



**FACULTAD DE INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y  
URBANISMO  
ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA  
MECÁNICA ELÉCTRICA**

**TESIS**

**“VIABILIDAD TÉCNICA DE LA APLICACIÓN DE  
LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL  
ALIMENTADOR C-219 CHICLAYO”**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**Autor:**

**Bach. Royser Flores Ruiz**  
<https://orcid.org/0000-0002-5814-9284>

**Asesor:**

**Mg. Juan Carlos Vives Garnique**  
<https://orcid.org/0000-0003-0988-9881>

**Línea de Investigación:  
Infraestructura, Tecnología Y Medio Ambiente**

**Pimentel – Perú  
2021**

# **“VIABILIDAD TÉCNICA DE LA APLICACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ALIMENTADOR C-219 CHICLAYO”**

## **Aprobación del Jurado**

---

Mg. Gastiaburu Morales Silvia Yvone  
**Presidente del Jurado de Tesis**

---

Mg. Alvarado Silva Carlos Alexis  
**Secretario del Jurado de Tesis**

---

Mg. Vives Garnique Juan Carlos  
**Vocal del Jurado de Tesis**

## **DEDICATORIA**

Se lo dedico a mis padres por haberme forjado como la persona que soy hoy en día, muchos de mis logros se los debo a ellos, ya que me instruyeron con reglas y disciplina para así poder alcanzar mis logros

## **AGRADECIMIENTO**

Primeramente, agradecer a dios a mis padres y a mis hermanos ya que me estuvieron apoyando en los 5 años de mi carrera universitaria para no rendirme y así poder llegar a alcanzar mis objetivos propuestos

## RESUMEN

El presente trabajo de investigación se concentrará en diseñar un Sistema de Generación Distribuida en el Alimentador C-219, cabe precisar que este Alimentador actualmente tiene una potencia instalada de 10 MW y suministra de energía eléctrica a 52 subestaciones de Distribución de Energía Eléctrica.

Actualmente dicho alimentador cuenta con unas diversas fallas como por ejemplo fallas por sobrecarga, transitorios, cortocircuitos, etc, lo que origina que dicho alimentador actualmente no sea confiable.

Para mejorar la Confiabilidad del Alimentador C-219, producida por la sobrecarga, se diseñará un Sistema de Generación Distribuida: Central Solar, el mismo que tendrá una potencia de 1,2 MW, se ubicará en entre la vía de evitamiento y el cruce carretera a San José que es donde existe terrenos y no existe interferencia para instalar los paneles solares. La Central Solar estará compuesta por los siguientes equipos: 3360 paneles fotovoltaicos de 360Wp, 02 inversores para el conjunto de la instalación de 630 kW y un transformador de 1 260 kVA de 2 devanados de baja tensión conectados a la salida de los inversores, y un tercer devanado, que convertirá la tensión de salida al nivel de tensión de la red de media tensión, 10 kV.

La inversión para instalar el Sistema de Generación Distribuida asciende a S/.6.751.630,93 (US\$ 2.015.412,22), con un costo de generación de 21,59 US\$/MWh, con una TIR de 14,93% y un VAN de US\$ 2 133 075,125.

**PALABRAS CLAVES:** Generación Distribuida, Central Solar, Confiabilidad

## **ABSTRACT**

This research work will focus on designing a Distributed Generation System in Feeder C-219, it should be noted that this Feeder currently has an installed capacity of 10 MW and supplies electric power to 52 Electrical Power Distribution substations.

Currently said feeder has various faults such as failures due to overload, transients, short circuits, etc., which causes that said feeder is currently not reliable.

To improve the Reliability of the C-219 Feeder, produced by the overload, a Distributed Generation System will be designed: Solar Power Plant, which will have a power of 1.2 MW, will be located between the avoidance route and the highway crossing to San José which is where there is land and there is no interference to install the solar panels. The Solar Power Plant will be made up of the following equipment: 3,360 360Wp photovoltaic panels, 02 inverters for the entire installation of 630 kW and a 1,260 kVA transformer with 2 low-voltage windings connected to the output of the inverters, and a third winding, which will convert the output voltage to the voltage level of the medium voltage network, 10 kV.

The investment to install the Distributed Generation System amounts to S/.6.751.630,93 (US\$ 2.015.412,22), with a generation cost of 21,59 US \$ / MWh, with an TIR of 14,93% and a VNA of US\$ 2 133 075,125.

**KEY WORDS:** Distributed Generation, Solar Power Plant, Reliability

## ÍNDICE

DEDICATORIA.....	iii
<b>AGRADECIMIENTO.....</b>	<b>iv</b>
RESUMEN.....	v
ABSTRACT.....	vi
ÍNDICE.....	vii
INDICE DE TABLAS.....	x
INDICE DE FIGURAS.....	xi
<b>I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>12</b>
1.1. Situación Problemática.....	12
1.2. Antecedentes de la Investigación.....	13
1.3. Marco Teórico.....	17
1.3.1 Generación Distribuida (GD).....	17
1.3.2 Impacto al insertar Generación Distribuida en redes de distribución de energía eléctrica.....	17
1.3.3 Ubicación de las unidades Generación Distribuida.....	19
1.3.4 Confiabilidad en sistema de generación distribuida.....	20
1.4. Formulación del problema.....	25
1.5. Justificación.....	25
1.6. Hipótesis.....	26
1.7. Objetivos.....	26
1.7.1 Objetivo General.....	26
1.7.2 Objetivos Específicos.....	26
<b>II. MATERIALES Y METODOS.....</b>	<b>27</b>
2.1. Tipo y Diseño de la Investigación.....	28
2.2. Población y Muestra.....	28
2.3. Variables y Operacionalización.....	28
2.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad.....	30
2.4.1. Técnicas de recolección de datos.....	30
2.4.2. Instrumentos de recolección de datos.....	30
2.4.3. Validez y confiabilidad.....	30

2.5.	Procedimiento de análisis de datos.....	30
2.6.	Criterios éticos.....	31
2.7.	Criterios de Rigor Científico .....	31
III.	RESULTADOS .....	32
3.1.	Determinar la Confiabilidad en Alimentador C-219 Chiclayo .....	32
3.1.1	Tolerancias .....	32
3.1.2	Indicadores Técnicos de Confiabilidad. IEEE Standard 1366-2003.....	33
3.2.	Determinar el tipo de generación distribuida a aplicar en Alimentador C-219 Chiclayo 57	
3.3.	Realizar la selección de los equipos del tipo de generación distribuida utilizada60	
3.3.1	Potencia del sistema fotovoltaico.....	61
3.3.2	Topología y bloques de la instalación.....	61
3.3.3.	Disposición física, separación entre filas de paneles y estructura de soporte	67
3.3.4.	Cálculo de la sección de conductores en corriente continua.....	70
3.3.4.1.	Cálculo de la sección de conductores en corriente alterna .....	72
3.3.5.	Protección en tramo de corriente continua.....	73
3.3.6.	Protección en tramo de corriente Alterna .....	77
3.4.	Determinar la nueva confiabilidad del Alimentador C-219 Chiclayo, después de aplicar la Generación Distribuida .....	79
3.5.	Viabilidad económica de la aplicación de la generación distribuida en el Alimentador C-219 Chiclayo .....	82
3.6.	Discusión de resultados.....	89
	CONCLUSIONES.....	90
	RECOMENDACIONES .....	91
	BIBLIOGRAFÍA .....	92
	Bibliografía.....	92
	Anexo 01: Diagrama Unifilar del Alimentador C-219 .....	95
	Anexo 02: Componentes del Alimentador C-219.....	96
	Anexo 03: Información sobre fallas en el Alimentador C-219.....	97
	Anexo 04: Datos Técnicos Módulos Solares .....	103
	Anexo 05: Datos Técnicos Inversor.....	104
	Anexo 06: Datos Técnicos Cuadro I.....	105
	Anexo 07: Datos Técnicos Cuadro II.....	106

Anexo 08: Minera Pv Transformadores Para Sistemas Fv .....	108
Anexo 09: Soporte De Paneles Fotovoltaicos.....	109
Anexo 10: Cable Indeco- N2XY.....	110
Anexo 11: Cable Indeco- NA2XSA2Y-S .....	110
Anexo 12: Fusible Fotovoltaico 1000 VD,1-20A.....	113
Anexo 13: Protección Contra Sobretensiones PSM40PV .....	114
Anexo 14: Interruptor Serie NSX DC PV SCHNEIDER ELECTRIC .....	115
Anexo 15: Fusible gPV NH 1000V .....	116
Anexo 16: Vigilante ISO-CHECK PV CPT .....	117
Anexo 17: Interruptores Serie NSX DC PV SCHNEIDER ELECTRIC.....	118
Anexo 18: Protección Contra Sobretensión.....	119
Anexo 19: Vigilante De Aislamiento AC(IT).....	120
Anexo 20: CIRCUIT BREAKER COMPACT NS1250N.....	121
Anexo 21: Serie De Contenedores PV Box ST .....	122
Anexo 22: Autorización Para El Recojo De Información .....	123
Anexo 23: Plano de ubicación del Sistema de Generación Distribuida.....	124
Anexo 24: Plano de distribución del Sistema de Generación Distribuida.....	125
Anexo 25: Plano del Diagrama Unifilar del Sistema de Generación Distribuida.....	126

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Operacionalización de las Variables .....	29
Tabla 2. Interrupciones por cliente. ....	33
Tabla 3: Indicadores de Confiabilidad.....	56
Tabla 4. Ponderación de criterios .....	59
Tabla 5 Cálculo de hora solar pico (HSP). ....	61
Tabla 6 Combinación de paneles para atacar inversor .....	64
Tabla 7 Características del transformador .....	66
Tabla 8. Separación entre filas de paneles.....	68
Tabla 9. Cálculo del conductor entre string y cuadros nivel I.....	70
Tabla 10 Cálculo del conductor entre cuadros nivel I y DC Box II .....	71
Tabla 11 Cálculo del conductor entre DC Box II y el inversor .....	72
Tabla 12 Cálculo del conductor entre el inversor y el transformador .....	72
Tabla 13 Cálculo del conductor entre transformador hasta la red .....	73
Tabla 14: Indicadores de Confiabilidad del Alimentador C-219 contando con la Generación Distribuida .....	81
Tabla 15: Indicadores de Confiabilidad.....	82
Tabla 16: Presupuesto para la instalación de la Central Fotovoltaica .....	83
Tabla 17: Presupuesto para la instalación del sistema de acoplamiento y protección .....	84
Tabla 18: Presupuesto de obras civiles.....	85
Tabla 19: Presupuesto Total .....	85
Tabla 20: Evaluación Económica (precios en US\$).....	88

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Número de Usuarios Afectados .....	33
Figura 2: Duración de las Fallas .....	34
Figura 3: SAIDI .....	35
Figura 4: SAIFI .....	36
Figura 5: CAIDI .....	36
Figura 6: ASAI .....	37
Figura 7: Número de Usuarios Afectados .....	38
Figura 8: Duración de las Fallas .....	39
Figura 9: SAIDI .....	40
Figura 10: SAIFI .....	41
Figura 11: CAIDI .....	42
Figura 12: ASAI .....	43
Figura 13: Número de Usuarios Afectados .....	44
Figura 14: Duración de las Fallas .....	45
Figura 15: SAIDI .....	46
Figura 16: SAIFI .....	46
Figura 17: CAIDI .....	47
Figura 18: ASAI .....	49
Figura 19: Número de Usuarios Afectados .....	50
Figura 20: Duración de las Fallas .....	51
Figura 21: SAIDI .....	52
Figura 22: SAIFI .....	53
Figura 23: CAIDI .....	54
Figura 24: ASAI .....	55
Figura 25. Agrupaciones de strings en paralelo, nivel I y II .....	64
Figura 26: Agrupación de inversores con transformador de 3 devanados .....	66
Figura 27: Configuración del Central Fotovoltaica a instalar .....	67
Figura 28. Separación entre filas de paneles .....	68
Figura 29: Disposición de los elementos en la Central Fotovoltaica .....	69
Figura 30. Corriente inversa en la generación de energía .....	73
Figura 31 Photovoltaic fuses 10x38mm/1000 Vdc, 10A .....	74
Figura 32. Protección contra sobre tensiones transitorias PSM3-40/1000 PV .....	74
Figura 33. Protección contra cortocircuitos Compact NSX160 TM DC PV .....	75
Figura 34. Vigilante de aislamiento PV1000 .....	76
Figura 35. Interruptor Schneider Electric .....	76
Figura 36. Vigilador de aislamiento ISO-Check 230V .....	78
Figura 37. NS1250N - Micrologic 6,0 .....	79

## I. INTRODUCCIÓN

### 1.1. Situación Problemática

(Batlle, 2014) En el trabajo de investigación: “Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos” afirma lo siguiente: El efecto que produce la generación distribuida en los sistemas eléctricos puede ser positivo o negativo, dependiendo de diversos factores como son el tipo de tecnología a emplearse, así como donde se va a ubicar la generación además del nivel de concentración. Por ello países como Uruguay, México, Chile, América Central, Colombia, Brasil hacen uso de herramientas computacionales de planificación en las que destacan, “WASP”, “PET”, “OPTGEN”, “MELP”, por la determinación del mix óptimo de expansión.

(OSINERGMIN, 2006) publica la Ley 28832: Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, Lima: OSINERGMIN, 2006 En el Perú la ley N° 28832, establece la micro generación distribuida (MIGD) desde unos pocos KW hasta los 0,2 MW y la mediana generación distribuida (MEGD) desde 0,2 MW a 10MW, teniendo como limitaciones que la MIGD puede ser producida solamente por fuentes renovables y solo la MEGD puede hacer uso de cualquier tecnología.

(Piscoya, 30 Octubre 2018) en la publicación: “Invertirán S/ 57 millones en redes eléctricas en Cajamarca y Lambayeque”, manifiesta que el nivel de penetración en redes eléctricas constituye un factor determinante para cuantificar el nivel de pérdidas. La región Lambayeque cuenta con un sistema eléctrico deficiente, el cual brinda un servicio de baja calidad, esto se traduce, por ejemplo, en la alta tasa de conexiones clandestinas que existen en varias zonas, especialmente, en las más alejadas. Asimismo, se evidencia el gran aumento de usuarios que se ha tenido en los últimos años, lo que causa la necesidad de ejecutar proyectos para ampliar y mejorar la red pública y sus sistemas de distribución.

Las redes de distribución eléctrica ubicadas en la Provincia de Chiclayo, según el último reporte de la empresa Concesionaria Electronorte SA en su Anuario 2018, indica que dichas redes vienen presentando contingencias como son caídas de tensión, así como pérdidas de potencia. Siendo una de ellas el Alimentador C-219. Dicho alimentador se ubica en el distrito de Chiclayo, gran parte de su recorrido es por la Panamericana Norte hasta cercanías del Hospital Regional de Lambayeque, la distancia de la salida del alimentador hasta la

Subestación de Distribución más alejada es de 8,76 km según figura 1, su diagrama unifilar se muestra en el Anexo 2 y la longitud total de la red es de 18,21 Km. Según el mencionado Anuario, el Alimentador tiene una energía total activa para el mes de marzo de C.A. y una caída de tensión del 6,13 % además de un 1,56 % de pérdidas en la transmisión.

## **1.2. Antecedentes de la Investigación**

### **A Nivel Internacional:**

(D. Henao, pp. 6-15, 2018) en el Trabajo de Investigación: “Metodología para determinar la viabilidad de generación de energía eléctrica por medio del recurso eólico”, desarrollaron una metodología para evaluar la factibilidad de generación de electricidad haciendo uso del viento, considerando los datos de la velocidad del viento y el uso de un aerogenerador comercial de baja potencia que nos permitirá realizar la conversión energía del viento a energía eléctrica. Los investigadores estudiaron los datos proporcionados por los encargados de la estación meteorológica del aeropuerto Camilo Daza ubicado en Cúcuta, información que correspondía a un periodo de 5 años, entre los años 2010 y 2014. Tomando como referencia esta información así como la energía a producir se seleccionó el aerogenerador comercial WINDSPOT 7,5 kW. Como conclusión se determinó que no es viable implementar un aerogenerador en la zona, debido a que la velocidad del viento está por debajo de 5 m/s.

(Ortiz, pp. 44-48, 2013) en su proyecto de investigación “Generación distribuida a partir de bicicletas estáticas y sistemas híbridos”, describe las nuevas tecnologías relacionadas a la generación distribuida creando micro redes eléctricas las mismas que para su correcto funcionamiento demanda de contar con un sistema de gestión de energía eléctrica. Siendo una de estas formas de generación destaca el uso de bicicletas estáticas y los sistemas híbridos. Como conclusiones obtenidas, se tiene que toda microred eléctrica que se logre ejecutar debe hacerse a partir de un sistema híbrido de generación de electricidad que tenga un impacto sobre la red de distribución.

(Scholz, 2014) en el trabajo de investigación titulado: “Efecto de los requerimientos frente a huecos de tensión para generación distribuida” estudió el comportamiento de los requerimientos frente a huecos de tensión en redes de distribución que incluyen generadores

descentralizados. Para realizar este trabajo de investigación se eligió un alimentador promedio, tipo rural, en donde se evaluó la inclusión de generación tanto en media tensión y baja tensión, y dentro de esta última en los sectores doméstico e industrial. Se evaluó en 08 escenarios tomando como escenario crítico aquel que en la primera barra del sistema se produce un cortocircuito trifásico, y se estudiaron dos tiempos de despeje distintos. Como conclusiones de este trabajo de investigación se tiene que los escenarios planteados y la distribución de la generación distribuida afectan las tensiones antecedentes y precedentes a las perturbaciones estudiadas, siendo las diferencias entre éstas mayores al momento en que la penetración es mayor y en la distribución creciente.

(Gutiérrez, 2010) en el Proyecto de Investigación titulado: “Incorporación de medios de generación no convencionales en sistemas interconectados”, estudió el impacto que causa el ingreso de un Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD) en un alimentador real, para lo cual ejecutó diversas simulaciones con el programa Power Factory de DigSILENT. En este análisis se evaluó las consecuencias que produce el incorporar un PMGD, para ello se realizaron estudios de flujo de potencia, así como estudio de costos de pérdidas. Se concluyó, entre varios aspectos, que los efectos que produce la implementación de un PMGD en una red de distribución dependen de la distribución de los consumidores de electricidad, la configuración de la red, así como el punto de conexión dentro de la red eléctrica materia del análisis.

#### **A Nivel Nacional:**

(Huamani, 2013) En el Proyecto de Investigación: “Microgeneración distribuida con sistemas fotovoltaicos en viviendas urbanas para mitigar impactos ambientales” describieron y analizaron la posibilidad de utilizar sistemas fotovoltaicos en las viviendas ubicadas en el casco urbano, conectados en paralelo a la red eléctrica. En este estudio se evaluó la instalación de 500 Paneles fotovoltaicos, los cuales suministrarían la energía eléctrica a la red, sin usar baterías, y el excedente lo entregaría a la red de la concesionaria, dicha generación se produciría en las horas luz. Esta generación denominada de baja potencia, pues las potencias a producir estarán en el orden de 1 kW a 2 kW por cada vivienda., siendo el departamento elegido Moquegua por contar la mejor radiación a lo largo de todo el Perú. Como resultado de la presente investigación se concluyó que la instalación de los 500 sistemas fotovoltaicos conectados a la red, requiere una inversión de US\$ 1644010,00,

siendo los resultados de la evaluación económica TIR de 15,79% para 7 años, 21,66% para 14 años y 22,61% para 21 años.

(Sánchez, 2014) en el proyecto de investigación “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”, estudió los resultados que origina la generación distribuida en relación a los sistemas de protección de una red radial típica en 10 kV, en Arequipa. Siendo los problemas más resaltantes en esta red lo concerniente a corrientes de cortocircuito por parte del sistema de Generación Distribuida, para ello se seleccionó un Sistema de Protección tomando como referencia la norma IEE 1547. Para la validación de esta investigación se realizó el estudio en que consecuencias produciría la interconexión de un sistema de generación distribuida en el lado de baja tensión en una red de distribución en 10 KV de la subestación Porongoche 33/10 KV, cuya función es suministrar con energía eléctrica al Centro comercial Mall Aventura Plaza.

(Rubiños, 2013) también en el Proyecto de Investigación titulado: “Generación distribuida mediante energías renovables como factor de sostenibilidad de las redes eléctricas de distribución”, se realiza una investigación de las ventajas y desventajas de la implementación de la Generación Distribuida, así como se hace el análisis del marco legal y los vacíos que existen y que conllevan a formar una barrera para su desarrollo. Como conclusión de este trabajo de investigación se determinó que la implementación de la Generación Distribuida en las redes eléctricas existentes origina cambios pues estas están diseñadas para comportarse radialmente unidireccional, y con la implementación su comportamiento será bidireccional.

(Serván, 2014) en el Proyecto de Investigación titulado: “Análisis técnico-económico de un sistema híbrido de baja potencia eólico solar conectado a la red”, elaboró una metodología para analizar técnica y económicamente un sistema que genere electricidad en baja potencia, que utilice recursos renovables como son la energía solar y la energía eólica y se interconecte a la red eléctrica pública. Producto de esta investigación se obtuvo que el factor de planta para el sistema de generación eólico es de 14,07% y para un sistema de generación solar es de 18,91%. El análisis financiero ha permitido concluir que la modalidad de reducción del monto facturado es necesario que el costo de la energía sea como mínimo de 0,361 \$/kWh y

con ello obtener una TIR del orden de los 3,58%, y si a esto le añadimos que exista un estímulo de exoneración del pago de impuesto a la renta, el precio de la energía disminuirá a 0,323 \$/kWh.

#### **A Nivel Local:**

(Cieza, 2017) en el proyecto de investigación titulado: “Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico para las instalaciones eléctricas de alumbrado en el hostel Lancelot ubicado en Chiclayo-Chiclayo-Lambayeque” diseñó un sistema fotovoltaico para proporcionar energía eléctrica al circuito de alumbrado del Hostal Lancelot, ubicado en la calle Alfonso Ugarte N° 639 en el departamento de Lambayeque, provincia de Chiclayo, distrito de Chiclayo, con un consumo de energía promedio diario 17,39 kWh/día. El sistema obtenido fue de 6,48 kWp, con una inversión de S/. 146 382,30.

(Gamarra, 2016) en el proyecto de investigación “Diseño de un sistema fotovoltaico para satisfacer la demanda de energía de los laboratorios de Ingeniería Electrónica en la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo” diseñaron un sistema fotovoltaico para cubrir los requerimientos de demanda de energía en los laboratorios de Ingeniería Electrónica. La medición de radiación solar la realizaron a través del software METEONORM 7.0. Para determinar la Máxima Demanda y Energía a suministrar se realizó mediciones, así como los catálogos de los equipos del laboratorio. El sistema fotovoltaico propuesto es de 27 kW y el presupuesto total para la ejecución de dicho sistema es de \$36,205.

Asimismo, (Castillo, 2016) en su trabajo de investigación: “Desarrollo de una fuente de energía alternativa a través de la modificación de paneles fotovoltaicos para dispositivos móviles” desarrollaron un sistema fotovoltaico, con paneles modificados, para alimentar dispositivos móviles de uso diario. Los módulos fotovoltaicos al ser modificados en su estructura física transfieren energía como puente con el fin de que otros dispositivos puedan ser conectados y sean funcionales.

(Villalobos, 2014) en su trabajo de investigación “Plan maestro de electrificación rural con energía fotovoltaica en la región Lambayeque”, desarrolla un documento de gestión que consiste en un plan maestro para lograr electrificar a Lambayeque en su zona rural, haciendo uso para ello de la energía solar fotovoltaica. Con este plan será factible alimentar de servicio

eléctrico sostenible, mediante módulos solares, reduciendo a largo plazo el aumento en las emisiones de gases contaminantes y mejorando la calidad de vida de los habitantes de 127 localidades beneficiadas, comprendiendo un total de 2006 acometidas domiciliarias, con una inversión total de S/. 12 116 870,28.

### **1.3. Marco Teórico**

#### **1.3.1 Generación Distribuida (GD)**

La GD también es conocida como generación in-situ o generación descentralizada, esto es en contra del actual sistema centralizado el cual tiene un flujo unidireccional por lo cual esto trae efectos significativos a las redes de distribución; la presencia de flujos bidireccionales, variación de las pérdidas en la línea, impacto en los niveles de tensión, aumento de contribución de capacidad de cortocircuito y deterioro de las protecciones del sistema y su coordinación. (N. Alguacil, 2003).

Es de esperarse que con un continuo crecimiento de la GD podría acarrear a los efectos antes mencionados, los cuales nunca fueron previstos en el planeamiento a largo plazo de la red de transmisión o distribución actual de energía eléctrica; sin embargo, una mejoría en la revisión de la estructura de las redes de distribución de energía eléctrica, así como de las filosofías de control y protección, esto con un crecimiento moderado de GD permitirá en un futuro una red de distribución más fiable.

