida en hogares y edificaciones”**. Analizó las diversas formas de generación desde las convencionales hasta las no convencionales, con su aplicación más conveniente para obtener el mayor de los beneficios en hogares y edificaciones en Quito, para ello fue necesario la revisión de normativa internacional en conjunto con la ecuatoriana, a fin de determinar las ventajas que podrían promover su implementación en los sistemas de distribución. De todas las formas de generación, determinó que la más adecuada es la Solar Fotovoltaica por ser una tecnología madura y por sus diversas ventajas ambientales y económicas al momento de vender excedentes (Según la Regulación N° CONELEC-004/11). Determinó la factibilidad mediante un análisis técnico-económico a fin de reflejar la conveniencia de instalar plantas de Generación Distribuida en la red eléctrica de la Empresa Eléctrica Quito; todo ello se basó en analizar la disponibilidad del recurso de energía solar para el aprovechamiento en el sector rural y urbano, simular la penetración de la GD en el sistema eléctrico de la concesionaria, realizar los cálculos técnicos (regulación de voltaje, pérdidas de potencia, confiabilidad del sistema, control potencia – frecuencia), y finalmente determinando la factibilidad económica a través de los cálculos de VAN y TIR. Con lo cual para generar 4 KW se necesitaron \$ 18 742.15 con un tiempo estimado de recuperación de la inversión de 7 años, buscando una subvención privada o estatal. Concluyó, que a partir de la información recopilada, las definiciones de GD varían de país a país, dependiendo de sus necesidades y características, pero ya es una realidad debido a que ocupan una mayor proporción dentro de la generación en los sistemas de potencia a nivel mundial, por sus beneficios, ya que disminuyen los costos de energía, aminoran las pérdidas de potencia y mejoran la confiabilidad y calidad del servicio, y mejor aún si la generación se basa de fuentes renovables se logra una disminución de emisiones de gases contaminantes. Pero su implementación para el sector urbano y rural se limita a la poca regulación relacionada a la GD, es ahí donde el gobierno y diversas instituciones relacionadas a la problemática deberían promover la inversión principalmente privada con el único propósito de mejorar la situación energética.

## **1.2. FORMULACIÓN DE PROBLEMA**

¿Es posible implementar la Generación Distribuida a través del Diseño de un Sistema Fotovoltaico conectado al AMT CHS031–Hidrandina U.N Chimbote?

## **1.3. HIPÓTESIS**

El diseño de un Sistema Fotovoltaico para abastecer el 5% de la Demanda de Energía Eléctrica del AMT CHS031 – Hidrandina U.N Chimbote permitirá la implementación de Mediana Generación Distribuida en Hidrandina S.A.

## **1.4. JUSTIFICACIÓN**

Aunque en Perú en los últimos meses, como consecuencia de la Crisis Global generada por la Pandemia del Nuevo Coronavirus, se produjo una reducción en la demanda por la paralización del sector productivo, y lo proyectado es que se produzca progresivamente el incremento de la misma hasta alcanzar la tendencia normal de crecimiento relacionado al PBI con la normalización paulatina de actividades.

Hoy en día con las proyecciones energéticas y medioambientales establecidas por el Gobierno, hace necesario que con el tiempo el desarrollo y Construcción de Centros de Generación centralizadas queden obsoletos, dando paso a las Energías Renovables, descentralizadas por el Potencial Energético que posee el Perú.

Ello abre paso al concepto de Generación Distribuida el cual trae beneficios desde el punto de vista:

### **Económico:**

Permitirá reducir la compra de Energía a los Generadores y pago por Peaje. Además de ello, en caso que a nivel nacional se implanten Sistemas de Generación de Energía descentralizados, disminuirá la inversión en Líneas de transmisión, lo cual permitirá abastecer los aumentos de cargas localizadas. Disminuirá los costos por Mantenimiento, ya que incrementará el tiempo de vida útil de los Transformadores lo asociado a los Sistemas de Transporte y Distribución.

### **Técnico:**

Reducción de Pérdidas de Energía (asociado al ahorro económico y aumento de capacidad de distribución) desde la SET Chimbote Sur hacia finales de línea, debido a

que el Sistema de Generación estará muy cerca a la carga de consumo y por consiguiente el incremento en la confiabilidad (no dependerá en su totalidad de la red) y calidad de Servicio (Equilibrio de Tensión y Frecuencia).

#### **Ambiental:**

Asociado a la reducción de disminución de pérdidas energéticas debido al Transporte se encuentra la disminución de gases contaminantes, sumado a ello es la implantación de Sistemas de Generación a través de Sistemas Fotovoltaicos, por ende, se dejará de emitir Gases contaminante por Generación y para cubrir las pérdidas sufridas por transporte.

### **1.5. LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN**

La Investigación se limitó a no contar con datos estadísticos de mediciones in situ de la irradiación solar, por lo que se obtuvo los datos de Irradiación Solar de la base de datos de la NASA.

### **1.6. OBJETIVOS**

#### **OBJETIVO GENERAL**

Analizar la generación distribuida a través del diseño de un sistema fotovoltaico conectado al sistema eléctrico de Hidrandina en el AMT CHS031.

#### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Dimensionar la cantidad necesaria de Módulos FV dentro del Área Seleccionada.
- Determinar la Energía Máxima a Generar por el Sistema de Generación Fotovoltaico.
- Establecer la Máxima Demanda del conjunto de Subestaciones Seleccionadas para el Estudio.
- Establecer la Relación entre Generación y Consumo de Energía.
- Determinar la Viabilidad Económica del Sistema de Generación Distribuida Dimensionado.

## **II. MARCO TEÓRICO**

### **2.1.GENERACIÓN DISTRIBUIDA.**

#### **2.1.1.Definición**

Según diversos autores y agencias, no existe una definición exacta sobre lo que es Generación Distribuida (GD), ya que son diversos factores que afectan ello: Tipo de Tecnología y conexión Empleada, nivel de Potencia, etc. Muchas definiciones guardan similitud, pero difieren en algunos aspectos.

Sin embargo, la definición mejor consensuada la hizo la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (2012) en el cual menciona que es la fuente de Generación de Energía conectada directamente a la red de distribución o al consumidor utilizando fuentes de Energía Hidráulica, Solar, Eólica, Biomasa, Cogeneración.

#### **2.1.2.Ventajas**

##### *a) Técnicas*

Colmenar, Borge, Collado y Castro (2015) mencionaron que permite incrementar la disponibilidad y calidad de Suministro de energía eléctrica, ya que puede evitar la sobrecapacidad instalada, reduciendo fallas por caídas de líneas de las redes. Además, permite incrementar la fiabilidad del sistema, ya que, ante corte intempestivos del suministro centralizado, puede trabajar en isla. Desde el punto de vista energético, puede reducir las pérdidas por transporte, siempre y cuando se ubiquen los sistemas de Generación de manera adecuada, para así mejorar el perfil de tensiones.

##### *b) Económicas*

Colmenar et al. señalaron que reduce la inversión en infraestructuras eléctrica, ya que la Generación Distribuida permitiría reemplazar los aumentos de carga local. Además, de aumentar la capacidad de los sistemas de transporte y distribución. Este ahorro económico, conllevará a la reducción del precio de electricidad.

### ***c) Medioambientales***

Colmenar et al. mencionan que reduce la emisión de Gases contaminantes a la atmósfera asociado a la disminución de pérdidas energéticas que la Generación Distribuida genera principalmente por el transporte. Además de la disminución de implantación de infraestructura en sistemas de transporte conlleva a la reducción del impacto visual y mejor aceptación social.

## **2.1.3. Componentes de interconexión**

### ***a) Conexión a la red***

Es el Punto donde la Central de Generación se conectará a la red, normalmente será a una Estructura de Media o Baja Tensión, en tal caso será de propiedad de la Concesionaria Hidrandina S.A.

Dicha Conexión a la red se realizará a través de un Sistema de Protección con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la Distribuidora.

### ***b) Equipos de Medida***

Son los equipos necesarios para realizarla medición y registro de la energía consumida, pudiendo estar compuestos de equipos de medida de entrada y salida, o equipos de medida bidireccionales.

Estos contadores deberán tener una gran precisión, y serán precintados por la empresa distribuidora para impedir su manipulación.

### ***c) Red de Distribución y transporte***

La red de distribución será la red de la Empresa Hidrandina S.A perteneciente al AMT CHS031 con un nivel de tensión de 13.2 KV a la cual será conectada el Sistema de Generación Distribuida.

#### ***d) Equipos de Comunicación***

Sirven para realizar el envío de información de manera remota a la empresa distribuidora y al mismo centro de Generación, a fin de enviar o recibir datos. Desde el punto de vista operativo, sirve para transmitir parámetros sobre el funcionamiento del Sistema con el objetivo de llevar a cabo una correcta supervisión y tomar acciones en caso existan desviaciones de los parámetros normales.

#### ***e) Aparamenta de conexión***

Son dispositivos que permiten la conexión y sincronización de la Generación con la red eléctrica, a través de Seccionadores, interruptores.

### **2.1.4. Clasificación por su función**

#### ***a) Sistema conectado a red modo todo – todo***

Toda la energía generada en la Instalación es vertida a la red. Del mismo modo en caso de que la Instalación demande energía para su consumo esta es importada de forma integral de la red de distribución. (Colmenar, 2015).

#### ***b) Sistema aislado***

Toda la energía generada se utiliza para ser autoconsumida en la instalación. En este caso la energía puede ser consumida de forma instantánea o se puede contar con un sistema de acumulación adicional, normalmente conformado por baterías. (Colmenar, 2015).

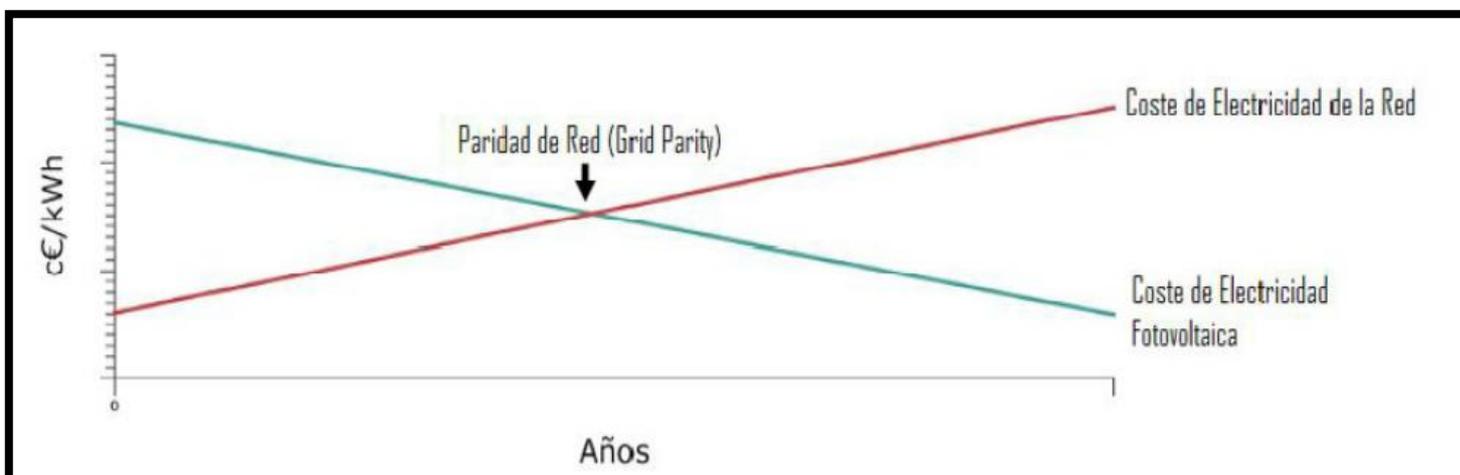
#### ***c) Sistema en Balance Neto (Mixto)***

Parte de la energía eléctrica generada es autoconsumida en el momento de generarse, mientras que en momentos en los que existe déficit de generación la energía eléctrica es importada de la red. Toda la energía que es vertida a la red en momentos en los que no hay autoconsumo puede volver a ser consumida sin coste. (Colmenar, 2015).

## 2.1.5. Autoconsumo y balance neto

### a) Paridad de la red

Una tecnología de generación eléctrica alcanza la Paridad de Red, cuando el precio de la energía generada por la central, es el mismo al precio de referencia de electricidad en el lugar o zona de consumo. (Colmenar, 2015).

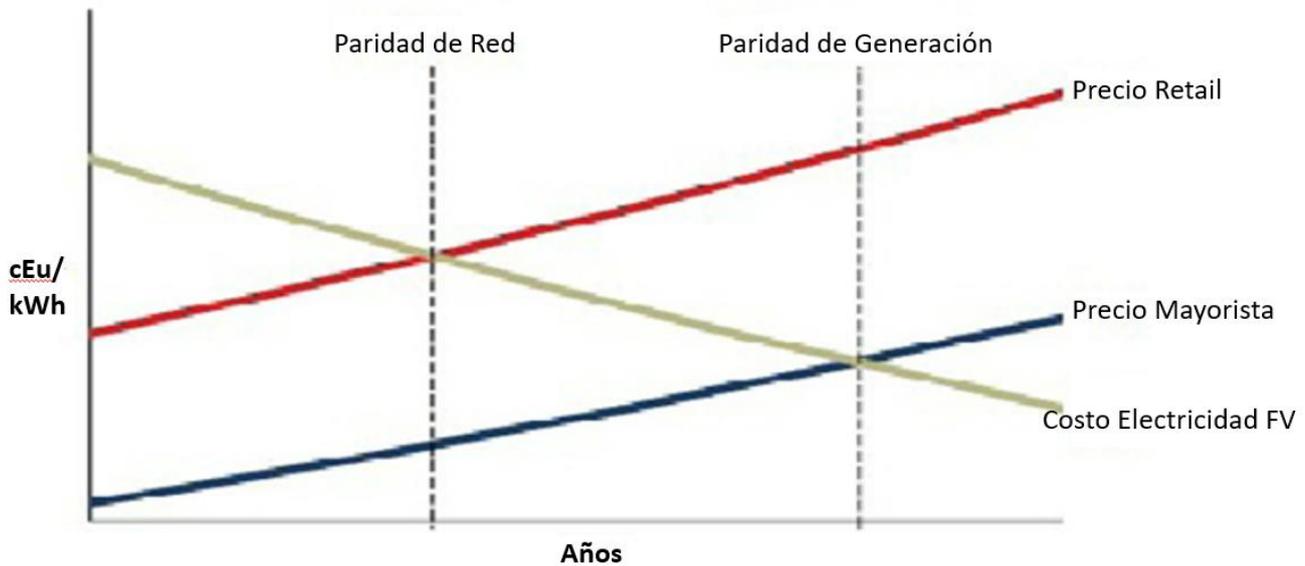


**Figura 2.1. Representación ilustrativa de paridad de red**  
Fuente: Colmenar, 2015.

La paridad de red depende de tres parámetros: Costo de Inversión, Índice de Irradiación y el precio kWh de la energía suministrada por la compañía eléctrica.

### b) Paridad de Generación

Representa el momento en el que la tecnología fotovoltaica comienza a ser rentable si inyectamos a la red toda la producción de energía generada por la central. (Colmenar, 2015).



**Figura 2.2. Diferencia entre paridad de red y generación.**  
Fuente: ECLAREON.

### 2.1.6. Ubicación de la generación distribuida en la red

La ubicación de la Generación Distribuida es importante en los sistemas de distribución si se refiere a la tensión en los Sistemas de Potencia. Cuando se conecta en el final de circuito de un alimentador de distribución una unidad Generación Distribuida, en el punto de interconexión del alimentador la carga puede verse reducida, lo cual conduce a una disminución del flujo de potencia. (Vannia, 2010)

Se estima que el peor escenario sobre el impacto de alta penetración de inversores de paneles fotovoltaicos sucede cuando la demanda es baja con respecto a la alta inyección de los paneles.

Algunas soluciones para este aumento de tensión son: Poner limitaciones en la potencia de salida de los paneles, implementar un control en la capacidad de potencia reactiva, sistemas de almacenamiento de energía o conectar equipos de compensación (paralelo)

#### a) Grado de Penetración

En las redes sin generación implica la reducción de pérdidas, sin embargo, a medida que aumenta la producción se puede llegar a un punto donde las pérdidas pueden aumentar debido al exceso de generación.

$$\text{Grado de Penetración} = \frac{\text{Potencia Instalada en GD}}{\text{Potencia Contratada en el Alimentador}} * 100\% \dots\dots\dots \text{Fórmula 1}$$

El Grado de Penetración de la GD se comporta a través de curvas de tipo U en las pérdidas, sin embargo, este tipo de curvas viene determinada por el tipo de perfil de producción de generación. La disminución de pérdidas estará asociadas a los perfiles de generación que mejor se adapten a los perfiles de demanda.

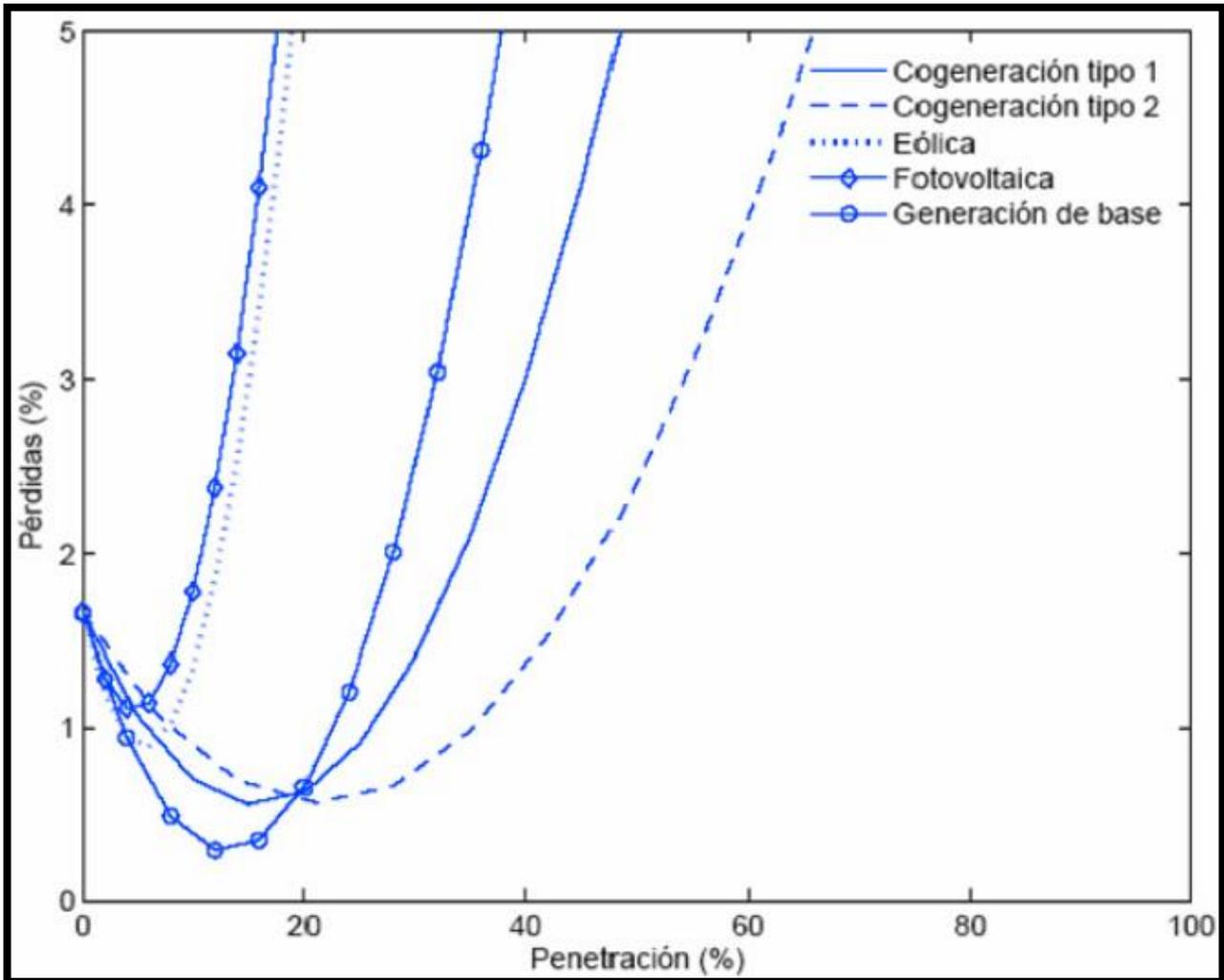


Figura 2.3. Curvas tipo U – Grado de Penetración.

Fuente: Colmenar, 2015.

### 2.1.7. Legislación y normativa nacional

A nivel Nacional existe interés en establecer un marco regulatorio para el impulso de la Generación Distribuida, ya que según la Resolución Ministerial N° 292-2018-MEM/DM (publicado el 31 de Julio del 2018) se concede realizar la publicación del Proyecto de Reglamento de la Generación Distribuida y su exposición de motivos, con el fin de recibir sugerencias, sin embargo, el 13 de Setiembre de 2018 se publica la RM N° 349-2018-MEM/DM en el cual se amplía el plazo para la recepción de

comentarios y sugerencias para fortificar el Reglamento, pero hasta la fecha no se ha definido cómo queda de manera final lo mencionado.

### **A) Proyecto de Reglamento de Generación Distribuida**

El Proyecto establece requisitos para su incorporación, operación y régimen comercial, además indica los rangos de Generación Distribuida según el nivel de Potencia Instalada y al Nivel de tensión que corresponde:

- **Mediana Generación Distribuida (MGD):** Capacidad Mayor a 200 KW y menor a 10 MW, el cual se conectará necesariamente al Nivel de Media Tensión.
- **Microgeneración Distribuida (MCD):** Se conectará a la Red de Distribución en ya sea en los niveles de Baja o Media Tensión según el DL N° 221. Bajo ningún caso la Potencia Instalada deberá superar los 200 KW.

De acuerdo al Nivel de Potencia Instalada se establece Procedimientos aplicables a MGD y MCD, los cuales se coincide que previamente se debe realizar la solicitud de Información a la concesionaria y elaborar un Estudio de conexión.

## **2.1. ENERGÍA SOLAR**

La Energía Solar es una forma de energía renovable, la cual puede aprovecharse básicamente de tres formas diferentes: Energía Solar Fotovoltaica, Energía Solar Térmica, Energía Solar Termoeléctrica (Mascarós, 2016).

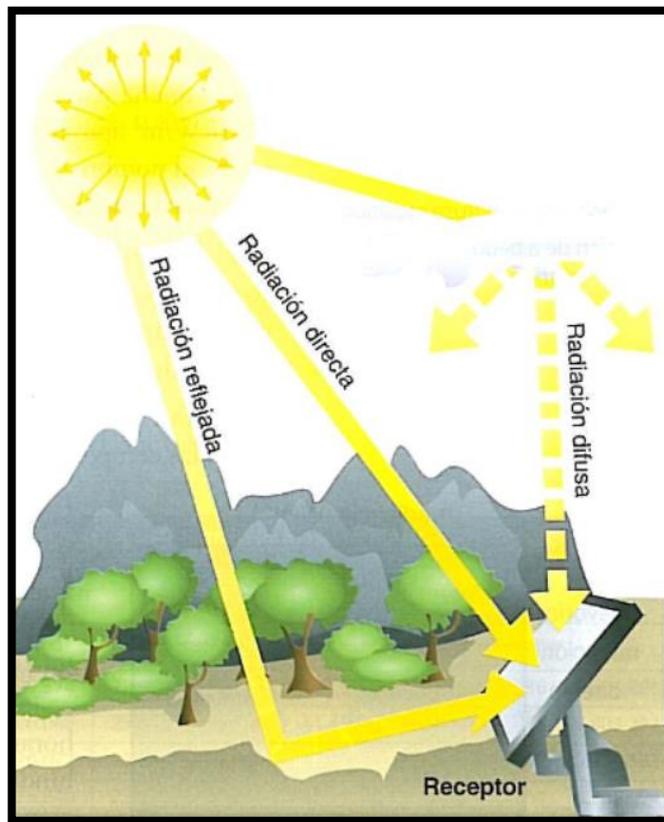
### **2.1.8. Radiación solar**

La reacción nuclear de fusión producida en el interior del núcleo del Sol, en el cual genera energía, el cual se transmite en forma de radiación electromagnética hacia la atmósfera terrestre, la cual abarca un conjunto de radiaciones (espectro electromagnético) con longitudes de onda que van de 0.15  $\mu\text{m}$  a 4  $\mu\text{m}$  aproximadamente.