Las innovaciones tecnológicas en el sector eléctrico han dado desarrollo a los prosumidores, que son consumidores de electricidad, y a la vez generan electricidad para su consumo o inyectar a la red para vender a otros usuarios. En muchos países como el Perú este tema es aún reciente; sin embargo, la reducción de costos para la implementación del equipamiento necesario para la generación de energía solar está creando interés en el desarrollo para esta tecnología, por lo tanto, es una preocupación regular este sector

#### **1.3.2 Impacto al insertar Generación Distribuida en redes de distribución de energía eléctrica**

##### **A. Control de tensiones y compensación de potencia reactiva**

El control de tensiones se refiere a mantener los valores de las tensiones dentro de los valores estándar o parámetros que indica la normatividad vigente. El control de tensiones se puede hacer mediante dos métodos, uno de ellos es a través del uso de banco de condensadores y el otro es utilizando transformadores reguladores.

#### **a. Transformadores Reguladores**

Los transformadores reguladores son dispositivos que cuentan con espiras que se pueden cambiar a diferencia de los transformadores de distribución que tienen espiras fijas. Al tener espiras variables, permite que se combine y de esta manera obtener relaciones de transformación variables, con lo cual permite controlar la tensión en un lado del transformador.

#### **b. Banco de condensadores**

Es otra forma de controlar los niveles de tensión, y esto se logra inyectando potencia reactiva al sistema, con lo cual se logra disminuir la caída de tensión, con lo que obtiene aumentar la tensión en el nodo.

Este método resulta más económico, pues producir energía reactiva es más barata que producir energía activa.

Al igual que en el caso de los transformadores reguladores existen tipos de bancos de condensadores, primero están los que proporcionan un valor constante de potencia reactiva cuando se requiere. Por ejemplo, cuando se requiere un horno de arco.

Por otro lado, tenemos a los bancos de condensadores que pueden alternar la potencia reactiva que ofrecen, con estos bancos solo se pone el parámetro de tensión que se requiere tener en el nodo y el propio banco se encarga de regular su capacidad para poder llegar a la tensión deseada.

El implementar Sistemas de Generación Distribuida para controlar tensiones, es un método que permite producir Potencia Activa, con lo que podemos subir las tensiones en un sistema. Esto se debe a que si disminuimos la intensidad en una subestación, reducimos las caídas de tensión en las líneas, o lo que es lo mismo las tensiones aumentan. (Gamarra, 2016)

En lo que si se tendría que tener cuidado es que la Potencia Activa que inyecta el Sistema de Generación Distribuida deber ser menor a la que se requiere en la Red, porque de lo contrario se van a producir grandes de flujos de potencia, originando grandes caídas de tensión en lugar de subirlas.

### c. Pérdidas

Cuando se transporta energía eléctrica por las redes de distribución, existen pérdidas de energía lo cual es inevitable, por lo tanto, la intención de las concesionarias es minimizar las pérdidas lo máximo posible, debido a que toda pérdida de energía es traducida en pérdida económica.

La energía se transforma en calor por el Efecto Joule. La corriente que circula por un conductor, genera calor y su valor es el siguiente:

$$P = V * I = R * I^2 \rightarrow E_{pérdidas} = \int_0^t R * I^2(t) dt \quad \text{Fórmula 1}$$

El valor R es la resistencia eléctrica la cual viene dada por la siguiente formula:

$$R = \frac{1}{\sigma} \frac{l}{S} [\Omega] \quad \text{Fórmula 2}$$

Donde L es la longitud de la línea y S la sección transversal del conductor, el parámetro  $\sigma$ , conductividad, el cual para el cobre es  $5.7 \times 10^7 \text{ 1/(m} \cdot \Omega)$ . Estos conductores no siempre serán de cobre puro por lo que los fabricantes suministran tablas que dan el valor de resistencia por metro de longitud, esto para cada tipo de conductor que fabrican.

Es sabido que en una línea hay diversas fuentes que pueden generar pérdidas; para poder analizarlas debemos ver la representación tipo pi de una Red Eléctrica, las cuales son habitualmente empleadas para representar modelos de corta distancia

### 1.3.3 Ubicación de las unidades Generación Distribuida

La ubicación de la Generación Distribuida es muy importante en un sistema de distribución en cuanto se refiere a la tensión en los SEP. Cuando se conecta en la cola de un alimentador de distribución una unidad Generación Distribuida, en el punto de conexión del alimentador la carga puede verse reducida, lo cual se traduce en 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)

### 1.3.4 Confiabilidad en sistema de generación distribuida

El proceso de diseño de sistemas de generación implica tener una cantidad de unidades generadoras que garanticen una potencia nominal, estando su uso a disposición siempre y cuando no halla paradas imprevistas, las cuales son producidas por fallas, considerando que los Mantenimientos Preventivos, ya han sido considerados en el mismo diseño de la Central, para lo cual se otorga una capacidad de reserva. (Mojicar & Reyes, 2009).

Las fallas de las unidades, que ocasionan pérdidas forzadas de capacidad, son las que caracterizan la confiabilidad de los Sistemas de Generación Distribuida.

Es importante saber que la Confiabilidad de un Sistema de Distribución, está en relación a las fallas que ocurren, es necesario caracterizar dichas fallas, para saber cuál es su origen y el tiempo que ha demorado, así mismo debido a que el tiempo es muy variables se debe utilizar la teoría de las probabilidades para poder aproximar los tiempos de ocurrencia.

La probabilidad de que ocurra una parada forzada en el sistema considera los datos históricos de dos componentes importantes: frecuencia de ocurrencia y la duración de estas.

Debido a que existe una relación directa entre la capacidad de generación y el tiempo de operación determinado por el régimen de explotación de la capacidad, entonces podemos afirmar que la tasa de falla de un central generadoras es la probabilidad de que esta Central deje de producir energía eléctrica como consecuencia de fracciones de tiempo perdido.

El factor de salidas forzadas (FSF), tanto en términos de tiempo como de capacidad, se calcula con la siguiente ecuación:

$$FSF = \frac{TPA}{FTP} \qquad \text{Fórmula 3}$$

El FSF es directamente proporcional al TPA, y este con la cantidad de fallas que suceden en cierto período (frecuencia de fallas).

Existe una teoría, llamada *Modelo estructural de la confiabilidad técnica del sistema de generación*, que estima la confiabilidad de estructuras complejas (facilidades de generación) a partir del conocimiento de la confiabilidad de sus componentes (unidades generadoras).

En la industria existen diferentes configuraciones para las unidades de generación (componentes en serie y paralelo), según el régimen de trabajo para el que fue diseñado.

En el caso de las facilidades de generación de potencia, se tienen las siguientes condiciones:

- Cuando falla una unidad generadora, lo que no implica que la totalidad falle, pero lo que sí trae como consecuencia la merma de la capacidad que se puede entregar a los consumidores. En ese sentido se debe considerar la conexión de las unidades generadoras conectadas en serie.
- La pérdida de capacidad asociada a las fallas depende de la cantidad de unidades que se encuentren fuera de servicio por este concepto.
- Dos o más unidades pueden fallar y permanecer en estado de falla a la vez.
- Para que el sistema (facilidad de generación) se considere en fallo tiene que existir un alto por ciento de componentes (unidades generadoras) fuera de servicio.

Habiendo calculado la probabilidad de pérdidas de capacidad en los sistemas de generación es necesario evaluarlas en términos económicos a partir del precio de la energía que se vende, tal y como se muestra en la siguiente ecuación.

$$E = P \cdot C \cdot M \qquad \text{Fórmula 4}$$

Donde:

E: Monto que representa las pérdidas de capacidad.

P: Probabilidad de capacidad fuera de operación.

C: Capacidad operacional.

M: Precio de la energía.

El cálculo antes mencionado se realiza cuando se está en la fase de diseño.

#### **1.3.4. Indicadores Técnicos de Confiabilidad. IEEE Standard 1366-2003**

Los indicadores técnicos de Confiabilidad son aquellos que miden la afectación al cliente final considerando las interrupciones del servicio de energía eléctrica. Estos se pueden dividir desde el punto de vista del cliente, de la empresa y de los componentes principales de la red de distribución.

Igualmente se pueden considerar otros indicadores agregados que afectan igualmente al cliente unos en forma directa como la calidad de la potencia o producto técnico y otros en forma indirecta como los debidos a la gestión ambiental por los impactos de la red de distribución.

### **Indicadores de Confiabilidad basados en el cliente:**

#### **A. Duración Promedio de las Interrupciones del Sistema de Distribución – SAIDI (Average System Interruption Duration Index)**

Mide el tiempo de la duración de la interrupción, está relacionado con la ubicación de falla, con la intensidad de la falla y los recursos disponibles para la reposición como: cuadrillas, vehículos, materiales, medios de comunicación, además las vías de acceso, la longitud de redes.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones a los clientes}}{\text{Número total de clientes}}$$

*Fórmula 5*

#### **B. Frecuencia Promedio de Interrupción del Sistema de Distribución - SAIFI (Average System Interruption Frequency Index)**

Mide la frecuencia de ocurrencia de las interrupciones en las instalaciones eléctricas de los sistemas eléctricos, ante las fallas en los componentes, maniobras e indisponibilidades que afectan a los sistemas eléctricos, estas pueden ser propias (sistemas de protección, diseño de redes, estado de las instalaciones) y externos (medio ambiente y terceros).

Las interrupciones que se computen serán todas aquellas cuya duración sea superior a tres minutos, quedando excluidas las que presenten una duración inferior o igual a ese lapso.

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones a los clientes}}{\text{Número total de clientes}}$$

*Fórmula 6*

#### **C. Duración Promedio de las Interrupciones por Cliente Servido del Sistema de Distribución – CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)**

Muestra el tiempo total de interrupción acumulado en el año para el colectivo de consumidores que son afectados en el año al menos por una interrupción.

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad \text{Fórmula 7}$$

#### D. Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio (ASAI)

El Índice de disponibilidad de servicio promedio (ASAI) representa la fracción de tiempo (a menudo en porcentaje) que un cliente ha recibido energía durante el período de informe definido. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación.

$$ASAI = \frac{\text{Disponibilidad de servicio de horas de cliente}}{\text{Demanda de servicio de horas de atención al cliente}} \quad \text{Fórmula 8}$$

### 1.3.5. Métodos de Evaluación Económica

Existen muchos métodos para la evaluación de proyectos, aunque los más difundidos en la actualidad, y los más confiables, son aquellos que toman en consideración el valor del dinero en el tiempo al analizar los beneficios y costos esperados durante la vida útil del proyecto

#### A. Valor Actual Neto (VAN)

El valor Actual Neto (VAN) llamado también Valor Presente Neto, es una técnica que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

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

$$VAN = -K_0 + \sum_{i=1}^n \frac{Fci}{(1+D)^i} \quad \text{Fórmula 9}$$

Donde:

Ko: Inversión o capital inicial.

Fci: 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

## B. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR), es aquella tasa de descuento para a cual el Valor Actual Neto resulte ser igual a cero, es decir, es aquella tasa de retorno donde los costos igualan a los beneficios y por lo tanto representa el tipo de interés o rendimiento que los beneficios que se van obteniendo de haber realizado la inversión del proyecto, solamente cubren dicha inversión y por lo tanto no se obtiene ninguna utilidad.

$$0 = -K_0 + \sum_{i=1}^n \frac{F_{c_i}}{(1+TIR)^i} \quad \text{Fórmula 10}$$

Como se puede observar, esta ecuación no se puede resolver directamente, sino que se requiere de un análisis iterativo para obtener el valor de la TIR. En nuestro caso se utilizará el paquete informático Excel.

El criterio general para saber si es conveniente realizar un proyecto es el siguiente:

TIR > i, realizar el proyecto

TIR < i, no realizar el proyecto

TIR = i, el inversionista es indiferente entre realizar el proyecto o no.

### 1.3.6. Definición de términos básicos

- **Alimentador de media tensión:** Es el circuito que recibe la energía de una subestación y la direcciona a varias cargas o consumidores.
- **Caída de tensión:** Diferencia de voltaje entre el punto de distribución eléctrica y el punto de consumo, la cual no puede superar el límite determinado por la norma técnica.
- **Energía eólica:** Energía cinética contenida en el movimiento del viento, y que puede ser convertida en energía eléctrica.
- **Energía de biomasa:** Energía química contenida en los residuos orgánicos vegetales y animales, y que puede ser transformada en energía eléctrica mediante la combustión directa o la gasificación.
- **Energía solar fotovoltaica:** Energía contenida en la luz solar y que puede ser convertida en energía eléctrica usando materiales semiconductores, mediante el efecto fotovoltaico.
- **Energía solar térmica:** Energía térmica obtenida de la radiación solar a través de

un captador o colector solar, aprovechado para producir vapor, hacerlo fluir por una turbina y, de esta manera, generar energía eléctrica.

- **Energía renovable:** Energía, ya sea eléctrica o térmica, obtenida a partir de recursos renovables, siendo estos generalmente: viento (energía eólica), radiación del sol (energía solar), recursos naturales animales y vegetales (energía de biomasa), calor del subsuelo (energía geotérmica), movimiento de las olas (energía mareomotriz), entre otros.
- **Generación distribuida:** Política energética por la cual un generador eléctrico se conecta en el punto de consumo o punto del usuario, y se integra a la red pública para un intercambio energético y comercial.
- **Mediana generación distribuida:** Instalación de generación distribuida cuya capacidad es mayor a 200 kW y menor a 10 MW. Este sistema se conecta en media tensión.
- **Microgeneración distribuida:** Instalación de generación distribuida cuya potencia es menor que 200 kW. Este sistema puede conectarse tanto en baja tensión como en media tensión.
- **Sistema híbrido:** Conjunto de dos o más sistemas integrados en un solo para mejorar las características que tienen por sí solos.
- **Sistema de distribución eléctrica:** Sistema eléctrico que direcciona la energía proveniente de las unidades de generación hacia los consumidores finales: residenciales, comerciales, industriales y alumbrado público

#### **1.4. Formulación del problema**

¿Existe Viabilidad Técnica el aplicar la Generación Distribuida en el Alimentador C-219 Chiclayo?

#### **1.5. Justificación**

##### **Justificación Tecnológica**

El proyecto de investigación se justifica en la necesidad de mejorar los niveles de tensión de la red eléctrica del país y la región, pudiendo así obtener sistema eléctrico confiable y seguro, con una alta disponibilidad de energía para los usuarios.

Asimismo, se requiere estudiar cómo afecta este tipo de conexiones en los parámetros eléctricos de la red, no solo de tensión, sino también de corriente, armónicos, potencia, frecuencia, entre otros.

#### **Justificación Económica:**

Debido a que, según los expertos, la sobreoferta de energía puede verse seriamente reducida en los próximos tres (03) años, afectando a la demanda y los precios de venta de energía, es urgente impulsar otras formas de generación eléctrica, para mantener constante los niveles actuales de reserva y que obliguen a reducir los costos de electricidad.

Pudiendo producir energía eléctrica cerca de los puntos de consumo, se evitan los costos por transporte de energía, los cuales actualmente forman parte del mercado eléctrico peruano.

#### **Justificación Social:**

Un mejor acceso a la energía eléctrica trae consigo mejores oportunidades para acceder a una óptima calidad de vida: más puestos de trabajo, mejor educación, mejor servicio de salud, entre otros aspectos.

#### **Justificación Ambiental**

Es muy importante implementar formas limpias y eficientes de generación eléctrica, con menores impactos ambientales, y esto pasa por la no dependencia de los combustibles fósiles: petróleo, gasolina, gas, carbón, etc.

### **1.6. Hipótesis**

Si existe Viabilidad Técnica para aplicar la Generación Distribuida en el Alimentador C-219 Chiclayo

### **1.7. Objetivos**

#### **1.7.1 Objetivo General**

Determinar la Viabilidad Técnica de la aplicación de la Generación Distribuida en el Alimentador C-219 Chiclayo.

#### **1.7.2 Objetivos Específicos**

- Determinar la Confiabilidad en Alimentador C-219 Chiclayo.
- Determinar el tipo de generación distribuida a aplicar en Alimentador C-219 Chiclayo.
- Realizar la selección de los equipos del tipo de generación distribuida utilizada
- Determinar la nueva confiabilidad del Alimentador C-219 Chiclayo, después de aplicar la Generación Distribuida
- Evaluar la viabilidad económica de la aplicación de la generación distribuida en el Alimentador C-219 Chiclayo

## **II. MATERIALES Y METODOS**

## **2.1. Tipo y Diseño de la Investigación**

La investigación es no experimental, debido a que no se hará uso de algún prototipo. Asimismo, se trata de una investigación longitudinal, pues se hará uso de información tomada de distintos momentos a lo largo del tiempo para obtener valores representativos de los parámetros involucrados.

El Tipo de investigación es Aplicada: El proyecto se realizará sobre un alimentador eléctrico de media tensión existente, y la viabilidad técnica se estudiará en base a información real, de tal manera que pueda ejecutarse en un futuro.

El nivel de investigación es Analítico: Se realizará un estudio detallado de los diversos alimentadores en media tensión de la ciudad de Chiclayo, para evaluar sus condiciones de operación, con el fin de determinar en cuál es más factible la conexión de un sistema de generación distribuida, y qué características debe tener este sistema.

## **2.2. Población y Muestra**

La población es el Alimentador C-219 – Chiclayo, cuyo concesionario es la empresa Electro Norte S.A. a nivel nacional.

La muestra, está conformada por la Población, por lo cual se demuestra que es una muestra poblacional

## **2.3. Variables y Operacionalización**

Para probar el estudio de investigación se determinaron dos variables:

Variable dependiente: Generación Distribuida.

Variable independiente: Máxima Demanda y Demanda de Energía

La Operacionalización de variables es:

**Tabla 1: Operacionalización de las Variables**

VARIABLE	DIMENSIÓN	INDICADORES	SUBINDICADORES	ÍNDICES	TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN
Variable Dependiente: Generación Distribuida	Demanda de energía	Energía/potencia consumida por los usuarios	Consumo de energía	kWh/día	Análisis documental	Registros de ENSA	Ficha de recolección de datos
			Máxima potencia demandada	kW	Análisis documental	Registros de ENSA	Ficha de recolección de datos
	Proyección de demanda	Aumento de demanda en el mediano plazo		kW	Análisis documental	Informes de MINEM	Ficha de recolección de datos
	Caída de tensión	Diferencia porcentual de voltaje		% V	Análisis documental	Registros de ENSA	Ficha de recolección de datos
Variable Dependiente: Máxima Demanda y Demanda de Energía	Máxima Demanda	Potencia	Máxima potencia demandada	kW	Análisis documental	Registros de ENSA	Ficha de recolección de datos
	Demanda de energía	Energía	Consumo de energía	kWh/día	Análisis documental	Registros de ENSA	Ficha de recolección de datos

**Fuente:** Elaboración propia

## **2.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad**

### **2.4.1. Técnicas de recolección de datos**

- a. Revisión de bibliografía especializada: artículos científicos, tesis de ingeniería.
- b. Recolección de datos

### **2.4.2. Instrumentos de recolección de datos**

- a. Ficha de búsqueda bibliográfica
- b. Ficha de recolección de datos

### **2.4.3. Validez y confiabilidad**

La validez de los valores logrados para las variables de solución se verificará comparándolos con datos de otras investigaciones similares y con valores de otras empresas consignadas en informes.

## **2.5. Procedimiento de análisis de datos**

La información a utilizar provendrá principalmente de registros e informes de la empresa Electronorte S.A. (ENSA), que es la concesionaria del servicio de distribución eléctrica de la región Lambayeque. De dichos registros se obtendrá datos del alimentador y sus parámetros de operación: tensión, caída de tensión, potencia, etc. Esta información servirá para analizar detalladamente cómo funciona el alimentador.

Asimismo, también se utilizará información de Atlas Solar, Atlas Eólico, y otros informes técnicos oficiales de instituciones del sector (MINEM, OSINERGMIN, COES), con el objetivo de cuantificar el potencial energético solar, eólico y de biomasa de la región. En este punto, se tendrá el apoyo de otras fuentes como SENAMHI, NASA, y diferentes tesis y artículos científicos. Específicamente los datos a considerar son: irradiancia solar ( $W/m^2$ ), irradiación solar ( $Wh/m^2/día$ ), velocidad del viento ( $m/s$ ), potencial eólico ( $W/m^2$ ), cantidad de biomasa obtenida ( $ton/mes$ ), entre otros relacionados.

## **2.6. Criterios éticos**

En cuanto a los criterios éticos en esta investigación se respetará los derechos de autor así como la propiedad intelectual, además se tendrá en cuenta el Código de Ética del Colegio de Ingenieros del Perú.

Todo conocimiento utilizado en la presente investigación será referenciado. Así mismo se cumplirá con la normatividad: reglamentos y estándares, vigentes que sean aplicables, además se respetará el medio ambiente y de seguridad y salud ocupacional.

## **2.7. Criterios de Rigor Científico**

El presente estudio está enmarcado dentro de lo que indica la Investigación Científica, por lo tanto se regirá en atención al Método Científico, así para poder cumplir con ello se utilizará los siguientes criterios de Rigor Científico: Confirmabilidad, aplicabilidad o Transferibilidad, Dependencia, Valor De Verdad o Credibilidad.

### **III. RESULTADOS**

#### **3.1. Determinar la Confiabilidad en Alimentador C-219 Chiclayo**

El Alimentador C-219 Chiclayo, tiene una potencia instalada de 10 MW y suministra de energía eléctrica a 52 subestaciones de Distribución de Energía Eléctrica.

En el Anexo 01, presentamos el Diagrama Unifilar del Alimentador C-219 Chiclayo y en el Anexo 02, podemos ver sus componentes.

La calidad de suministro eléctrico depende de la continuidad de servicio a los clientes, por esta razón la confiabilidad se evalúa en razón al número de interrupciones en los alimentadores.

Se evalúa mediante indicadores (SAIDI-SAIFI), que consideran el número de interrupciones del servicio y el tiempo desde el inicio de la interrupción hasta la conexión del mismo.

Se le considera interrupción de servicio eléctrico a toda falta de suministro eléctrico en el medidor de los abonados que atiende el alimentador, parte del alimentador, subestación de distribución, redes de baja tensión, las interrupciones pueden ser causadas por diversos motivos como maniobras, mantenimiento, fallas o mal funcionamiento de la infraestructura eléctrica

Las interrupciones menores a 3 minutos no serán tomadas en cuenta en estos indicadores de calidad de suministro, como lo que señala la norma técnica de suministro Eléctrico Urbano/rural, en el decreto supremo DS 020-97-NTCSE1./NTCSER).

##### **3.1.1 Tolerancias**

El número de interrupciones y el tiempo de las mismas mínimamente deben ser:

**Tabla 2. Interrupciones por cliente.**

<b>Número de interrupciones por cliente (N)</b>	
Cientes en Alta Tensión	02 Interrupciones/semestre
Cientes en Media Tensión	04 Interrupciones/semestre
Cientes en Baja Tensión	06 Interrupciones/semestre
<b>Duración Total Ponderada de Interrupciones por cliente (D)</b>	
Cientes en Alta Tensión	02 horas/semestre
Cientes en Media Tensión	07 horas/semestre
Cientes en Baja Tensión	10 horas/semestre

Fuente: Norma técnica de calidad de servicios eléctricos

### 3.1.2 Indicadores Técnicos de Confiabilidad. IEEE Standard 1366-2003

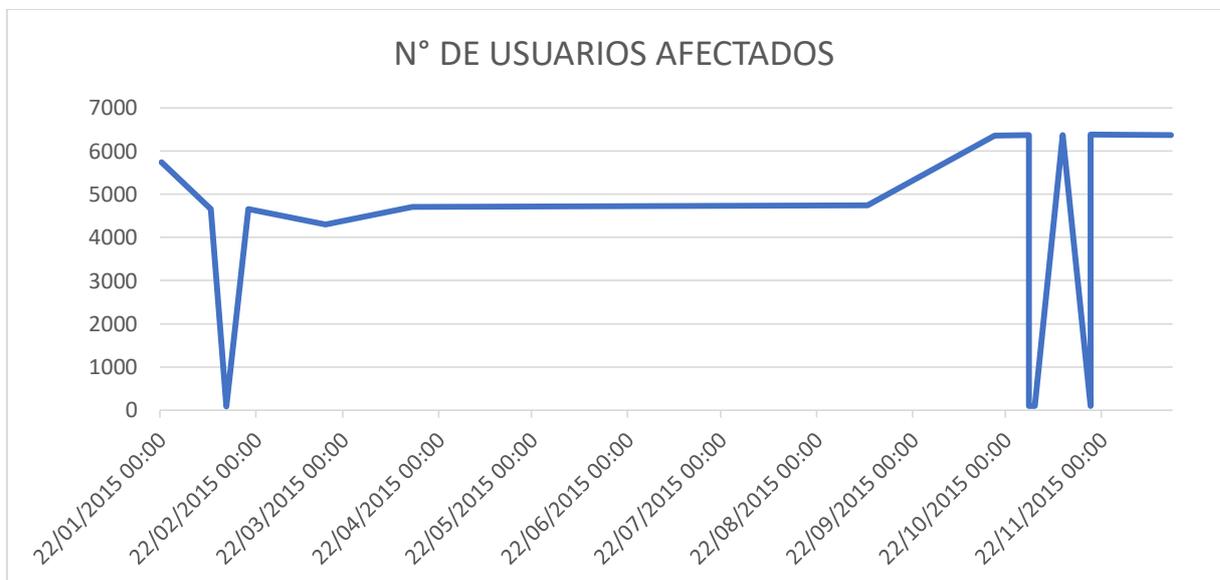
Se tomaron los reportes de interrupciones en el Alimentador N° C-219 alcanzado por la concesionaria Electro Norte S.A., de los años 2015 al 2017, indicando el motivo y submotivo de falla y con ello hemos obtenido los Índices de Confiabilidad (SAIDI, SAIFI, CAIDI y ACAI (%)).

Dichos resultados los mostramos en los cuadros adjuntos en el Anexo 02.

A continuación presentamos en los siguientes gráficos, obtenidos de dichos cuadros.

#### Año 2015

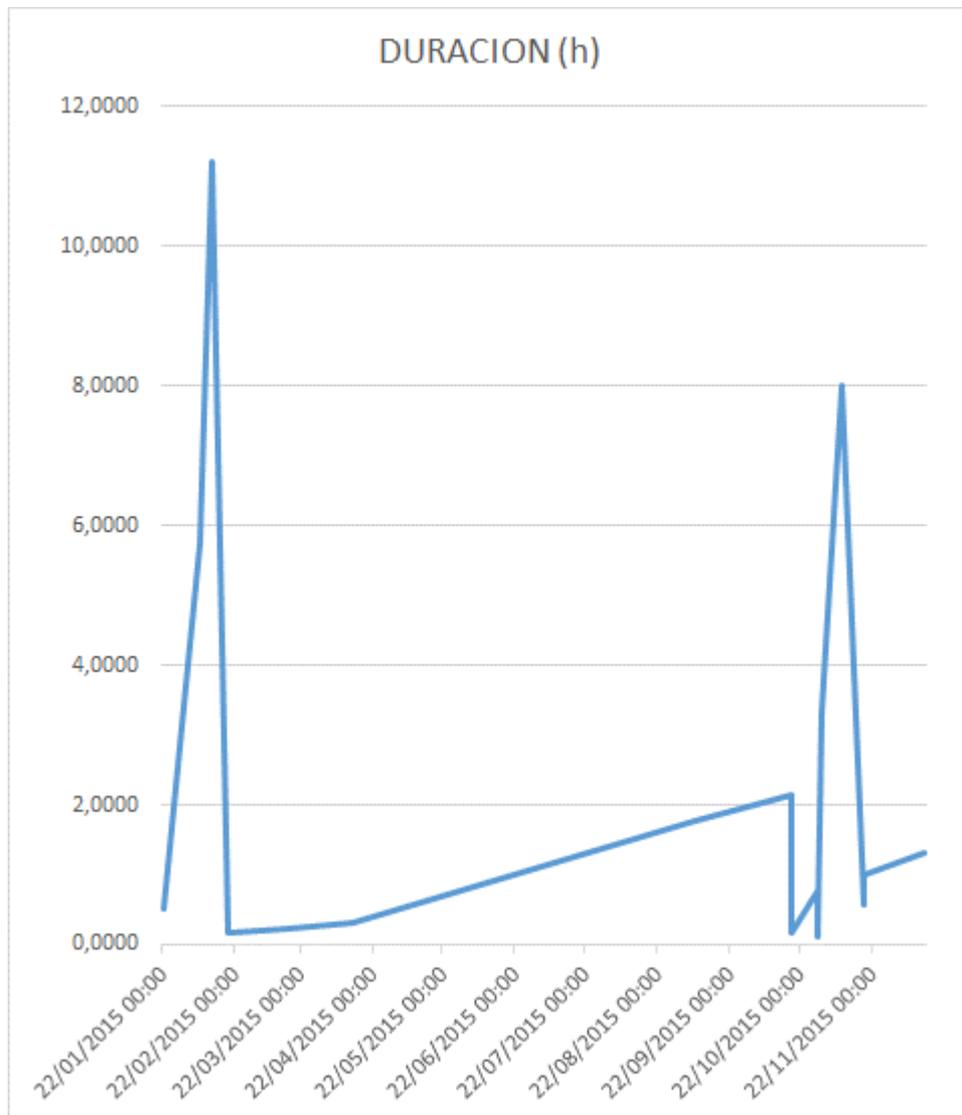
Figura 1: Número de Usuarios Afectados



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que los usuarios afectados fueron en promedio 4211 usuarios.

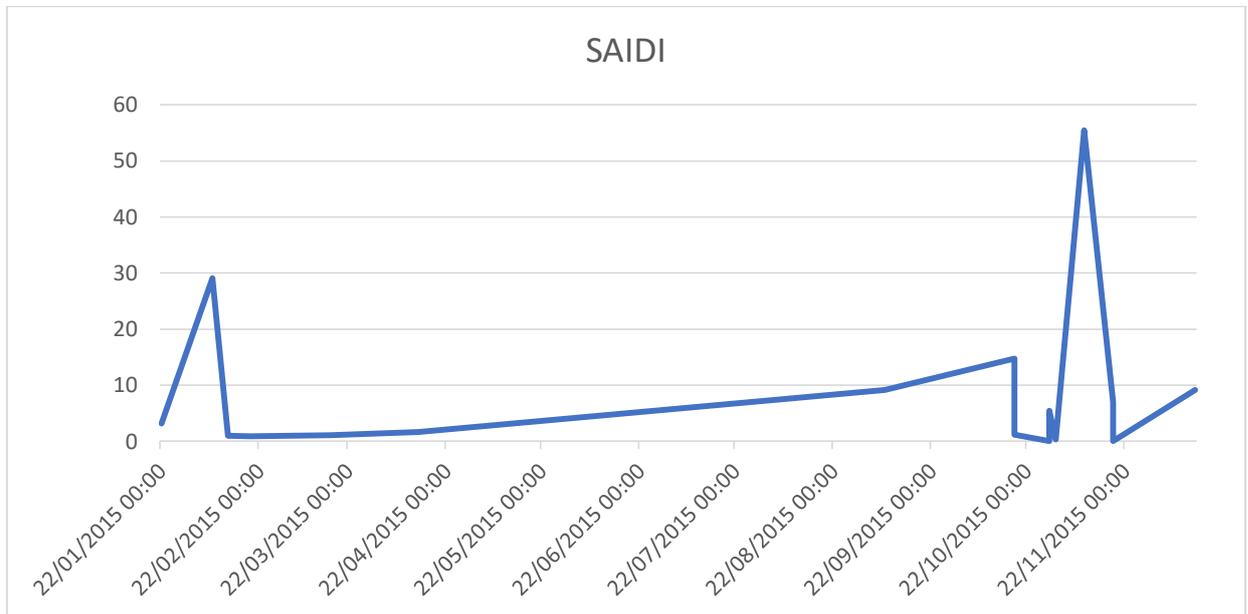
Figura 2: Duración de las Fallas



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el tiempo de fallo durante el año 2015 fue en total 37,35 horas al año, y dichas fallas en un 62,5% fueron por sobrecarga.

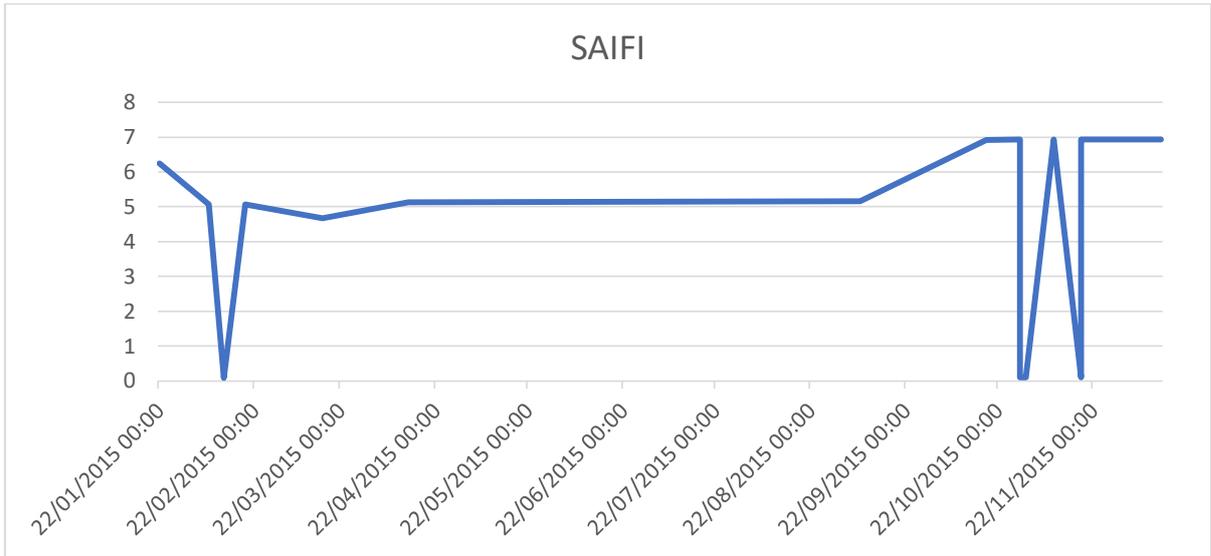
Figura 3: SAIDI



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el SAIDI promedio durante el año 2015 fue de 8,7. Este valor es superior al Indicador de Confiabilidad SAIDI que es de 8,0 dados por el OSINERGMIN (ver Tabla 3), por lo que debe ser reducido. Así mismo dicho indicador alcanza su valor máximo el 09/11/2015 a las 10:00:00 a.m. con un valor de 55,48 originado por una Sobrecarga.

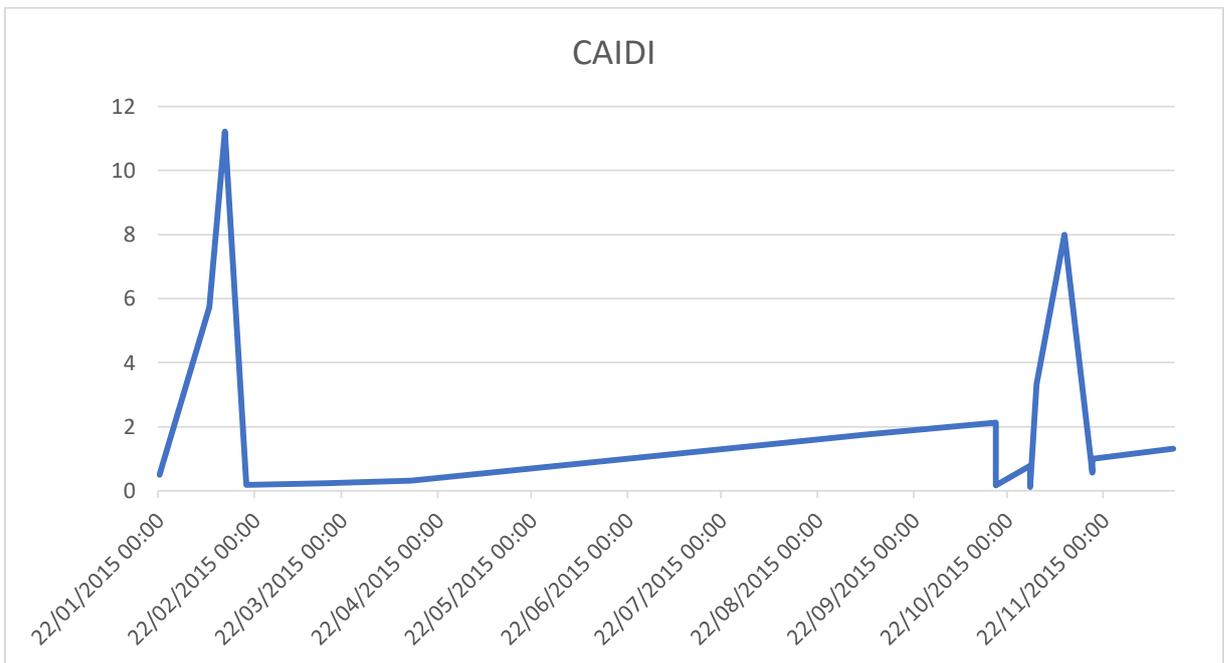
Figura 4: SAIFI



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el SAIFI promedio durante el año 2015 fue de 4,58. Este valor es superior al Indicador de Confiabilidad SAIFI que es de 4,0 dado por el OSINERGMIN (ver Tabla 2), por lo que debe ser reducido. Así mismo dicho indicador alcanza su valor máximo el 14/12/2015 a las 03:26:00 p.m. con un valor de 6,94 originado por una Sobrecarga.

Figura 5: CAIDI



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el CAIDI promedio durante el año 2015 fue de 2,33. Este valor es superior al Indicador de Confiabilidad CAIDI que es de 1,5 dado por el OSINERGMIN (ver Tabla 3), por lo que debe ser reducido. Así mismo dicho indicador alcanza su valor máximo el 14/12/2015 a las 03:26:00 p.m. con un valor de 6,9 originado por una Sobrecarga.

Figura 6: ASAI



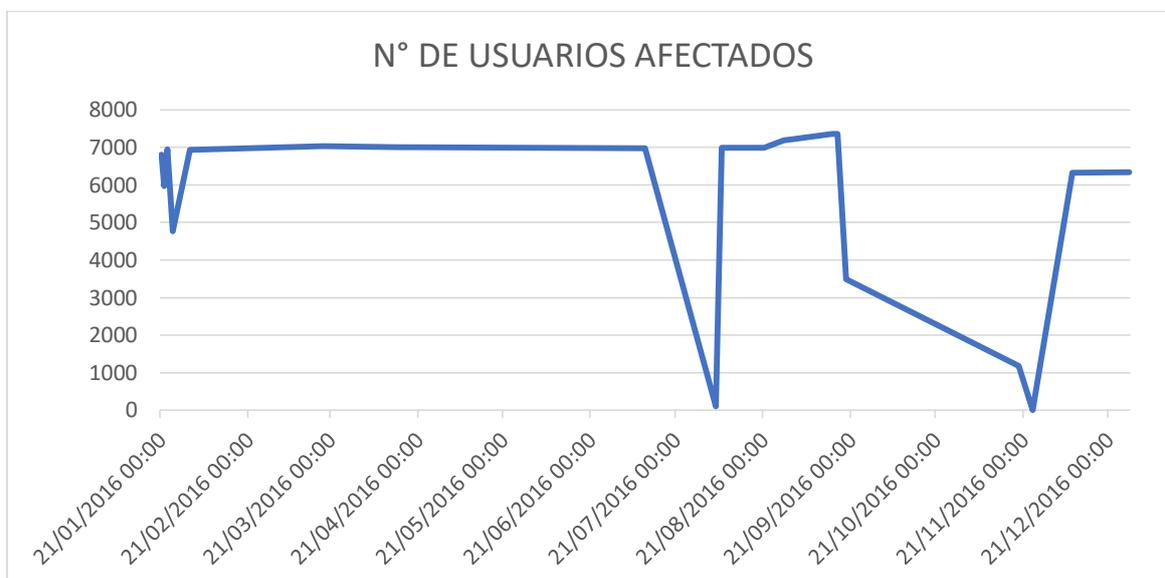
Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el ASAI promedio durante el año 2015 fue de 99,9. Este valor es superior al Indicador de Confiabilidad ASAI que es de 99,83, dado por el

OSINERGMIN (ver Tabla 3). Así mismo dicho indicador alcanza su valor máximo el 29/10/2015 a las 03:44:00 p.m. con un valor de 100,00.

## Año 2016

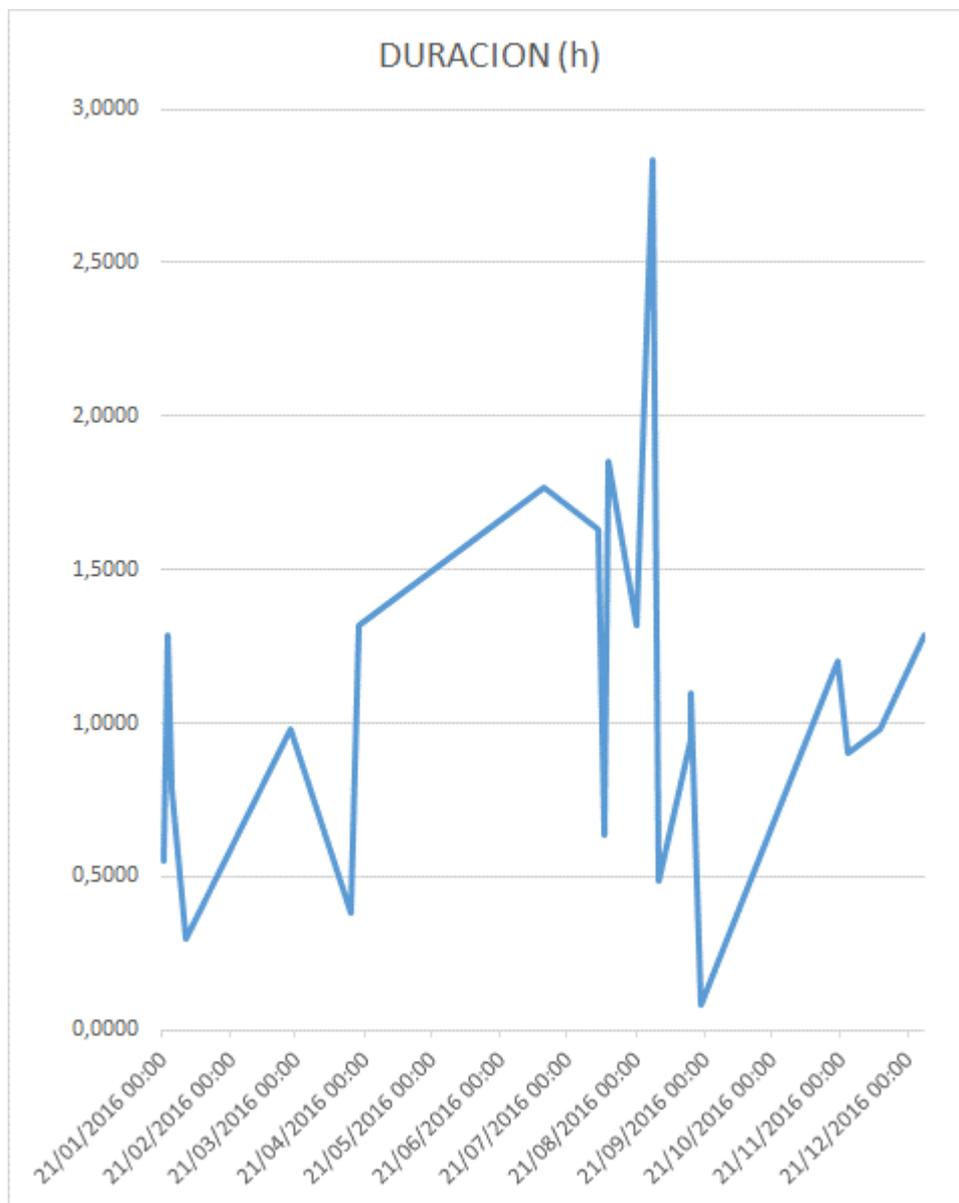
Figura 7: Número de Usuarios Afectados



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que los usuarios afectados en promedio fueron 5841 usuarios. Esto representa un 15% del total de usuarios que abastece este Alimentador.

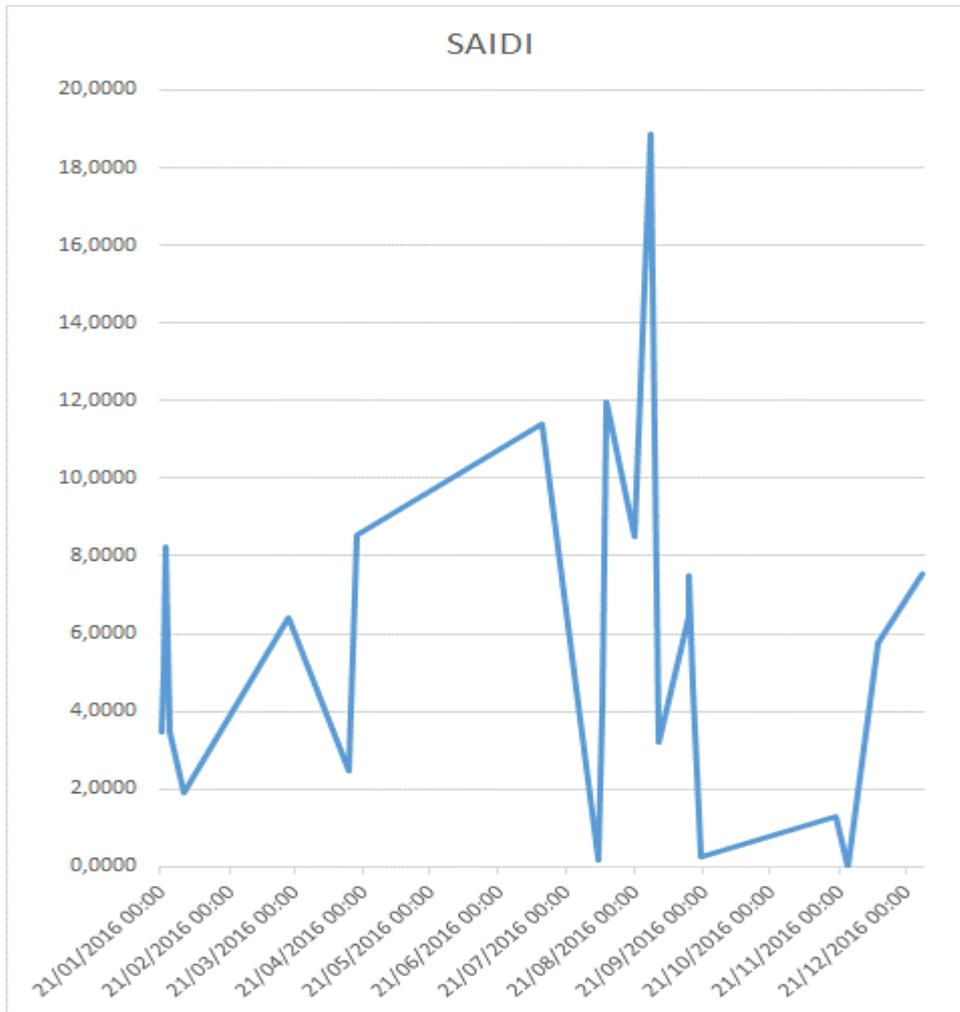
Figura 8: Duración de las Fallas



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el tiempo de fallo durante el año 2016 fue en total 24,2 horas al año, y la falla que más se repite es por sobrecarga con un 34,8%.

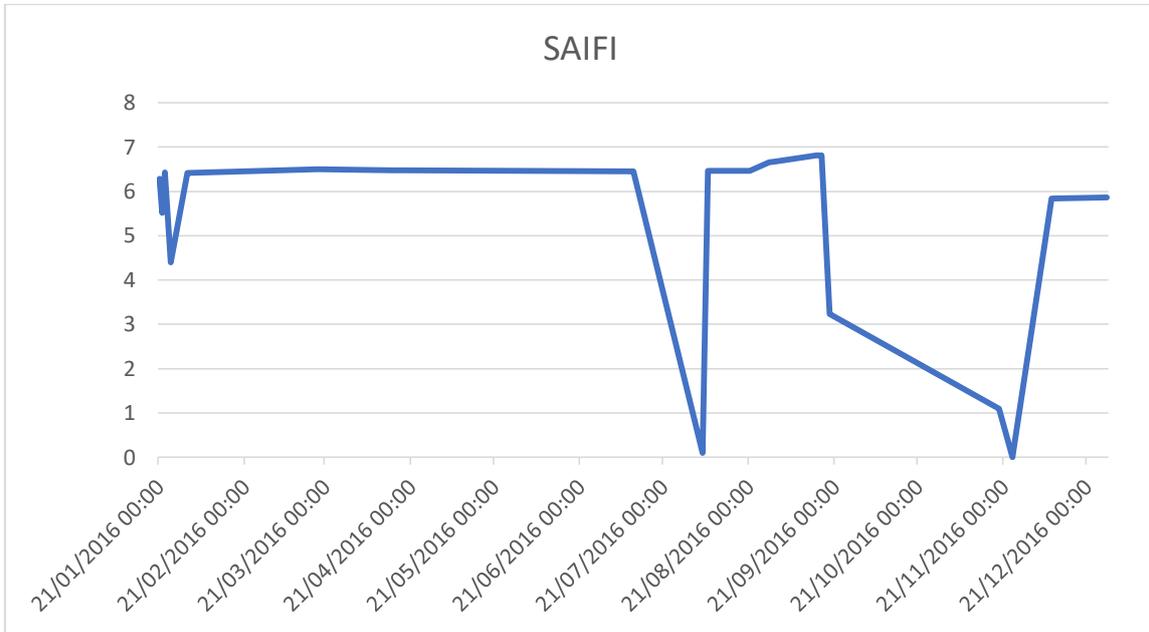
Figura 9: SAIDI



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el SAIDI promedio durante el año 2016 fue de 5,7. Este valor es inferior al Indicador de Confiabilidad SAIDI que es de 8,0 dado por el OSINERGMIN (ver Tabla 3), por lo que está dentro de lo permitido. Así mismo dicho indicador alcanza su valor máximo el 28/08/2016 a las 07:00:00 a.m. con un valor de 18,9 originado por una Sobrecarga.