La radiación antes de alcanzar la superficie terrestre, atraviesa la atmósfera, el cual se ve alterado por el aire, suciedad, vapor de agua, aerosoles, etc. (Castejón, 2010).

Las tres componentes que están presentes en la radiación que recibe la tierra son:

- **Radiación Directa:** Es la recibida desde el sol sin ser desviado en su trayectoria hacia la atmósfera.
- **Radiación Difusa:** Es la que sufre cambios en su dirección, debido a la reflexión y difusión en la atmósfera.
- **Radiación Albedo:** Es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas.



**Figura 2.4: Tipos de Radiación sobre una superficie.**  
Fuente: Castejón, 2010.

### 2.1.9. Irradiancia e irradiación

Para realizar la cuantificación de la radiación solar se utilizan dos magnitudes que corresponden a Potencia y Energía de la Radiación que llegan por metro cuadrado de superficie.

- **Irradiancia ( $W/m^2$ ):** Potencia o radiación incidente por unidad de superficie. Indica la intensidad de radiación solar.
- **Irradiación ( $KW-hr/m^2$ ):** Cantidad de energía solar recibida durante un intervalo de tiempo determinado.

### 2.1.10. Hora solar pico

La Hora Solar Pico corresponde al Número total de horas al día cuando se toma como base una irradiancia solar de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Supongamos que, si tenemos 7 HSP, se deduce que en total se ha recibido  $7 \text{ KW-hr/m}^2$  durante 7 horas.

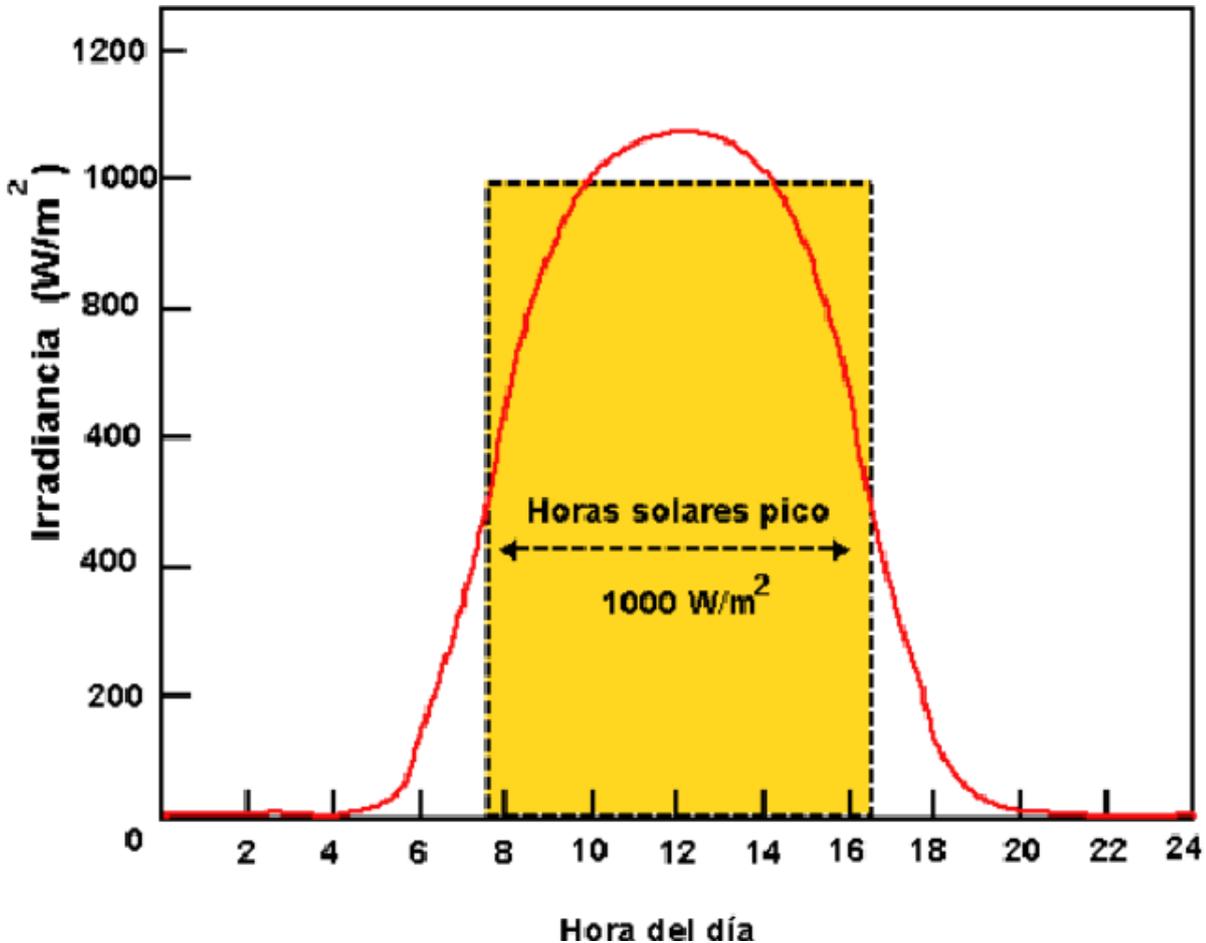


Figura 2.5. Definición Gráfica de HSP en el Gráfico de Irradiancia vs. N° de horas del día.

Fuente: <http://calculationsolar.com/blog/?cat=3>

## 2.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

Es un conjunto de dispositivos eléctricos y electrónicos, en los cuales se unen de manera sistemática para transformar la radiación solar en energía eléctrica utilizable. De todo lo mencionado, el principal motor de todo el sistema son los módulos fotovoltaicos, los cuales contienen células unidas eléctricamente, la cual a través del efecto fotoeléctrico transforma la radiación solar en corriente continua.

### 2.1.11. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Los Sistemas conectados a la red inyectan toda la energía producida a la red eléctrica durante las horas de insolación.

Este tipo de sistemas cuentan con seguimiento de los parámetros eléctricos para garantizar la calidad de energía en la red de distribución al momento de realizar la entrega al usuario final. Además, se evita la instalación de sistemas de acumulación a través de baterías, ya que este, representa la parte más cara y compleja de todo el sistema.

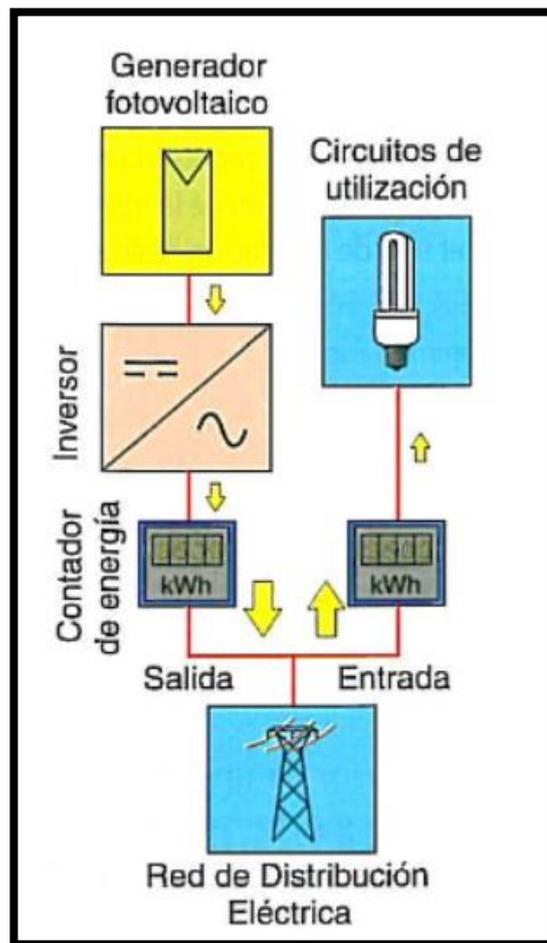


Figura 2.6. Esquema básico de un sistema fotovoltaico conectado a la red.  
Fuente: Castejón, 2010.

### 2.1.12. Sistemas fotovoltaicos autónomos

Tiene como objeto principal el abastecer de manera total o parcial las cargas de energía eléctrica de aquellos lugares donde no existe red eléctrica de distribución o sea de difícil acceso.

Este tipo de sistemas necesariamente deben contar con un sistema de almacenamiento de energía, ya que deben garantizar el abastecimiento de cargas durante las 24 horas del día.

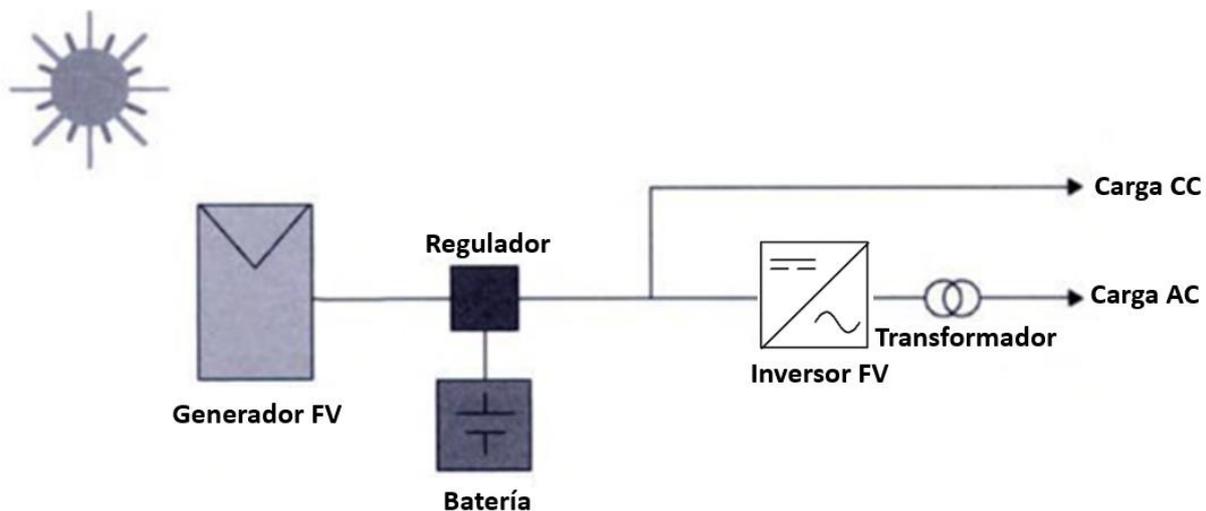


Figura 2.7. Esquema básico de un sistema fotovoltaico autónomo.

Fuente: Instituto de Tecnología y Formación, 2007.

## 2.3. MÉTODOS DE EVALUACIÓN ECONÓMICA

Existen varios métodos para la evaluación de proyectos de Ingeniería, pero los más confiables son aquellos que consideran el valor del dinero en el tiempo al analizar la relación entre el beneficio y costo durante el tiempo de vida útil del proyecto.

### 2.1.13. Valor Actual Neto

Este cálculo implica simplemente trasladar las cantidades monetarias del futuro al presente en su valor equivalente. Es decir, cuando se llevan cantidades del presente al futuro se utiliza una tasa de interés, pero cuando se aplica inversamente como es el

caso de VAN, se utiliza una tasa de descuento. Por ende, a los flujos de efectivo ya trasladados al presente se llama flujos descontados.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es la siguiente:

$$VAN = -K_0 + \sum_{i=1}^n \frac{F_{C_i}}{(1+D)^i} \dots \dots \dots \text{Fórmula 2}$$

Donde:

$K_0$ : Inversión o capital inicial

$F_{C_i}$ : Flujo de caja en el año  $i$

$D$ : Tasa de Descuento

$n$ : Número de Periodos

Si el resultado de la evaluación:

$VAN > 0$ : El proyecto es aceptado

$VAN < 0$ : El proyecto es rechazado

#### 2.1.14. Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno, se define como cuando el Valor Actual Neto resulte ser igual a cero, es decir, donde los costos igualan a los beneficios, por ende, representa el tipo de interés o rendimiento que los beneficios se van obteniendo de haber realizado la inversión del proyecto. Solamente cubren la inversión realizada, la cual no permite obtener utilidad alguna.

$$0 = -K_0 + \sum_{i=1}^n \frac{F_{C_i}}{(1+TIR)^i} \dots \dots \dots \text{Fórmula 3}$$

Este análisis requiere un cálculo iterativo para obtener el valor de TIR. En la presente investigación se utilizó el Software Microsoft Excel.

El criterio para la toma de decisiones en la evaluación si es conveniente realizar el proyecto es lo siguiente:

$TIR > i$ , se debe realizar el proyecto

$TIR < i$ , no se debe realizar el proyecto

$TIR = i$ , el inversionista es indiferente

### **III. MATERIALES Y MÉTODOS**

#### **3.1.MATERIALES Y/O RECURSOS**

##### **3.1.1.Software para procesamiento y análisis de la información**

- **Microsoft Excel 2019:** Se modeló una Plantilla en Excel para el procesamiento de información de irradiación y posteriormente realizar, los dimensionamientos de los equipos de la Central FV, y posteriormente en función a los costos de inversión se realizó un cálculo de análisis económico, para determinar la viabilidad del proyecto con evaluación del comportamiento gráfico.
- **AutoCAD 2019:** Se realizó el diseño de distribución de equipos, en función a las coordenadas geográficas obtenidas del espacio web Google Maps, a través de una vista satelital.

#### **3.2.MÉTODO DE INVESTIGACIÓN**

##### **TIPO DE INVESTIGACIÓN**

La investigación se rige del siguiente diseño (Hernández et al., 2014).

##### **Descriptiva**

El presente informe de investigación emplea el método científico, el cual está orientado a describir y dar a conocer los aspectos técnicos y económicos más relevantes a tener en cuenta para la interconexión a la red de distribución en media tensión mediante la microgeneración distribuida.

##### **Aplicada**

Esta tesis hace hincapié en aplicar los conocimientos teóricos para el modelamiento de un sistema de microgeneración fotovoltaica distribuida y realizar un análisis técnico y económico, a través de una hoja de cálculo.

### 3.3.TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

#### a) Observación Directa

Se empleó la observación como técnica, a partir de la información obtenida de los datos del AMT CHS031 y se eligió el área para la Instalación del Sistema Fotovoltaico (a través de la Web Google Maps), posteriormente se realizó una inspección de campo del área seleccionada, apoyado con una Plano de ubicación proporcionado por la empresa Hidrandina S.A, en el cual se determinó finalmente la zona de aplicación, y la topología de la red a Alimentar con las Subestaciones involucradas y el punto de alimentación.

#### b) Entrevista

Se realizó un diálogo vía telefónica con el jefe de Operaciones y el Supervisor de Mantenimiento de Redes en Media Tensión de la Empresa Hidrandina S.A. El cual, el Investigador realizó una cierta cantidad de preguntas para la obtención de Información Puntual sobre las zonas críticas y puntos factibles del AMT CHS031 para realizar el diseño.

#### c) Análisis de Contenido Cuantitativo

Se utilizó para recolectar toda la Información necesaria para el desarrollo de la Investigación, el cual se procesó los datos de radiación solar de la zona, posterior dimensionamiento de equipos y estimación de generación de energía eléctrica.

**Tabla 3.1. Técnicas e Instrumentos utilizados en la presente investigación.**

<b>TÉCNICAS</b>	<b>INSTRUMENTOS</b>
Observación Directa	Plano del AMT CHS031 Celular Web Google Maps
Entrevista	Llamada Telefónica Cuestionario
Análisis de Contenido Cuantitativo	Archivos Digitales de Hidrandina S.A Base de Datos Atlas Solar Global Microsoft Excel Microsoft Word Web Google Maps

### **3.3.1. Población y muestra**

La población y muestra es única y está conformada por el Sistema Eléctrico en Media Tensión del AMT CHS031 perteneciente a la concesionaria Hidrandina S.A.

El tipo de muestra es no probabilística también llamada muestra dirigida se indica que la elección de los elementos no depende de la probabilidad, sino que en este caso se ha identificado al AMT CHS031 como objeto de estudio sobre el cual se aplicaran los estímulos apropiados en relación de las variables seleccionadas a la investigación.

### **3.3.2. Tratamiento de datos**

Los datos obtenidos fueron tabulados en una hoja Excel en cuanto a irradiación para la zona seleccionada de interés, luego en otra hoja se manejó los cálculos necesarios para obtener la Energía Generada Mensual por la Central Proyectada y graficado en una curva generación, de la mano se deberá manejar los datos de los Equipos seleccionados, ello servirá para también establecer escenarios de estudio de viabilidad económica. Para finalmente calcular los indicadores de Generación Distribuida y ser mostrado en un cuadro resumen.

### **3.3.3. Técnicas de procedimiento y análisis de los resultados**

Se recopiló información de la Base de Datos de la NASA, Atlas Solar Global, PVGIS, en el cual se consideraron: irradiancia solar ( $W/m^2$ ) e irradiación solar ( $Wh/m^2/día$ ). Como también se procesó la información que fue brindada por Hidrandina S.A, la cual es la empresa a cargo de la zona de concesión del servicio eléctrico de la región Ancash, de dichos registros se obtuvo datos del AMT CHS031 y sus parámetros de operación: tensión, potencia, etc. Esta información sirvió para conocer detalladamente cómo funciona el alimentador.

Para el procesamiento de la información se utilizará una laptop, así como el uso del software Excel para la elaboración de la hoja de Cálculo, Gráficas, diagramas y relaciones, y para la redacción del proyecto se empleará el Software Microsoft Word. En cuanto al dibujo del Diagrama Unifilar y Plano se utilizará el Software AutoCAD.

### 3.4.DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

Se utilizó el diseño correlacional causal.

**Tabla 3.2. Diseño de Investigación**

<b>ENTRADA A1</b>	<b>PROCESO X</b>	<b>SALIDA A2</b>
Diseño de un Sistema Fotovoltaico	Análisis Técnico – Económico	Implementación de Generación Distribuida

### 3.5.MÉTODOLOGÍA DE CÁLCULO

El objetivo del presente informe de investigación fue conocer los principales aspectos técnicos a tener en cuenta para el diseño e instalación de un sistema de microgeneración distribuida (MCD) de un sistema FV, ubicado en un sector urbano escogido por el autor, de acuerdo al espacio disponible obtenido desde una vista satelital brindado por la web Google Maps. Asimismo, comprender su viabilidad económica que tiene la inyección de energía eléctrica del sistema de distribución en Media Tensión.

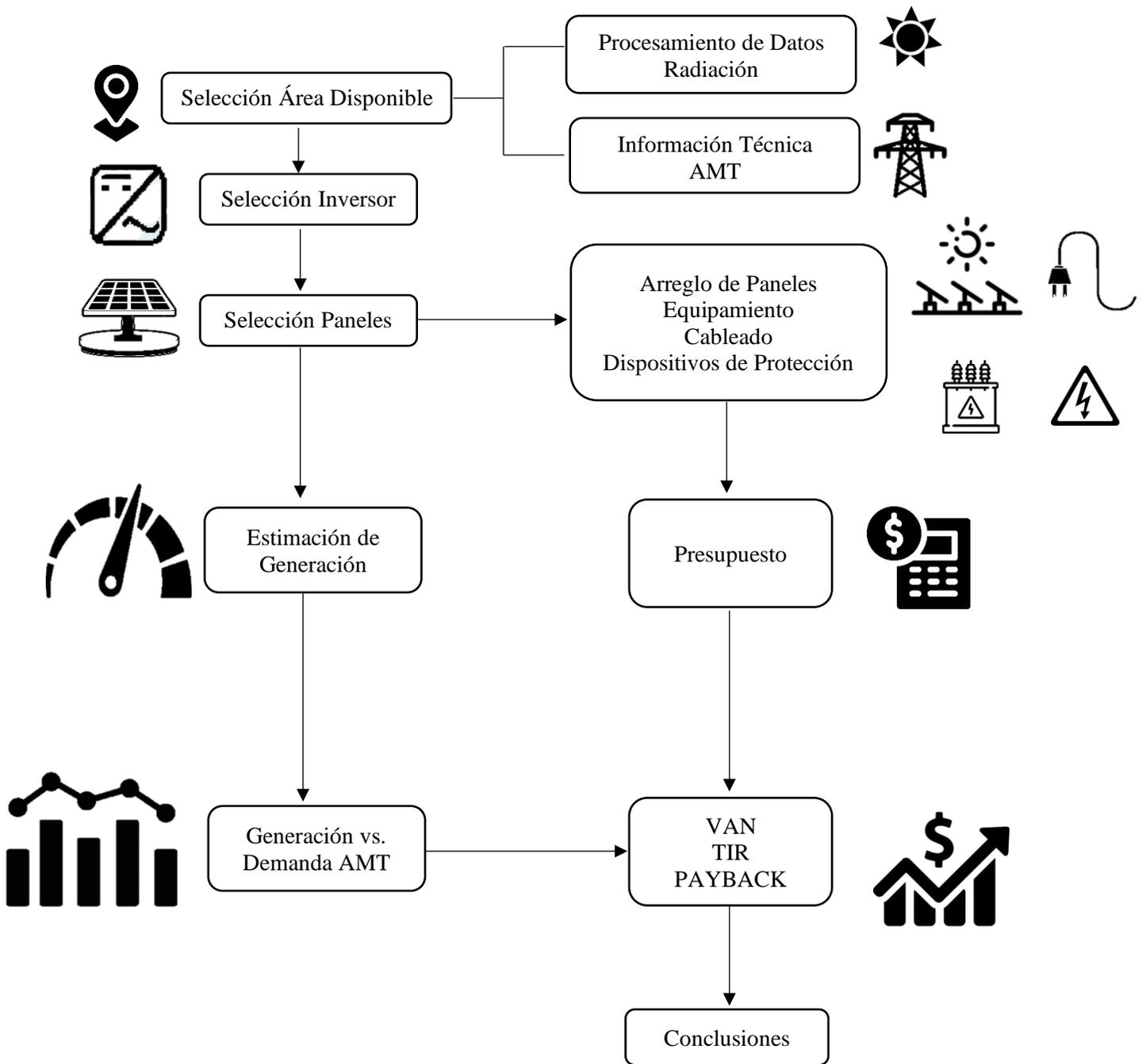
Se empleó la observación como técnica, a partir de la información obtenida (ubicación del área) para la Instalación del Sistema Fotovoltaico (a través de la Web Google Maps), posteriormente se realizó la inspección de campo del área de proyecto seleccionada, apoyados con un Plano de ubicación proporcionado por la empresa Hidrandina S.A del AMT CHS031, la cual se determinó finalmente la estructura de punto de interconexión.

Previo a la elección del punto de interconexión, se realizó un diálogo vía telefónica con el jefe de Operaciones y el Supervisor de Mantenimiento de Redes en Media Tensión de la Empresa Hidrandina S.A, en la cual proporcionó información puntual de la zonas críticas y puntos factibles para realizar el diseño.

Posterior a ello, se procedió a modelar el sistema fotovoltaico, a través de procesamiento de datos obtenidos de la NASA sobre el Potencial Solar, la cual fue la base para realizar un estudio más preciso sobre la información del potencial solar disponible, y selección adecuada de equipos, la cual fue la base para el análisis económico de su interconexión al alimentador en media tensión CHS031 en la

Estructura E2074993, dicha investigación se verá reflejada a través de indicadores energéticos y económicos, los cuales son mostrados en un cuadro resumen.

Se detalla, el flujograma metodológico diseñado para la presente investigación en la Figura 2.8.