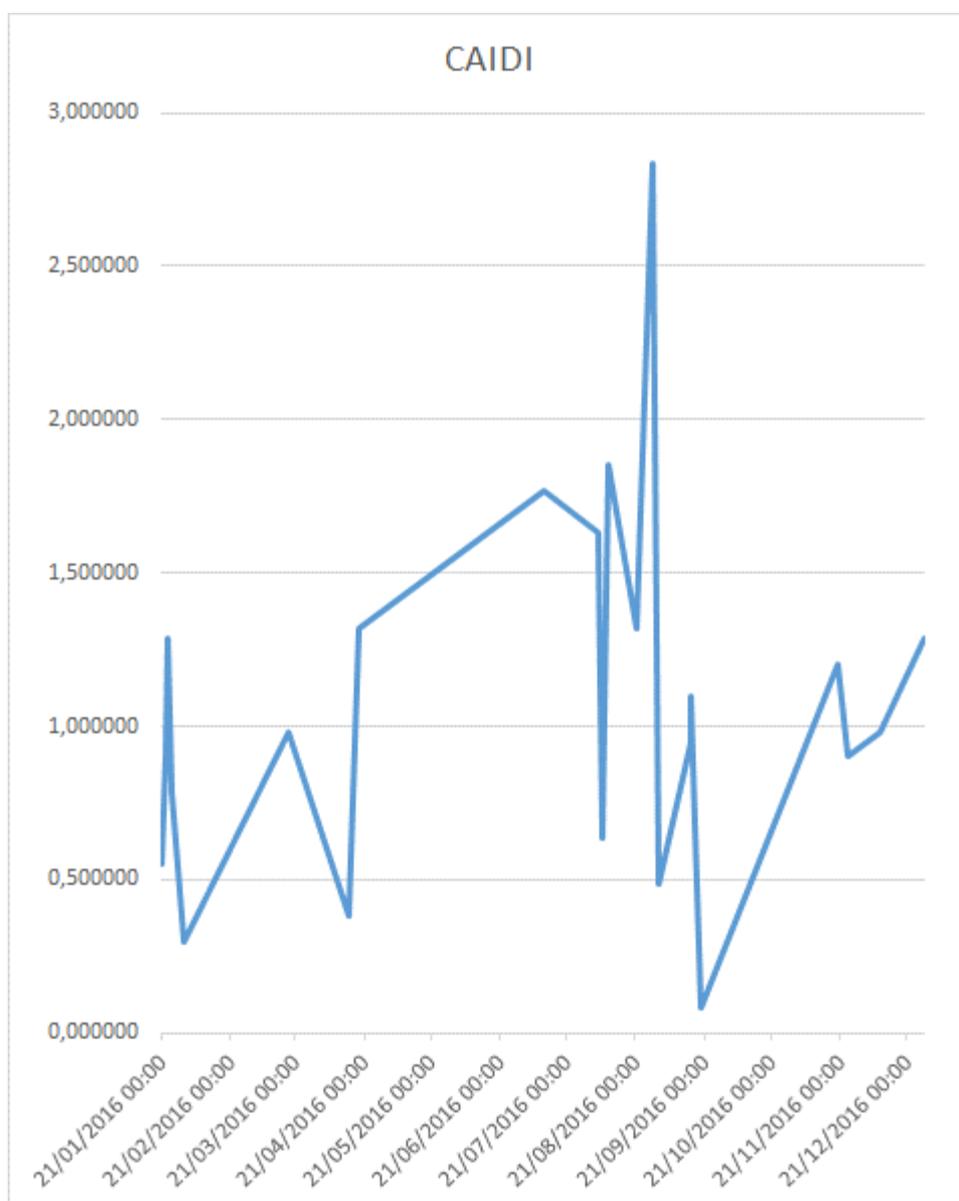
Figura 10: SAIFI



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el SAIFI promedio durante el año 2016 fue de 5,4. Este valor es superior al Indicador de Confiabilidad SAIFI que es de 4,0 dado por el OSINERGMIN (ver Tabla 3), por lo que debe ser reducido. Así mismo dicho indicador alcanza su valor máximo el 14/09/2016 a las 09:05:00 p.m. con un valor de 6,81 originado por una Sobrecarga

Figura 11: CAIDI

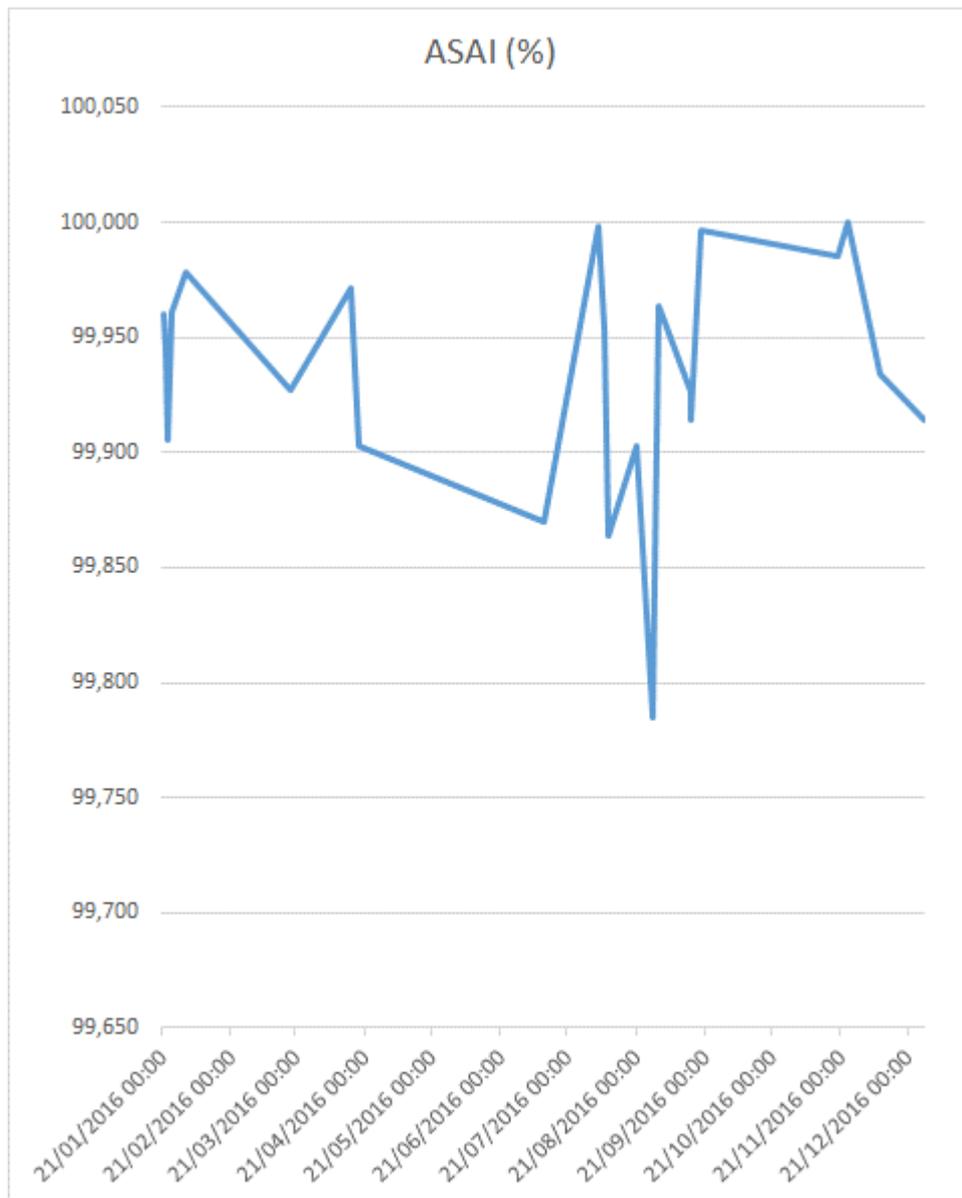


Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el CAIDI promedio durante el año 2016 fue de 1,05. Este valor es inferior al Indicador de Confiabilidad CAIDI que es de 1,5 dado por el OSINERGMIN (ver Tabla 3), por lo que dentro de lo permitido. Así mismo dicho indicador

alcanza su valor máximo el 10/07/2016 a las 04:09:00 p.m. con un valor de 1,8 originado por una Sobrecarga, este valor si debe ser disminuido.

Figura 12: ASAI

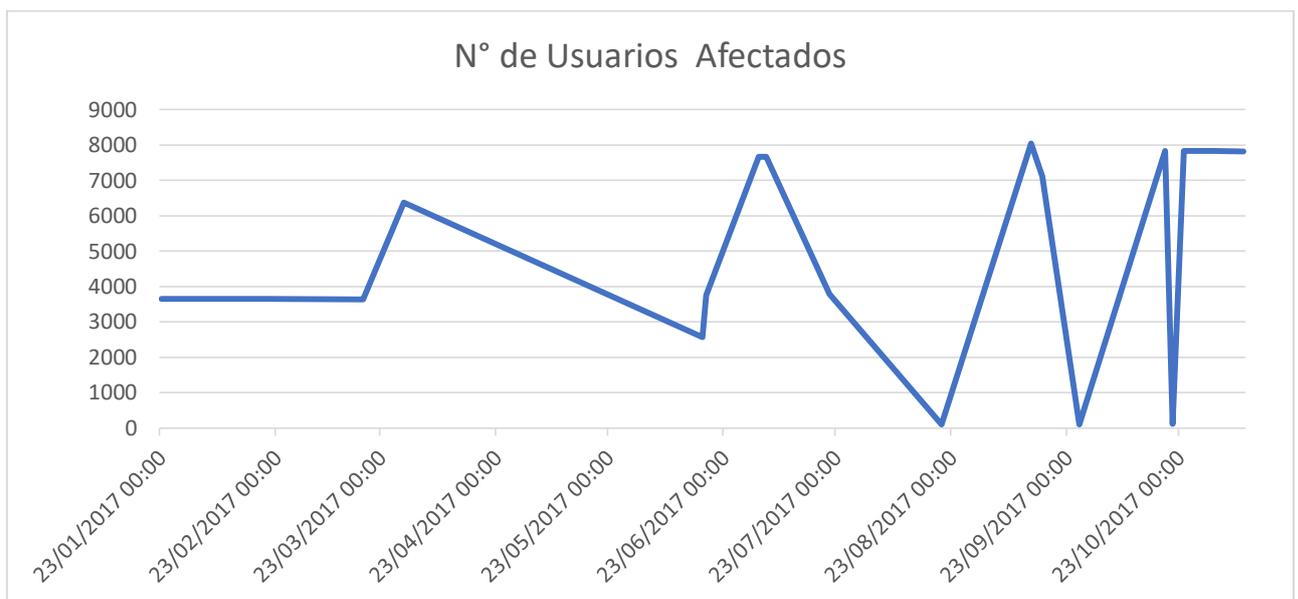


Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el ASAI promedio durante el año 2016 fue de 99,9. Este valor es superior al Indicador de Confiabilidad ASAI que es de 99,83, dado por el OSINERGMIN (ver Tabla 3). Así mismo dicho indicador alcanza su valor máximo el 04/08/2016 a las 06:07:00 a.m. con un valor de 99,99.

## Año 2017

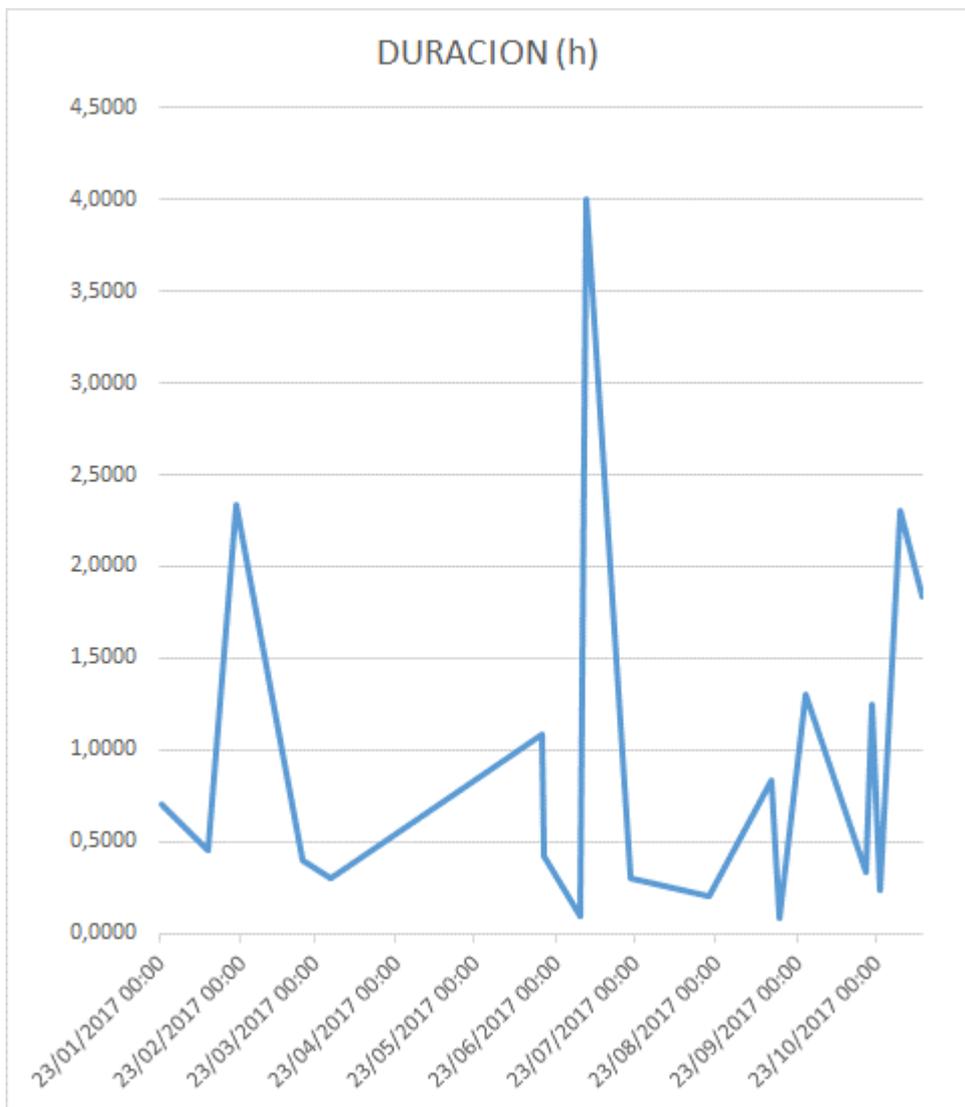
Figura 13: Número de Usuarios Afectados



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que los usuarios afectados fueron en promedio 4 904 usuarios. Esto representa un 30% del total de usuarios (16 347) que abastece este Alimentador.

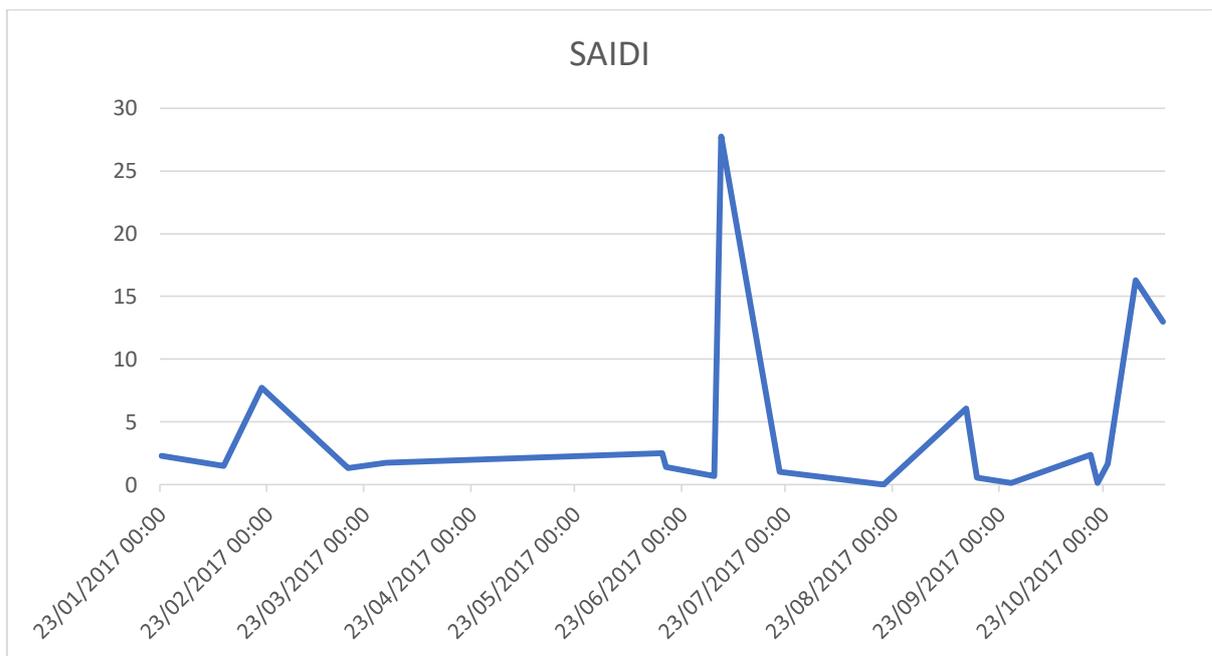
Figura 14: Duración de las Fallas



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el tiempo de fallo durante el año 2017 fue en total 18,45 horas al año y dichas fallas en un 36,8 % fue por sobrecarga.

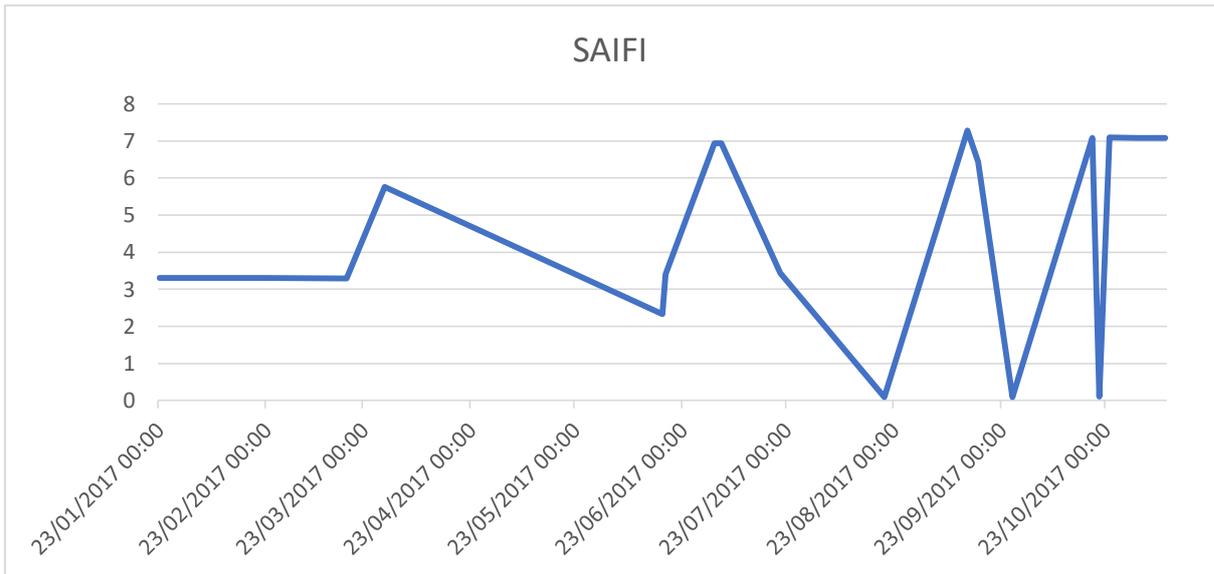
Figura 15: SAIDI



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el SAIDI promedio durante el año 2017 fue de 4,63. Este valor es inferior al Indicador de Confiabilidad SAIDI que es de 8,0 dado por el OSINERGMIN (ver Tabla 3), por lo que se encuentra por debajo del valor permitido. Así mismo dicho indicador alcanza su valor máximo el 04/07/2017 a las 04:44:08 a.m. con un valor de 27,8 originado por una Sobrecarga.

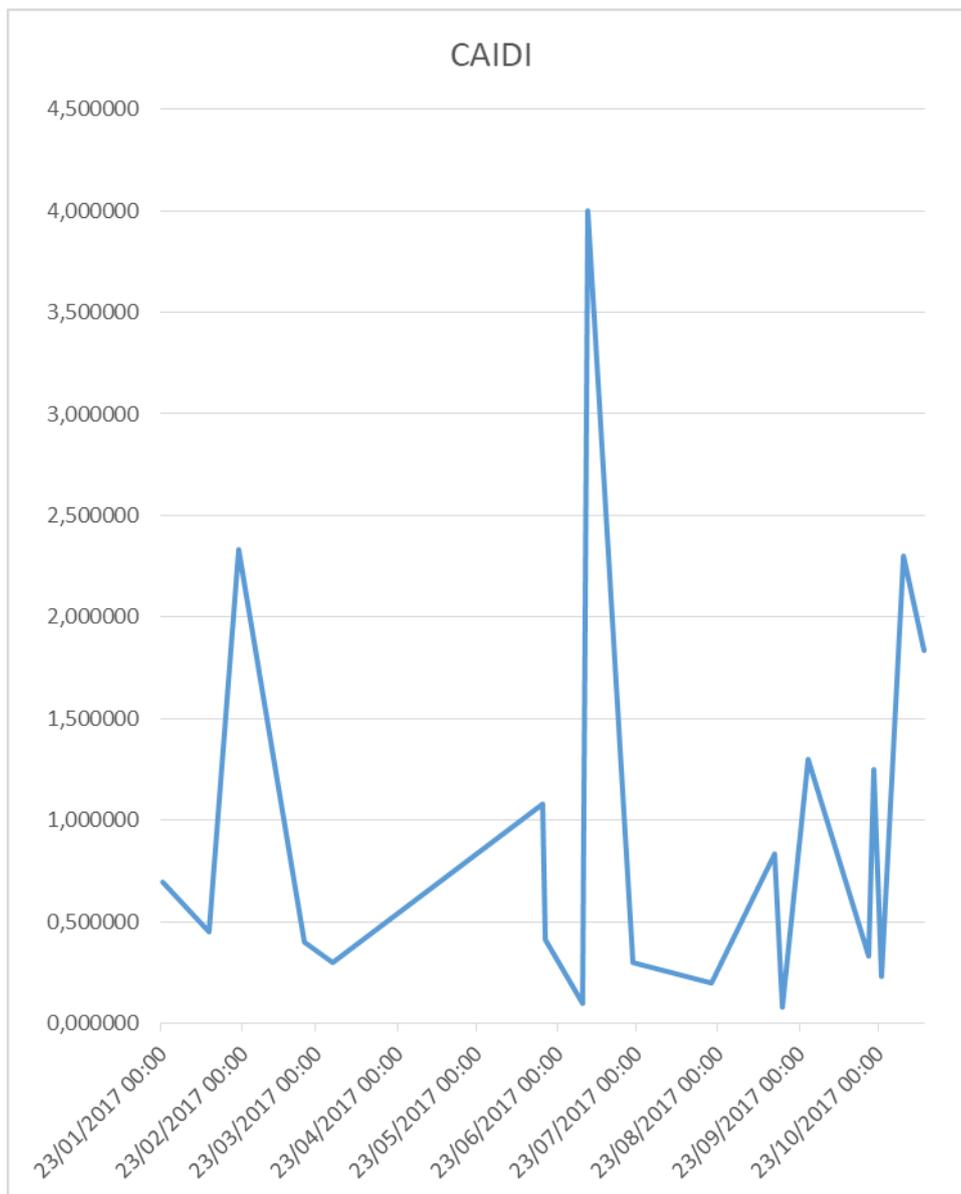
Figura 16: SAIFI



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el SAIFI promedio durante el año 2017 fue de 4,4. Este valor es superior al Indicador de Confiabilidad SAIFI que es de 4,0 dado por el OSINERGMIN (ver Tabla 3), por lo que debe ser reducido. Así mismo dicho indicador alcanza su valor máximo el 13/09/2017 a las 02:20:00 p.m. con un valor de 7,3 originado por una Sobrecarga.

Figura 17: CAIDI



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el CAIDI promedio durante el año 2017 fue de 0,97. Este valor es inferior al Indicador de Confiabilidad CAIDI que es de 1,5 dado por el OSINERGMIN (ver Tabla 3). Así mismo dicho indicador alcanza su valor máximo el 01/11/2017 a las 08:31:00 p.m. con un valor de 2,3 originado por una Sobrecarga, este valor si debe ser disminuido.

Figura 18: ASAI



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el ASAI promedio durante el año 2017 fue de 99,9. Este valor es superior al Indicador de Confiabilidad ASAI que es de 99,83, dado por el OSINERGMIN (ver Tabla 3). Así mismo dicho indicador alcanza su valor máximo el 26/09/2017 a las 09:50:00 a.m. con un valor de 100,00.

**Año 2018**

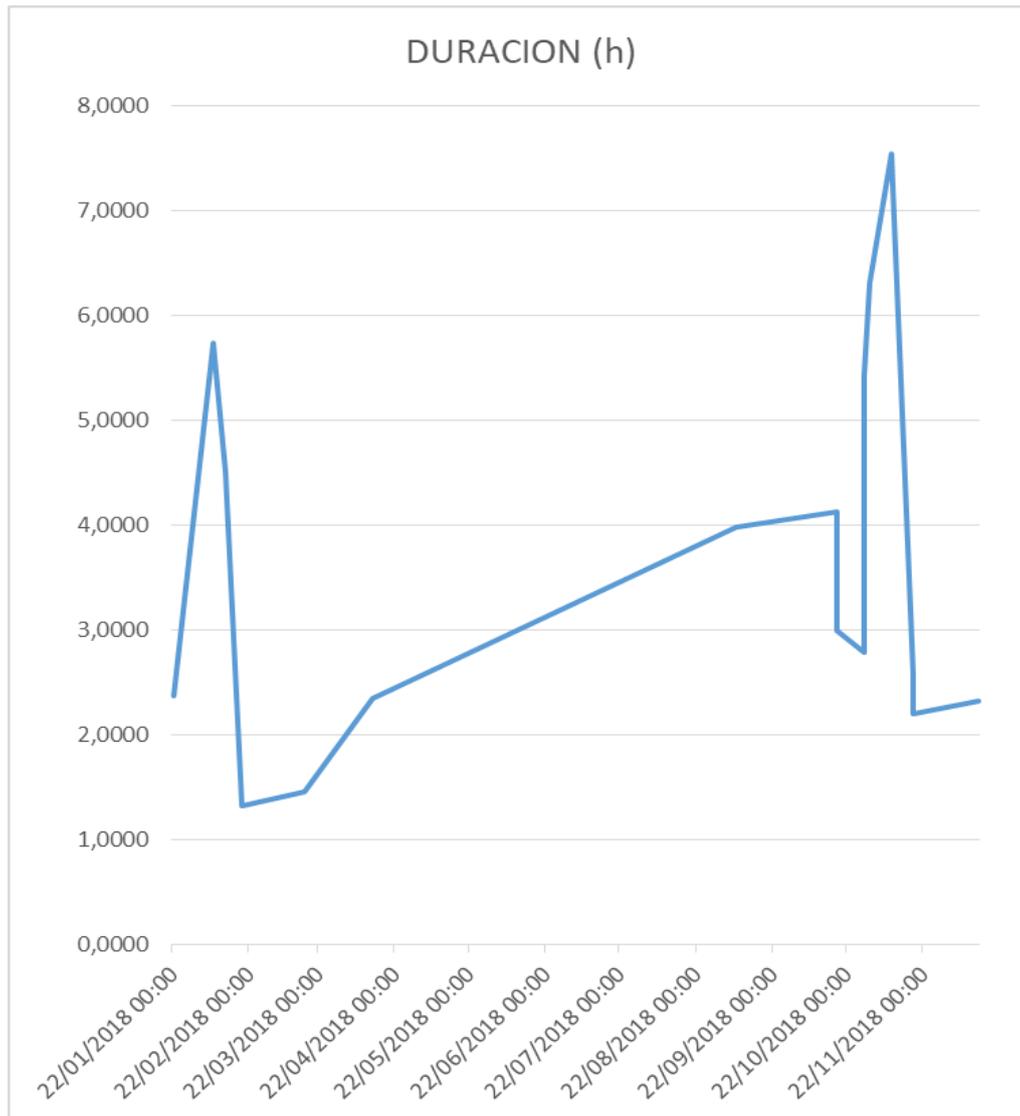
**Figura 19: Número de Usuarios Afectados**



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que los usuarios afectados fueron en promedio 2 298 usuarios. Esto representa un 14,10% del total de usuarios (16 347) que abastece este Alimentador.

Figura 20: Duración de las Fallas



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el tiempo de fallo durante el año 2017 fue en total 57,96 horas al año y dichas fallas en un 75,0 % fue por sobrecarga.

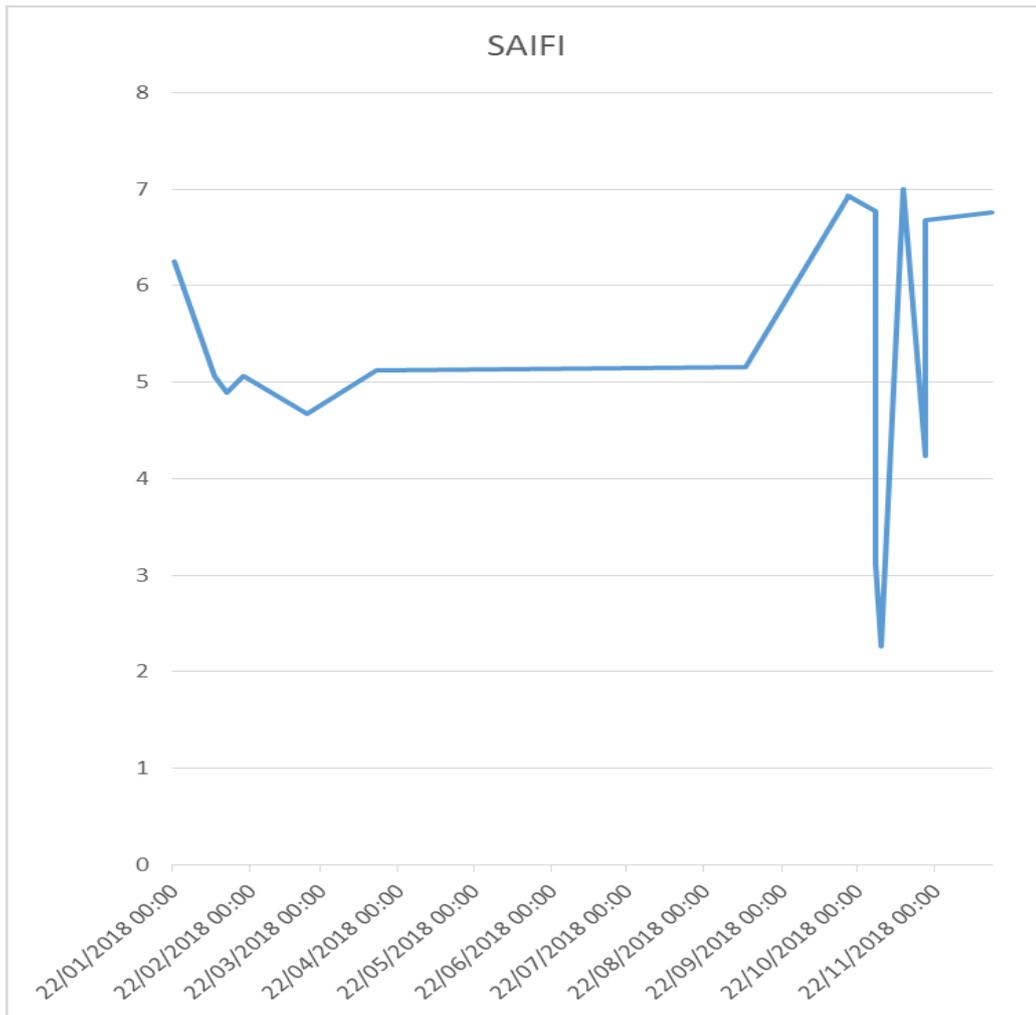
Figura 21: SAIDI



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el SAIDI promedio durante el año 2018 fue de 8,44. Este valor es inferior al Indicador de Confiabilidad SAIDI que es de 8,0 dado por el OSINERGMIN (ver Tabla 3), por lo que se encuentra por encima del valor permitido. Así mismo dicho indicador alcanza su valor máximo el 16/03/2018 a las 05:10:00 p.m. con un valor de 10,8774 originado por una Sobrecarga.

Figura 22: SAIFI



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el SAIFI promedio durante el año 2018 fue de 5,43. Este valor es superior al Indicador de Confiabilidad SAIFI que es de 4,0 dado por el OSINERGMIN (ver Tabla 3), por lo que debe ser reducido. Así mismo dicho indicador alcanza su valor máximo el 14/12/2018 a las 02:26:00 p.m. con un valor de 6,75 originado por una Sobrecarga

Figura 23: CAIDI



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el CAIDI promedio durante el año 2018 fue de 1,664. Este valor es superior al Indicador de Confiabilidad CAIDI que es de 1,5 dado por el OSINERGMIN (ver Tabla 3). Así mismo dicho indicador alcanza su valor máximo el 31/10/2018 a las 02:55:00 p.m. con un valor de 3,68 originado por una Sobrecarga, este valor si debe ser disminuido.

Figura 24: ASAI



Fuente: Elaborado por el autor

Del gráfico anterior podemos observar que el ASAI promedio durante el año 2017 fue de 99,9. Este valor es superior al Indicador de Confiabilidad ASAI que es de 99,83, dado por el OSINERGMIN (ver Tabla 3). Así mismo dicho indicador alcanza su valor máximo el 19/02/2018 a las 05:23:00 p.m. con un valor de 99,914.

Así mismo los límites que presenta el OSINERGMIN en cuanto a los indicadores de confiabilidad para una zona urbana son:

**Tabla 3: Indicadores de Confiabilidad**

<b>INDICADOR</b>	<b>SAIDI</b>	<b>SAIFI</b>	<b>CAIDI</b>	<b>ASAI</b>
Rangos para el sector urbano según OSINERGMIN	8,00 horas/año	4,00 /año	1,5 horas	99,83 %
2015	<b>8,7</b>	<b>4,58</b>	<b>2,33</b>	99,9
2016	5,7	<b>5,4</b>	1,05	99,9
2017	4,63	<b>4,4</b>	0,97	99,9
2018	<b>8,44</b>	<b>5,4</b>	<b>1,66</b>	99,9

Fuente: OSINERGMIN

Con estos valores y los valores obtenidos de la evaluación de los años 2015, 2016, 2017 y 2018 obtenemos que:

Los valores de SAIFI de los años 2015, 2016, 2017 y 2018 están por encima de los valores referenciales dados por el OSINERGMIN (ver Tabla 3).

Los valores de SAIDI del año 2015 y 2018 están por encima de los valores referenciales dados por el OSINERGMIN (ver Tabla 3).

El valor del CAIDI en el año 2015 y 2018 tuvieron valores por encima de 1,5 horas indicado por OSINERGMIN (ver Tabla 3).

De todo esto concluimos al existir valores que están por encima de los que el OSINERGMIN maneja, el Alimentador C-219 Chiclayo NO ES CONFIABLE, es por ello que urge tomar medidas al respecto, además esta no confiabilidad es producida por la **Sobrecarga** existente.

En el Anexo 03, se presenta las tablas de donde se han obtuvieron las gráficas.

La sobrecarga que soporta el Alimentador es de C-219 es de 1,2 MW, por lo que para aliviar esa sobre carga se debe de instalar un sistema de generación distribuida, que permita aliviar esa sobrecarga existente y cuando no se requiera inyectarla al Sistema Interconectado Nacional.

### 3.2. Determinar el tipo de generación distribuida a aplicar en Alimentador C-219 Chiclayo

Considerando que la no Confiabilidad que se da en el Alimentado C-219 es por la Sobrecarga existente, y que el déficit de potencia es de 0,8 MW, entonces para poder conocer la Potencia de la Generación Distribuida a instalar hacemos el siguiente cálculo:

<b>Deficit de Potencia</b>	0,8	MW
<b>Tasa de crecimiento</b>	2,00%	Tasa proporcionada por Electronorte SA
<b>Horizonte</b>	20	años
<b>Potencia a cubrir con generación</b>	1,2	MW

Del cálculo anterior podemos concluir que la Generación Distribuida a instalar tendrá una **Potencia Instalada de 1,2 MW**, entonces es necesario instalar la Generación Distribuida como mecanismo para aliviar esta sobrecarga existente.

Para poder determinar el mejor tipo de generación distribuida a instalar se hizo uso de los siguientes criterios, los cuales fueron obtenidos del *“Marco de referencia para la planificación distribuida en zonas no interconectadas”*, y la calificación para los tres tipos de sistemas (fotovoltaico, eólico y cogeneración) se toma en un rango de 0 a 3, 0 es insatisfactorio, 1 poco satisfactorio, 2 satisfactorio y 3 muy satisfactorio.

**El criterio técnico:** se consideraron sub criterios como el coeficiente de eficiencia, energía no servida, disponibilidad del recurso energético a largo plazo, fiabilidad de la tecnología, con esto se evalúa la fiabilidad del sistema de suministro de electricidad, se tiene en cuenta el sistema que mejor aproveche los recursos energéticos inmediatos, con recursos garantizados que estén disponibles a largo plazo para poder satisfacer la demanda además de utilizar tecnología con fiabilidad aceptable.

**El criterio económico:** se divide en sub criterios como coste actual neto, coste variable de operación y mantenimiento de las tecnologías para evaluar la viabilidad del proyecto. Se considera viable económicamente un sistema el cual tenga el costo más bajo al inicio de la inversión, además del menor costo variable de operación y mantenimiento, con la viabilidad económica se garantiza que en un futuro los usuarios tengan acceso a la energía.

***El criterio ambiental:*** se divide en sub criterios como el calentamiento global, acidificación, uso de la tierra, se eligieron los criterios por importancia desde una perspectiva global, como el calentamiento global que afecta a todo el mundo (huella de carbono, emisiones de CO<sub>2</sub>), perspectiva regional, con el sub criterio de la acidificación que provoca la lluvia ácida (emisiones de SO<sub>2</sub>) y su impacto a nivel local con el uso eficiente de la tierra donde se desarrollara el proyecto y la eutrofización (emisiones de NO<sub>x</sub>)

***El criterio social:*** se divide en tres sub criterios que son la aceptación social de la energía creación de empleo y desarrollo humano, con respecto al desarrollo humano este criterio pretende aportar información sobre distintos aspectos de la población como esperanza de vida, educación y nivel socioeconómico.

Se evalúan tres tipos de sistemas de generación para poder aplicarlo a una Generación Distribuida, los cuales se muestran en la tabla 4, estos son:

- Sistema de generación fotovoltaico,
- Sistema de generación eólica
- Sistema de cogeneración.

**Tabla 4. Ponderación de criterios**

Criterio	Sub criterio	Peso %	CONCEPTOS					
			Sistema de generación fotovoltaico	Evaluación ponderada	Sistema de generación eólica	Evaluación ponderada	Sistema de cogeneración	Evaluación ponderada
Técnico	Coeficiente de eficiencia (ECF)	7,05	2	0,141	2	0,141	3	0.2115
	Energía no servida (ENS)	6,81	2	0,1362	2	0,1362	2	0.1362
	Disponibilidad del recurso energético a largo plazo	10,29	3	0,3087	1	0,1029	2	0.2058
	Fiabilidad de la tecnología	6	2	0,12	2	0,12	3	0.18
Económico	Coste actual neto	16,58	3	0,4974	2	0,3316	1	0.1658
	Coste variable de operación y mantenimiento	4,14	2	0,0828	2	0,0828	2	0.0828
Ambiental	Calentamiento Global (CO2)	6,34	3	0,1902	3	0,1902	3	0.1902
	Acidificación (SO2)	3,5	2	0,07	2	0,07	1	0.035
	Eutrofización (Nox)	5,26	3	0,1578	3	0,1578	3	0.1578
	Uso de la tierra	7,38	3	0,2214	0	0	1	0.0738
Social	Aceptación social de la energía	8,87	3	0,2661	2	0,1774	2	0.1774
	Creación de empleo	7,55	2	0,151	1	0,0755	3	0.2265
	Desarrollo humano	10,23	3	0,3069	2	0,2046	3	0.3069
Evaluación Neta		100	33	2,6495	24	1,79	29	2,1497
Lugar			1		3		2	
Continuar			SÍ		NO		NO	

(\*) La calificación fue de la siguiente manera:

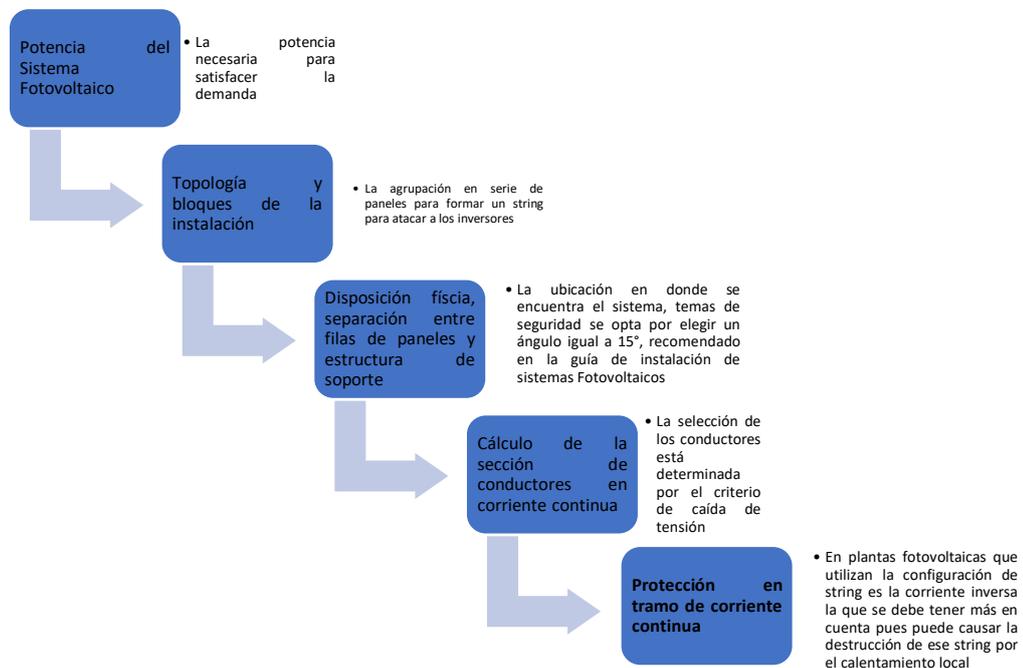
- 0 Insatisfactorio
- 1 Poco satisfactorio
- 2 Satisfactorio
- 3 Muy satisfactorio

De la ponderación de criterios se obtiene un resultado con puntaje de 33 para el sistema fotovoltaico lo cual dice que este será el sistema a aplicar para generar energía eléctrica para mejorar la eficiencia en los alimentadores estudiados.

El sistema de generación distribuida se ubicará en entre la vía de evitamiento y el cruce carretera a San José que es donde existe terrenos y no existe interferencia para instalar los paneles solares. En el **Anexo 24**, se presenta el plano de ubicación de la Central Eléctrica Fotovoltaica.

### 3.3. Realizar la selección de los equipos del tipo de generación distribuida utilizada

Para la selección del tipo de generación distribuida a emplear se utilizó el siguiente diagrama:



Los principales componentes en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son los paneles fotovoltaicos mono o policristalinos, el inversor de tensión, los equipos de protección y el transformador, para la selección de estos equipos se parte con la determinación de la potencia del sistema para ello se debe precisar el número de horas solar pico, esto se ha hecho con las coordenadas de longitud y latitud por medio del atlas solar del Perú y la página web de la NASA. En la siguiente tabla se fija el valor de las HSP como 4,47, siguiendo la metodología del peor mes y utilizando los datos obtenidos de la NASA para mayor precisión.

Tabla 5 Cálculo de hora solar pico (HSP).

MES	AT (kWh/m <sup>2</sup> /día)	SFCR (kWh/m <sup>2</sup> /día)
Enero	5,5	5,70
Febrero	5,5	5,55
Marzo	5	5,84
Abril	5	5,38
Mayo	5	4,89
Junio	5,5	4,47
Julio	5,5	4,48
Agosto	6	4,91
Setiembre	6	5,59
Octubre	6	5,95
Noviembre	6	5,98
Diciembre	6	5,86
<b>Promedio</b>	5,58	5,38
<b>MAX</b>	6	5,98
<b>MIN</b>	5	4,47

Fuente: NASA

### 3.3.1 Potencia del sistema fotovoltaico

La potencia necesaria para satisfacer la demanda se la calcula mediante la siguiente ecuación:

$$P_{teorica} = \frac{CD}{HSP}, \quad \text{se considera } 1HSP = 1000Wh/m^2 \quad \text{Fórmula 11}$$

Remplazando:

Carga de diseño	Cd	5 382,7	KWH/día	5 382 749,22	WH/día
Radiación promedio anual	Rpa	4,47	KWH/m <sup>2</sup> /día		
Hora solar pico	Hsp	4,47	h		
Potencia	Pt	1 204,19	KW	1,20	MW

La potencia del sistema de generación deber ser igual o mayor a 1,2 MW, Los módulos solares que han sido designados de la marca PEIMAR monocristalino poseen una potencia de 360W, fueron elegidos por poseer una eficiencia mayor a 20% y su bajo costo en comparación a otros similares y se utilizara dos inversores de 630 kW, Los datos técnicos se muestran en el Anexo 04 y 05 respectivamente.

### 3.3.2 Topología y bloques de la instalación

La agrupación en serie de paneles para formar un string para atacar a los inversores se determina a continuación:

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{U_{m\acute{a}x}}{U_{Oc}} \quad \text{F\acute{o}rmula12}$$

Siendo:

N<sub>máx</sub>: número máximo de paneles por string

U<sub>máx inv</sub>: tensión de entrada máxima en el inversor (V)

U<sub>oc</sub>: tensión en circuito abierto de los paneles fotovoltaicos (V)

Reemplazando se obtiene:

U <sub>máx inv</sub>	1000
U <sub>oc</sub>	46,60
N <sub>máx</sub>	21

Se deberá comprobar que, para este número de paneles, el inversor puede trabajar en el punto de máxima potencia, PMP, La comprobación a realizar será:

$$N_{ps} * U_{pmp} < U_{pmpi} \quad \text{F\acute{o}rmula13}$$

Siendo:

N<sub>ps</sub>: número de paneles por string

U<sub>pmp</sub>: tensión en el punto de máxima potencia de un panel (V)

U<sub>pmpi</sub>: tensión máxima del inversor para efectuar el seguimiento de máxima potencia (V)

Reemplazando se obtiene:

N <sub>ps</sub>	21
U <sub>pmp</sub>	38
U <sub>pmpi</sub>	800
N <sub>ps</sub> *U <sub>pmp</sub>	798

Por tanto, se cumple la comprobación puesto que 798 < 800 (V),

La agrupación en paralelo de strings para atacar al inversor vendrá determinado por la ecuación:

$$N_{m\acute{a}x\ str} = \frac{P_{inv}}{(N_{ps} * P_p)} \quad \text{F\acute{o}rmula14}$$

Siendo:

Nmáx str: número máximo de strings en paralelo para atacar a un inversor

P inv: potencia del inversor kW

Nps: número de paneles en serie por string

Pp: potencia pico de un panel fotovoltaico kW

Reemplazando se obtiene:

P inv	630
Nps	19
Pp	0,36
Nmáx str	83

Las agrupaciones en paralelo se realizan a través de lo que suele denominarse “cuadros de cc nivel I”, Anexo 06. Estos cuadros son aptos para la conexión de varios circuitos de corriente continua en paralelo, disponiendo de protección por fusible para cada entrada positiva y negativa de cada string, realizando la unión de todos los circuitos a las salidas de los fusibles, y atacando a un interruptor de corte en carga que sirve para dar salida o cortar esta agrupación hacia el resto de la instalación. Los cuadros de nivel I tienen número de entradas estandarizado, (8, 16, 24). Teniendo en cuenta que estas agrupaciones en paralelo se realizan en 2 niveles de agrupamiento, se determina utiliza cuadros de 16 canales considerando tener una agrupación homogénea, por lo que serán necesarios 5 de estos cuadros para atacar al inversor:

$$P_{pico\ inv} = N_{string} * N_{ps} * P_p \quad \text{Fórmula 15}$$

Siendo:

P pico inv: potencia pico de cada inversor kW

Nstring: número de string

Nps: número de paneles en serie por string

Pp: potencia pico de un panel fotovoltaico kW

Reemplazando se obtiene:

# cuadros	5
# de canales por cuadro	16

N strings	80
N ps	21
P p	0,36
Ppic inv	605

La siguiente tabla muestra estos resultados:

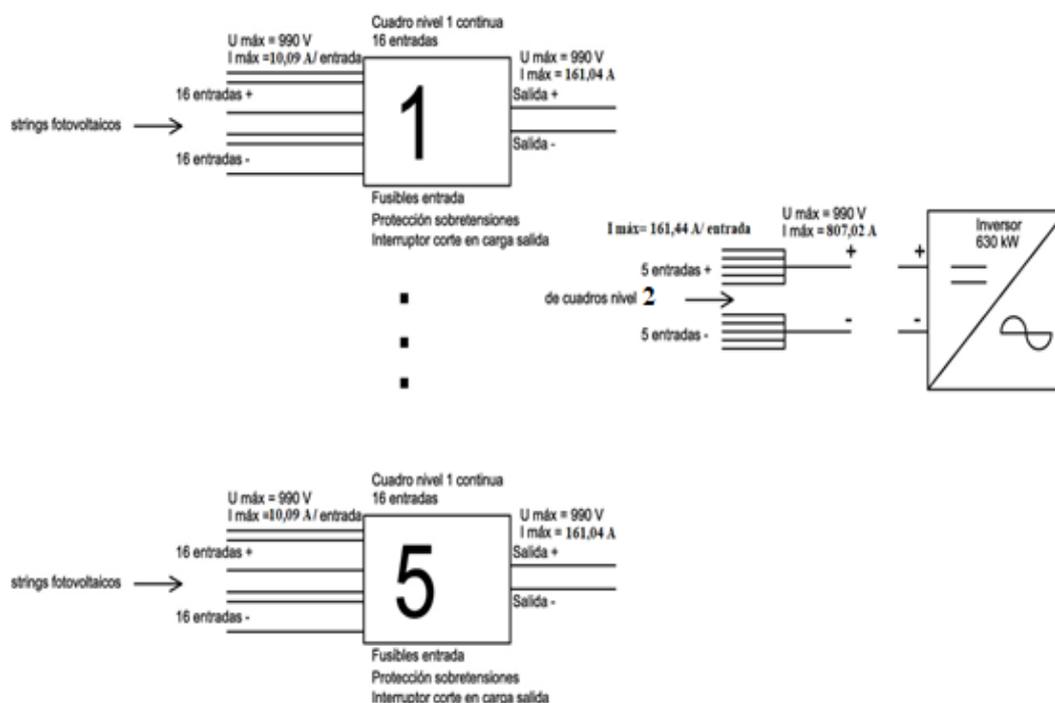
**Tabla 6 Combinación de paneles para atacar inversor**

	paneles/canales/cuadros	I máx cc	I pmp	V máx abierto	V pmp	pot kW
1 string/canal	21 paneles	10,09	9,48	990	798	7,56
cuadro I	16 canales	161,44	151,68	990	798	120,96
1 inversor 630MS	5 cuadros I	807,2	758,4	990	798	605

Fuente: Elaborado por el autor

El segundo nivel estará constituido por DCBox 06Bprotec (Anexo 03), que es un cuadro de fusibles de ambas polaridades adecuados a las intensidades de entrada. De este cuadro sales los cables hacia los elementos de protección del inversor.