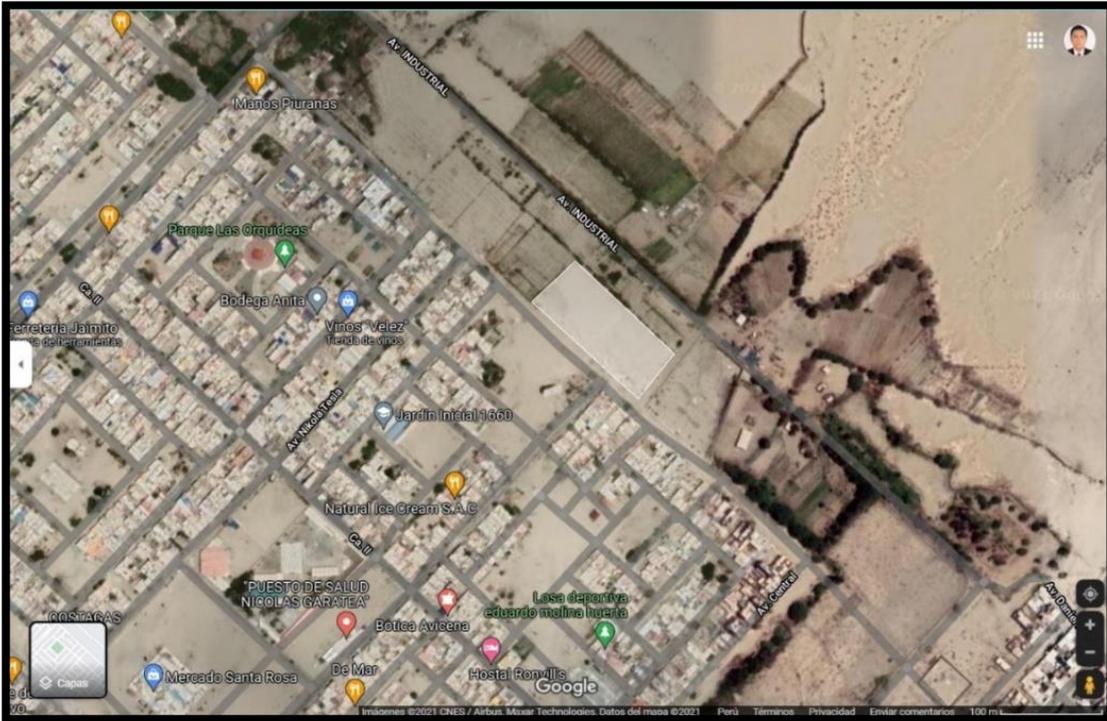


**Figura 3.1. Flujograma Metodológico de Investigación**

## IV. RESULTADOS Y DISCUSIONES

### 4.1. SELECCIÓN DE ÁREA DE GENERACIÓN

Se tomó en cuenta una parcela, ubicada en el Distrito de Nuevo Chimbote con coordenadas -9.11412, -78.50275, con un área de 8,130 m<sup>2</sup>, el cual sirvió de base para realizar el diseño de los arreglos fotovoltaicos en función a la capacidad del inversor seleccionado.



**Figura 4.1. Ubicación Geográfica de área de generación seleccionada.**

**Fuente: Google Maps**

De acuerdo al área disponible seleccionada, se seleccionó los equipamientos a partir de la potencia del inversor seleccionado y se procedió a realizar la distribución en la cual se detalla en un plano (**ver anexo 24**).

## 4.2. POTENCIAL SOLAR DISPONIBLE

Tabla 4.1: Potencial solar disponible en el área seleccionada.

Irradiación media diaria mensual (Whr/m <sup>2</sup> )												
HORARIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
00:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00:00	52	32	31	42	22	14	11	17	31	71	92	69
07:00:00	210	181	187	217	171	136	160	125	96	144	175	184
08:00:00	349	328	339	348	243	160	154	104	99	190	250	307
09:00:00	477	461	485	487	333	169	127	93	134	282	343	425
10:00:00	585	577	609	614	436	222	162	145	240	431	468	532
11:00:00	660	647	675	676	514	306	253	266	391	568	585	614
12:00:00	704	659	688	692	592	402	375	420	533	653	666	676
13:00:00	654	629	653	659	604	457	457	505	580	658	641	620
14:00:00	577	533	543	576	558	462	476	523	550	592	576	541
15:00:00	439	417	410	461	474	431	465	491	470	475	463	421
16:00:00	292	277	261	325	347	332	379	384	336	325	318	287
17:00:00	163	153	134	144	119	122	188	192	145	131	149	151
18:00:00	27	26	8	0	0	0	0	0	0	0	0	9
19:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wh/m <sup>2</sup> /día	5189	4920	5023	5241	4413	3213	3207	3265	3605	4520	4726	4836
HSP	5.189	4.92	5.023	5.241	4.413	3.213	3.207	3.265	3.605	4.52	4.726	4.836
HSP/ESTACION	5.3153											
HSP / AÑO	4.8923											
	3.2283											
	4.3465											
	4.2837											

Fuente: Global Solar Atlas  
<https://globalsolaratlas.info/>

### 4.3. DETALLES DE LA INSTALACIÓN DE MEDIANA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La Centra Fotovoltaica propuesta está conformada por un inversor con conexión a red de 630 KW con 16 módulos fotovoltaicos conectados en serie y 80 Strings en Paralelo en función al área seleccionada.

Según la normativa propuesta como proyecto de Ley, el rango de Potencia para Mediana Generación Distribuida está entre 200 KW y 10 MW, la cual ubica la central proyectada para ser conectada en el Alimentador de Media Tensión CHS031 perteneciente a la concesionaria Hidrandina S.A.

#### 4.1.1. SELECCIÓN DE EQUIPOS

##### A. INVERSOR

Se ha seleccionado un inversor con características de seguidor MPPT del Fabricante Schneider Electric de Modelo Conext Core XC630. La cual se detallan sus principales características en la Tabla 3.1.

**Tabla 4.2: Características del Inversor conectado a red seleccionada.**

<b>Especificaciones Técnicas Inversor Conext Core XC630</b>	
Eficiencia a 60 Hz	98.7 %
<b>Entrada (CC)</b>	
Rango de Voltaje MPPT	510 – 800 V
Rango de Voltaje de Operación	510 – 885 V
Tensión Máxima de Circuito Abierto	1000 V
Corriente Máxima	1280 A
Corriente Máxima de Cortocircuito	2000 A
<b>Salida (AC)</b>	
Tensión	350 V
Frecuencia	50 / 60 Hz
Corriente Nominal	1040 A
Distorsión Armónica	< 3%
Rango Configurable de FP	0.7 a 1.0
Potencia Nominal Salida	630 KVA
Potencia Real	630 KW (a FP)

Fuente: Elaboración propia adaptada en función a Ficha Técnica de ANEXO 01 – Schneider Eléctric Co., Ltd (<https://solar.schneider-electric.com/>)

## B. PANEL SOLAR

Para la selección del modelo y Potencia de Panel Solar FV, se ha seleccionado en función a la relación entre el costo unitario y Potencia Pico, como también la eficiencia de conversión de energía solar, la cual se ha procesado de acuerdo a información de fichas técnicas por fabricantes, se detalla según el cuadro comparativo de la Tabla N° 4.3, se seleccionó de la marca Helios Plus de 450 W.

**Tabla 4.3. Cuadro comparativo de selección de panel solar por fabricante.**

SELECCIÓN DE PANEL SOLAR							
FABRICANTE	MODELO	EFICIENCIA	ÁREA (m2)	POTENCIA (Wp)	POTENCIA (Wp/m2)	Precio (Soles)	Precio (Soles/Wp)
JINKO SOLAR	JKM325PP-72 (PLUS)	16.75%	1.940	325	167.50	S/835.81	2.57
ERA SOLAR	72-CELL SERIES	18%	1.940	340	175.23	S/635.38	1.87
<b>HELIOS PLUS</b>	<b>425-450 W / 144 Cells / 9 Bus Bars</b>	<b>20.6%</b>	<b>2.186</b>	<b>450</b>	<b>205.85</b>	<b>S/983.33</b>	<b>2.19</b>
CSUN	CSUN 320-72P	16.52%	1.936	320	165.25	S/907.69	2.84
TAI ENERGY	TAI300Wp-156-72P	16.00%	1.940	300	154.61	S/1,143.87	3.81

Las principales características y parámetros del panel FV seleccionado se detalla en resumen en la Tabla 4.4.

**Tabla 4.4. Características del Panel Fotovoltaico seleccionado.**

DATOS PANEL SELECCIONADO 450 W / 144 Cells / 9 Bus Bars		
Descripción	Cant	Und
Largo	2.102	m
Ancho	1.04	m
Profundidad	0.035	m
Potencia Máxima (Pmax)	450	W
Tensión Máxima (Vmp)	41.4	V
Corriente Máxima (Imp)	10.87	A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	50	V
Corriente de Cortocircuito (Ioc)	11.44	A
<b>NOTC</b>		
G	800	W/m2
°C	20	°C
<b>COEFICIENTES</b>		
Coeficiente Temp. De Corriente de Cortocircuito ( $\alpha$ : Isc)	0.05	%/°C
Coeficiente Temp. De Tensión de Circuito Abierto ( $\beta$ : Voc)	-0.3	%/°C
Coeficiente Temp. De Máxima Potencia ( $\gamma$ : Wp)	-0.35	%/°C

Fuente: Elaboración propia en función a Ficha Técnica de ANEXO 02 – Helios Plus.

## Topología de la Instalación

### Paneles en Serie

La Agrupación en serie de los paneles viene determinado a partir de la tensión de entrada máxima y el intervalo de tensión MPPT del inversor seleccionado.

$$N_{mod\_serie} = \frac{V_{m\acute{a}x\_inv}}{V_{oc\_pan}} \dots\dots\dots F\acute{o}rmula 4$$

$$N_{mod\_serie} = \frac{V_{m\acute{a}x\_MPPT\_inv}}{V_{MP\_pan}} \dots\dots\dots F\acute{o}rmula 5$$

$$N_{mod\_serie} = \frac{V_{min\_MPPT\_inv}}{V_{MP\_pan}} \dots\dots\dots F\acute{o}rmula 6$$

Por lo cual debe comprobarse que las tensiones de los arreglos en serie (String) debe encontrarse bajo las siguientes condiciones:

$$\text{Condici3n 1 } V_{string} < V_{m\acute{a}x\_inv}$$

$$\text{Condici3n 2 } V_{string} < V_{m\acute{a}x\_MPPT\_inv}$$

$$\text{Condici3n 3 } V_{string} < V_{min\_MPPT\_inv}$$

### Paneles en Paralelo

El Número de Paneles en paralelo viene determinado por la corriente máxima admisible del Inversor, la cual viene determinada por:

$$N_{string\_paralelo} = \frac{I_{max\_inv}}{I_{sc\_panel}} \dots\dots\dots F\acute{o}rmula 7$$

La cual el número calculado debemos tomar como referencia que la Potencia máxima calculada, sea menor a la de la Potencia del Inversor.

Por lo tanto, luego de las consideraciones, se determin3n la conexi3n de 16 Paneles en Serie y 80 Strings en paralelo distribuidos en dos columnas se obtienen los valores de referencia mostrados en la Tabla 4.5.

**Tabla 4.5. Resumen de Disposición de Módulos FV.**

Descripción	Und	Columna 1	Columna 2
Modulos en Serie	Módulos	16	16
Modulos en Paralelo	Módulos	40	40
Total Modulos	Módulos	640	640
Potencia Total Máxima	kWp	288	288
Tensión Total	V	662.093451	662.093451
Corriente Total	A	368.470605	368.470605
Eje X	Modulos	40	40
Eje Y	Modulos	16	16
Eje X	m	41.6	41.6
Eje Y	m	33.632	33.632
Área	m2	1399.0912	1399.0912

Luego se procedió a obtener los valores de depreciación por los valores NOCT obtenidos de la Tabla 4.4, a fin de obtener la influencia de la temperatura de la zona en los parámetros de operación del sistema FV, dichas cálculos se visualizan en la Tabla 4.6.

**Tabla 4.6. Cálculos STC vs. NOCT.**

Descripción	STC	NOCT
Potencia Máxima (Pmax)	576 KWp	476.7 KWp
Corriente de Máxima Potencia (Imp)	869.6 A	720 A
Tensión de Máxima Potencia (Vmp)	662.4 V	662.08 V
Tensión de circuito abierto (Voc)	800 V	800.16 V
Corriente de Cortocircuito (Isc)	915.2 A	736.8 A

Distancia entre filas

Para el cálculo del ángulo de inclinación óptima se utilizó la fórmula:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69\phi \dots\dots\dots F\acute{o}rmula 8$$

Donde:

$\beta_{opt}$  : Ángulo de Inclinación óptima de los módulos (°)

$\phi$  : Latitud de la zona

Por lo que, de acuerdo a la ubicación de la zona con una latitud de -9.11°, se considera un ángulo de inclinación igual a 10°, con una orientación del panel al

Norte Geográfico, con una posición horizontal. Dichos resultados pueden resumirse en la Tabla 4.7 utilizados con la fórmula 8.

**Tabla 4.7. Disposición e inclinación de arreglos fotovoltaicos.**

Descripción	Cant
INCLINACIÓN ÓPTIMA CALCULADA	9.9859°
ORIENTACIÓN ÓPTIMA	NORTE
POSICIÓN DEL MÓDULO	HORIZONTAL
ALTURA DEL MÓDULO O STRING	31.296 mts
INCLINACIÓN SELECCIONADA	10°

En cuanto a los requisitos básico para cumplir con las condiciones necesarias para una instalación conectada a la red IDEA, la cual, según este documento, indica que “La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura  $h$  que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno” (IDEA, 2011).

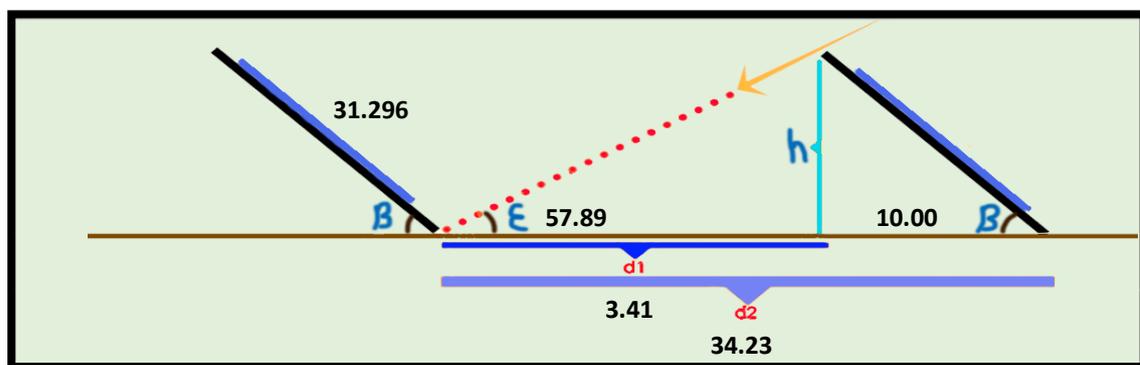
$$d_2 = L * \left( \frac{\sin \beta_{opt}}{\tan \varepsilon} + \cos \beta_{opt} \right) \dots \dots \dots \text{Fórmula 9}$$

$$d_1 = d_2 - L * \cos \beta_{opt} \dots \dots \dots \text{Fórmula 10}$$

$$\varepsilon = 67 - \phi \dots \dots \dots \text{Fórmula 11}$$

Donde:

- $d_2$ : Distancia entre paneles (m)
- $d_1$ : Distancia entre filas (m)
- $\beta_{opt}$ : Ángulo de inclinación óptimo seleccionado (°)
- $L$ : Longitud del String - Eje vertical (m)
- $\varepsilon$ : Altura Solar (°)



**Figura 4.2. Separación entre arreglos de Paneles Solares.**  
Fuente: Elaboración propia.

La distancia entre filas es de aproximadamente 3.41 m utilizando las fórmulas Nro. 9, 10 y 11; por lo que se selecciona tal medida, a fin de permitir el acceso de vehículos para cualquier mantenimiento que pueda requerir el área de generación.

### C. TRANSFORMADOR

La conexión entre inversores y transformadores viene determinada por la potencia máxima del inversor, la cual, según el inversor seleccionado, el transformador debe tener características que cumplir para satisfacer las necesidades del sistema.

El inversor seleccionado tiene una tensión de salida entre fases de 350 Voltios, la cual los componentes como electrónica de potencia tienen limitaciones en cuanto a los valores de tensión, corriente, etc. Por ello es que, utilizar un Transformador convencional para una central fotovoltaica no es lo adecuado. En este caso se ha seleccionado el Transformador diseñado para sistemas fotovoltaicos conectados a red con la Serie Minera PV del fabricante Schneider Electric, con un nivel de tensión de salida de hasta 20 KV y una Potencia de hasta 1000 KVA, dicho resumen de datos se visualiza en la Tabla 4.8.

**Tabla 4.8. Características del Transformador Seleccionado**

<b>Datos Técnicos del Transformador Minera PV 1250</b>		
<b>Descripción</b>	<b>Cant</b>	<b>Unidad</b>
Potencia	1250	KVA
Tensión Primaria entre Fases	375	V
Tensión Secundaria	20	KV
Rango de Regulación	-5, -2.5, 0, +2.5, +5	%
Grupo de Conexión	DYn11	
Pérdida a Plena Carga	11	KW
Pérdida sin carga	1.350	KW
Tensión de CC	6	%
Refrigerante	Aceite Mineral	

**Fuente: Ficha técnica de transformador PV 1250 Schneider**

## D. DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES

La selección del calibre o sección de conductor fue en base a la corriente máxima admisible y la máxima caída de tensión permitida, por lo que su cálculo fue dividido en cinco (05) tramos desde la salida de polos del panel hacia el Transformador.

La ecuación utilizada para el cálculo de la sección de conductor es la siguiente:

$$\Delta V = \frac{I_{pmp} * \rho * 2 * L}{S} \dots \dots \dots \text{Fórmula 12}$$

Donde:

- $\Delta V$ : Caída de tensión (Voltios)
- $I_{pmp}$ : Corriente en el tramo considerado, para el punto de máxima potencia (Amp)
- $\rho$ : Resistividad del Cobre ( $\Omega * mm^2 / m$ )
- $L$ : Longitud del tramo (m)
- $S$ : Sección del conductor (mm)

Corriente máxima admisible

$$I_d = 1.25 * I_{pmp} \dots \dots \dots \text{Fórmula 13}$$

- $I_d$  : Corriente de diseño para la selección de conductor (Amp)
- $I_{pmp}$  : Corriente en el tramo considerado, para el punto de máxima potencia (Amp)

### ➤ Polos de string hasta caja de conexión de nivel I

La cual, el cálculo de la sección de conductor requerido para el tramo desde los String hacia la caja de conexiones nivel I, son mostrados en la tabla 4.9, basados en la fórmula 12 y 13.

**Tabla 4.9. Cálculo de sección de conductor entre String y cuadro nivel I**

PRIMER TRAMO				
DESCRIPCIÓN	Simbolo	UND	CANT	Calibre Seleccionado
Longitud	L	M	50	12AWG DC/AC-1/0.6 Kv
Corriente Máxima String	Ipmp	A	10.87	
Resistividad Cu	$\rho$	$\Omega * mm^2 / m$	0.017	
Tensión Máxima String	V	V	662.093451	
Caída de Tensión	$\Delta V$	V	9.93140176	
Sección Conductor	S	mm	1.86066383	

➤ **Caja de conexión de nivel I hasta la DC Box**

El cálculo de la sección de conductor requerido para el tramo desde la caja de conexiones nivel I hacia el DC Box, son mostrados en la tabla 4.10, basados en la fórmula 12 y 13.

**Tabla 4.10. Cálculo de sección de conductor entre Caja de conexión de nivel I y DC Box**

<b>SEGUNDO TRAMO</b>				
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>Símbolo</b>	<b>UND</b>	<b>CANT</b>	<b>Calibre Seleccionado</b>
Longitud	L	M	30	Conductor N2XY Unipolar 0,6/1kV 25mm <sup>2</sup>
Corriente Máxima String	Ipmp	A	108.7	
Resistividad Cu	$\rho$	$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$	0.017	
Tensión Máxima String	V	V	662.09	
Caída de Tensión	$\Delta V$	V	9.93	
Sección Conductor	S	mm	11.16	

➤ **DC Box hasta Inversor**

El cálculo de la sección de conductor requerido para el tramo desde el DC Box hacia el inversor, son mostrados en la tabla 4.11, basados en la fórmula 12 y 13.

**Tabla 4.11. Cálculo de sección de conductor entre DC Box e Inversor**

<b>TERCER TRAMO</b>				
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>Símbolo</b>	<b>UND</b>	<b>CANT</b>	<b>Calibre Seleccionado</b>
Corriente Máxima	Ipmp	Amp	869.6	Conductor N2XY Unipolar 0,6/1kV 500mm <sup>2</sup>
Factor de Seguridad	a		1.25	
Corriente Diseño	Id	Amp	1087	
Sección Conductor	S	mm	500	

➤ **Inversor hasta el transformador**

El cálculo de la sección de conductor requerido para el tramo entre el inversor y Transformador, son mostrados en la tabla 4.12, basados en la fórmula 12 y 13.

**Tabla 4.12. Cálculo de sección de conductor entre Inversor y Transformador**

<b>CUARTO TRAMO</b>				
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>Símbolo</b>	<b>UND</b>	<b>CANT</b>	<b>Calibre Seleccionado</b>
Corriente Máxima	Ipmp	Amp	1040	N2XY UNIPOLAR 0,6/1 kV de 240MM <sup>2</sup>
Factor de Seguridad	a		1.25	
Corriente Diseño	Id	Amp	1300	
Sección Conductor	S	mm	240	

### ➤ Transformador hasta la red

El cálculo de la sección de conductor requerido para el tramo desde el transformador a la red, son mostrados en la tabla 4.13, basados en la fórmula 12 y 13.

**Tabla 4.13. Cálculo de sección de conductor entre Transformador y la red**

QUINTO TRAMO				
DESCRIPCIÓN	Simbolo	UND	CANT	Calibre Seleccionado
Corriente Máxima	Ipmp	Amp	75.76	NA2XSA2Y-S 8.7/15 kV 3x1x35 mm <sup>2</sup>
Factor de Seguridad	a		1.25	
Corriente Diseño	Id	Amp	94.7	
Sección Conductor	S	mm	35	

## E. PROTECCIÓN DE EQUIPOS EN CORRIENTE CONTINUA

### Cuadros de Nivel I

En sistemas fotovoltaicos, la corriente inversa es la que se debe tener en consideración, ya que puede ocasionar el daño del String por calentamiento.

Para cada String se ha seleccionado un fusible de 10 A, que permitirá al panel trabajar en su punto de máxima potencia de 9 A y lo protegerá contra un cortocircuito de 11.4 A.



**Figura 4.3. Fusible Solar gPV Cilíndrico de 10x38mm VDC, 10 A.**

Fuente: Catálogo DF Electric

## Protección contra Sobretensiones transitorias

Todo sistema está expuesto a sobretensiones transitorias, análogamente en un sistema de transmisión los pararrayos la cual cumple la función de disipar la tensión, pues en el caso de sistemas fotovoltaicos, la literatura recomienda la instalación de descargadores de hasta 1000 VDC del tipo 2, con una corriente máxima de 40kA.



**Figura 4.4. Descargador de sobretensiones transitorias PSM3-40/1000 PV.**  
Fuente: Catálogo CPT Cirprotect

## Protección contra sobrecargas y cortocircuitos

El dispositivo de protección contra sobrecargas y cortocircuitos tendrá la función de maniobra de conexión y desconexión manual o automático en función a la corriente máxima que soportará, la cual se ha seleccionado el interruptor Compact NSX100 TM DC PV, con una capacidad nominal de 100 A con una tensión de 800 V.