**Figura 25. Agrupaciones de strings en paralelo, nivel I y II**



Fuente: Autor de tesis

La agrupación de inversores y transformadores está determinada por la potencia pico del inversor en este caso de 605 kW, así pues/. Hay ciertas características del transformador a emplear que deben ser especiales:

- Los armónicos generados por el inversor en la tensión, producen incremento de las pérdidas de vacío como incremento en el nivel de ruido. También puede provocar saturación en el núcleo, por lo cual debe sobredimensionarse el núcleo.

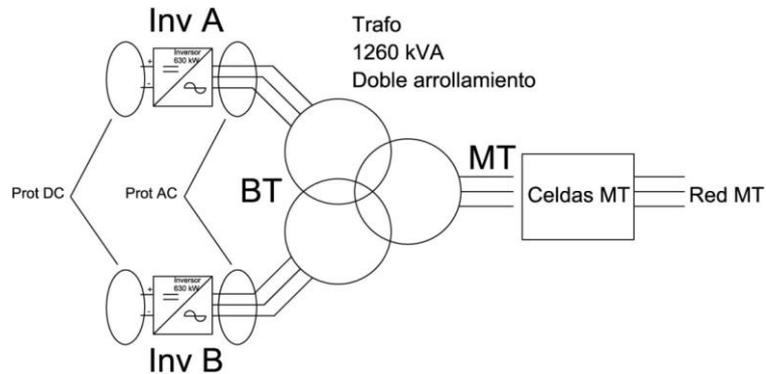
- Los armónicos generados por el inversor en la corriente, producen efectos en las pérdidas de carga, así como calentamientos adicionales. Por lo cual debe dimensionarse el transformador para una mayor potencia equivalente.

- Para evitar el acoplamiento capacitivo del lado de baja tensión y el lado de alta tensión y proteger los componentes electrónicos del inversor de posibles sobretensiones del lado de alta, es recomendable la instalación de pantallas electrostáticas entre los devanados de alta y baja tensión.

- Los inversores de tipo central suelen tener niveles de tensión de salida no convencionales, El inversor elegido para este proyecto tiene un nivel de tensión de salida entre fases de 350 voltios, Ello es debido a que, para optimizar un diseño en la electrónica de potencia del inversor, la tensión optima dependerá de la circuitería específica a fin de poder sacar el máximo de potencia, Los componentes de potencia utilizados tienen limitaciones en cuanto corriente, tensión, tensión inversa, calentamiento, etc, Para una topología y unos componentes específicos, el fabricante del inversor marca la tensión de salida en corriente alterna en función de la conveniencia para ese diseño, Ese es otro motivo por el que no se puede utilizar un transformador estándar para una aplicación fotovoltaica con inversores centrales,

En el caso de la serie elegida PV Minera del fabricante Schneider, son transformadores especializados para sistemas fotovoltaicos conectados a la red con potencia hasta 3,2 MVA, 36 Kv, Anexo 07, La configuración del bloque del sistema se encuentra en la siguiente figura:

**Figura 26: Agrupación de inversores con transformador de 3 devanados**



Fuente: Autor de tesis

Las características del transformador seleccionado se encuentran en la siguiente tabla:

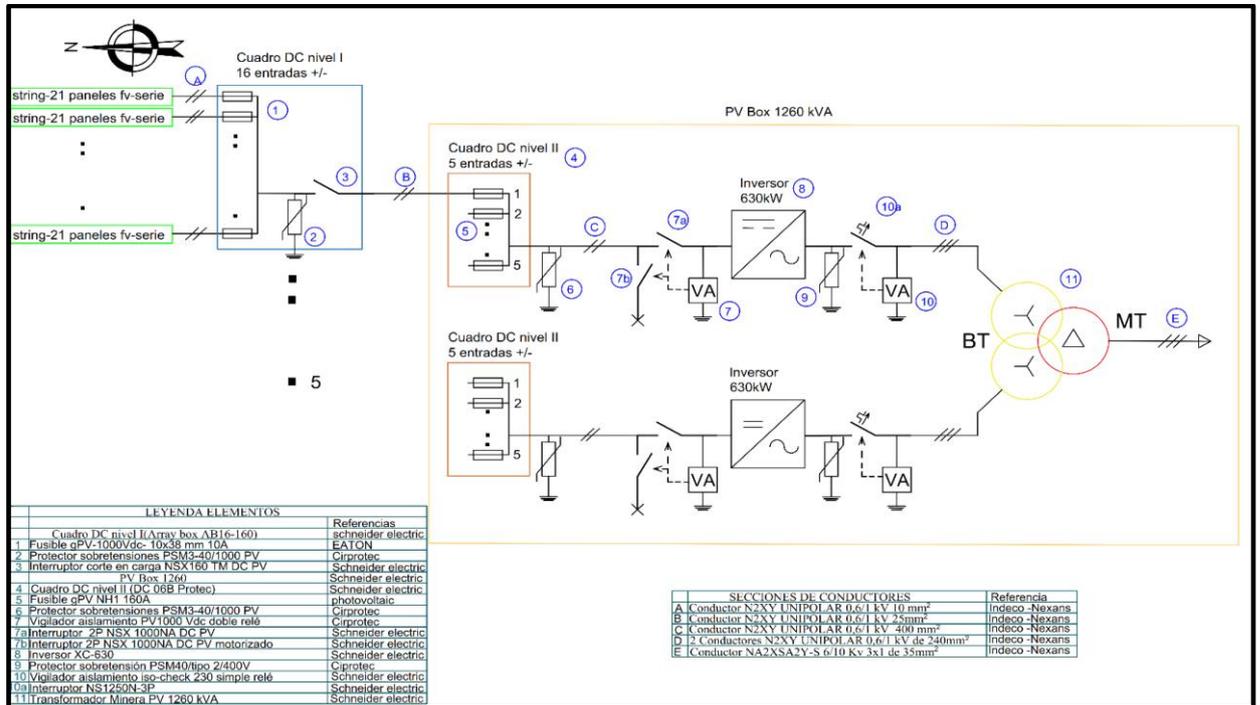
**Tabla 7 Características del transformador**

Datos técnicos del transformador PV		
Fabricante		Schneider
Denominación		Minera PV-1260
potencia	kVA	1260
tensión primaria entre fases	V	2x350
Tensión secundaria	kV	10
Nivel de tensión de aislamiento (primario)	kV	15
Rango de regulación	%	-5, -2,5, 0, +2,5, +5
Grupo de conexión		DY11Y11
Pérdidas en vacío	w	1350
Pérdidas en plena carga	w	11000
Tensión de cortocircuito	%	6
Tipo de refrigerante		aceite mineral
Estándar		N 50464-1, EN 60076-1 hasta 10
Peso de aceite	kg	1150
Peso total	kg	4200

Fuente: Ficha técnica de transformador PV 1260 Schneider

Finalmente, la disposición quedará de acuerdo al siguiente esquema:

**Figura 27: Configuración del Central Fotovoltaica a instalar**



Fuente: Elaborado por el autor

### 3.3.3. Disposición física, separación entre filas de paneles y estructura de soporte

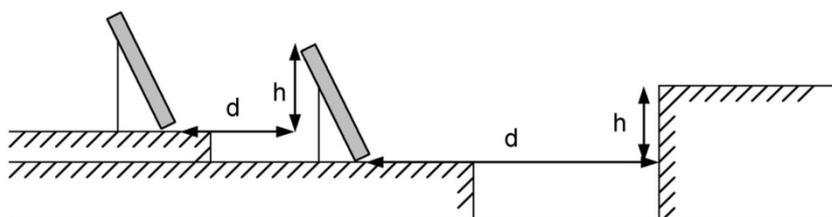
Cálculo del ángulo de inclinación:

$$\beta_{OPT} = 3,7 + 0,69 * |\Phi| = 8,39, \text{ donde } \Phi \text{ es latitud} \quad \text{Fórmula16}$$

Debido a la ubicación en donde se encuentra el sistema, temas de seguridad se opta por elegir un ángulo igual a 15°, recomendado en la guía de instalación de sistemas Fotovoltaicos domésticos del ministerio de energía y minas, (PMACURI, 2008)

El documento Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red IDEA en su punto 5 del Anexo 3, 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).

**Figura 28. Separación entre filas de paneles**



La figura 51 ilustra este aspecto donde, en cualquier caso,  $d$  ha de ser como mínimo igual a  $h \cdot k$ , siendo  $k$  un factor adimensional que se determina por:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad \text{Fórmula 17}$$

Puesto que las filas de paneles deberán tener esta separación, la disposición elegida es situar filas de 2 paneles en altura, obteniendo 0,8 metros,

**Tabla 8. Separación entre filas de paneles**

Datos paneles y latitud		k resultante	Disposición	Resultados	
Alto panel(m)	1,957	0,4079	Panel en altura	h(m)	d(m)
Ancho panel (m)	0,992		1 panel vertical	1,2726133	0,51909897
Inclinación (°)	15		1 panel horizontal	0,64508554	0,26313039
Latitud (°)	6,804546		2 paneles en vertical	1,957	0,7982603

Fuente:1 Autor de tesis

La distancia resultante es de aproximadamente 1 metro no obstante para la distribución de la planta se elige trabajar con 3 metros para que un camión grúa pueda realizar trabajos de instalación.

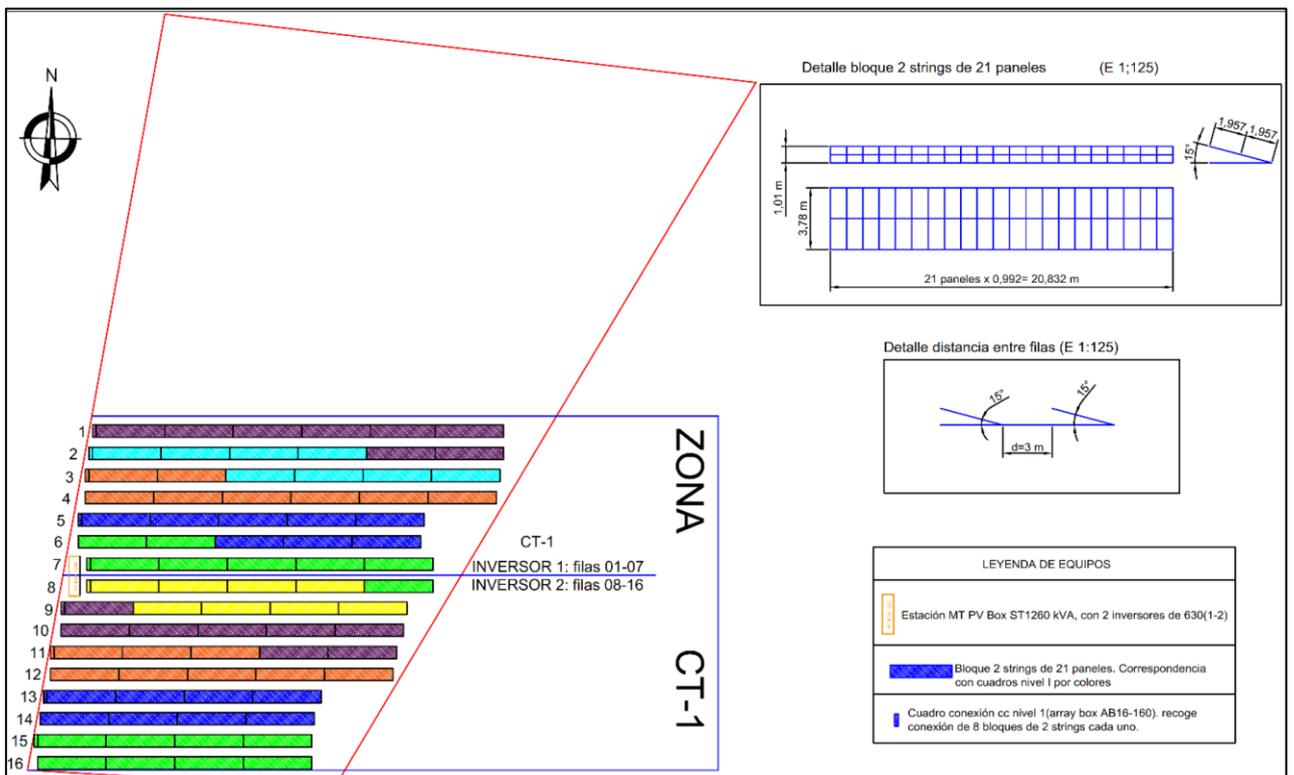
Los soportes de los paneles solares serán de estado fijo, se utilizarán 3 soportes para un boque de 2 strings, cada uno con una distribución de 2x7, los materiales de la

perfilería de la estructura están fabricados íntegramente en aluminio de alta calidad, mientras que la tornillería y accesorios están creados en acero inoxidable, Las patas son de acero galvanizado en caliente, Junto con la estructura se incluyen los prensos laterales y centrales que se encargan de sujetar cada módulo solar por su marco de aluminio al perfil de la estructura, La empresa autosolar brinda la facilidad de ajustar el soporte para cualquier tamaño de panel, aunque posee las siguientes restricciones, la estructura no debe pasar de 3 metros de altura y 20° de inclinación, para poder soportar cargas de hasta 200N/m<sup>2</sup>, y una carga de viento de 29 m/s. El Anexo 08 muestra las características de los soportes.

No se ha considerado utilizar seguidores por presentar las desventajas, de ser más costosos que las estructuras fijas y requerir un mantenimiento adicional, ser más complejos de instalar y necesitar distancias entre grupos de paneles, no solo entre filas, su uso complicaría la distribución de los string en la planta requiriendo mayor espacio.

La disposición de los elementos en la Central Fotovoltaica lo apreciamos en la siguiente gráfica:

**Figura 29: Disposición de los elementos en la Central Fotovoltaica**



Fuente: Elaboración Propia

### 3.3.4. Cálculo de la sección de conductores en corriente continua

La disposición del cableado se ha dividido en 3 niveles en la parte de corriente continua de esta instalación. La selección de los conductores está determinada por el criterio de caída de tensión, en donde esta variación entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución pública no será superior a 1,5%, para la intensidad nominal. La expresión a aplicar para el cálculo será la siguiente:

$$\Delta V = \frac{I_{pmp} * \rho * 2 * L}{S} \quad \text{Fórmula 18}$$

Siendo:

$\Delta V$ : es la variación de tensión en voltios

$I_{pmp}$ : es la intensidad circulante en el tramo considerado, para el punto de máxima potencia,

$\rho$ : es la resistividad del cobre,

$S$ : es la sección del cable (Los cables serán seleccionados de Indeco por ser una marca comercial),

- Cables desde strings hasta los cuadros de nivel I

Reemplazando se obtiene:

**Tabla 9. Cálculo del conductor entre string y cuadros nivel I**

PRIMER TRAMO		
Símbolos	Magnitud	unidades
V	722	V
$I_{pmp}$	9,48	A
$\rho$	0,017	$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$
L	127	m
$\Delta V$	0,015	
S	3,42	mm

Fuente: Autor de tesis

Seleccionamos el conductor N2XY UNIPOLAR 0,6/1 kV de  $10 \text{ mm}^2$ , cada string requiere dos conductores, uno para la polaridad positiva y otro para la polaridad negativa, Anexo 09.

- Cables desde cuadros de nivel I hasta la DC Box II

Reemplazando se obtiene:

**Tabla 10 Cálculo del conductor entre cuadros nivel I y DC Box II**

SEGUNDO TRAMO		
Símbolos	Magnitud	unidades
V	722	V
$I_{pmp}$	151,68	A
$\rho$	0,017	$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$
L	44,46	m
$\Delta V$	0,015	
S	19,16	mm

Fuente: Autor de tesis

El conductor seleccionado es el N2XY UNIPOLAR 0,6/1 kV  $25\text{mm}^2$ , por cumplir con el voltaje y amperaje requerido, Anexo 09.

- Cables desde la DC Box II hasta el inversor: para este cálculo se asume que la caída de tensión desde la DC Box II hasta el inversor, así como en la parte de alterna, va a ser despreciable, puesto que las DC Box II, los inversores y los transformadores están muy próximos entre sí, El proceso se simplifica utilizando la corriente del punto de máxima potencia multiplicada por 1,25, el resultado servirá para seleccionar el conductor.

$$I_d = I_{pmp} * 1,25 \qquad \text{Fórmula 19}$$

Siendo:

$I_d$ : corriente de diseño

$I_{pmp}$ : es la intensidad circulante en el tramo considerado, para el punto de máxima potencia

Reemplazando se obtiene:

**Tabla 11 Cálculo del conductor entre DC Box II y el inversor**

TERCER TRAMO		
Simbos	Magnitud	unidades
Ipmp	758,4	A
a	1,25	
Id	948	A

Fuente Autor de tesis

Seleccionamos el conductor N2XY UNIPOLAR 0,6/1 kV de  $400 \text{ mm}^2$ , por poseer los valores de voltaje y amperaje necesarios, en este tramo se requerirán 2 conductores que llegarán al inversor, Anexo 09.

#### 3.3.4.1. Cálculo de la sección de conductores en corriente alterna

- Cables desde el inversor hasta el transformador:

Los parámetros que debe soportar el cable son los siguientes, una tensión trifásica sin neutro de 350 voltios entre fases a 60 hz y una corriente de 1040 amperios procedentes de la salida del inversor, Procediendo del mismo modo que en el punto anterior, se obtienen los siguientes resultados:

**Tabla 12 Cálculo del conductor entre el inversor y el transformador**

QUINTO TRAMO		
Simbos	Magnitud	unidades
Ipmp	1040	A
a	1,25	
Id	1300	A

Fuente Autor de tesis

Se opta por dos conductores N2XY UNIPOLAR 0,6/1 kV de  $240 \text{ mm}^2$  por cada una de las tres fases de salida del inversor, Anexo 09.

- Cables desde el transformador hasta la red:

Los parámetros que debe soportar el cable son los siguientes, una tensión trifásica de 10 kV voltios a 60 hz y una corriente de 126 amperios procedentes de la salida del transformador, Procediendo del mismo modo que en el punto anterior, se obtienen los siguientes resultados:

**Tabla 13 Cálculo del conductor entre transformador hasta la red**

SEXTO TRAMO		
Simbos	Magnitud	unidades
$I_{pmp}$	126	A
a	1,25	
$I_d$	157,5	A

Fuente Autor de tesis

Se opta por uno conductor NA2XSA2Y-S 6/10 Kv 3x1 de  $35\text{ mm}^2$  por cada una de las tres fases de salida del transformador, aunque el conductor posea un amperaje de 3 unidades menos al requerido esto no es problema porque la corriente real que conducirá será menor por que la potencia de paneles que atacara al inversor será menor a la potencia nominal de este, Anexo 10.

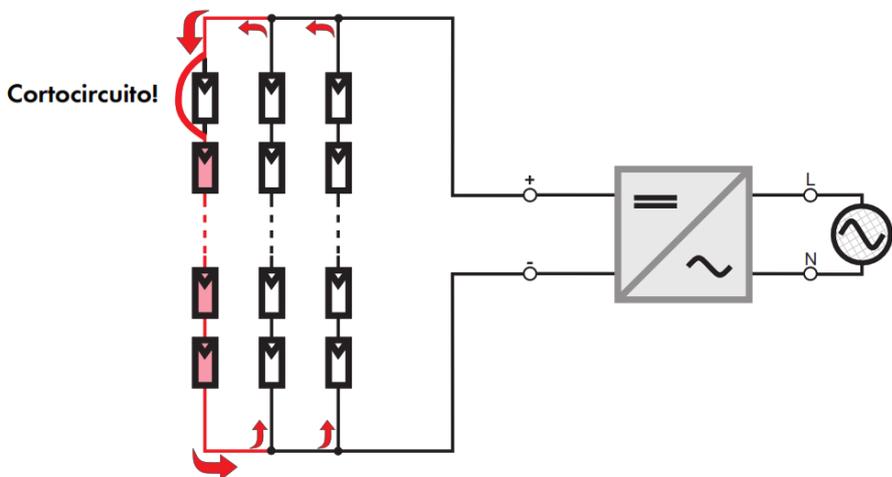
**3.3.5. Protección en tramo de corriente continua**

*Cuadros de Nivel I*

En plantas fotovoltaicas que utilizan la configuración de string es la corriente inversa la que se debe tener más en cuenta pues puede causar la destrucción de ese string por el calentamiento local. La siguiente figura muestra cómo actúa la corriente inversa por un corto circuito:

**Figura 30. Corriente inversa en la generación de energía**

Corriente inversa en el String defectuoso = Suma de las corrientes de los Strings restantes



El Anexo 04 muestra los datos técnicos de los paneles solares donde se indica colocar fusibles como máximo de 15 amperios, la elección fue utilizar un fusible 10 A, que dejará trabajar al panel en su punto de máxima potencia igual 9,48 A y protegerá

contra un cortocircuito donde la corriente alcanza los 10,04 A, las dimensiones y el voltaje del fusible son de 10 x 38mm, 1000 Vdc respectivamente (Anexo 12), recomendadas por array box en su ficha técnica, El fusible se representa en la siguiente figura:

**Figura 31 Photovoltaic fuses 10x38mm/1000 Vdc, 10A**



Los fenómenos atmosféricos causan tensiones transitorias (sobretensiones) por lo cual el array box recomienda descargadores de 1000Vdc del tipo 2, con una corriente máxima de 40 kA, La siguiente figura muestra el equipo que se utilizara y sus detalles técnicos en el Anexo 13:

**Figura 32. Protección contra sobre tensiones transitorias PSM3-40/1000 PV**



El dispositivo para proteger contra sobre cargas o cortocircuitos también tendrá la función de maniobra de conexión y desconexión bien manual o por control eléctrico será el interruptor Compact NSX160 TM DC PV, con la cualidad de soportar una corriente nominal de 160A y 1000 voltios, Anexo 14:

**Figura 33. Protección contra cortocircuitos Compact NSX160 TM DC PV**



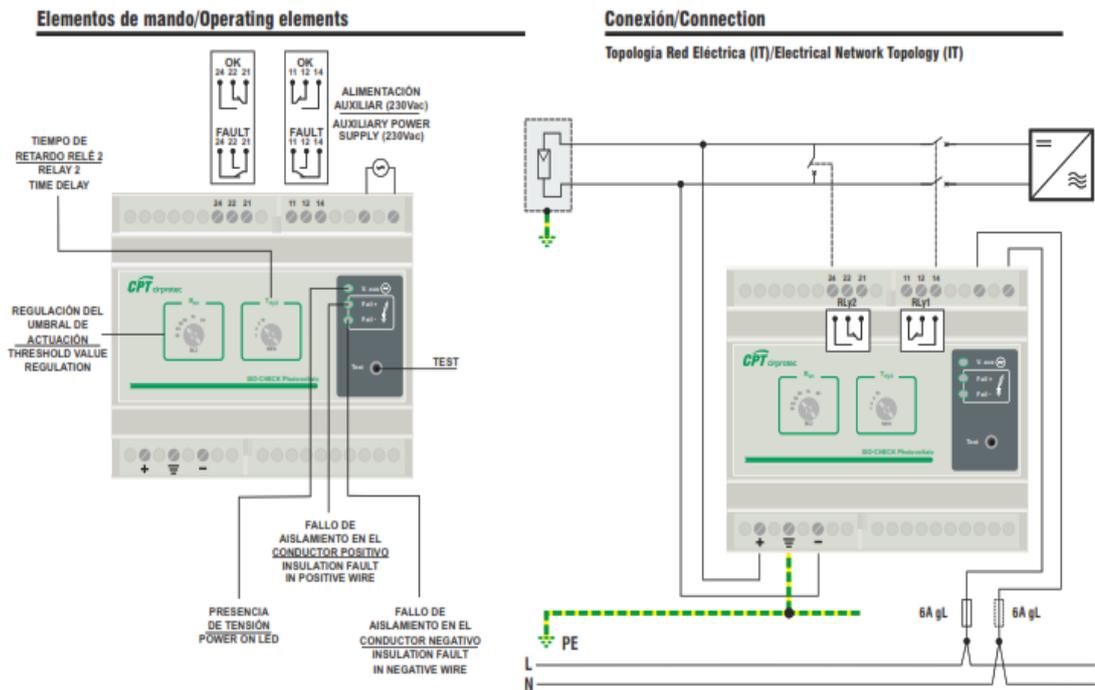
### ***Cuadros de Nivel II,***

En los DC Box llegan los conductores procedentes de 5 cuadros de nivel 1, cada uno con una corriente de máxima potencia y de cortocircuito de 151,68 y 161,44 amperios respectivamente, por lo que se opta por fusibles de 160 A, del tipo NH1 1000VD, con capacidad de apertura de 30kA, Anexo 15. Esta sección contara con la misma protección de sobretensión de 1000Vdc que los cuadros de nivel I.