**Figura 4.5. Protección contra cortocircuitos Compact NSX100 TM DC PV.**  
Fuente: Catálogo Schneider Electric

### **Protección Cuadro Nivel II (Entrada PV Box)**

En el DC Box o PV Box se agrupan los conductores de los String, la cual por la corriente de cortocircuito y máxima potencia se optó por fusibles de 100 A, del tipo NH1 1000VD, con una capacidad de apertura de 30 kA. La cual por las características del sistema contará con la protección igual a la del cuadro nivel I.

Posteriormente, para garantizar la protección del inversor en su ingreso, se ha dispuesto la instalación de un dispositivo vigilante de aislamiento, la cual cuenta con 2 relés, uno actuará como elemento de mando para cierre, mientras que el otro como elemento de apertura. Para la selección de este dispositivo, se ha determinado por el nivel de tensión que trabajará como máximo por normativa, la cual son 2 ISO-CHECK PV1000 y 2 interruptores NSX 800 NA DC PV con capacidad de 800 voltios y 1kA.



**Figura 4.6. Dispositivo de Protección, Vigilante de Aislamiento PV1000.**  
Fuente: Catálogo CPT Cirprotect

## F. PROTECCIÓN DE EQUIPOS EN CORRIENTE ALTERNA

### Protección Inversor hacia Transformador

El Transformador de elevación debe contar con dispositivos de protección, tanto en su entrada como salida, por lo que en el tramo de ingreso se encuentra expuesto a fenómenos de sobretensión y sobrecorriente, la cual, considerando una tensión entre fases de entrada al Transformador de 375 V, la cual para calcular corriente nominal es a través de la fórmula siguiente:

$$I_n = \frac{P_{inv}}{V_n * \sqrt{3}} \dots \dots \dots \text{Fórmula 14}$$

Siendo:

- $I_n$ : Corriente nominal (A)
- $P_{inv}$ : Potencia del Inversor (kW)
- $V_n$ : Tensión Nominal entre fases de Salida del Inversor (V)

La cual se obtiene como resultado 969.97 Amperios de corriente nominal a la salida del Inversor.

Y para obtener la energía que podría liberarse en un eventual cortocircuito, es a través de la fórmula:

$$I_{cc} = \frac{I_n}{V_{cc}} \dots \dots \dots \text{Fórmula 15}$$

Donde:

- $I_n$ : Corriente nominal (A)
- $I_{cc}$ : Corriente de Cortocircuito del Transformador (A)
- $V_{cc}$ : Tensión de cortocircuito en el transformador (%)

Obteniendo como resultado una corriente de cortocircuito de 16.17 kA.

Posteriormente, con los estos resultados de parámetros calculados, se dimensionó un vigilador de aislamiento ISO-CHECK 230V, que tiene un rango

de vigilancia de hasta 440V y a su vez se seleccionó un protector contra sobretensión PSM3-40/400 TNC.



**Figura 4.7. Dispositivo de Protección, Vigilante de Aislamiento ISO-CHECK 230V.  
Fuente: Catálogo CPT Cirprotect**

Estos dispositivos vigilantes de aislamiento, trabajan de la mano con interruptores, para lo cual se seleccionó un interruptor NS1250N – Micrologic 6.0 que trabaja con una corriente nominal de 1250 A y una capacidad de ruptura de 50kA para un sistema de hasta 400V con una frecuencia de 60 Hz.



**Figura 4.8. Dispositivo de Protección, Interruptor NS1250N – Micrologic 6.0.  
Fuente: Catálogo Schneider Electric**

#### 4.1.2. Viabilidad Económica

Todo análisis económico, se inicia en función al dimensionamiento de la instalación y presupuestarlo para determinar el dinero a invertir, para lo cual a través de información obtenida a través de proveedores se obtuvo lo siguiente en la Tabla 4.14:

**Tabla 4.14. Presupuesto de la Instalación Fotovoltaica**

<b>EQUIPO</b>	<b>PRECIO UNITARIO</b>	<b>CANT</b>	<b>MODELO</b>	<b>IMPORTE</b>
Panel FV	S/983.33	1280	72-CELL SERIES	S/1,258,662.40
Inversor	S/106,174.14	1	XC-630	S/106,174.14
Transformador	S/45,516.20	1	Minera PV 1000KVA	S/45,516.20
Fusibles 10 A	S/39.40	8	GPV CILINDRICO	S/315.17
Fusibles 100 A	S/278.81	8	GPV CILINDRICO	S/2,230.48
Protector sobretensiones DC	S/55.00	11	PSM3-40/1000PV	S/605.00
Protector sobretensiones AC	S/70.00	1	PSM40/tipo2/400V	S/70.00
Cuadro DC Nivel I	S/1,200.00	8	Array Box AB16-160	S/9,600.00
Cuadro DC Nivel II	S/4,177.00	2	DC 06B Protec	S/8,354.00
PV BOX	S/15,337.00	1	PV BOX 1260	S/15,337.00
Interruptor DC	S/995.00	1	NSX100 TM DC PV	S/995.00
Interruptor AC	S/11,824.36	1	NS1250N-3P	S/11,824.36
Cable Solar	S/10.10	800	12AWG DC/AC-1/0.6 Kv	S/8,080.00
Conductor N2XY	S/2.60	500	Unipolar 0,6/1kV 25mm2	S/1,300.00
Conductor N2XY	S/12.30	20	Unipolar 0,6/1kV 400mm2	S/246.00
Conductor N2XY	S/15.20	30	Unipolar 0,6/1kV 240mm2	S/456.00
Conductor NA2XSA2Y-S	S/22.20	40	12/20 kV 3x1 DE 240 mm	S/888.00
<b>SUB TOTAL</b>				<b>S/1,470,653.75</b>
<b>SOPORTE Y ACCESORIOS (10% DE EQUIPO Y PROTECCIONES)</b>				<b>S/147,065.37</b>
<b>MANO DE OBRA</b>				
INGENIERO SUPERVISOR	S/3,500.00	3	MES	S/10,500.00
INGENIERO SSOMA	S/4,000.00	3	MES	S/12,000.00
TECNICO ELECTRICISTA 1	S/2,500.00	3	MES	S/7,500.00
TECNICO ELECTRICISTA 2	S/2,000.00	3	MES	S/6,000.00
AYUDANTE 1	S/1,500.00	3	MES	S/4,500.00
AYUDANTE 2	S/1,500.00	3	MES	S/4,500.00
<b>SUB TOTAL</b>				<b>S/45,000.00</b>
<b>MAQUINARIA Y HERRAMIENTA (5% MO)</b>				<b>S/22,500.00</b>
<b>TRANSPORTE (5% EQUIPO Y PROTECCIONES)</b>				<b>S/735,326.87</b>
<b>TOTAL</b>				<b>S/2,420,546.00</b>

Posteriormente se procedió a calcular la energía a producir por la central fotovoltaica, con la cual recurrimos a la siguiente fórmula:

$$E_{FV} = P_{FV} * \frac{G_{ef}}{G_{STC}} * PR * (1 - FS) * (1 - P_{oi}) \dots\dots\dots F\acute{o}rmula 16$$

Donde:

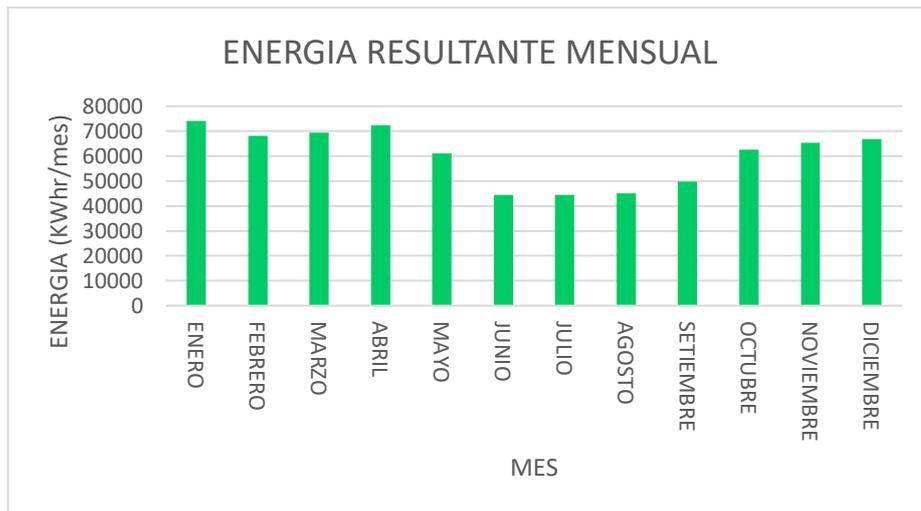
- $E_{FV}$ : Energía a Producir por la Central
- $P_{FV}$ : Potencia del Generador FV
- $G_{ef}$ : Irradiancia del sitio
- $G_{STC}$ : Irradiancia en STC
- $PR$ : Performance Ratio
- $FS$ : Factor de Sombra
- $P_{oi}$ : Pérdidas por orientación e inclinación

$P_{FV}$	576	kW
PR	0.8	
FS	0	
$P_{oi}$	0	kW

La cual, utilizando la fórmula 16 antes mencionada, se obtuvo los resultados de generación de energía de la central por mes, la cual se detalla en la Tabla 4.15.

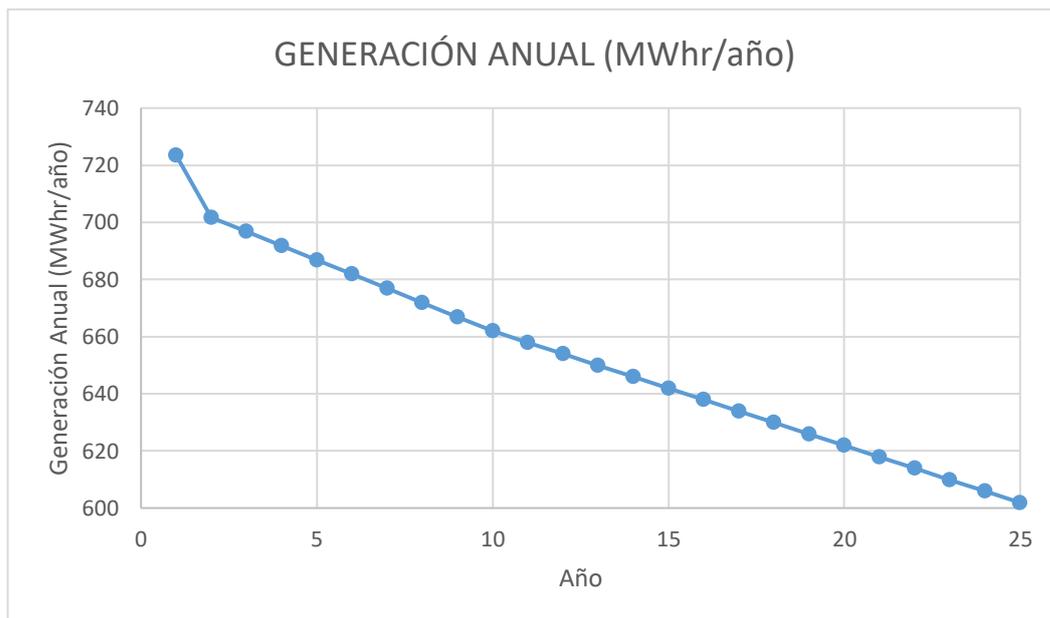
Tabla 4.15. Estimación de generación de energía de la Central Fotovoltaica

ESTIMACION DE GENERACION												
Horario	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
00:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00:00	23961.6	14745.6	14284.8	19353.6	10137.6	6451.2	5068.8	7833.6	14284.8	32716.8	42393.6	31795.2
07:00:00	96768	83404.8	86169.6	99993.6	78796.8	62668.8	73728	57600	44236.8	66355.2	80640	84787.2
08:00:00	160819.2	151142.4	156211.2	160358.4	111974.4	73728	70963.2	47923.2	45619.2	87552	115200	141465.6
09:00:00	219801.6	212428.8	223488	224409.6	153446.4	77875.2	58521.6	42854.4	61747.2	129945.6	158054.4	195840
10:00:00	269568	265881.6	280627.2	282931.2	200908.8	102297.6	74649.6	66816	110592	198604.8	215654.4	245145.6
11:00:00	304128	298137.6	311040	311500.8	236851.2	141004.8	116582.4	122572.8	180172.8	261734.4	269568	282931.2
12:00:00	324403.2	303667.2	317030.4	318873.6	272793.6	185241.6	172800	193536	245606.4	300902.4	306892.8	311500.8
13:00:00	301363.2	289843.2	300902.4	303667.2	278323.2	210585.6	210585.6	232704	267264	303206.4	295372.8	285696
14:00:00	265881.6	245606.4	250214.4	265420.8	257126.4	212889.6	219340.8	240998.4	253440	272793.6	265420.8	249292.8
15:00:00	202291.2	192153.6	188928	212428.8	218419.2	198604.8	214272	226252.8	216576	218880	213350.4	193996.8
16:00:00	134553.6	127641.6	120268.8	149760	159897.6	152985.6	174643.2	176947.2	154828.8	149760	146534.4	132249.6
17:00:00	75110.4	70502.4	61747.2	66355.2	54835.2	56217.6	86630.4	88473.6	66816	60364.8	68659.2	69580.8
18:00:00	12441.6	11980.8	3686.4	0	0	0	0	0	0	0	0	4147.2
19:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
kWh/día	2391.0912	2267.136	2314.5984	2415.0528	2033.5104	1480.5504	1477.7856	1504.512	1661.184	2082.816	2177.7408	2228.4288
kWh/Mes	74123.8272	68014.08	69437.952	72451.584	61005.312	44416.512	44333.568	45135.36	49835.52	62484.48	65332.224	66852.864
kWh/año	723423.2832											



**Figura 4.9. Comportamiento de Generación de Energía mensual de la Central Fotovoltaica.**

Se procedió a realizar el cálculo de la Generación de Energía de la Central Fotovoltaica, tomando en consideración los datos de fabricante en cuanto a la garantía de 25 años que ofrece el fabricante HELIOS PLUS en función a la disminución porcentual anual. En el cual los resultados pueden visualizarse en una tabla del Anexo 20 (Ver Anexo)



**Figura 4.10. Generación de Energía Anual para los 25 años de garantía del Fabricante.**

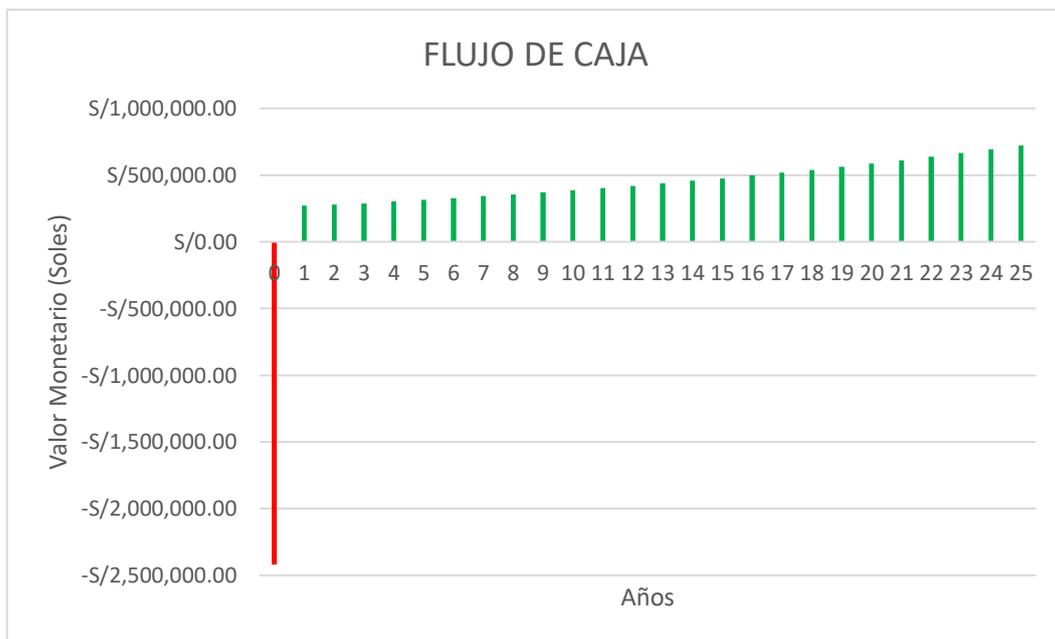
Se muestran los datos de entrada para realizar los cálculos de análisis de viabilidad económica de implantación de la Central Fotovoltaica, la cual se muestra en la Tabla 4.15.

**Tabla 4.16. Datos para análisis económico.**

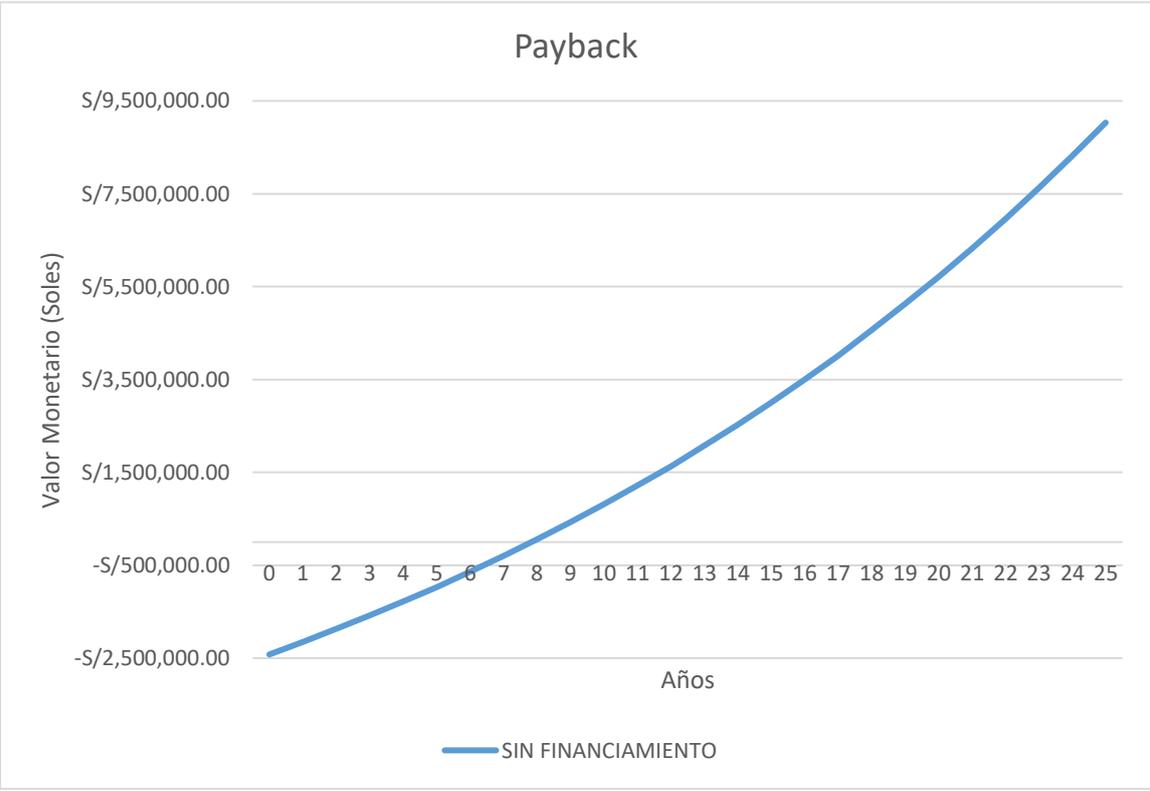
Descripción	Cantidad
Tarifa Base	0.2012 Soles / KWhr
Reajuste Tarifario	4.75%
TEA (BN)	14%
Operación y Mantenimiento	1%
Inversión	S/ 2,420,546.00
Depreciación Anual	4%

Se procedió a calcular los ingresos Brutos anuales en función al precio de energía iterado a fin de obtener un TIR superior a la Tasa de Interés, obteniendo una tarifa base de 0.41 Soles / KWhr, tomando en consideración un incremento por año de 4.75% como reajuste tarifario. Dicha proyección puede visualizarse en la Anexo 21.

Posteriormente se realizó el Flujo de caja de Ingresos y egresos con una proyección de 25 años, con la evaluación de la viabilidad económica a través del TIR. Dichos resultados de los cálculos se pueden visualizar en el Anexo 21.



**Figura 4.11. Flujo de caja de Inversión de Proyecto de Central Fotovoltaica.  
Fuente: Elaboración Propia.**



**Figura 4.12. Payback de Inversión de Proyecto de Central Fotovoltaica.**  
**Fuente: Elaboración Propia**

## V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1. CONCLUSIONES

Posterior al Desarrollo del presente informe de investigación, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

Para la implantación de generación distribuida en la red eléctrica del AMT CHS031 de Hidrandina a partir de una central de generación con tecnología solar fotovoltaica es económicamente viable, tomando en consideración los aspectos técnicos para su dimensionamiento, gracias al potencial solar que posee la zona de Chimbote.

- Se dimensionaron 1280 módulos fotovoltaicos los cuales fueron necesarios, a partir del área disponible de 8,130 m<sup>2</sup>, tomando en consideración diversos aspectos técnicos como:
  - La capacidad de potencia del inversor seleccionado para su inyección al AMT CHS031, a partir de sus rangos de corriente y tensión para la selección de la cantidad necesaria de paneles.
  - Dimensiones de cada para el cálculo del espacio entre filas de los arreglos fotovoltaicos.
- Se determinó la máxima energía a generar por la central tomando en consideración un panorama de 25 años, en la cual se consideró la tasa de depreciación de eficiencia del panel solar seleccionado, con una generación promedio de 652.34 MWhh/año.
- De acuerdo a la información proporcionada por Hidrandina, se determinó una máxima demanda promedio de 4.6 MW, en el cual se obtiene un grado de penetración de 12.50% para una central de 576 KWp.
- Se estableció una relación entre la generación y consume, de la cual a partir de información real proporcionada por la empresa se establece que para el mes de julio en promedio se tiene una relación de 2.59% de cada MWhr consumido.
- Instalar una central con tecnología fotovoltaica conectada al AMT CHS031 en el rango de mediana generación distribuida es económicamente viable, ya que el VAN obtenido es de S/ 2,420,546.00 para un costo de energía de 0.41 soles/kWhr-año con un reajuste tarifario anual de 4.75%

## **5.2.RECOMENDACIONES**

- Para la implementación de un sistema de mediana generación distribuida, es necesario apoyarse en normative vigente para su operación adecuada, sin riesgo de generar fallas eléctricas en la red como en los equipos propios de la instalación. Centrándonos en nuestra realidad normativa nacional, a la fecha de Desarrollo de informe de investigación, aún no existe un marco legal para la generación distribuida, más que un borrador elaborado por el MINEM.
- Debe realizarse un estudio de interconexión entre la central fotovoltaica y la red del AMT CHS031, a fin de realizar un análisis de pre operatividad y operatividad para garantizar la confiabilidad en el sistema de la concesionaria.
- Realizar una evaluación de implementación de un sistema de generación a través de la energía eólica, previa evaluación del recurso de energía del viento, a fin de tener sistemas híbridos y mejorar el grado de penetración en la red.

## BIBLIOGRAFÍA

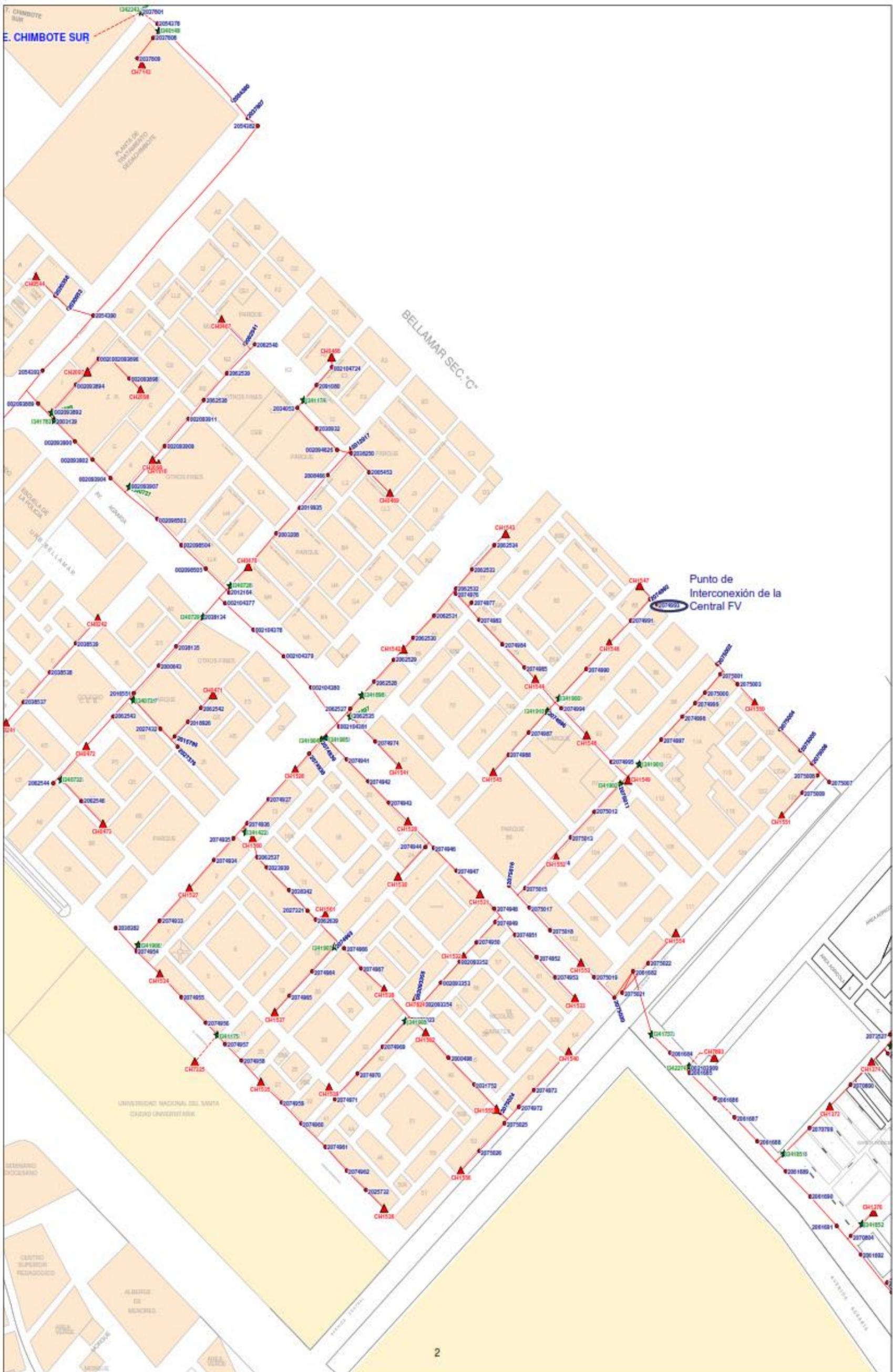
- Andrés, C. (2013). *Impacto de la Generación Distribuida en la Operación de la Distribución*. [Tesis de Grado, Universidad de Chile]. Repositorio institucional. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/114121>
- Castejón Oliva, A., & Santamaría Herranz, G. (2010). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Madrid: EDITEX.
- Colmenar Santos, A., Borge Diez, D., Collado Fernández, E., & Castro Gil, M. A. (2015). *Generación Distribuida, autoconsumo y Redes Inteligentes*. Madrid, España: UNED.
- Eduardo, S. (2014). *Efectos de la generación distribuida sobre los sistemas de protección de una red de distribución radial típica en 10 KV de la ciudad de Arequipa*. [Tesis de Grado, Universidad Nacional de San Agustín, Arequipa]. Repositorio institucional. <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/3150>
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Luci, M. (2014). *Metodología de la investigación* (6a. Ed.). McGraw-Hill.
- Hugo, C. (2017). *Generación Distribuida en Redes Secundarias en Arequipa*. [Tesis de Grado, Universidad Nacional San Agustín, Arequipa]. Repositorio institucional. <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/4334>
- Mascarós Mateo, V. (2016). *Gestión del Montaje de Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Madrid, España: Paraninfo.
- Méndez Muñiz, J. M., & Cuervo García, R. (2007). *Energía Solar Fotovoltaica* (Segunda ed.). Madrid: Fundación Confemetal.
- Milton, C. (2014). *Análisis de generación distribuida en hogares y edificaciones*. [Tesis de Grado, Universidad Politécnica Salesiana, Quito]. Repositorio institucional. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/7529>

Oscar, S. G. (2016). *Impacto de la Generación DIstribuida en la Confiabilidad de Redes de Distribución*. [Tesis de Grado, Instituto Politécnico Nacional, México]. Repositorio institucional. <https://sepielectrica.esimez.ipn.mx>

# **ANEXOS**



Anexo 02. Plano de ubicación de punto de interconexión de la central FV con el AMT CHS031



**Anexo 03. Lista de subestaciones del AMT CHS031 con información técnica de consumo.**

ÍTEM	SED	Potencia Instalada	Máy. Energía	Máy. Demanda
		KVA	KW/hr	KW
1	CH0026	25	1850.599	4.974728495
2	CH0038	40	1953	5.25
3	CH0241	100	17168.08	46.15075269
4	CH0242	100	7820	21.02150538
5	CH0245	50	18696.75	50.26008065
6	CH0246	75	17413	46.80913978
7	CH0247	150	20682.342	55.59769355
8	CH0248	50	18824.5	50.60349462
9	CH0249	100	17466.69	46.95346774
10	CH0250	50	15200.18	40.86069892
11	CH0251	100	5066.3	13.61908602
12	CH0262	125	30144.56	81.03376344
13	CH0263	100	19617.98	52.73650538
14	CH0264	100	29461.48	79.19752688
15	CH0265	75	23838.78	64.08274194
16	CH0266	100	21602.94	58.07241935
17	CH0267	100	26186.936	70.39498925
18	CH0268	75	19592.76	52.66870968
19	CH0269	125	22736.23	61.11889785
20	CH0467	100	23571.24	63.36354839
21	CH0468	250	19181.6	51.56344086
22	CH0469	200	20254.8	54.4483871
23	CH0470	250	23542.48	63.28623656
24	CH0471	200	25438.35	68.38266129
25	CH0472	160	34737.16	93.37946237
26	CH0473	25	9723.4	26.13817204
27	CH0488	37.5	19108.24	51.36623656
28	CH0544	160	17773	47.77688172
29	CH0614	50	18506.67	49.7491129
30	CH0627	50	12271.46	32.9877957
31	CH0858	100	23340.67	62.74373656
32	CH0859	37.5	8322.58	22.37252688
33	CH0860	50	15695.15	42.19126344
34	CH0861	75	33268.332	89.431
35	CH0862	100	31034.07	83.42491935
36	CH0871	75	12424.815	33.40004032
37	CH0872	37.5	6700.45	18.01196237
38	CH0873	25	3590.92	9.653010753
39	CH0875	37.5	17439.92	46.88150538
40	CH0881	50	5369.6	14.4344086
41	CH1020	50	8589.9	23.09112903
42	CH1021	75	12764.08	34.31204301
43	CH1030	80	5598.65	15.05013441

ÍTEM	SED	Potencia Instalada	Máx. Energía	Máx. Demanda
		KVA	KW/hr	KW
44	CH1182	75	10196.4	27.40967742
45	CH1183	75	7207.16	19.37408602
46	CH1367	50	7529.75	20.24126344
47	CH1368	75	7569.36	20.34774194
48	CH1373	75	8092.12	21.75301075
49	CH1374	75	6762.9	18.17983871
50	CH1375	50	5542.35	14.89879032
51	CH1376	50	10734.58	28.85639785
52	CH1438	75	9168.3	24.64596774
53	CH1439	50	6935.27	18.64319892
54	CH1440	75	6420.77	17.26013441
55	CH1441	75	9753.6	26.21935484
56	CH1442	50	2703	7.266129032
57	CH1443	37.5	2318.88	6.233548387
58	CH1444	50	2916.49	7.840026882
59	CH1449	25	4869	13.08870968
60	CH1527	75	15316.27	41.17276882
61	CH1528	75	15027.36	40.39612903
62	CH1529	75	17441.6	46.88602151
63	CH1530	75	15373.83	41.3275
64	CH1531	75	12245.4	32.91774194
65	CH1532	75	13937.4	37.46612903
66	CH1533	37.5	5503.28	14.79376344
67	CH1534	50	13117.74	35.26274194
68	CH1535	50	10980.55	29.51760753
69	CH1536	50	10203.38	27.42844086
70	CH1537	75	15722.61	42.26508065
71	CH1538	75	13996.62	37.62532258
72	CH1539	75	13431.11	36.10513441
73	CH1540	75	12289.38	33.03596774
74	CH1541	50	13339.75	35.85954301
75	CH1542	75	13077.4	35.15430108
76	CH1543	75	12168.02	32.70973118
77	CH1544	75	14373.2	38.63763441
78	CH1545	75	14004.16	37.6455914
79	CH1546	75	10639.39	28.60051075
80	CH1547	50	6199.9	16.66639785
81	CH1548	50	6318.9	16.98629032
82	CH1549	75	11732.8	31.53978495
83	CH1550	50	9971.76	26.80580645
84	CH1551	75	7734.84	20.79258065
85	CH1552	75	12174.81	32.72798387
86	CH1553	50	8074.7	21.7061828
87	CH1554	37.5	7683.03	20.65330645
88	CH1555	75	15349.72	41.26268817
89	CH1556	50	11705.91	31.4675

ÍTEM	SED	Potencia Instalada	Máx. Energía	Máx. Demanda
		KVA	KW/hr	KW
90	CH1560	75	15295.8	41.11774194
91	CH1561	75	13314.97	35.79293011
92	CH1562	75	15066.13	40.50034946
93	CH1616	100	14442	38.82258065
94	CH1837	37.5	1486.75	3.996639785
95	CH1843	75	4668.86	12.55069892
96	CH1894	75	8158.7	21.93198925
97	CH1895	50	5587.48	15.02010753
98	CH1896	75	7616.37	20.4741129
99	CH1897	50	3942.6	10.5983871
100	CH1898	50	5241.75	14.09072581
101	CH1899	50	4143.92	11.13956989
102	CH1937	50	7114.94	19.1261828
103	CH1996	100	20221	54.35752688
104	CH2012	100	0	0
105	CH2014	100	2454	6.596774194
106	CH2094	75	5119.66	13.76252688
107	CH2095	50	3276.14	8.806827957
108	CH2096	75	4305.08	11.5727957
109	CH2097	50	5959	16.0188172
110	CH2098	50	2938.25	7.898521505
111	CH2099	50	4507.2	12.11612903
112	CH2141	100	8359	22.47043011
113	CH2158	75	5027	13.51344086
114	CH2186	75	11396.65	30.63615591
115	CH2187	75	7169.55	19.27298387
116	CH2188	50	2295.88	6.17172043
117	CH2189	75	5979.92	16.07505376
118	CH2190	75	5109.4	13.73494624
119	CH2191	50	3617.63	9.724811828
120	CH2199	75	24023	64.57795699
121	CH2220	125	10530	28.30645161
122	CH2254	50	13368	35.93548387
123	CH2300	100	3561	9.572580645
124	CH2320	100	42942	115.4354839
125	CH2445	25	0	0
126	CH2447	50	5494.22	14.7694086
127	CH2448	50	4443.2	11.94408602
128	CH2449	75	7962.36	21.40419355
129	CH2450	100	10088.52	27.11967742
130	CH2451	100	8288	22.27956989
131	CH2452	50	3971.28	10.67548387
132	CH2453	37.5	2618.95	7.040188172
133	CH2480	100	6849.36	18.41225806
134	CH2481	100	6604.76	17.75473118
135	CH2482	100	6566.52	17.65193548

ÍTEM	SED	Potencia Instalada	Máy. Energía	Máy. Demanda
		KVA	KW hr	KW
136	CH2483	75	5099.56	13.70849462
137	CH2484	75	3470.12	9.32827957
138	CH2485	75	4612.15	12.39825269
139	CH2486	100	6841.92	18.39225806
140	CH7142	125	5097.0421	13.70172608
141	CH7143	64	31903.812	85.76293548
142	CH7146	220	10324.944	27.75522581
143	CH7147	300	14848.5293	39.91540134
144	CH7158	50	0	0
145	CH7293	75	2925.2352	7.863535484
146	CH7312	50	2523.8186	6.784458602
147	CH7325	400	34424.4	92.53870968
148	CH7824	75	1620.21	4.355403226
149	CH7869	400	4967.016	13.35219355
150	CH7893	75	2978.514	8.006758065
151	CH7932	250	8757.936	23.54283871
TOTAL		12536.5	1712947.4	4604.697315

# Conext™ Core XC

Series of central inverters with high availability and efficiency from a provider you can trust.



## Product at a glance

The Conext Core XC is a series of central inverters designed for high efficiency and flexibility for any PV panel type and installation. The Conext Core XC Series has peak efficiencies of 99.0% and its flexibility allows the inverter to be configured with voltage and power outputs up to 680 kW. In addition, the Conext Core XC Series is designed to allow for DC inputs up to 1000 Vdc for longer string lengths. It contains the latest grid management features to meet global utility requirements.

### Higher return on investment

- Best in class efficiency with 99.0% peak, 98.7% weighted EU
- Increased uptime due to high reliability and comprehensive global service network

### Easy to service

- Integrated switchgear using Masterpact NW (AC circuit breaker, DC switch)
- Full suite of alarms and troubleshooting tools allow for remote diagnostics

### Designed for reliability

- Robust design through rigorous Custom Reliability Testing

### Flexible

- Variety of power outputs from 540 kW to 680 kW
- Full grid management features including voltage/frequency high and low ride through, reactive current support, VAR control, and frequency based active power control
- Configurable firmware to allow for easy adjustments to changing utility requirements

### Easy to install

- Compact footprint for easy integration into compact enclosures
- Integrated AC and DC switchgear standard
- In-built hardware for 1000 VDC start-up and LVRT features
- Pre-connection insulation detection with GFDI helps reduce hazards from PV array blind spots



Device short name	XC 540	XC 630	XC 680
<b>Electrical specifications</b>			
<b>Input (DC)</b>			
Input voltage range, MPPT	440 - 800 V (at PF=1)	510 - 800 V (at PF=1)	550 - 800 V (at PF=1)
Static and dynamic MPPT accuracy	>99.9% 5% to 100% of nominal power Entire MPP (maximum power point) range; PV generator Fill Factor from 60-80%		
Input voltage range, operating	440 - 885 V	510 - 885 V	550 - 885 V
Max. input voltage, open circuit	1000 V	1000 V	1000 V
Max. input current	1280 A	1280 A	1280 A
Max. input short circuit current	2000 A	2000 A	2000 A
<b>Output (AC)</b>			
Nominal output power	540 kVA	630 kVA	680 kVA
Real power	540 kW (at PF=1)	630 kW (at PF=1)	680 kW (at PF=1)
Reactive power range	+ / - 540 kVAr	+ / - 630 kVAr	+ / - 680 kVAr
Output voltage	300 V	350 V	380 V
Frequency	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Nominal output current	1040 A	1040 A	1040 A
Power factor settable range (Ppf dispatch)	0.7 to 1.0 leading and lagging	0.7 to 1.0 leading and lagging	0.7 to 1.0 leading and lagging
Power factor range (PQ dispatch)	0 to 1 leading and lagging	0 to 1 leading and lagging	0 to 1 leading and lagging
Harmonic distortion	< 3% at rated power	< 3% at rated power	< 3% at rated power
<b>Efficiency (to IEC61683)</b>			
Maximum (@ 50Hz)	99.0%	98.9%	98.9%
European (@ 50Hz)	98.7%	98.7%	98.7%
CEC (@ 60Hz)	98.6%	98.7%	98.7%
<b>General specifications</b>			
Power consumption, night time	<100 W	<100 W	<100 W
IP degree of protection	IP20	IP20	IP20
Enclosure material	Steel	Steel	Steel
Seismic	IEEE-693-2005 High performance level <sup>1</sup> , ICC-ES AC156-2012 <sup>2</sup>		
Product weight	1495kg (3296lbs)		
Product dimensions (H x W x D)	208.5 x 240.0 x 66.0 cm (82.0 x 94.5 x 26.0 in) <sup>3</sup>		
Ambient air temperature for operation	-10°C to 55 °C <sup>4</sup>		
Operating altitude	1000 m, derating for higher altitudes, maximum of 2400 m		
Relative humidity	0 to 95% non-condensing		
Noise level	85.8 dB <sup>5</sup>		
<b>Features and options</b>			
Type of cooling	Forced convection cooling		
Display type	LCD multifunction removable display standard		
Communication interface	RS485/Modbus standard		
AC/DC disconnect	Load break rated DC disconnect and AC circuit breaker standard		
Ground fault detection/interruption	Optional isolation monitoring relay or GFDI with circuit breaker		
Sub-array combiner	Optional external combiners with various fuse quantities and trip ratings		
<b>Regulatory approvals</b>			
Safety	EN/IEC62109-1 and EN/IEC62109-2 (when equipped with the appropriate options), EN51078/IEC62103		
EMC	EN/IEC61000-6-2, EN/IEC61000-6-4		
Conext Core XC Series complies	French order of April 23, 2008, IEC 61727, IEC62116, BDEW (Germany), CEI-016 (Italy), PREPA MTR, PEA (Thailand)		

Specifications are subject to change without notice. Other input voltage windows and power outputs available.

<sup>1</sup>ZPA=1.0 g 2% damping

<sup>2</sup>Seismic demand spectrum (SDS) of 1.78g and z/h of 0 (p =1.5 (ground mounted equipment))

<sup>3</sup>For design purposes, please refer to dimensions in Installation Manual.

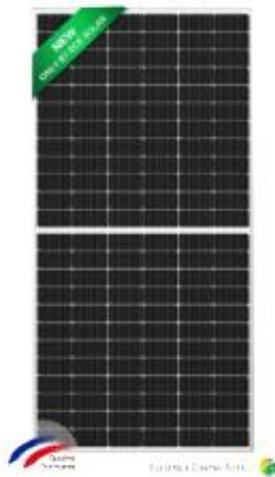
<sup>4</sup> Full power to 50°C, derating above 50°C (for limited DC range). Full power to 45°C, derating above 45°C (for full DC range). For details, refer to the thermal derating application note.

<sup>5</sup>At 2m from front.

Schneider Electric Industries SAS  
Head Office  
35 rue Joseph Monier  
92500 Rueil Malmaison Cedex - France  
Tel.: +33 (0)1 41 29 70 00  
solar.schneider-electric.com

Life Is On | **Schneider**  
Electric

Anexo 05. Ficha técnica del panel FV seleccionado



Eco Green Energy's modules are only made of grade A solar cells with a very high efficiency and ensured more than 25 years lifespan.

KEY FEATURES

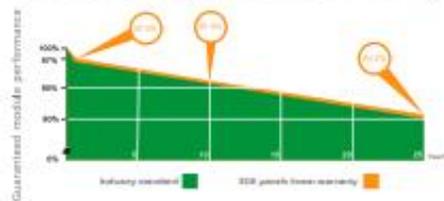
- Reduce the temperature of the solar hot spot above 20 °C and current intensity between each cells, increase of the efficiency and power
- Lower temperature coefficient
- Lower LCOE (Levelized Cost of Energy), larger size of light receiving area and power
- Reduction of the risk of Micro-cracks
- Reducing the loss of current mismatch and resistance between each cells

CERTIFICATES

ISO 9001:2015 / PV CYCLE / CE

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12-Year Product Warranty · 25-Year Linear Power Warranty



- 25 YEARS** OUTPUT POWER WARRANTY
- 12 YEARS** PRODUCT WARRANTY



Eco Green Energy Group Ltd. 2018. All rights reserved.

### ELECTRICAL DATA AT STC\*

Power output (Pmax)	425 W	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W
Power tolerance	0~+5 W					
Module efficiency	19.4 %	19.7 %	19.9 %	20.1 %	20.4 %	20.6 %
Maximum power voltage (Vmp)	40.40 V	40.60 V	40.80 V	41.00 V	41.20 V	41.40 V
Maximum power current (Imp)	10.52 A	10.60 A	10.67 A	10.74 A	10.81 A	10.87 A
Open circuit voltage (Voc)	49.00 V	49.20 V	49.40 V	49.60 V	49.80 V	50.00 V
Short circuit current (Isc)	11.09 A	11.16 A	11.23 A	11.30 A	11.37 A	11.44 A

\*Standard Test Conditions: Irradiance: 1 000 W / m<sup>2</sup> • Cell temperature: 25°C • AM: 1.5

### ELECTRICAL DATA AT NMOT\*

Power output (Pmax)	316.16 W	320.12 W	323.71 W	327.71 W	331.74 W	335.40 W
Maximum power voltage (Vmp)	38.00 V	38.20 V	38.40 V	38.60 V	38.80 V	39.00 V
Maximum power current (Imp)	8.32 A	8.38 A	8.43 A	8.49 A	8.55 A	8.60 A
Open circuit voltage (Voc)	46.00 V	46.20 V	46.40 V	46.60 V	46.80 V	47.00 V
Short circuit current (Isc)	8.93 A	8.99 A	9.05 A	9.10 A	9.16 A	9.21 A

\*Nominal Operating Cell Temperature: Irradiance: 800 W / m<sup>2</sup> • Ambient temperature: 20°C • AM: 1.5 • Wind speed: 1 m/s

### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

NMOT	41 °C ±3 °C
Temperature coefficient of Pmax	-0.35%/°C
Temperature coefficient of Voc	-0.30%/°C
Temperature coefficient of Isc	+0.05%/°C

### MAXIMUM RATINGS

Operating temperature range	-40 °C ~+85 °C
Maximum system voltage	1000V/DC(IEC)/1500V/DC(IEC)
Max series fuse rating	20 A
Max front load (e.g.: snow)	5400 Pa
Max back load (e.g.: wind)	2400 Pa

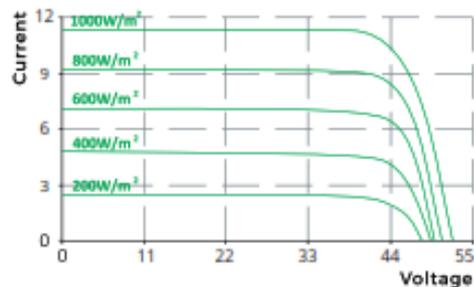
### MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell type	Monocrystalline (166x83 mm)
Number of cells	144
Dimensions	2102x1040x35mm
Weight	24.5 kg
Glass	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction box	IP68
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> , 300/1300mm
Connector	MC4 EVO2 compatible

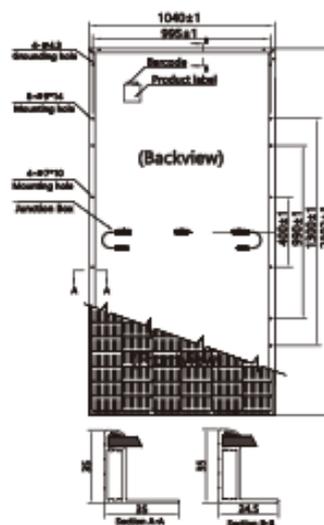
### PACKAGING

Type	Pcs/ Type	Weight
Per Pallet	30 pcs	780 kg
20ft GP Container	296 pcs	7.70 t
40ft GP Container	624 pcs	16.22 t
40ft HQ Container	686 pcs	17.84 t

### I-V CURVES



### ENGINEERING DRAWINGS (mm)



Eco Green Energy Group Ltd. 2018. All rights reserved.  
Add: 299 Xing Cheng Road, Chong Chuan District, Nanjing, Jiangsu, China  
Tel: +86 513 66690088 / E-mail: info@eco-greenenergy.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without prior notice. Refer to our website for further information or contact one of our sales staff.  
www.eco-greenenergy.com

## Anexo 06. Ficha técnica del Transformador seleccionado

[ Oil Distribution Transformers ]

### Minera PV

Up to 1250 kVA, insulation  $\leq$  24 kV, losses



**Minera PV**  
Oil immersed transformer for photovoltaic systems.

#### Standard

These transformers comply with standards:

- EN 50464-1
- EN 60076-1 to 10

Schneider Electric guarantees that its transformers are assembled using new PCB-free components.