Antes que la energía ingrese al inversor se dispondrá un vigilante de aislamiento que cuente con 2 relés, uno actuara sobre el elemento de apertura y otro que actúe en el elemento de cierre. La elección del elemento está determinada por el voltaje que soportara en este caso se elige trabajar el ISO-CHECK PV1000 (Anexo 16) y dos interruptores NSX 1000 NA DC PV (Anexo 17) con capacidad de 1000 voltios y 1000 amperios.

La siguiente figura muestra la descripción del elemento y su conexión:

**Figura 34. Vigilante de aislamiento PV1000**



El primer interruptor sera con bobina de disparo y el segundo actuara mediante un motor de accionamiento.

**Figura 35. Interruptor Schneider Electric**



### 3.3.6. Protección en tramo de corriente Alterna *Inversor y transformador.*

La conexión entre estos elementos debe contar con equipos de protección de sobre tensión y por sobre corriente, atiendo a la configuración del inversor y los pañales se deben considerar los siguientes parámetros:

- Una tensión entre fase de 350 V.
- Una corriente nominal igual a:

$$I_n = \frac{P_{inv}}{V_n * \sqrt{3}} \quad \text{Fórmula20}$$

Siendo:

$I_n$ : corriente nominal A,

$P_{inv}$ : potencia del inversor (630kW),

$V_n$ : tensión nominal,

Obteniendo como resultado una corriente de 1,04 kA,

- Corriente de cortocircuito es igual:

$$I_{cc} = \frac{I_n}{\varepsilon_{cc}}$$

Fórmula21

Siendo:

$I_n$ : corriente nominal en A,

$I_{cc}$ : corriente de cortocircuito en A,

$\varepsilon_{cc}$ : tensión de cortocircuito del transformador (6 %),

Obteniendo como resultado una corriente de cortocircuito de 17,3 kA,

Con estos parámetros establecidos se dispone a seleccionar un protector contra sobre tensión PSM3-40/400 TNC (Anexo 18) y un vigilador de aislamiento ISO-Check 230V (Anexo 19) quien tiene una tensión de vigilancia de hasta 440V, su representación se muestra en la siguiente figura:

**Figura 36. Vigilador de aislamiento ISO-Check 230V**



El vigilador actuara mediante un interruptor compacto NS1250N - Micrologic 6,0 (Anexo 20) que trabaja con una corriente nominal de 1250 amperios y una capacidad máxima de ruptura de 50kA rms con un sistema de 400V a 60 Hz, La siguiente figura representa el elemento de apertura:

**Figura 37. NS1250N - Micrologic 6,0**



Los elementos como transformador, inversor, DC Box estarán contenidos en el PV Box ST 1260 (Anexo 21), una solución eficiente para los equipos seleccionados, La disposición física de la instalación se presenta en el Anexo 22 y su diagrama unifilar en el Anexo 23.

### **3.4. Determinar la nueva confiabilidad del Alimentador C-219 Chiclayo, después de aplicar la Generación Distribuida**

En el objetivo específico 3.2 se determinó que la baja confiabilidad en el Alimentador C-219 se debe a la sobrecarga originada por un déficit de potencia de 0,8 MW (Proyectado a 20 años representa una Potencia Instalada de 1,2 MW).

Es por ello que en el objetivo anterior se propone el diseño de un sistema de generación distribuida del tipo fotovoltaico con una Potencia instalada de 1,2 MW.

En ese sentido al instalar un Sistema de Generación Distribuida en el Alimentador C-219 Chiclayo permitirá cubrir el déficit de potencia, que le produce las fallas por sobrecarga, **lo que originaría que estas desaparezcan.**

Por lo tanto tomando como referencia los datos del año 2018 (ver Anexo 03), ahí podemos

evidenciar que los valores más altos de SAIFI, SAIDI, CAIDI y ASAI se deben cuando el Alimentador C-219, sale fuera de servicio por sobrecarga, por lo que al instalar el Sistema de Generación Distribuida: Central Fotovoltaica, se eliminaran todas **las fallas por sobrecarga**, por lo que los indicadores de confiabilidad quedaran tal como se muestra en la Tabla 14:

**Tabla 14: Indicadores de Confiabilidad del Alimentador C-219 contando con la Generación Distribuida**

<b>Motivo</b>	<b>Sub-Motivo</b>	<b>N° de usuarios afectados</b>	<b>Duración (H)</b>	<b>SAIDI</b>	<b>SAIFI</b>	<b>CAIDI</b>	<b>ASAI (%)</b>
Falla	Avería en equipo de protección y/o maniobra	165	5,43	2,88	3,12	0,92	99,97
Falla	Avería en equipo de protección y/o maniobra	2345	2,78	5,43	3,77	1,44	99,94
Falla	Transitorio	2278	1,32	4,56	3,07	1,49	99,95
	<b>PROMEDIO</b>	<b>1596</b>	<b>3,18</b>	<b>4,28</b>	<b>3,31</b>	<b>1,28</b>	<b>99,95</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>4788</b>	<b>9,53</b>				

Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar en la tabla anterior, los valores de SAIFI, SAIDI, CAIDI y ASAI fuera del rango pertenecían a fallar originadas por “SOBRECARGA”, lo que originaba que dichos valores superen a los permitidos por el OSINERGMIN. Ahora al eliminar esta falla, se disminuirán el tiempo que el Alimentador C-219 está inoperativo, así como el número de usuarios afectados, dando como resultado que los valores de SAIFI, SAIDI, CAIDA y ASAI disminuyan.

De la tabla anterior tenemos los siguientes indicadores de confiabilidad, cuando instalamos el sistema de generación distribuida:

**Tabla 15: Indicadores de Confiabilidad**

<b>INDICADOR</b>	<b>SAIDI</b>	<b>SAIFI</b>	<b>CAIDI</b>	<b>ASAI</b>
Rangos para el sector urbano según OSINERGMIN	8,00 horas/año	4,00 /año	1,5 horas	99,83 %
Con la Instalación de la Generación Distribuida	<b>4,28</b>	<b>3,31</b>	<b>1,28</b>	<b>99,95</b>

Fuente: OSINERGMIN

Con los que podemos demostrar que al instalar el Sistema de Generación Distribuida en el Alimentador C-219, el funcionamiento es **CONFIABLE**.

### **3.5. Viabilidad económica de la aplicación de la generación distribuida en el Alimentador C-219 Chiclayo**

Para determinar la viabilidad de la aplicación de la generación distribuida en el Alimentador C-219 Chiclayo, calculemos el presupuesto a invertir.

Primero calculamos el presupuesto para la instalación de la Central Fotovoltaica:

**Tabla 16: Presupuesto para la instalación de la Central Fotovoltaica**

ITEM	DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO	UND.	CANT.	PRECIO UNIT. S/.	PRECIO PARCIAL S/.
<b>1.00</b>	<b>EQUIPOS</b>				<b>4003084,20</b>
1.1	Panel Fotovoltaico Peimar 360W 38V	und	3360	650,00	2184000,00
1.2	Estructura Elevada ELV 2x7 3M	und	240	7178,93	1722943,20
1.3	Conductor N2XY Unipolar 0,6/1kV 10mm2	m	5060	2,02	10221,20
1.4	Cable Solar 12AWG DC/AC-1/0.6 Kv	m	3400	10,10	34340,00
1.5	Multi-Contact MC4 Female Connector	und	16	7,00	112,00
1.6	Multi-Contact MC4 Male Connector	und	16	7,00	112,00
1.7	Fusible Gpv-1000Vdc- 10x38mm 10A	und	320	38,10	12192,00
1.8	Protector Sobretensiones PSM3-40/100PV	und	10	187,00	1870,00
1.9	Interruptor Corte en Carga NSX160 TM DC PV	und	10	1200,16	12001,60
1.10	Cuadro DC nivel I(Array Box AB16-160)	und	10	746,72	7467,20
1.11	Bandejas de rejillas 60x 300 mm	m	500	35,65	17825,00
<b>2.00</b>	<b>MANO DE OBRA (8 h x 30d)</b>				<b>16000,00</b>
2.1	Ingeniero Supervisor	hh	1	3000,00	3000,00
2.2	Ingeniero de Seguridad	hh	1	3000,00	3000,00
2.3	Técnico Electricista	hh	2	2400,00	4800,00
2.4	Ayudante	hh	2	2100,00	4200,00
2.5	Otros	hh	1	1000,00	1000,00
<b>3.00</b>	<b>MÁQUINAS Y HERRAMIENTAS</b>				<b>800,00</b>
3.1	Herramientas Varios	% MO	5%	16000,00	800,00
					0
<b>4.00</b>	<b>TRANSPORTE</b>				<b>200154,21</b>
4.1	Transporte	Glb.	5%	4003084,20	200154,21
	<b>SUB TOTAL</b>				<b>4220038,41</b>

Fuente: Elaboración Propia

Luego calculamos el presupuesto para la instalación del sistema de acoplamiento y protección:

**Tabla 17: Presupuesto para la instalación del sistema de acoplamiento y protección**

ITEM	DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO	UND.	CANT.	PRECIO UNIT. S/.	PRECIO PARCIAL S/.
<b>1.00</b>	<b>EQUIPOS</b>				<b>369806,51</b>
1.1	PV Box 1260	und	1	15337,50	15337,50
1.2	Cuadro DC nivel II (DC 06B Protec)	und	2	4177,89	8355,78
1.3	Fusible Gpv NH1 160A	und	10	63,00	630,00
1.4	Protector sobretensiones PSM3-40/1000PV	und	2	55,00	110,00
1.5	Vigilador aislamiento PV1000 Vdc doble relé	und	2	574,88	1149,76
1.6	Interruptor 2P NSX 1000 NA DC PV	und	2	9138,35	18276,70
1.7	Interruptor 2P NSX 1000 NA DC PV motorizado	und	2	10138,35	20276,70
1.8	Inversor XC-630	und	2	106174,14	212348,28
1.9	Protector sobretensiones PSM40/tipo2/400V	und	2	70,00	140,00
1.10	Vigilador aislamiento iso-check 230 simple relé	und	2	472,38	944,76
1.11	Interruptor NS1250N-3P	und	2	11824,36	23648,72
1.12	Transformador Minera PV 1500KVA	und	1	50956,41	50956,41
1.13	Conductor N2XY Unipolar 0,6/1kV 25mm2	m	5003	2,60	13007,80
1.14	Conductor N2XY Unipolar 0,6/1kV 400mm2	m	5	12,30	61,50
1.15	Conductor N2XY Unipolar 0,6/1kV 240mm2	m	5	15,20	76,00
1.16	Conductor NA2XSA2Y-S 6/10 kV 3x1 DE 35 mm	m	2	22,20	44,40
1.17	Bandejas de rejillas 60x 100 mm	m	50	14,62	731,00
1.18	Pack de accesorios y otros	und	0,2	18556,00	3711,20
<b>2.00</b>	<b>MANO DE OBRA (8 h x 30d)</b>				<b>16000,00</b>
2.1	Ingeniero Supervisor	hh	1	3000,00	3000,00
2.2	Ingeniero de Seguridad	hh	1	3000,00	3000,00
2.3	Técnico Electricista	hh	2	2400,00	4800,00
2.4	Ayudante	hh	2	2100,00	4200,00
2.5	Otros	hh	1	1000,00	1000,00
<b>3.00</b>	<b>MÁQUINAS Y HERRAMIENTAS</b>				<b>800,00</b>
3.1	Herramientas Varios	%MO	5%	16000,00	800,00
<b>4.00</b>	<b>TRANSPORTE</b>				<b>18490,33</b>
4.1	Transporte	Glb	5%	369806,51	18490,33
	<b>SUB TOTAL</b>				<b>405096,84</b>

Fuente: Elaboración Propia

Finalmente determinamos el presupuesto de obras civiles:

**Tabla 18: Presupuesto de obras civiles**

ITEM	DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO	UND.	CANT.	PRECIO UNIT. S/.	PRECIO PARCIAL S/.
<b>1.00</b>	<b>ACTIVIDAD</b>				<b>86097,62</b>
1.1	Apertura de zanja 30x30 cm para cimientos de estructuras	und	400,00	3,16	1264,00
1.2	Apertura de zanja 30x80 cm para puestas a tierra en lateral	und	55,00	4,16	228,80
1.3	a	und	35,00	30,82	1078,70
1.4	Hormigón HA-25 para zunchos y cimentaciones	und	400,00	148,55	59420,00
1.5	Firme rígido para tráfico pesado T42 sobre explanada E3, compuesto de capa de 20 cm de espesor de HF-3,5.	und	400,00	57,19	22876,00
1.6	Solado de loseta de hormigón para uso exterior	und	36,00	34,17	1230,12
<b>2.00</b>	<b>MANO DE OBRA (8 h x 30d)</b>				<b>16000,00</b>
2.1	Ingeniero Supervisor	hh	1,00	3000,00	3000,00
2.2	Ingeniero de Seguridad	hh	1,00	3000,00	3000,00
2.3	Técnico Electricista	hh	2,00	2400,00	4800,00
2.4	Ayudante	hh	2,00	2100,00	4200,00
2.5	Otros	hh	1,00	1000,00	1000,00
<b>3.00</b>	<b>MÁQUINAS Y HERRAMIENTAS</b>				<b>800,00</b>
3.1	Herramientas Varios	% MO	0,05	16000,00	800,00
	<b>TOTAL</b>				<b>102897,62</b>

Fuente: Elaboración Propia

El presupuesto total será:

**Tabla 19: Presupuesto Total**

ITEM	DESCRIPCIÓN	1	2	3	PARCIAL (S/.)	TOTAL (S/.)
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO DE MATERIALES</b>	4.003.084,20	369.806,51	0,00	4.372.890,71	4.372.890,71
<b>B</b>	<b>MONTAJE ELECTROMECAÁNICO Y CIVIL</b>	16.800,00	16.800,00	102.897,62	136.497,62	136.497,62
<b>C</b>	<b>TRANSPORTE</b>	200.154,21	18.490,33	0,00	218.644,54	218.644,54
	<b>COSTO DIRECTO (A+B+C)</b>	4.220.038,41	405.096,84	102.897,62	4.728.032,87	4.728.032,87
	<b>GASTOS GENERALES y UTILIDADES</b>	844.007,68	81.019,37	20.579,52	945.606,57	945.606,57
	<b>COSTO DE OBRA (sin IGV)</b>	5.064.046,09	486.116,20	123.477,14	5.673.639,44	5.673.639,44
<b>PRECIO</b>	<b>COSTO DE OBRA (CON IGV)</b>	<b>6.026.214,85</b>	578.478,28	146.937,80	6.751.630,93	<b>S/.6.751.630,93</b>
<b>PRECIO EN DOLARES \$ (1 US\$ = S/. 3,35)</b>						<b>\$2.015.412,22</b>

Fuente: Elaboración Propia

Así mismo calculamos la energía que producirá la Central Fotovoltaica, a través de la siguiente fórmula:

$$E = P_{SFV} * hf * 365 * fd$$

Fórmula 22

Con lo que se obtiene:

Psfv	1,21	MW
hf	11	h
fd	0,98	
E	4760,987	MWh/año

Los Costos de Operación y Mantenimiento se han considerado 1% anual de la inversión a realizar, por lo que se obtiene:

COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	
OyM (0.1%)	\$2.015,41

Asimismo, calculamos el Costo Teórico de Generar Energía Eléctrica a través de la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{\text{Costos Inversión} + \text{Costos OyM}}{\text{Generación de Energía anual}} \quad \text{Fórmula 23}$$

Entonces con los siguientes datos:

	COSTO
Planta Fotovoltaica	\$2.015.412,22
OyM (0.1%) al año	\$2.015,41
E	4760,987 MWh/año

Obtenemos:

LCOE	21,59	US\$/MWh
------	-------	----------

Además calcularemos el ingreso por Bonos de Carbono, así:

Electricidad	4760987	KWh
Factor de emisión	0,615	Kg de CO2eq/KWh
Kg de CO2 eq	2928007,005	Kg

BENEFICIO	Valor	
1T de CO2	€ 34,81	\$41,77
<b>MONTO</b>	<b>\$137.308,71</b>	

Finalmente determinaremos los ingresos por producción de energía, para ello utilizaremos la siguiente fórmula:

$$IG_{SFV} = P_o + hp * 365 * fd * P_{SFV} \quad \text{Fórmula 24}$$

Po	\$48,50	\$
hp	11	h
fd	0,98	
P <sub>SFV</sub>	1,21	MW
<b>IG<sub>SFV</sub></b>	<b>\$230.907,87</b>	<b>S/.773.541,36</b>

Con estos datos realizaremos la evaluación económica considerando una tasa de interés del 12% anual y un horizonte de 20 años, obteniendo el siguiente resultado:

**Tabla 20: Evaluación Económica (precios en US\$)**

<b>AÑOS</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>								
Planta fotovoltaica	-2015412.22							
OYM		-2015.41	-2015.41	-2015.41	-2015.41	-2015.41	-2015.41	-2015.41
Sub total	-2015412.22	-2015.41	-2015.41	-2015.41	-2015.41	-2015.41	-2015.41	-2015.41
<b>INGRESOS</b>								
Produccion		230907.87	230907.87	230907.87	230907.87	230907.87	230907.87	230907.87
Bonos de carbono		137308.71	137308.71	137308.71	137308.71	137308.71	137308.71	137308.71
Sub total		368216.58	368216.58	368216.58	368216.58	368216.58	368216.58	368216.58
<b>BENEFICIOS NETOS</b>	-2015412.22	-1649211.05	-1283009.89	-916808.72	4210007.60	4576208.77	4942409.93	5308611.10
<b>VAN</b>	<b>2133075.125</b>	<b>(+)</b>						
<b>TIR</b>	<b>14.93%</b>							

Fuente: Elaboración propia

### **3.6. Discusión de resultados**

Los resultados obtenidos en el presente trabajo de investigación, concuerdan con la investigación realizada por Gutiérrez en el Proyecto de Investigación titulado: “Incorporación de medios de generación no convencionales en sistemas interconectados”, estudió el impacto que causa el ingreso de un Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD) en un alimentador real, para lo cual ejecutó diversas simulaciones con el programa Power Factory de DigSILENT, pues en nuestro caso la instalación del sistema de generación distribuida en el Alimentado C-2019, resultó viable.

Así mismo, nuestro proyecto de investigación también concuerda con los resultados expuesto por Huamani en el proyecto de investigación: “Microgeneración distribuida con sistemas fotovoltaicos en viviendas urbanas para mitigar impactos ambientales” describieron y analizaron la posibilidad de utilizar sistemas fotovoltaicos en las viviendas ubicadas en el casco urbano, conectados en paralelo a la red eléctrica, obteniendo como resultado una inversión de US\$ 1644010,00, siendo los resultados de la evaluación económica TIR de 15,79% para 7 años, 21,66% para 14 años y 22,61% para 21 años. En nuestro caso los indicadores económicos son: TIR de 14,93% y un VAN de US\$ 2 133 075,125.

Finalmente, nuestra investigación coincide con los resultados obtenidos por Serván en el proyecto de investigación: “Análisis técnico-económico de un sistema híbrido de baja potencia eólico solar conectado a la red”, elaboró una metodología para analizar técnica y económicamente un sistema que genere electricidad en baja potencia, que utilice recursos renovables como son la energía solar y la energía eólica y se interconecte a la red eléctrica pública. Producto de esta investigación se obtuvo que el factor de planta para el sistema de generación eólico es de 14,07% y para un sistema de generación solar es de 18,91%. El análisis financiero ha permitido concluir que la modalidad de reducción del monto facturado es necesario que el costo de la energía sea como mínimo de 0,361 \$/kWh y con ello obtener una TIR del orden de los 3,58%, y si a esto le añadimos que exista un estímulo de exoneración del pago de impuesto a la renta, el precio de la energía disminuirá a 0,323 \$/kWh.

## CONCLUSIONES

Como conclusiones arribadas en la presente investigación científica:

El Alimentador C-219 Chiclayo, tiene una potencia instalada de 10 MW y suministra de energía eléctrica a 52 subestaciones de Distribución de Energía Eléctrica, de acuerdo a los datos proporcionados por la empresa concesionaria Electronorte SA, en el año 2018 han superado los valores que dicta el OSIGNERMIN, tal como se puede apreciar en la Tabla 03. Por lo que concluimos que el Alimentador C-219 Chiclayo NO ES CONFIABLE, es por ello que urge tomar medidas al respecto, además esta no confiabilidad es producida por la **Sobrecarga** existente.

Para mejorar la Confiabilidad del Alimentador C-219, producida por la sobrecarga, se instalará un Sistema de Generación Distribuida: Central Solar, el mismo que tendrá una potencia de 1,2 MW, se ubicará en entre la vía de evitamiento y el cruce carretera a San José que es donde existe terrenos y no existe interferencia para instalar los paneles solares.

La Central Solar estará compuesta por los siguientes equipos: 3360 paneles fotovoltaicos de 360Wp, 02 inversores para el conjunto de la instalación de 630 kW y un transformador de 1 260 kVA de 2 devanados de baja tensión conectados a la salida de los inversores, y un tercer devanado, que convertirá la tensión de salida al nivel de tensión de la red de media tensión, 10 kV.

Con la instalación del Sistema de Generación Distribuida: Central Solar en el Alimentador C-219, los valores de SAIDI, SAIFI, CAIDI y ASAI están por debajo de los considerados por el OSINERGMIN, tal como se presenta en la Tabla 15, con lo cual se puede concluir que el Alimentador es CONFIABLE.

La inversión para instalar el Sistema de Generación Distribuida asciende a S/.6.751.630,93 (US\$ 2.015.412,22), con un costo de generación de 21,59 US\$/MWh, con una TIR de 14,93% y un VAN de US\$ 2 133 075,125, con lo cual se demuestra que el Proyecto es VIABLE.

## **RECOMENDACIONES**

Se recomienda:

Realizar un estudio para eliminar el resto de las fallas que existen en el Alimentador C-219 como son transitorios, bajo nivel de aislamiento, cortocircuitos.

Evaluar en el resto de alimentadores la instalación de Sistemas de Generación Distribuida como mecanismo para mejorar la confiabilidad de estos.