#### Description

Mineral oil-immersed for photovoltaic systems, 50 Hz, three-phase step-up transformers with the following characteristics:

- Hermetically sealed with integral filling
- Cover bolted to the tank
- ONAN-type natural cooling
- Indoor / outdoor use (depending on selected fittings and options)
- Anti-corrosion surface treatment : corrosivity category class C3, "Medium" durability (according to ISO 12944-2)
- Final colour RAL 7033
- Protection index IP00 (coverless version)
- Inrush current limitation
- Compatible with multi energizations application (up to 500 per year)

#### Dielectric liquid

- New insulating mineral oil
- Tested in accordance with IEC 60296
- Compatible with all the transformer's components

#### Standard fitting

- One 5-positions off-load tap changer on the cover, with padlocking
- 3 HV plug-in bushings (250 A / 24 kV) on the cover
- 8 LV flat-bars bushings
- 4 bi-directional flat rollers
- 2 lifting and unloading lugs
- 2 pulling eyes on the frame
- 2 earthing terminals on the cover (M12 studs)
- 1 filling plug
- 1 draining device according to EN 50216-4 or DIN 42551
- 1 aluminium rating plate

#### Optional fittings

- One 7-positions off-load tap changer ( $\pm 2.5\%$ ,  $\pm 5.0\%$  and  $\pm 7.5\%$ )
- Protection relays (DMCR<sup>®</sup> or DGPT2<sup>®</sup>) on the filling plug
- 1 free, thermometer pocket
- Control device in the oil-filled pocket (thermometer, thermostat, others on request)
- 3 HV porcelain bushings (250 A)
- 8 LV porcelain bushings
- 8 supply protections IP2X on LV flat-bars bushings
- LV, sealable cover, rated IP21 or IP54
- Locking device for plug-in bushings (with or without lock)
- 3 mobile connectors for plug-in bushings – straight or elbow (cable characteristics must be specified)
- Liquid retention bund

The above options concern usual cases and are not restrictive. For other information, please consult us.

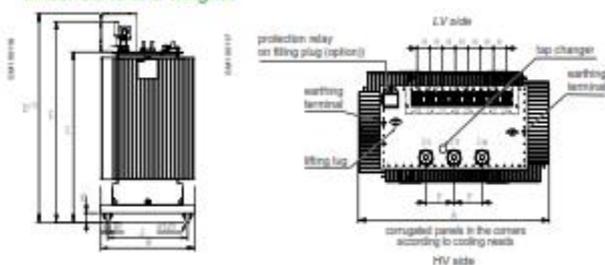


**Schneider**  
Electric

**Electrical characteristics**

Power (kVA)	500	1000	1000 compact	1250
Rated - Primary (between phases) voltage	2x315 V	2x315 V	2x315 V	2x375 V
- Secondary (at no-load)	15 and/or 20 kV			
Rated insulation level (Primary)	17.5 kV for 15 kV 24 kV for 20 kV			
MV tapping range	± 2.5% and ± 5%			
Vector group	Dyn11			
No-load losses (w)	720	1100	1100	1350
Load losses (w)	4600	9000	9000	11000
Impedance voltage (%)	4	6	6	6
Acoustic Level dB(A): - power L <sub>pw</sub> - pressure L <sub>pe</sub> (7m)	59 47	62 51	63 51	64 51

**Dimensions and weights**



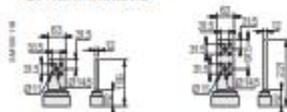
**Note**  
Bushings are marked according to the IEC 60616 standard.  
D: Height over LV cable box (optional accessory)  
Dimensions and weights are for guidance only and are provided for a transformer with the following electrical characteristics: 20 kV (HV), double LV 2\*315 V (LV) – 5 positions tap changer 12.5% and 15%.

Rated power (kVA)	500	1000	1000 compact	1250
Dimensions (mm)				
-A	1550	1900	1550	1750
-B	1000	1000	1000	1100
-C	1720	1850	1720	1900
-D	2060	2190	2060	2240
-E	2000	2130	2000	2180
-F	265	265	265	265
-H	120	120	120	120
-J	670	820	820	820
-K	85	85	85	85
Weight (kg)				
-Oil	910	1120	850	1150
-Total	2950	3900	3550	4200

**Terminations**

Rated current (A)				
LV flat-bars bushings	1250	1250	1250	1250
LV porcelain bushings	630	1000	1000	1000

**LV Terminations**



Flat-bars bushings according to EN 50387 (standard for all the powers)



**HV Terminations - EN 50180**



HV plug-in bushings 250 A/24 kV (standard)



Porcelain bushings according to EN 50386 250 (optional for all the powers)



HV porcelain bushing 250 A (option)

Routine fittings such as bar and cable supports, flexible connectors, etc. will be supplied by the contractor who will ensure that the transformer bushings are not subject to mechanical stress.

**Schneider Electric Industries SAS**

35, rue Joseph Monier  
CS 30323  
F - 92506 Rueil Malmaison Cedex (France)  
Tél. : +33 (0)1 41 29 70 00  
RCS Nanterre 954 503 439  
Capital social 886 313 776 €  
www.schneider-electric.com

As standards, specifications and designs change from time to time, please ask for confirmation of the information given in this publication.

Design: Schneider Electric Industries SAS  
Photos: Schneider Electric Industries SAS

NRJED311265EN

01-2012

© Schneider Electric. All rights reserved.

## Anexo 07. Ficha técnica del PV Box seleccionado

Life Is On | **Schneider Electric**

# PV Box ST

Containerized plug and play power conversion system adapted to customer requirements and local standards.



### Product at a glance

In a PV plant installation, it operates between DC field and AC MV grid connection point. The PV Box performs the DC power concentration, the DC/AC conversion, and the AC voltage elevation to the grid voltage level. The PV Box protects maintenance staff and the installation against electrical faults, such as short-circuit and lightning. The optimized versions of the PV Box reduce the balance-of-systems costs, increase reliability, and improve construction lead times.

#### True bankability

- Warranty from a trusted partner with 180 years of experience
- World leader in industrial power drives, UPS and electrical distribution
- Strong service infrastructure worldwide to support your global needs

#### Higher return on investment

- Compressed construction lead-times through factory integrated solution
- Reduced transportation, off-loading and on-site labor costs
- Enhanced uptime thanks to qualified and reliable designs

Product applications



#### Designed for reliability

- Industrialized solution according to Schneider Electric proven industrial processes
- Equipment and integration made in Schneider Electric factories
- Configurable to withstand severe weather conditions: continental, tropical and desertic environments
- Undergone extensive safety, quality and reliability risk mitigation
- Proven robust design through rigorous Custom Reliability Testing
- Type-tested solution according to IEC-62271-202 including Arc Flash Testing (IAC-A)

#### Flexible

- Vast choice of power and AC medium voltage levels
- Suitable for most environmental conditions and local standards
- Configurable to be optimized for specific project needs

#### Easy to service

- Fully monitored solution
- Convenient and safe enclosure design for maintenance purposes
- Local Schneider Electric service and maintenance available in 100+ countries

#### Easy to install

- Standard 40 feet ISO certified container for ease of shipment worldwide
- Solution delivered pre-assembled, configured and tested to reduce on-site labor and project duration

Device short name	PV Box ST 1080	PV Box ST 1260	PV Box ST 1360
<b>Electrical specifications</b>			
<b>Input (DC)</b>			
Voltage range, MPPT	440 - 800 V (at PF=1)	510 - 800 V (at PF=1)	550 - 800 V (at PF=1)
Max. input voltage, open circuit	1000 V	1000 V	1000 V
Max. DC current	2 x 1280 A	2 x 1280 A	2 x 1280 A
<b>Output (AC)</b>			
Nominal power	1080 kVA	1260 kVA	1360 kVA
Nominal voltage	up to 36 kV	up to 36 kV	up to 36 kV
Frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Power factor settable range (Ppf dispatch)	0 to 1 leading and lagging	0 to 1 leading and lagging	0 to 1 leading and lagging
<b>Equipment</b>			
Inverters	2 x XC 540	2 x XC 630	2 x XC 680
DC connection	2 x DC Box 6 input or 2 x DC Box 10 input (+/-)		
DC fuse range*	DC Box 6: 315 A, 350 A, 400 A / DC Box 10: 160 A, 200 A, 250 A		
Transformer type	Schneider Electric Minera oil type ONAN		
Transformer losses	C0Bk (according to EN 50464-1) or compliant with Ecodesign regulation (depending on geographies)		
Medium voltage switchgear U< 24 kV	Schneider Electric RM6 ring main unit type NE-DI with Sepam 10 protection relay		
Medium voltage switchgear 24 kV < U < 36 kV	Schneider Electric Flusarc ring main unit type CB-C with Sepam 10 protection relay		
<b>Optional content</b>			
Automatic progressive reconnection†	MV circuit breaker motorization, configurable timer		
Auxiliary power transformer	10 kVA / 400 V		
DC input measurement	DC Box monitored		
Monitoring and control	Conext Control monitoring cabinet with secured power supply		
Safety kit	Fire-extinguisher, insulated MV rod and gloves, insulating stool		
Service kit	Contacts on doors and smoke detector (available with Conext Control option)		
Service contract	Worldwide service team - consult your sales representative for service offer		
<b>External operating conditions</b>			
<b>Temperature</b>			
Standard temperature range	-10°C / +45°C		
Other temperature ranges	Continental (-20°C / +45°C), Desert / Tropical (-10°C / +50°C)		
<b>Pollution</b>			
Standard low polluted environment (Rural and suburban environment)	G4 filters		
Option polluted environment (desert, urban...)	Internal filter box (G4 and F9 filters, fans, speed drives)		
Option saline environment	C5 paint		
<b>Other conditions</b>			
Max. relative humidity	100% condensing		
Max. altitude above sea level‡	2000 m		
Max. wind speed	180 km / h		
Max. snow load	250 kg / m²		
IP grade LV / MV compartment	IP44 / IP 54		
IP grade transformer compartment	IP23		
<b>General specifications</b>			
<b>Dimensions and weight</b>			
During transportation (H x W x D)	2.90 x 2.44 x 12.19 m		
Assembled on site (H x W x D)	2.90 x 3.38 (or 3.28*) x 12.19 m		
Weight approx. with standard content	19 tons		
<b>Material</b>			
Basement	Light basement to be done on site		
Walls and roof	Standard 40' ISO high cube container with insulating layer		
<b>Cooling</b>			
LV and MV switchboard compartment†	Ensured by inverter fans		
Transformer compartment	Natural		
<b>Regulatory approvals</b>			
Electrical standards	IEC 62271-202, IEC 61438, IEC 62271-200, IEC 60076		
Type-test certification	IEC 62271-202		
Internal arc classification (acc. to IEC 62271-202)	IAC-A		
General ventilation filters standard	EN779:2012		
Building standards	Eurocodes		
Specifications are subject to change without notice.			
*Fuses may be ordered separately. †To avoid simultaneous reconnection of every PV Boxes and for automatic opening and reclosing on grid voltage loss (grid requirement).			
‡ Derating: See Conext Core XC inverter application note. * For dust or sand (IEC 60721-2-5 (54.2.4)) size < 150 µm and concentration < 2 mg / m³.			
† Power derating above 1000 m. Above 2000 m special requirements. * In case of filter box option. † Extra fans in filter box only for polluted environment.			

Schneider Electric Industries SAS  
Head Office  
35 rue Joseph Monier  
92000 Rueil Malmaison Cedex - France  
Tel.: +33 (0)1 41 29 70 00  
solar.schneider-electric.com

Life Is On

Schneider  
Electric

## Anexo 08. Ficha técnica de los Fusibles FV seleccionados.



# FOTOVOLTAICOS

FUSIBLES & BASES PORTAFUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

**CIL** | **gPV**  
CILINDRICOS  
fusibles

Los fusibles cilíndricos 10x38 y 14x51 gPV DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica de los módulos fotovoltaicos en tensiones hasta 1.000/1.100V DC.

Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la Norma IEC 60269-6 y UL248-19).

Están contruados con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio. Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características.

Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases modulares PMX.



10x38	In (A)	REFERENCIA	EMBALAJE
			UN./CAJA
U 1000V DC PODER DE CORTE 30kA NORMAS	1	<b>491601</b>	10/100
	2	<b>491602</b>	10/100
	3	<b>491604</b>	10/100
	4	<b>491605</b>	10/100
	5	<b>491606</b>	10/100
	6	<b>491610</b>	10/100
	8	<b>491615</b>	10/100
	10	<b>491620</b>	10/100
	12	<b>491625</b>	10/100
	15	<b>491629</b>	10/100
16	<b>491630</b>	10/100	
20	<b>491635</b>	10/100	
<b>NEUTRO</b>		<b>431000</b>	10/100



14x51	In (A)	REFERENCIA	EMBALAJE
			UN./CAJA
U 1100V DC PODER DE CORTE 10kA	15	<b>491647</b>	10/50
	20	<b>491648</b>	10/50
U 1000V DC PODER DE CORTE 30kA	25	<b>491650</b>	10/50
	32	<b>491655</b>	10/50
<b>NEUTRO</b>		<b>432000</b>	10/50



### NORMAS

IEC 60269-1  
IEC 60269-6  
UL 248-19

### DIMENSIONES

PAG 18  
PAG 19

### CARACTERISTICAS I-t

PAG 18   
PAG 19

### COEFICIENTE REDUCCION TEMPERATURA AMBIENTE

PAG 43

### COMPATIBLE PORTAFUSIBLES PMX

PAG 11

### COMPATIBLE CONTACTO PINZA FUSIBLES Ø10

PAG 13

## Anexo 09. Ficha técnica de Cuadro I.

Device short name	AB08-160	AB16-160	AB16-300	AB24-300
<b>Electrical specifications</b>				
<b>DC inputs</b>				
Number of inputs	8	16	16	24
Max. voltage in open circuit	1000 Vdc	1000 Vdc	1000 Vdc	1000 Vdc
Max. input current in short circuit	25 A	25 A	25 A	25 A
Max. input current in short circuit at STC	20 A	20 A	20 A	20 A
<b>DC output</b>				
Max. output current in short circuit at ambient temperature $\leq 40^{\circ}\text{C}$	200 A	200 A	375 A	375 A
at ambient temperature $\leq 45^{\circ}\text{C}$	180 A	200 A	350 A	350 A
at ambient temperature $\leq 50^{\circ}\text{C}$	160 A	200 A	315 A	315 A
Max. output current in short circuit at STC at ambient temperature $\leq 40^{\circ}\text{C}$	160 A	160 A	300 A	300 A
at ambient temperature $\leq 45^{\circ}\text{C}$	145 A	160 A	280 A	280 A
at ambient temperature $\leq 50^{\circ}\text{C}$	125 A	160 A	250 A	250 A
<b>AC supply*</b>				
Voltage at 50/60 Hz	230 V $\pm 10 / -15\%$	230 V $\pm 10 / -15\%$	230 V $\pm 10 / -15\%$	230 V $\pm 10 / -15\%$
<b>Environmental specifications (in operation)</b>				
Ambient temperature	-25°C to +50°C, above*	-25°C to +50°C, above*	-25°C to +50°C, above*	-25°C to +50°C, above*
Relative humidity	0 to 100% condensing	0 to 100% condensing	0 to 100% condensing	0 to 100% condensing
Altitude	0 to 2000 m without derating	0 to 2000 m without derating	0 to 2000 m without derating	0 to 2000 m without derating
<b>Mechanical specifications</b>				
<b>Enclosure</b>				
Type	Outdoor use, full insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Fire withstand	Self-extinguishing (does not propagate fire during the glow-wire test at 800 °C), halogen-free			
Color	RAL 7032, grey	RAL 7032, grey	RAL 7032, grey	RAL 7032, grey
<b>Product</b>				
Dimensions (H x W x D)	84.7 x 63.6 x 30.0 cm (33.3 x 25.0 x 11.8 in)	105.6 x 85.2 x 35.0 cm (41.6 x 33.5 x 13.8 in)	105.6 x 85.2 x 35.0 cm (41.6 x 33.5 x 13.8 in)	105.6 x 85.2 x 35.0 cm (41.6 x 33.5 x 13.8 in)
Weight (protect / monitored / controlled)	33.0 / 37.0 / 40.0 kg (72.8 / 81.6 / 88.1 lb)	58.0 / 62.0 / 65.0 kg (127.9 / 136.7 / 143.3 lb)	63.0 / 67.0 / 71.0 kg (138.9 / 147.7 / 156.5 lb)	67.0 / 71.0 / 75.0 kg (147.7 / 156.5 / 165.3 lb)
Mounting	Floor-standing on support, wall-fixing or attached with lugs (must be installed protected from direct sunshine)			
Degree of protection	IP54, IK10			
<b>Features</b>				
<b>Protection</b>				
DC inputs overcurrent protection	Protection on both polarities, gPV fuses, size 10 x 38 mm, max. rating 30 A (fuses not provided with product)			
DC overvoltage protection	Surge arrester, 1000 Vdc, type 2, Imax 40 kA			
AC supply overvoltage protection*	Surge arrester, 230 Vdc, type 2, Imax 40 kA			
Electric shock protection	Class II equipment			
<b>Monitoring and control*</b>				
DC input currents**	0 to 30 A, accuracy +/- 0.5% full scale (one measurement per input)			
DC voltage**	0 to 1000 V, accuracy +/- 0.5%			
Internal temperature**	-30 to +120°C, accuracy +/- 1°C			
Temperature sensor input***	-30 to +120°C, accuracy +/- 1°C, for external PT1000 2 wires temperature sensor			
2 x irradiance sensor inputs***	0 to 1600 W/m <sup>2</sup> , accuracy +/- 0.5% full scale, for external 4-20 mA irradiance sensor			
Communication**	Profibus DP / RS485 and Modbus RTU / RS485 link			
Switch disconnecter remote control****	Motor pack and MX shunt release			
<b>Compliance</b>				
LV switchgear	IEC / EN 61439-1 and 61439-2			
CE marking	According LV directive 2006 / 95 / CE and EMC directive 2004 / 108 / CE			
<b>Available models</b>				
Protect: protection only	PVSAB31101	PVSAB31201	PVSAB31301	PVSAB31401
Monitored: protection and monitoring	PVSAB31111	PVSAB31211	PVSAB31311	PVSAB31411
Controlled: Protection, monitoring and switch control	PVSAB31121	PVSAB31221	PVSAB31321	PVSAB31421
Optional weather module*	PVSAB31021	PVSAB31021	PVSAB31021	PVSAB31021

Specifications are subject to change without notice. ©2018 Schneider Electric. \*\*For monitored and controlled models. \*\*\*With optional weather sensors connection module. \*\*\*\*For controlled models.

## Anexo 10. Ficha técnica de Cuadro II.

# Array Box

### Protect and enhance the performance of your photovoltaic installation

An Array Box is a PV string combiner box installed between the PV modules and the inverter, providing protection and performance monitoring to your PV power plant.

#### Why choose Array Box?



##### Higher return on investment

- Reduced CAPEX: Highly cost competitive range, offers capability to connect weather sensors
- Reduced OPEX: precise power production tracking, detection of PV modules failure and aging



##### Designed for reliability

- Resistant to corrosion and pollution thanks to the use of an isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass
- Optimal cooling of the switch-disconnector and PV fuses to increase their useful life
- Undergone extensive safety, quality and reliability testing
- Robust design through rigorous Custom Reliability Testing



##### Flexible

- Fits every PV plant design and module technology with a range of 8/16/24 input channels and 100/300 A STC output currents
- Range available with and without monitoring of string currents
- On-field weather sensors easily connected inside the Array Box to avoid any additional equipment



##### Easy to service

- Conext Control™ identifies the service needs of the Array Box
- Motorized switch controlled remotely by Conext Control accelerates lock-out / tag-out procedure and allows an easy return to operation



##### Easy to install

- Mounting on a support bracket or on a plinth for independence to the racking system, or attached to the racking system for less civil work
- Capabilities to directly connect up to 2 PV string cables and 2 DC output cables per polarity



#### Product applications



PV power plants centralized



Commercial grid-tie centralized

Protect: protection only	PVSAB31101	PVSAB31201	PVSAB31301	PVSAB31401
Monitored: protection and monitoring	PVSAB31111	PVSAB31211	PVSAB31311	PVSAB31411
Controlled: Protection, monitoring and switch control	PVSAB31121	PVSAB31221	PVSAB31321	PVSAB31421
Optional weather module*	PVSAB31021	PVSAB31021	PVSAB31021	PVSAB31021

Specifications are subject to change without notice. \*Contact Schneider Electric. \*\*For monitored and controlled models. \*\*\*With optional weather sensors connection module. \*\*\*\*For controlled models.

## Anexo 11. Ficha técnica de conductor N2XY.

# N2XY

### Usos

Aplicación general como cable de energía. En redes eléctricas de distribución de baja tensión, instalaciones industriales, en edificios y estaciones de maniobra. En instalaciones fijas, en ambientes interiores y exteriores (en bandejas, canaletas, engrapadas, etc.). Se puede instalar en ductos

### Descripción

Uno, dos, tres o cuatro conductores de cobre electrolítico recocido, sólido, cableado (comprimido, compactado o sectorial) o flexible. Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), relleno de PVC y cubierta externa de PVC.

### Características

Buenas propiedades eléctricas y mecánicas. El aislamiento de polietileno reticulado permite mayor capacidad de corriente en cualquier condición de operación, mínimas pérdidas dieléctricas, alta resistencia de aislamiento. La cubierta exterior de PVC le otorga una adecuada resistencia a los ácidos, grasas, aceites y a la abrasión. Facilita empalmes, derivaciones y terminaciones. Retardante a la llama.

### Marca

INDECO S.A. N2XY 0.6/1 kV <Sección> <Año> <Metrado Secuencial>

### Calibre

6 mm<sup>2</sup> - 500 mm<sup>2</sup>

### Embalaje

En carretes de madera, en longitudes requeridas.

### Colores

Aislamiento \*: Blanco, Negro, Rojo y Amarillo.  
Cubierta exterior: Negro.



### Normas de Fabricación

NTP-IEC 60502-1

Tensión de servicio

0.6/1 kV

Temperatura de operación

90° C

## TABLA DE DATOS TECNICOS N2XY UNIPOLAR

CALIBRE N° x mm <sup>2</sup>	N° HILOS	ESPESORES		DIAMETRO EXTERIOR	PESO (Kg/Km)	CAPACIDAD DE CORRIENTE (*)		
		AISLAMIENTO mm	CUBIERTA mm			ENTERRADO A	AIRE A	DUCTO A
1 x 10	7	0.7	1.4	7.9	144	115	90	95
1 x 16	7	0.7	1.4	9.0	204	155	125	125
1 x 25	7	0.9	1.4	10.6	309	200	160	160
1 x 35	7	0.9	1.4	11.7	406	240	200	195
1 x 50	19	1	1.4	13.1	529	280	240	230
1 x 70	19	1.1	1.4	14.9	738	345	305	275
1 x 95	19	1.1	1.5	16.9	1003	415	375	330
1 x 120	37	1.2	1.5	18.6	1246	470	435	380
1 x 150	37	1.4	1.6	20.7	1533	520	510	410
1 x 185	37	1.6	1.7	23.1	1919	590	575	450
1 x 240	37	1.7	1.8	25.9	2492	690	690	525
1 x 400	61	2	2	31.9	3143	895	955	680
1 x 500	61	2.2	2.1	35.5	5003	1010	1100	700

## Anexo 12. Ficha técnica de conductor NA2XSA2Y-S.

### NA2XSA2Y-S 6/10 kV; Resist. UV

#### Contacto

Ventas Local  
ventas.peru@nexans.com  
exportaciones.peru@nexans.com

Distribución aérea de energía en media tensión.

#### DESCRIPCIÓN

##### Aplicación

Distribución aérea de energía en media tensión. Alimentadores de transformadores, centrales eléctricas, instalaciones industriales y de maniobra, en lugares en los cuales no se pueda ejecutar el tendido de redes subterráneas, instalaciones mineras, zonas urbanas arboladas o con poco espacio.

##### Construcción

1. Conductor: Aluminio compactado 1350, clase 2.
2. Semi-conductor interno: Compuesto extruido.
3. Aislamiento: Polietileno reticulado XLPE-TR (Tree retardant).
4. Semi-conductor externa: Compuesto extruido pelable.

Estos tres últimos componentes extruidos en CV (vulcanización continua) de triple extrusión.

5. Pantalla individual: Cintas de aluminio.
6. Cubierta externa individual: Polietileno lineal de baja densidad LLDPE-UV.
7. Cable mensajero: Cable de acero galvanizado con cubierta LLDPE-UV.

##### Principales características

Excelentes propiedades contra el envejecimiento por calor. Resistencia a la abrasión, humedad y a los rayos solares. Buena resistencia a la tracción. La cubierta exterior tiene las siguientes características: baja emisión de humos densos y libre de halógenos. No propaga la llama.

##### Sección:

Desde 25 mm<sup>2</sup> hasta 120 mm<sup>2</sup>.

##### Marcación:

INDECO S.A. NA2XSA2Y-S 6/10 kV - Nro. fases x 1 x Sección - Año - Metrado secuencial.

##### Embalaje:

En carretes de madera no retornables.

##### Color:



#### NORMA

**Internacional** IEC 60228;  
IEC 60332-1-2; IEC 60502-2;  
IEC 60684-2; IEC 60754-1;  
IEC 60754-2; IEC 61034-2

**Nacional** ICEA S-93-639; NTP-  
IEC 60228; NTP-IEC 60502-2;  
UL 2556

#### DATOS MECÁNICOS Y ELÉCTRICOS

Nro.Fases	Sección [mm <sup>2</sup> ]	Diam. Cab. Mensajero o [mm]	Carga de rotura mínima [kN]	Max. DC Resist. Cond. 20°C [Ohm/km]	Resist. Conduct. CA 90° C - form. triang. [Ohm/km]	React. Induct. 60 Hz - formac. triang. [Ohm/km]	Ampac. aire 30°C - formac. triang. [A]
3	25	7,9	49,82	1,2	1,5386	0,1532	127
3	35	7,9	49,82	0,868	1,113	0,1463	154
3	50	7,9	49,82	0,641	0,8221	0,1388	184
3	120	7,9	49,82	0,253	0,3252	0,1206	324

## Anexo 13. Ficha técnica de Protección contra sobretensiones PSM 40 PV.

### PSM 40 PV

PSM 40 PV es la gama de dispositivos Tipo 2/Clase II para proteger contra sobretensiones transitorias inducidas (8/20  $\mu$ s) para instalaciones fotovoltaicas, según normas EN 50539-11 e IEC 61643-31. Producto certificado UL 1449 4th Ed.

Cirprotec utiliza el sistema de desconexión dinámica térmica optimizado para tensiones en DC con alto poder de corte. De esta forma no se requiere instalar un fusible previo de back up para interrumpir las corrientes de cortocircuito típicas de cualquier instalación fotovoltaica.

Estos dispositivos de protección contra sobretensiones son adecuados para todas las aplicaciones fotovoltaicas: plantas y huertas solares, cubiertas y autoconsumo (off-grid).

### ESPECIFICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS

- Corriente máxima de descarga (8/20  $\mu$ s): 40 kA
- Corriente nominal de descarga (8/20  $\mu$ s): 20 kA
- Ucpv: 65, 80, 660, 1060 Vdc y 1500 Vdc
- Iscpv: 10 kA (EN 50539-11), sin necesidad de fusible previo
- SCCR: 50 kA, 100 kA (UL 1449 4<sup>th</sup> Ed)
- Formato desenclafable carril DIN
- Indicación remota y visual del estado de vida del protector
- Chasis reversible para permitir la entrada de cables desde arriba o abajo
- Cartuchos codificados mecánicamente para evitar errores de sustitución



Vea el video en [www.youtube.com/cptcirprotec](http://www.youtube.com/cptcirprotec)



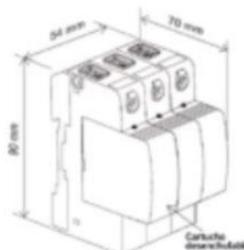
### REFERENCIAS

CÓDIGO	REFERENCIA	Configuración								Cartucho	
		RED	Esquema eléctrico	Ucpv [Vdc]	Isipv [kA]	Imax (8/20) [kA]	In (8/20) [kA]	Up@In (8/20) [kV]	IR	L	
77707850	PSM3-40/600 PV	Y PV	A	660	10	40	20	≤2,6		C40	
77707851	PSM3-40/600 PV IR	Y PV	A	660	10	40	20	≤2,6	✓	C40	
77707852	PSM3-40/1000 PV	Y PV	A	1060	10	40	20	≤4		C41	
77707853	PSM3-40/1000 PV IR	Y PV	A	1060	10	40	20	≤4	✓	C41	
77707840	PSM3-40/1500 PV	Y PV	A	1500	10	40	15	≤5		C42	
77707841	PSM3-40/1500 PV IR	Y PV	A	1500	10	40	15	≤5	✓	C42	

Observación: ver también la página 27 «2 polos» para aplicaciones de CC de autoconsumo «off-grid» (muy baja tensión). Consúltenos para otras tensiones.

### DIMENSIONES

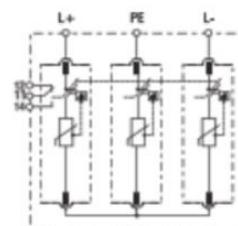
3 módulos



### ESQUEMA ELÉCTRICO

A Y PV

Modelos con IR



Anexo 14. Ficha técnica de Interruptor Serie NSX DC PV.

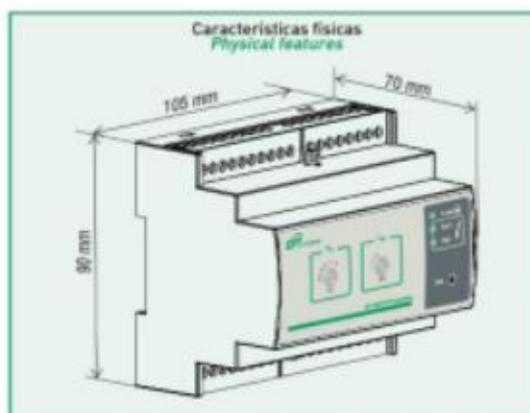
Compact NSX DC PV circuit breaker		NSX80	NSX125	NSX160	NSX200	NSX250
		TM DC PV	TM DC PV	TM DC PV	TM DC PV	TM DC PV
Number of poles		4	4	4	4	4
<b>Electrical characteristics as per IEC 60947-2 and EN 60947-2</b>						
Rated current (A) (free air + no venting)	In	80	125	160	200	250
Altitude	m	2000				
Rated insulation voltage (V)	Ui	1000	1000	1000	1000	1000
Rated impulse withstand voltage (kV)	Uimp	8	8	8	8	8
Rated operational voltage (V)	Ue	1000	1000	1000	1000	1000
<b>Type of circuit breaker</b>						
Ultimate breaking capacity (L/R2 ms)	Icu (kA rms)	10 <sup>10</sup>	10 <sup>10</sup>	10 <sup>10</sup>	10 <sup>10</sup>	10 <sup>10</sup>
Service breaking capacity	Ics	50 %	50 %	50 %	50 %	100 %
Suitability for isolation						
Selectivity category (utilisation category)		A	A	A	A	A
Pollution degree		3	3	3	3	3
<b>Durability</b>						
Endurance (C-O cycles)	mechanical	10000	10000	10000	10000	5000
	electrical (I <sub>th</sub> )	1500	1500	1000	1000	1000
<b>Protection</b>						
Overload/short-circuit protection	thermal magnetic					
<b>Installation and connections</b>						
Control		manual	toggle			
	motor mechanism					
Connections		fixed	front connection			
			long rear connection			
	plug-in (on base)		front connection			
	withdrawable (on chassis)		rear connection			
			front connection			
			rear connection			
<b>Additional measurement, indication and control auxiliaries</b>						
Indication contacts	OF		auxiliary contact			
	SD, SIDE		trip, fault-trip			
Voltage releases	MX, MN		shunt trip/undervoltage release			

Anexo 15. Ficha técnica de vigilante de aislamiento ISO-CHECK PV.

## Serie ISO-Check PV

Vigilante de aislamiento para instalaciones fotovoltaicas  
Insulation monitoring device for photovoltaic systems

Technical Sheet



### Características técnicas Technical features

Modelos/Models Códigos/Codes		ISO-Check PV 600 T770aT8a	ISO-Check PV 1000 T770aT9a
Tensión de alimentación auxiliar AC 50/60 Hz Supply voltage AC 50/60 Hz	$U_s$ [V]	230	
Consumo propio Power consumption	VA	2	
Tensión nominal del sistema Nominal system voltage	$U_n$ (VDC)	300...600	500...1000
Valor de respuesta Response value	$R_{m,n}$ (k $\Omega$ )	30,40,50,60,70,80	
Tiempo de respuesta (RLY1) Response time (RLY1)	$t_{RLY1}$ (ms)	< 1s ( $C_s \leq 22,5 \mu F$ )	
Tiempo de respuesta (RLY2) Response time (RLY2)	$t_{RLY2}$ (s)	1,2,5,10	
Desviación de respuesta Relative uncertainty	%	5 (450V < $U_n$ $\leq$ 600V) 15 (300V < $U_n$ $\leq$ 450V)	5 (750V < $U_n$ $\leq$ 1000V) 15 (500V < $U_n$ $\leq$ 750V)
Histéresis (para $U_n = 1000$ Vdc) Hysteresis (at $U_n = 1000$ Vdc)	%	15 ( $R_{m,n} = 30$ k $\Omega$ ) 10 ( $R_{m,n} = 80$ k $\Omega$ )	
Tiempo de rearme Reclosing time	$t_r$ (min)	1	
Tensión de medida (valor de pico) ( $R_F = \infty \Omega$ ) Measuring voltage (peak value) ( $R_F = \infty \Omega$ )	$U_m$ (V)	< 25	
Corriente de medida ( $R_F = 0 \Omega$ ) Measuring current ( $R_F = 0 \Omega$ )	$I_m$ (mA)	< 1,5	
Resistencia interna CC Internal DC resistance	$R_i$ (k $\Omega$ )	512	
Impedancia interna (a 50 Hz) Internal impedance (at 50 Hz)	$Z_i$ (k $\Omega$ )	512	
Tensión continua admisible Permissible DC voltage	$U_{dc}$ (V)	1150	
Capacidad tolerada de derivación de la red System leakage capacitance	$C_s$ ( $\mu F$ )	$\leq 22,5$	
Tensión impulsional soportada/Categoría Rated impulse voltage/Category	$U_{imp}$ (kV)	4/III	

# Switch-disconnectors characteristics

## Compact NSX630b NA DC PV to NSX1600 NA DC PV



Compact NSX1600 NA DC PV.

### Anexo 16. Ficha técnica de Interruptor serie NSX DC PV.

Compact NSX DC PV switch-disconnector		NSX630b NA DC PV	NSX800b NA DC PV	NSX1000 NA DC PV	NSX1250 NA DC PV	NSX1600 NA DC PV
Number of poles		4	4	4	4	4
<b>Electrical characteristics as per IEC 60947-3</b>						
Rated current (A) (free air + no venting)	In	630	800	1000	1250	1500
Altitude	m	2000				
Rated insulation voltage (V) U <sub>i</sub>	Ui	1000	1000	1000	1000	1000
Rated impulse withstand voltage (kV) U <sub>imp</sub>	U <sub>imp</sub>	8	8	8	8	8
Rated operational voltage (V) U <sub>e</sub>	U <sub>e</sub>	1000	1000	1000	1000	1000
<b>Type of circuit breaker</b>						
Rated short circuit withstand current (kA rms) I <sub>sc</sub>	I <sub>sc</sub>	20	20	20	20	20
Rated conditional short-circuit current with back-up fuse AgPV	I <sub>q</sub>	10	10	10	10	10
Rated conditional short-circuit current with circuit breaker	I <sub>q</sub>	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Utilization category		DC22-A	DC22-A	DC22-A	DC22-B	DC22-B
Suitability for isolation		3	3	3	3	3
<b>Durability</b>						
Endurance (C-O cycles)	mechanical	10000	10000	10000	10000	10000
	electrical (In)	1000	500	500	100	100
<b>Installation and connections</b>						
Control	manual	●	●	●	●	●
	motor mechanism	●	●	●	●	●
Connections	fixed	●	●	●	●	●
	front connection	●	●	●	●	●
	rear connection	●	●	●	●	●
<b>Additional measurement, indication and control auxiliaries</b>						
Indication contacts	OF	●	●	●	●	●
Voltage releases	MC, MN	●	●	●	●	●
<b>Installation</b>						
Accessories	terminal extensions	●	●	●	●	●
	escutcheons	●	●	●	●	●
	terminal shields and interphase barriers	●	●	●	●	●
<b>Dimensions and weight</b>						
Dimensions (mm) W x H x D (two series connection)	4P	280 x 327 x 182				
Weight (kg) (two series connection)	4P	18	18	18	18	18

## Anexo 17. Ficha técnica de protector contra sobretensión Tipo 2.

# Protectores Tipo 2

## PSM 40

**PSM 40** es la gama de dispositivos Tipo 2/Clase II para proteger contra sobretensiones transitorias inducidas (8/20  $\mu$ s), según norma IEC/EN 61643-11.

Adecuados como segundo escalón de protección en cuadros de distribución cuando existen protectores tipo 1 instalados aguas arriba, o como primer escalón de protección en instalaciones comerciales, viviendas u otras aplicaciones que no estén expuestas a descargas directas, ni provistas de sistemas de protección externa contra el rayo.

### ESPECIFICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS

- Corriente máxima de descarga (8/20  $\mu$ s): 40 kA por fase
- Corriente nominal de descarga (8/20  $\mu$ s): 20 kA por fase
- Redes TNS, TNC, TT y IT
- Un(L-N/L-L): 48 V, 60 V, 120/208 V, 230/400 V, 277/480 V, 400/690 V y superiores
- Formato enchufable para carril DIN
- Indicación remota y visual del estado de vida del protector
- Chasis reversible para permitir la entrada de cables desde arriba o abajo
- Cartuchos codificados mecánicamente para evitar errores de sustitución
- Modelos certificados UL 1449 4<sup>th</sup> Ed.

Imax   
**40 kA**

[cirprotec.com/PSM](http://cirprotec.com/PSM)

**Normativa**

- IEC/EN 61643-11
- UL 1449 4<sup>th</sup> Ed., File No. E468946
- CE

## Protectores Tipo 2 | PSM 40

### 3 polos

CODIGO	REFERENCIA	Configuración								Cartucho	
		RED	Esquema eléctrico	Un [V]	Uc [V]	I <sub>max</sub> (8/20) [kA]	I <sub>n</sub> (8/20) [kA]	Up@In (8/20) [kV]	IR	L	N
77707864	PSM3-40/230 TNC	TNC (3Ph)	H	-/208	150	40	20	≤1		C22	-
77707865	PSM3-40/230 TNC IR	TNC (3Ph)	H	-/208	150	40	20	≤1	✓	C22	-
77707866	<b>PSM3-40/400 TNC</b>	<b>TNC (3Ph)</b>	<b>H</b>	<b>-/400</b>	<b>275</b>	<b>40</b>	<b>20</b>	<b>≤1,3</b>		<b>C23</b>	<b>-</b>
77707867	PSM3-40/400 TNC IR	TNC (3Ph)	H	-/400	275	40	20	≤1,3	✓	C23	-
77707882	PSM3-40/480 TNC	TNC (3Ph)	H	-/480	320	40	20	≤1,5		C24	-
77707883	PSM3-40/480 TNC IR	TNC (3Ph)	H	-/480	320	40	20	≤1,5	✓	C24	-
77707870	PSM3-30/750 TNC	TNC (3Ph)	H	-/690; -/1000	750	30	15	≤3		C26	-
77707871	PSM3-30/750 TNC IR	TNC (3Ph)	H	-/690; -/1000	750	30	15	≤3	✓	C26	-

## Anexo 18. Ficha técnica de vigilante de aislamiento AC.



### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Referencia		ISO-Check 120	ISO-Check 230
Código		77706701	77706700
<b>Alimentación</b>			
Tensión de alimentación	U <sub>s</sub>	120 V AC ± 15%	230 V AC ± 15%
Frecuencia		50/60 Hz	
<b>Sistema vigilado</b>			
Tensión nominal	U <sub>n</sub>	440 V AC	
<b>Características de monitorización de resistencia</b>			
Umbral de actuación alarma	R <sub>a</sub>	50-300 kΩ	
Precisión		± 10%	
<b>Circuito de medida</b>			
Tensión de medida		≤ 40 V	
Corriente de medida [con R <sub>i</sub> =∞]		≤ 200 mA	
Resistencia interna	R <sub>i</sub>	≥ 100 kΩ	
Impedancia interna	Z <sub>i</sub>	≥ 100 kΩ	
Capacidad tolerada de derivación de red	C <sub>e</sub>	< 20 μF	
<b>Elemento de conmutación</b>			
Contacto de salida		AC-13,6A / 250 V	
<b>Otras características</b>			
Norma de producto		EN 61557-8	
Compatibilidad electromagnética		UNE-EN-65143+A1:2004	

Anexo 19. Ficha técnica de cortacircuito Circuit Breaker Compact NS1250.



**Principal**

Gama	Compact
Gama de producto	NS630b...1600
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Nombre corto del dispositivo	Compact NS1250N
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	3P
Descripción de polos protegidos	3t
Tipo de red	CA
Código de poder de corte	N
Apto para seccionamiento	Sí acorde a IEC 60947-2
Categoría de empleo	Category B
Unidad de control	Micrologic 2.0
Tecnología de unidad de disparo	Electrónico
Calibre de la unidad de disparo	1250 A en 50 °C

**Complementario**

Frecuencia de red	50/60 Hz
Tipo de control	Mando rotativo Maneta
Tipo de montaje	Fijo
Tipo de montaje	Placa posterior
Conexión superior	Frontal
Conexión hacia abajo	Parte frontal
(In) rated current up to 65 °C	1250 A en 50 °C
[Ui] tensión asignada de aislamiento	800 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Uimp] Tensión asignada de resistencia a los choques	8 kV acorde a IEC 60947-2
[Ue] tensión asignada de empleo	690 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2

**Anexo 20. Resultados de Estimación de generación de energía de la Central Fotovoltaica en función al  
Performance de Garantía del Panel.**

<b>GENERACIÓN CENTRAL FV</b>						
<b>AÑO</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>MES</b>	<b>ENERO</b>	74.12	71.90	71.39	70.88	70.37
	<b>FEBRERO</b>	68.01	65.97	65.51	65.04	64.57
	<b>MARZO</b>	69.44	67.35	66.88	66.40	65.92
	<b>ABRIL</b>	72.45	70.28	69.78	69.28	68.78
	<b>MAYO</b>	61.01	59.18	58.76	58.34	57.92
	<b>JUNIO</b>	44.42	43.08	42.78	42.47	42.17
	<b>JULIO</b>	44.33	43.00	42.70	42.39	42.09
	<b>AGOSTO</b>	45.14	43.78	43.47	43.16	42.85
	<b>SETIEMBRE</b>	49.84	48.34	48.00	47.66	47.31
	<b>OCTUBRE</b>	62.48	60.61	60.18	59.75	59.32
	<b>NOVIEMBRE</b>	65.33	63.37	62.92	62.47	62.02
	<b>DICIEMBRE</b>	66.85	64.85	64.39	63.93	63.47
<b>GENERACIÓN ANUAL (MWhr/año)</b>		723.42	701.72	696.75	691.77	686.80

<b>GENERACIÓN CENTRAL FV</b>						
<b>AÑO</b>		<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
<b>MES</b>	<b>ENERO</b>	69.86	69.35	68.84	68.33	67.82
	<b>FEBRERO</b>	64.10	63.64	63.17	62.70	62.23
	<b>MARZO</b>	65.45	64.97	64.49	64.01	63.54
	<b>ABRIL</b>	68.29	67.79	67.29	66.79	66.29
	<b>MAYO</b>	57.50	57.08	56.66	56.24	55.82
	<b>JUNIO</b>	41.86	41.56	41.25	40.95	40.64
	<b>JULIO</b>	41.78	41.48	41.17	40.87	40.57
	<b>AGOSTO</b>	42.54	42.23	41.92	41.61	41.30
	<b>SETIEMBRE</b>	46.97	46.63	46.28	45.94	45.60
	<b>OCTUBRE</b>	58.89	58.46	58.03	57.60	57.17
	<b>NOVIEMBRE</b>	61.58	61.13	60.68	60.23	59.78
	<b>DICIEMBRE</b>	63.01	62.55	62.09	61.63	61.17
<b>GENERACIÓN ANUAL (MWhr/año)</b>		681.83	676.85	671.88	666.91	661.93

<b>GENERACIÓN CENTRAL FV</b>						
<b>AÑO</b>		<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>
<b>MES</b>	<b>ENERO</b>	67.41	67.00	66.59	66.18	65.77
	<b>FEBRERO</b>	61.86	61.48	61.10	60.73	60.35
	<b>MARZO</b>	63.15	62.77	62.38	62.00	61.61
	<b>ABRIL</b>	65.89	65.49	65.09	64.69	64.29
	<b>MAYO</b>	55.48	55.14	54.81	54.47	54.13
	<b>JUNIO</b>	40.40	40.15	39.90	39.66	39.41
	<b>JULIO</b>	40.32	40.07	39.83	39.58	39.34
	<b>AGOSTO</b>	41.05	40.80	40.55	40.30	40.05
	<b>SETIEMBRE</b>	45.32	45.05	44.77	44.50	44.22
	<b>OCTUBRE</b>	56.83	56.48	56.14	55.79	55.44
	<b>NOVIEMBRE</b>	59.42	59.06	58.69	58.33	57.97
	<b>DICIEMBRE</b>	60.80	60.43	60.06	59.69	59.32
<b>GENERACIÓN ANUAL (MWhr/año)</b>		657.93	653.93	649.92	645.92	641.92

<b>GENERACIÓN CENTRAL FV</b>						
<b>AÑO</b>		<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>MES</b>	<b>ENERO</b>	65.36	64.95	64.54	64.13	63.72
	<b>FEBRERO</b>	59.97	59.60	59.22	58.85	58.47
	<b>MARZO</b>	61.23	60.85	60.46	60.08	59.69
	<b>ABRIL</b>	63.89	63.49	63.09	62.69	62.28
	<b>MAYO</b>	53.79	53.46	53.12	52.78	52.44
	<b>JUNIO</b>	39.17	38.92	38.67	38.43	38.18
	<b>JULIO</b>	39.09	38.85	38.60	38.36	38.11
	<b>AGOSTO</b>	39.80	39.55	39.30	39.05	38.80
	<b>SETIEMBRE</b>	43.94	43.67	43.39	43.12	42.84
	<b>OCTUBRE</b>	55.10	54.75	54.41	54.06	53.72
	<b>NOVIEMBRE</b>	57.61	57.25	56.89	56.53	56.16
	<b>DICIEMBRE</b>	58.95	58.58	58.21	57.84	57.47
<b>GENERACIÓN ANUAL (MWhr/año)</b>		637.91	633.91	629.91	625.91	621.90

<b>GENERACIÓN CENTRAL FV</b>						
<b>AÑO</b>		<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>
<b>MES</b>	<b>ENERO</b>	63.31	62.90	62.49	62.08	61.67
	<b>FEBRERO</b>	58.09	57.72	57.34	56.96	56.59
	<b>MARZO</b>	59.31	58.93	58.54	58.16	57.77
	<b>ABRIL</b>	61.88	61.48	61.08	60.68	60.28
	<b>MAYO</b>	52.11	51.77	51.43	51.09	50.76
	<b>JUNIO</b>	37.94	37.69	37.45	37.20	36.95
	<b>JULIO</b>	37.87	37.62	37.38	37.13	36.89
	<b>AGOSTO</b>	38.55	38.30	38.05	37.80	37.55
	<b>SETIEMBRE</b>	42.57	42.29	42.01	41.74	41.46
	<b>OCTUBRE</b>	53.37	53.02	52.68	52.33	51.99
	<b>NOVIEMBRE</b>	55.80	55.44	55.08	54.72	54.36
	<b>DICIEMBRE</b>	57.10	56.73	56.36	55.99	55.62
<b>GENERACIÓN ANUAL (MWhr/año)</b>		617.90	613.90	609.89	605.89	601.89

**Anexo 21. Proyección de Ingresos Brutos anuales por Generación de energía de la Central FV.**

AÑO	GENERACIÓN ANUAL	TARIFA		ECONOMIA ANUAL
	MWh/año	Soles / KWh		Soles
1	723.42	S/	0.41	S/296,603.55
2	701.72	S/	0.43	S/301,371.45
3	696.75	S/	0.45	S/313,449.12
4	691.77	S/	0.47	S/325,994.21
5	686.80	S/	0.49	S/339,023.85
6	681.83	S/	0.52	S/352,555.79
7	676.85	S/	0.54	S/366,608.35
8	671.88	S/	0.57	S/381,200.43
9	666.91	S/	0.59	S/396,351.61
10	661.93	S/	0.62	S/412,082.07
11	657.93	S/	0.65	S/429,045.59
12	653.93	S/	0.68	S/446,690.88
13	649.92	S/	0.72	S/465,044.45
14	645.92	S/	0.75	S/484,133.75
15	641.92	S/	0.79	S/503,987.28
16	637.91	S/	0.82	S/524,634.57
17	633.91	S/	0.86	S/546,106.24
18	629.91	S/	0.90	S/568,434.00
19	625.91	S/	0.95	S/591,650.75
20	621.90	S/	0.99	S/615,790.56
21	617.90	S/	1.04	S/640,888.74
22	613.90	S/	1.09	S/666,981.87
23	609.89	S/	1.14	S/694,107.85
24	605.89	S/	1.19	S/722,305.91
25	601.89	S/	1.25	S/751,616.71

**Anexo 22. Evaluación de viabilidad económica de la Central FV.**

<b>PERIODO (AÑO)</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>Ingreso Bruto</b>		S/296,603.55	S/301,371.45	S/313,449.12	S/325,994.21	S/339,023.85
(-) Impuestos Aplicables		S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00
<b>Ingreso Líquido</b>		S/296,603.55	S/301,371.45	S/313,449.12	S/325,994.21	S/339,023.85
(-) Costos Fijos		S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00
(+) Reajuste Tarifario		S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00
(+) Costos Variables		S/24,205.46	S/24,447.51	S/24,691.99	S/24,938.91	S/25,188.30
<b>Ganancia Bruta</b>		S/272,398.09	S/276,923.93	S/288,757.13	S/301,055.30	S/313,835.56
(-) Gastos Fijos						
(-) Gastos Variables						
(-) Depreciación		S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84
(-) Interés						
<b>Beneficio Operativo</b>		S/175,576.25	S/180,102.09	S/191,935.29	S/204,233.46	S/217,013.72
(-) Gastos No Operacionales						
(+) Ingresos no Operativos						
<b>Beneficio antes de IR</b>		S/175,576.25	S/180,102.09	S/191,935.29	S/204,233.46	S/217,013.72
(-) IR						
<b>Beneficio Líquido</b>		S/175,576.25	S/180,102.09	S/191,935.29	S/204,233.46	S/217,013.72
<b>SIMULACIÓN 1 FLUJO DE CAJA: SIN FINANCIAMIENTO</b>						
Periodo (Año)	0	1	2	3	4	5
<b>Beneficio Líquido</b>		S/175,576.25	S/180,102.09	S/191,935.29	S/204,233.46	S/217,013.72
Depreciación (+)		S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84
Resultado No Operacional (-)						
Amortización de Deuda (-)						
Inversión (-)	S/2,420,546.00					
Liberar Financiamiento (+)						
Valor Residual						
<b>Flujo de Caja</b>	-S/2,420,546.00	S/272,398.09	S/276,923.93	S/288,757.13	S/301,055.30	S/313,835.56
<b>Flujo Acumulado</b>	-S/2,420,546.00	-S/2,148,147.91	-S/1,871,223.98	-S/1,582,466.84	-S/1,281,411.55	-S/967,575.99

PERIODO (AÑO)	6	7	8	9	10
<b>Ingreso Bruto</b>	352555.7938	S/366,608.35	S/381,200.43	S/396,351.61	S/412,082.07
(-) Impuestos Aplicables	0	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00
<b>Ingreso Líquido</b>	352555.7938	S/366,608.35	S/381,200.43	S/396,351.61	S/412,082.07
(-) Costos Fijos	0	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00
(+) Reajuste Tarifario	0	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00
(+) Costos Variables	25440.18169	S/25,694.58	S/25,951.53	S/26,211.04	S/28,101.79
<b>Ganancia Bruta</b>	327115.6121	S/340,913.76	S/355,248.91	S/370,140.57	S/383,980.28
(-) Gastos Fijos					
(-) Gastos Variables					
(-) Depreciación	96821.83987	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84
(-) Interés					
<b>Beneficio Operativo</b>	230293.7722	S/244,091.92	S/258,427.07	S/273,318.73	S/287,158.44
(-) Gastos No Operacionales					
(+) Ingresos no Operativos					
<b>Beneficio antes de IR</b>	230293.7722	S/244,091.92	S/258,427.07	S/273,318.73	S/287,158.44
(-) IR					
<b>Beneficio Líquido</b>	230293.7722	S/244,091.92	S/258,427.07	S/273,318.73	S/287,158.44

**SIMULACIÓN 1 FLUJO DE CAJA: SIN FINANCIAMIENTO**

Periodo (Año)	6	7	8	9	10
<b>Beneficio Líquido</b>	S/230,293.77	S/244,091.92	S/258,427.07	S/273,318.73	S/287,158.44
Depreciación (+)	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84
Resultado No Operacional (-)					
Amortización de Deuda (-)					
Inversión (-)					
Liberar Financiamiento (+)					
Valor Residual					
<b>Flujo de Caja</b>	S/327,115.61	S/340,913.76	S/355,248.91	S/370,140.57	S/383,980.28
<b>Flujo Acumulado</b>	-S/640,460.38	-S/299,546.62	S/55,702.29	S/425,842.86	S/2,808,694.14

PERIODO (AÑO)	11	12	13	14	15
<b>Ingreso Bruto</b>	S/429,045.59	S/446,690.88	S/465,044.45	S/484,133.75	S/503,987.28
(-) Impuestos Aplicables	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00
<b>Ingreso Líquido</b>	S/429,045.59	S/446,690.88	S/465,044.45	S/484,133.75	S/503,987.28
(-) Costos Fijos	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00
(+) Reajuste Tarifario	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00
(+) Costos Variables	S/26,737.89	S/27,005.27	S/27,275.32	S/27,548.07	S/27,823.55
<b>Ganancia Bruta</b>	S/402,307.70	S/419,685.62	S/437,769.13	S/456,585.68	S/476,163.73
(-) Gastos Fijos					
(-) Gastos Variables					
(-) Depreciación	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84
(-) Interés					
<b>Beneficio Operativo</b>	S/305,485.86	S/322,863.78	S/340,947.29	S/359,763.84	S/379,341.89
(-) Gastos No Operacionales					
(+) Ingresos no Operativos					
<b>Beneficio antes de IR</b>	S/305,485.86	S/322,863.78	S/340,947.29	S/359,763.84	S/379,341.89
(-) IR					
<b>Beneficio Líquido</b>	S/305,485.86	S/322,863.78	S/340,947.29	S/359,763.84	S/379,341.89
<b>SIMULACIÓN 1 FLUJO DE CAJA: SIN FINANCIAMIENTO</b>					
Periodo (Año)	11	12	13	14	15
<b>Beneficio Líquido</b>	S/305,485.86	S/322,863.78	S/340,947.29	S/359,763.84	S/379,341.89
Depreciación (+)	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84
Resultado No Operacional (-)					
Amortización de Deuda (-)					
Inversión (-)					
Liberar Financiamiento (+)					
Valor Residual					
<b>Flujo de Caja</b>	S/402,307.70	S/419,685.62	S/437,769.13	S/456,585.68	S/476,163.73
<b>Flujo Acumulado</b>	S/1,213,759.47	S/1,633,445.09	S/2,071,214.22	S/2,527,799.90	S/3,003,963.63

PERIODO (AÑO)	16	17	18	19	20
<b>Ingreso Bruto</b>	S/524,634.57	S/546,106.24	S/568,434.00	S/591,650.75	S/615,790.56
(-) Impuestos Aplicables	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00
<b>Ingreso Líquido</b>	S/524,634.57	S/546,106.24	S/568,434.00	S/591,650.75	S/615,790.56
(-) Costos Fijos	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00
(+) Reajuste Tarifario	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00
(+) Costos Variables	S/28,101.79	S/28,382.81	S/28,666.63	S/28,953.30	S/29,242.83
<b>Ganancia Bruta</b>	S/496,532.79	S/517,723.43	S/539,767.37	S/562,697.45	S/586,547.73
(-) Gastos Fijos					
(-) Gastos Variables					
(-) Depreciación	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84
(-) Interés					
<b>Beneficio Operativo</b>	S/399,710.95	S/420,901.59	S/442,945.53	S/465,875.61	S/489,725.89
(-) Gastos No Operacionales					
(+) Ingresos no Operativos					
<b>Beneficio antes de IR</b>	S/399,710.95	S/420,901.59	S/442,945.53	S/465,875.61	S/489,725.89
(-) IR					
<b>Beneficio Líquido</b>	S/399,710.95	S/420,901.59	S/442,945.53	S/465,875.61	S/489,725.89
<b>SIMULACIÓN 1 FLUJO DE CAJA: SIN FINANCIAMIENTO</b>					
Periodo (Año)	16	17	18	19	20
<b>Beneficio Líquido</b>	S/399,710.95	S/420,901.59	S/442,945.53	S/465,875.61	S/489,725.89
Depreciación (+)	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84
Resultado No Operacional (-)					
Amortización de Deuda (-)					
Inversión (-)					
Liberar Financiamiento (+)					
Valor Residual					
<b>Flujo de Caja</b>	S/496,532.79	S/517,723.43	S/539,767.37	S/562,697.45	S/586,547.73
<b>Flujo Acumulado</b>	S/3,500,496.42	S/4,018,219.85	S/4,557,987.21	S/5,120,684.66	S/5,707,232.39

PERIODO (AÑO)	21	22	23	24	25
<b>Ingreso Bruto</b>	S/640,888.74	S/666,981.87	S/694,107.85	S/722,305.91	S/751,616.71
(-) Impuestos Aplicables	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00
<b>Ingreso Líquido</b>	S/640,888.74	S/666,981.87	S/694,107.85	S/722,305.91	S/751,616.71
(-) Costos Fijos	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00
(+) Reajuste Tarifario	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00	S/0.00
(+) Costos Variables	S/29,535.26	S/29,830.61	S/30,128.92	S/30,430.21	S/30,734.51
<b>Ganancia Bruta</b>	S/611,353.48	S/637,151.26	S/663,978.93	S/691,875.70	S/720,882.20
(-) Gastos Fijos					
(-) Gastos Variables					
(-) Depreciación	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84
(-) Interés					
<b>Beneficio Operativo</b>	S/514,531.64	S/540,329.42	S/567,157.09	S/595,053.86	S/624,060.36
(-) Gastos No Operacionales					
(+) Ingresos no Operativos					
<b>Beneficio antes de IR</b>	S/514,531.64	S/540,329.42	S/567,157.09	S/595,053.86	S/624,060.36
(-) IR					
<b>Beneficio Líquido</b>	S/514,531.64	S/540,329.42	S/567,157.09	S/595,053.86	S/624,060.36
<b>SIMULACIÓN 1 FLUJO DE CAJA: SIN FINANCIAMIENTO</b>					
Periodo (Año)	21	22	23	24	25
<b>Beneficio Líquido</b>	S/514,531.64	S/540,329.42	S/567,157.09	S/595,053.86	S/624,060.36
Depreciación (+)	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84	S/96,821.84
Resultado No Operacional (-)					
Amortización de Deuda (-)					
Inversión (-)					
Liberar Financiamiento (+)					
Valor Residual					
<b>Flujo de Caja</b>	S/611,353.48	S/637,151.26	S/663,978.93	S/691,875.70	S/720,882.20
<b>Flujo Acumulado</b>	S/6,318,585.87	S/6,955,737.13	S/7,619,716.06	S/8,311,591.76	S/9,032,473.95

## Anexo 23. Datos de Irradiación obtenidos de Global Solar Atlas.

### GLOBAL SOLAR ATLAS BY WORLD BANK GROUP

#### Nuevo Chimbote

-09.112856°,-078.498698°

unnamed road, Nuevo Chimbote, Ancash, Peru

Time zone: UTC-05, America/Lima [PET]

Report generated: 19 Oct 2021

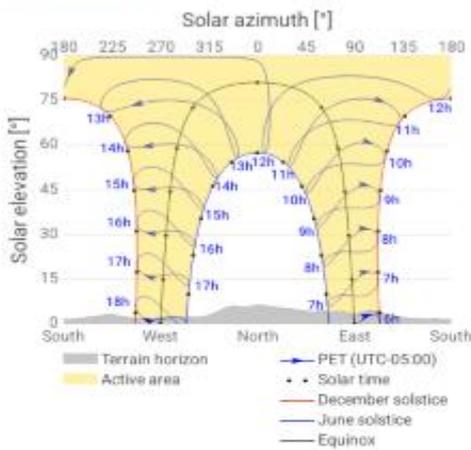
#### SITE INFO

Map data		Per year
Direct normal irradiation	DNI	1582.2 kWh/m <sup>2</sup>
Global horizontal irradiation	GHI	2061.0 kWh/m <sup>2</sup>
Diffuse horizontal irradiation	DIF	881.6 kWh/m <sup>2</sup>
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI <sub>opta</sub>	2080.3 kWh/m <sup>2</sup>
Optimum tilt of PV modules	OPTA	9 / 0 °
Air temperature	TEMP	19.1 °C
Terrain elevation	ELE	67 m

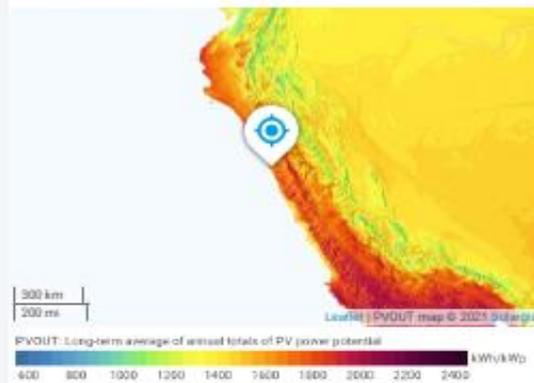
#### Map



#### Horizon and sunpath



#### PVOUT map



# GLOBAL SOLAR ATLAS

BY WORLD BANK GROUP

## PV ELECTRICITY AND SOLAR RADIATION

### PV system configuration



Pv system: Ground-mounted large scale  
 Azimuth of PV panels: Default (0°)  
 Tilt of PV panels: 9°  
 Installed capacity: 1000 kWp

### Annual averages

Total photovoltaic power output and Global tilted irradiation

**1.708**

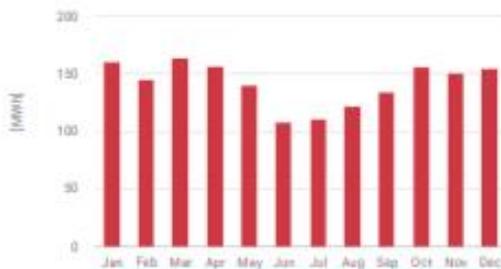
GWh per year

**2072.1**

kWh/m<sup>2</sup> per year

### Monthly averages

Total photovoltaic power output



### Average hourly profiles

Total photovoltaic power output [kWh]



UTC-05

### Average hourly profiles

Total photovoltaic power output [kWh]

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6												
6 - 7	26	16	16	19	15	9	7	12	28	1	1	0
7 - 8	149	131	138	153	130	103	105	111	131	172	185	167
8 - 9	324	310	326	335	267	201	198	187	211	286	316	324
9 - 10	489	484	510	513	395	261	233	221	288	414	441	473
10 - 11	623	626	659	661	523	330	306	320	439	582	585	600
11 - 12	712	714	746	738	619	452	415	466	623	713	706	699
12 - 13	750	741	767	751	675	531	516	562	760	868	747	759
13 - 14	695	706	729	707	653	544	550	604	695	722	692	670
14 - 15	598	602	605	599	562	495	514	574	608	608	584	566
15 - 16	443	452	445	440	418	386	419	456	458	438	423	415
16 - 17	265	276	260	252	234	223	256	276	261	236	230	241
17 - 18	108	114	94	72	55	55	75	84	72	60	65	85
18 - 19	12	12	5	1	0	0	1	1	1	1	1	5
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	5,196	5,187	5,295	5,242	4,545	3,609	3,594	3,923	4,495	5,051	5,030	5,014

# GLOBAL SOLAR ATLAS

BY WORLD BANK GROUP

## PV ELECTRICITY AND SOLAR RADIATION

### Annual averages

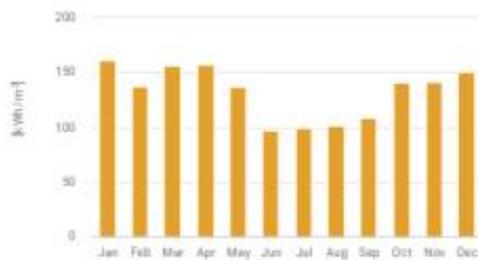
Direct normal irradiation

# 1585.5

kWh/m<sup>2</sup> per year

### Monthly averages

Direct normal irradiation



### Average hourly profiles

Direct normal irradiation [Wh/m<sup>2</sup>]



UTC-05

### Average hourly profiles

Direct normal irradiation [Wh/m<sup>2</sup>]

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6												
6 - 7	92	32	31	42	22	14	11	17	31	71	92	69
7 - 8	210	181	187	217	171	136	160	125	96	144	175	184
8 - 9	349	328	339	348	243	160	154	104	99	190	250	307
9 - 10	477	461	485	487	333	169	127	93	134	282	343	425
10 - 11	595	577	609	614	436	222	162	145	240	431	468	532
11 - 12	660	647	679	679	514	306	253	266	391	568	605	614
12 - 13	704	699	699	692	592	402	379	420	553	653	699	679
13 - 14	694	679	679	679	604	407	457	505	565	658	641	630
14 - 15	577	559	543	578	559	462	476	522	550	592	578	541
15 - 16	439	417	410	461	474	421	463	491	470	475	463	421
16 - 17	292	277	261	325	347	332	379	384	336	325	318	287
17 - 18	163	153	134	144	119	122	188	192	145	131	149	131
18 - 19	27	26	8									9
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	5189	4922	5004	5240	4413	3214	3207	3265	3605	4519	4725	4836

# GLOBAL SOLAR ATLAS

BY WORLD BANK GROUP

## GLOSSARY

Acronym	Full name	Unit	Type of use
DIF	Diffuse horizontal irradiation	kWh/m <sup>2</sup> , MJ/m <sup>2</sup>	Average yearly, monthly or daily sum of diffuse horizontal irradiation (© 2021 Solargis)
DNI	Direct normal irradiation	kWh/m <sup>2</sup> , MJ/m <sup>2</sup>	Average yearly, monthly or daily sum of direct normal irradiation (© 2021 Solargis)
ELE	Terrain elevation	m, ft	Elevation of terrain surface above/below sea level, processed and integrated from SRTM-3 data and related data products (SRTM v4.1 © 2004 - 2021, CGIAR-CSI)
GHI	Global horizontal irradiation	kWh/m <sup>2</sup> , MJ/m <sup>2</sup>	Average annual, monthly or daily sum of global horizontal irradiation (© 2021 Solargis)
GTI	Global tilted irradiation	kWh/m <sup>2</sup> , MJ/m <sup>2</sup>	Average annual, monthly or daily sum of global tilted irradiation (© 2021 Solargis)
GTI <sub>opta</sub>	Global tilted irradiation at optimum angle	kWh/m <sup>2</sup> , MJ/m <sup>2</sup>	Average annual, monthly or daily sum of global tilted irradiation for PV modules fix-mounted at optimum angle (© 2021 Solargis)
OPTA	Optimum tilt of PV modules	°	Optimum tilt of fix-mounted PV modules facing towards Equator set for maximizing GTI input (© 2021 Solargis)
PVOUT <sub>total</sub>	Total photovoltaic power output	kWh, MWh, GWh	Yearly and monthly average values of photovoltaic electricity (AC) delivered by the total installed capacity of a PV system (© 2021 Solargis)
PVOUT <sub>specific</sub>	Specific photovoltaic power output	kWh/kWp	Yearly and monthly average values of photovoltaic electricity (AC) delivered by a PV system and normalized to 1 kWp of installed capacity (© 2021 Solargis)
TEMP	Air temperature	°C, °F	Average yearly, monthly and daily air temperature at 2 m above ground. Calculated from outputs of ERA5 model (© 2021 ECMWF, post-processed by Solargis)

## ABOUT

This pdf report (the "Work") is automatically generated from the Global Solar Atlas online app (<https://globalsolaratlas.info/>), prepared by Solargis under contract to The World Bank, based on a solar resource database that Solargis owns and maintains. It provides the estimated solar resource, air temperature data and potential solar power output for the selected location and input parameters of a photovoltaic (PV) power system.

Copyright © 2021 The World Bank  
1818 H Street NW, Washington DC 20433, USA

The World Bank, comprising the International Bank for Reconstruction and Development (IBRD) and the International Development Association (IDA), is the commissioning agent and copyright holder for this Work, acting on behalf of The World Bank Group. The Work is licensed by The World Bank under a Creative Commons Attribution license (CC BY 4.0 IGO) with a mandatory and binding addition (please refer to the GSA website for full terms and conditions of use <https://globalsolaratlas.info/support/terms-of-use>).

The World Bank Group disclaims all warranties of any kind related to the provision of the Work.

The Work is made available solely for general information purposes. Neither the World Bank, Solargis nor any of its partners and affiliates hold the responsibility for the accuracy and/or completeness of the data and shall not be liable for any errors, or omissions. It is strongly advised that the Work be limited to use in informing policy discussions on the subject, and/or in creating services that better educate relevant persons on the viability of solar development in areas of interest. As such, neither the World Bank nor any of its partners on the Global Solar Atlas project will be liable for any damages relating to the use of the Work for financial commitments or any similar use cases. Solargis has done its utmost to make an assessment of solar climate conditions based on the best available data, software, and knowledge.

Sources: Solar database and PV software © 2021 Solargis

# "ANÁLISIS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA A TRAVÉS DEL DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO AL AMT CHS031-HIDRANDINA U.N CHIMBOTE"

## INFORME DE ORIGINALIDAD

9%

INDICE DE SIMILITUD

9%

FUENTES DE INTERNET

0%

PUBLICACIONES

0%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

## FUENTES PRIMARIAS

1	<a href="http://repositorio.uss.edu.pe">repositorio.uss.edu.pe</a> Fuente de Internet	3%
2	<a href="http://repositorio.uns.edu.pe">repositorio.uns.edu.pe</a> Fuente de Internet	3%
3	<a href="http://www.scribd.com">www.scribd.com</a> Fuente de Internet	2%

Excluir citas

Activo

Excluir coincidencias < 2%

Excluir bibliografía

Activo