## BIBLIOGRAFÍA

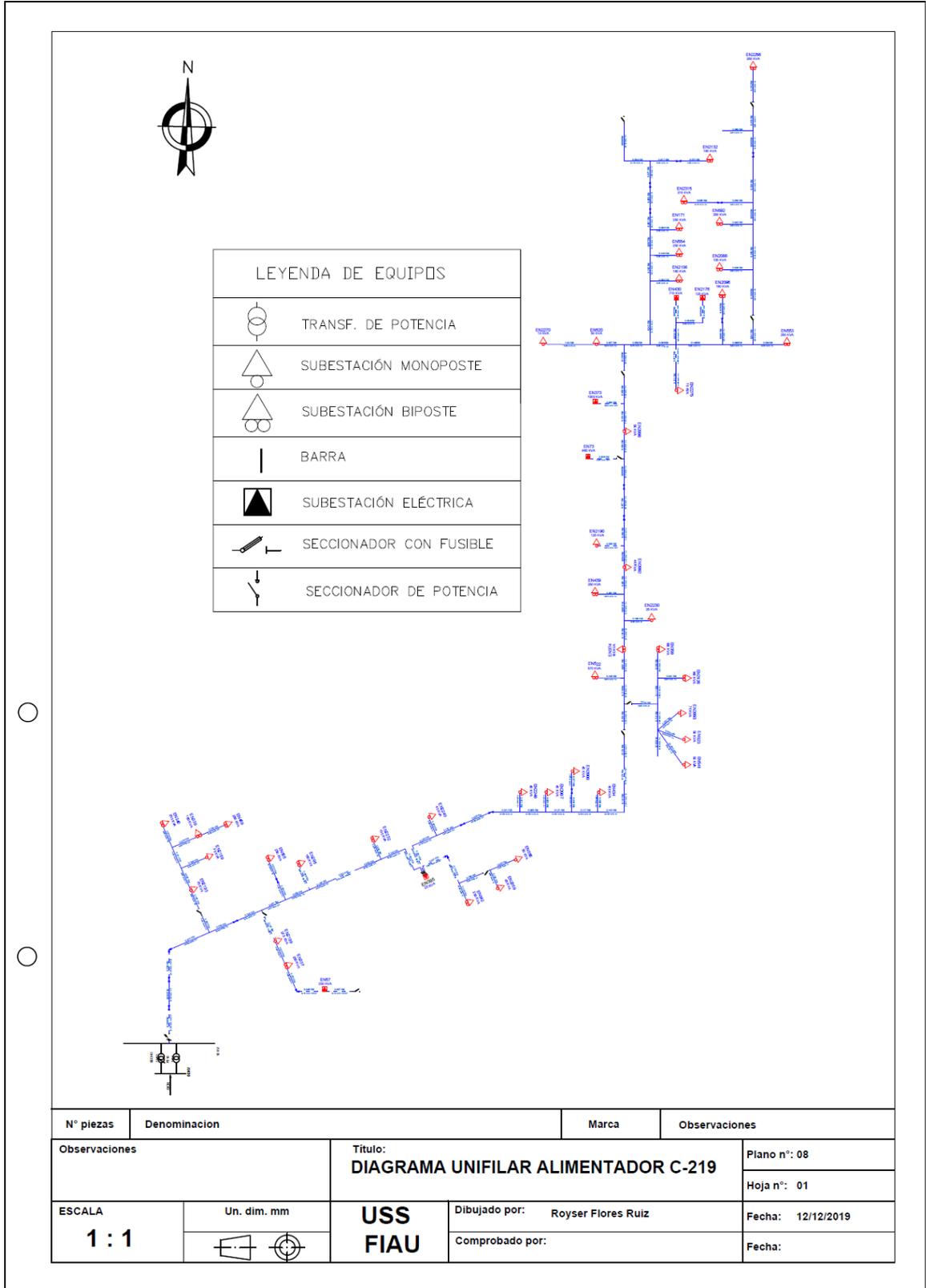
### Bibliografía

- Battle, C. (2014). *Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos*. Banco Interamericano de Desarrollo.
- Castillo, J. C. (2016). *Desarrollo de una fuente de energía alternativa a través de la modificación de paneles fotovoltaicos para dispositivos móviles*. Chiclayo: Universidad de Lambayeque.
- Cieza, J. C. (2017). *Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico para las instalaciones eléctricas de alumbrado en el hostel Lancelot ubicado en Chiclayo-Chiclayo-Lambayeque*. Lambayeque: Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.
- D. Henao, A. C. ( pp. 6-15, 2018). *Metodología para determinar la viabilidad de generación de energía eléctrica por medio del recurso eólico*. Colombia: Investigación e innovación en ingenierías.
- Gamarra, V. Y. (2016). *Diseño de un sistema fotovoltaico para satisfacer la demanda de energía de los laboratorios de Ingeniería Electrónica en la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo*. Lambayeque: Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.
- Gutiérrez, J. (2010). *Incorporación de medios de generación no convencionales en sistemas interconectados*. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- Huamani, H. M. (2013). *Microgeneración distribuida con sistemas fotovoltaicos en viviendas urbanas para mitigar impactos ambientales*. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería.
- Mojicar, S., & Reyes, B. (2009). Estimación de la confiabilidad en sistemas de generación distribuida de electricidad. *Ciencia en su PC(2)*, 77-86.
- N. Alguacil, A. M. (2003). *Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach*. IEEE Transactions on Power Systems.
- Ortiz, D. C. (pp. 44-48, 2013). *Generación distribuida a partir de bicicletas estáticas y sistemas híbridos*. Ingenius.
- OSINERGMIN. (2006). *Ley 28832: Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica*. Lima: OSINERGMIN.
- Piscoya, L. (30 Octubre 2018). *Invertirán S/ 57 millones en redes eléctricas en Cajamarca y Lambayeque*. Perú: Agencia Peruana de Noticias ANDINA.

- Rubiños, S. L. (2013). *Generación distribuida mediante energías renovables como factor de sostenibilidad de las redes eléctricas de distribución*. Callao: Universidad Nacional del Callao.
- Sánchez, C. E. (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*. Arequipa: Universidad Nacional de San Agustín.
- Scholz, C. B. (2014). *Efecto de los requerimientos frente a huecos de tensión para generación distribuida*. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- Serván, J. (2014). *Análisis técnico-económico de un sistema híbrido de baja potencia eólico solar conectado a la red*. Piura: Universidad de Piura.
- Vannia, B. T. (2010). *Análisis de Impacto Dinámico de Pequeños Medios de Generación Sobre Redes de Distribución*. Chile: U. d. Chile.
- Villalobos, J. (2014). *Plan maestro de electrificación rural con energía fotovoltaica en la región Lambayeque*. Lambayeque: Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.

## **ANEXOS**

## Anexo 01: Diagrama Unifilar del Alimentador C-219



## Anexo 02: Componentes del Alimentador C-219

Cen	NombreCorto	AliAlimentador	SubSubestacion	SubOptimus	SubTipo	SubPropietario	SubPotencialns	SubLocalidad	SubNombCon
	SECHO	C-219	EN339	E200339	AB	CONCESIONARIA	160	CHICLAYO	CRUZ DE LA ESPERANZA
	SECHO	C-219	EN337	E200337	AB	CONCESIONARIA	250	CHICLAYO	POLICIA NACIONAL
	SECHO	C-219	EN298	E200298	AB	CONCESIONARIA	160	CHICLAYO	SIMON BOLIVAR
	SECHO	C-219	EN2007	E202007	AM	CONCESIONARIA	45	CHICLAYO	SANTO TORIBIO DE MOGROVEJO
	SECHO	C-219	EN2008	E202008	AM	CONCESIONARIA	45	CHICLAYO	STO. TORIBIO DE MOGROVEJO
	SECHO	C-219	EN2009	E202009	AM	CONCESIONARIA	45	CHICLAYO	STO. TORIBIO DE MOGROVEJO
	SECHO	C-219	EN2006	E202006	AM	CONCESIONARIA	45	CHICLAYO	SANTO TORIBIO DE MOGROVEJO
	SECHO	C-219	EN395	E200395	CN	CONCESIONARIA	100	CHICLAYO	CIUDAD DEL CHOFER
	SECHO	C-219	EN72	E200072	CN	UNIVERSIDAD CATOLICA SANTO TORIBIO	160	CHICLAYO	CHICLAYO
	SECHO	C-219	EN360	E200360	AB	CONCESIONARIA	250	CHICLAYO	EL INGENIERO ( 2DA ETAPA )
	SECHO	C-219	EN543	E200543	AB	INCUBADORA HAPPY CHICKS	160	CHICLAYO	
	SECHO	C-219	EN464	E200464	AM	GRIFO SAN ANTONIO EIRL	15	CHICLAYO	
	SECHO	C-219	EN577	E200577	AB	VALYNO S. R.L	50	JOSE LEONARDO ORTIZ	SANTA MARIA
	SECHO	C-219	EN504	E200504	CN	CONCESIONARIA	250	CHICLAYO	MIRAFLORES
	SECHO	C-219	EN2067	E202067	AM	CONCESIONARIA	37,5	CHICLAYO	CRUZ DE CHALPON
	SECHO	C-219	EN469	E200469	AB	CONCESIONARIA	250	CHICLAYO	VISTA ALEGRE
	SECHO	C-219	EN258	E200258	AB	CONCESIONARIA	100	CHICLAYO	AUGUSTO B. LEGUIA
	SECHO	C-219	EN432	E200432	AM	CONCESIONARIA	100	JOSE LEONARDO ORTIZ	STA. MARIA
	SECHO	C-219	EN93	E200093	CN	CONCESIONARIA	500	CHICLAYO	RICARDO PALMA
	SECHO	C-219	EN542	E200542	AB	CONCESIONARIA	250	CHICLAYO	4 DE NOVIEMBRE
	SECHO	C-219	EN546	E200546	AB	CONCESIONARIA	100	JOSE LEONARDO ORTIZ	SANTA MARIA
	SECHO	C-219	EN340	E200340	AB	CONCESIONARIA	200	CHICLAYO	SIMON BOLIVAR
	SECHO	C-219	EN505	E200505	AB	CONCESIONARIA	250	CHICLAYO	SIMOM BOLIVAR
	SECHO	C-219	EN259	E200259	AB	CONCESIONARIA	160	CHICLAYO	AUGUSTO B LEGUIA
	SECHO	C-219	EN57	E200057	CN	CONCESIONARIA	250	CHICLAYO	REMIGIO SILVA
	SECHO	C-219	EN358	E200358	AB	CONCESIONARIA	100	CHICLAYO	MIRAFLORES
	SECHO	C-219	EN2086	E202086	AM	MOLITESA	75	CHICLAYO	
	SECHO	C-219	EN2124	E202124	AM	PRODUCTOS COSTEÑITA	75	JOSE LEONARDO ORTIZ	SANTA MARIA
	SECHO	C-219	EN2130	E202130	AM	CONCESIONARIA	100	JOSE LEONARDO ORTIZ	SANTA MARIA
	SECHO	C-219	EN2140	E202140	AM	CONCESIONARIA	37,5	JOSE LEONARDO ORTIZ	CRUZ DE CHALPON
	SECHO	C-219	EN2193	E202193	AM	CONCESIONARIA	75	CHICLAYO	CRUZ DE LA ESPERANZA
	SECHO	C-219	EN2208	E202208	AM	CONCESIONARIA	75	CHICLAYO	CRUZ DE CHALPON
	SECHO	C-219	EN2196	E202196	AM	CONCESIONARIA	250	JOSE LEONARDO ORTIZ	SANTA MARIA
	SECHO	C-219	EN2207	E202207	AM	CONCESIONARIA	75	CHICLAYO	SAN ISIDRO
	SECHO	C-219	EN2195	E202195	AM	CONCESIONARIA	100	JOSE LEONARDO ORTIZ	CPM SANTA MARIA
	SECHO	C-219	EN2199	E202199	AM	CONCESIONARIA	37,5	CHICLAYO	CRUZ DE LA ESPERANZA
	SECHO	C-219	EN2189	E202189	AM	CONCESIONARIA	75	CHICLAYO	CRUZ DE LA ESPERANZA
	SECHO	C-219	EN2206	E202206	CN	PABLO DE LA CRUZ BARRIOS	500	JOSE L. ORTÍZ	SANTA ANA
	SECHO	C-219	EN434	E200434	AM	CONCESIONARIA	160	CHICLAYO	LUIS A. SÁNCHEZ
	SECHO	C-219	EN2232	E202232	AB	CONCESIONARIA	100	CHICLAYO	
	SECHO	C-219	EN2240	E202240	AM	CONCESIONARIA	40	CHICLAYO	CIUDAD DEL CHOFER
	SECHO	C-219	EN2246	E202246	AB	CONCESIONARIA	100	CHICLAYO	MIRAFLORES
	SECHO	C-219	EN2287	E202287	CN	UNIVERSIDAD SANTO TORIBIO DE MOGR	250	CHICLAYO	
	SECHO	C-219	EN2400	E202400	AB	ABANOR	160		
	SECHO	C-219	EN3023	E203023	CN	UNIVERSIDAD CATOLICA SANTO TORIBIO	400		
	SECHO	C-219	EN2406	E202406	CN	GOBIERNO REGIONAL DE LAMBAYEQUE	1600	HOSPITAL REGIONAL	HOSPITAL REGIONAL
	SECHO	C-219	EN5017	E205017	AM	FABRICA DE ALIMENTOS AGROINDUSTRIA	100		
	SECHO	C-219	EN5060	E205060	CN	JOSE TAPIA CUEVA	250	CHICLAYO	NOR ORIENTE
	SECHO	C-219	EN5081	E205081	AB	CONCESIONARIA	75		
	SECHO	C-219	EN5095	E205095	AM	UNIVERSIDAD TECNOLOGICA DEL PERU	800		
	SECHO	C-219	EN5156	E205156	AM	CONCESIONARIA	37,5		MERCADOS LOS PATHOS
							<b>9580</b>		

### Anexo 03: Información sobre fallas en el Alimentador C-219

AÑO 2018

Fecha de inicio	Fecha de Fin	Motivo	Sub-Motivo	N° de usuarios afectados	Duración (H)	SAIDI	SAIFI	CAIDI	ASAI (%)
14/12/2018 14:26	14/12/2018 15:45	Falla	Sobrecarga	9256	2,3167	10,8760	6,75434555	1,610223	99,876
18/11/2018 17:11	18/11/2018 18:09	Falla	Sobrecarga	4320	2,2000	8,7600	6,678542	1,311664	99,900
18/11/2018 16:35	18/11/2018 17:09	Falla	Sobrecarga	542	2,5667	8,5455	4,23498	2,017837	99,902
09/11/2018 11:00	09/11/2018 19:00	Falla	Sobrecarga	2345	7,5400	8,6550	6,99765	1,236844	99,901
31/10/2018 14:55	31/10/2018 18:14	Falla	Sobrecarga	243	6,3100	8,3392	2,26548	3,681006	99,905
29/10/2018 17:44	29/10/2018 18:51	Falla	Avería en equipo de protección y/o maniobra	165	5,4333	2,8760	3,115467	0,923136	99,967
29/10/2018 16:14	29/10/2018 17:01	Falla	Avería en equipo de protección y/o maniobra	2345	2,7800	5,4254	3,768573	1,439636	99,938
18/10/2018 23:45	18/10/2018 23:55	Falla	Sobrecarga	3452	2,9870	8,6540	6,9367549	1,247557	99,901
18/10/2018 20:28	18/10/2018 22:36	Falla	Sobrecarga	2345	4,1330	8,7664	6,9243544	1,266024	99,900
07/09/2018 16:39	07/09/2018 18:25	Falla	Sobrecarga	3452	3,9770	9,1082	5,15560392	1,766667	99,896
13/04/2018 18:11	13/04/2018 19:30	Falla	Sobrecarga	125	2,3440	8,6226	5,12404788	1,682774	99,902
16/03/2018 17:10	16/03/2018 18:24	Falla	Sobrecarga	2343	1,4533	10,8774	4,67791077	2,325269	99,876
19/02/2018 17:23	19/02/2018 17:34	Falla	Transitorio	2278	1,3200	4,5644	3,07072905	1,486422	99,948
12/02/2018 09:35	12/02/2018 20:48	Falla	Sobrecarga	124	4,5000	9,8747	4,89227421	2,018436	99,887
07/02/2018 01:46	07/02/2018 07:30	Falla	Sobrecarga	2786	5,7333	9,0347	5,06424446	1,784027	99,897
22/01/2018 11:45	22/01/2018 12:15	Falla	Sobrecarga	654	2,3670	9,1246	6,2491839	1,460125	99,896
<b>PROMEDIO</b>				<b>2298</b>	<b>3,6226</b>	<b>8,256515372</b>	<b>5,1193838</b>	<b>1,7036</b>	<b>99,906</b>
<b>TOTAL</b>				<b>36775</b>	<b>57,9613</b>				

**AÑO 2017**

Fecha de inicio	Fecha de Fin	Motivo	Sub Motivo	Nº de usuarios afectados	Duración (H)	SAIDI	SAIFI	CAIDI	ACAI (%)
09/11/2017 22:01	09/11/2017 23:51	Falla	Sobrecarga	7821	1,8333	12,9877717	7,08423913	1,833333	99,852
01/11/2017 20:31	01/11/2017 22:49	Falla	Sobrecarga	7826	2,3000	16,3041667	7,08876812	2,300000	99,814
24/10/2017 03:17	24/10/2017 03:31	Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona	7835	0,2333	1,6559481	7,09692029	0,233333	99,981
21/10/2017 23:43	22/10/2017 00:58	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	110	1,2500	0,1245471	0,09963768	1,250000	99,999
19/10/2017 03:45	19/10/2017 04:05	Falla	Transitorio	7828	0,3333	2,3635266	7,09057971	0,333333	99,973
26/09/2017 09:50	26/09/2017 11:08	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	94	1,3000	0,1106884	0,08514493	1,300000	99,999
16/09/2017 16:17	16/09/2017 16:22	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	7111	0,0833	0,5367603	6,44112319	0,083333	99,994
13/09/2017 14:20	13/09/2017 15:10	Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona	8046	0,8333	6,0733696	7,28804348	0,833333	99,931
20/08/2017 16:27	20/08/2017 16:39	Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona	106	0,2000	0,0192029	0,09601449	0,200000	100,000
21/07/2017 19:45	21/07/2017 20:03	Por maniobra sin aviso, corta	Averia en equipo de protección y/o maniobra	3791	0,3000	1,0301630	3,43387681	0,300000	99,988
04/07/2017 04:44	04/07/2017 08:44	Falla	Sobrecarga	7662	4,0000	27,7608696	6,94021739	4,000000	99,683
02/07/2017 17:51	02/07/2017 17:57	Falla	Línea abierta o caída	7662	0,1000	0,6940217	6,94021739	0,100000	99,992
18/06/2017 19:18	18/06/2017 19:43	Falla	De coordinación de protección	3762	0,4167	1,4198370	3,4076087	0,416667	99,984
17/06/2017 21:54	17/06/2017 22:59	Falla	Contacto de Red con árbol	2568	1,0833	2,5199275	2,32608696	1,083333	99,971
29/03/2017 12:49	29/03/2017 13:07	Falla	Contacto de Red con árbol	6366	0,3000	1,7298913	5,76630435	0,300000	99,980
18/03/2017 23:16	18/03/2017 23:40	Por maniobra sin aviso, corta	Averia en equipo de protección y/o maniobra	3642	0,4000	1,3195652	3,29891304	0,400000	99,985
21/02/2017 14:34	21/02/2017 16:54	Falla	Sobrecarga	3648	2,3333	7,7101449	3,30434783	2,333333	99,912
10/02/2017 18:58	10/02/2017 19:25	Falla	Sobrecarga	3646	0,4500	1,4861413	3,30253623	0,450000	99,983
23/01/2017 14:00	23/01/2017 14:42	Falla	Sobrecarga	3644	0,7000	2,3105072	3,30072464	0,700000	99,974
<b>PROMEDIO</b>				<b>4904</b>	<b>0,9711</b>	<b>4,639844744</b>	<b>4,4416476</b>	<b>0,971053</b>	<b>99,947</b>
<b>TOTAL</b>				<b>93168</b>	<b>18,45</b>				

**AÑO 2016**

Fecha de inicio	Fecha de Fin	Motivo	Sub Motivo	N° de usuarios afectados	Duración (H)	SAIDI	SAIFI	CAIDI	ACAI (%)
28/12/2016 03:39	28/12/2016 04:56	Por maniobra sin aviso, corta	Averia en equipo de protección y/o maniobra	6343	1,2833	7,5302	5,86771508	1,283333	99,914
08/12/2016 15:31	08/12/2016 16:30	Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona	6317	0,9833	5,7463	5,84366327	0,983333	99,934
24/11/2016 13:53	24/11/2016 14:47	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	2	0,9000	0,0017	0,00185014	0,899997	100,000
19/11/2016 19:20	19/11/2016 20:32	Falla	Sobrecarga	1181	1,2000	1,3110	1,09250694	1,200000	99,985
19/09/2016 14:06	19/09/2016 14:11	Falla	Transitorio	3496	0,0833	0,2695	3,23404255	0,083333	99,997
16/09/2016 15:24	16/09/2016 16:05	Falla	Sobrecarga	7363	0,6833	4,6544	6,81128585	0,683333	99,947
14/09/2016 21:05	14/09/2016 22:11	Falla	Sobrecarga	7363	1,1000	7,4924	6,81128585	1,100000	99,914
14/09/2016 17:53	14/09/2016 18:50	Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona	7363	0,9500	6,4707	6,81128585	0,950000	99,926
31/08/2016 22:26	31/08/2016 22:55	Otros y/o terceros	Sobrecarga	7218	0,4833	3,2273	6,67715079	0,483333	99,963
28/08/2016 07:00	28/08/2016 09:50	Falla	Sobrecarga	7192	2,8333	18,8504	6,65309898	2,833333	99,785
21/08/2016 18:33	21/08/2016 19:52	Falla	Sobrecarga	6994	1,3167	8,5187	6,46993525	1,316667	99,903
08/08/2016 17:02	08/08/2016 18:53	Falla	Sobrecarga	6991	1,8500	11,9642	6,46716004	1,850000	99,863
06/08/2016 20:30	06/08/2016 21:08	Falla	De coordinación de protección	6991	0,6333	4,0959	6,46716004	0,633333	99,953
04/08/2016 06:07	04/08/2016 07:45	Falla	Contacto de Red con árbol	101	1,6333	0,1526	0,09343201	1,633333	99,998
10/07/2016 16:09	10/07/2016 17:55	Falla	Sobrecarga	6980	1,7667	11,4073	6,45698427	1,766667	99,870
18/04/2016 10:30	18/04/2016 11:49	Falla	Sobrecarga	7005	1,3167	8,5321	6,48011101	1,316667	99,903
14/04/2016 17:43	14/04/2016 18:06	Falla	De coordinación de protección	7002	0,3833	2,4830	6,4773358	0,383333	99,972
18/03/2016 10:01	18/03/2016 11:00	Falla	De coordinación de protección	7032	0,9833	6,3967	6,50508788	0,983333	99,927
31/01/2016 18:30	31/01/2016 18:48	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	6939	0,3000	1,9257	6,41905643	0,300000	99,978
25/01/2016 21:56	25/01/2016 22:43	Falla	Descarga atmosférica	4761	0,7833	3,4500	4,40425532	0,783333	99,961
23/01/2016 14:22	23/01/2016 15:39	Falla	Sobrecarga	6946	1,2833	8,2461	6,42553191	1,283333	99,906
22/01/2016 11:24	22/01/2016 12:18	Falla	Cortocircuito	5969	0,9000	4,9696	5,52173913	0,900000	99,943
21/01/2016 19:23	21/01/2016 19:56	Otros y/o terceros	Otros	6800	0,5500	3,4598	6,29047179	0,550000	99,961
<b>PROMEDIO</b>				<b>5841</b>	<b>1,0522</b>	<b>5,702421</b>	<b>5,4035716</b>	<b>1,052174</b>	<b>99,935</b>
<b>TOTAL</b>				<b>134349</b>	<b>24,19999997</b>				

**AÑO 2015**

Fecha de inicio	Fecha de Fin	Motivo	Sub-Motivo	Nº de usuarios afectados	Duración (H)	SAIDI	SAIFI	CAIDI	ASAI (%)
14/12/2015 15:26	14/12/2015 16:45	Falla	Sobrecarga	6372	1,3167	9,1293	6,9336235	1,316667	99,896
18/11/2015 18:11	18/11/2015 18:09	Falla	Transitorio	6375	1,0000	6,9369	6,93688792	1,000000	99,921
18/11/2015 17:35	18/11/2015 18:09	Falla	Transitorio	94	0,5667	0,0580	0,10228509	0,566667	99,999
09/11/2015 10:00	09/11/2015 18:00	Falla	Sobrecarga	6373	8,0000	55,4777	6,93471164	8,000000	99,367
31/10/2015 13:55	31/10/2015 17:14	Falla	Cortocircuito	94	3,3167	0,3392	0,10228509	3,316667	99,996
29/10/2015 15:44	29/10/2015 15:51	Falla	Transitorio	94	0,1167	0,0119	0,10228509	0,116667	100,000
29/10/2015 15:14	29/10/2015 16:01	Falla	Colapso de estructura	6365	0,7833	5,4254	6,92600653	0,783333	99,938
18/10/2015 22:45	18/10/2015 22:55	Falla	Sobrecarga	6360	0,1667	1,1534	6,92056583	0,166667	99,987
18/10/2015 19:28	18/10/2015 21:36	Falla	Sobrecarga	6360	2,1333	14,7639	6,92056583	2,133333	99,831
07/09/2015 15:39	07/09/2015 17:25	Falla	Sobrecarga	4738	1,7667	9,1082	5,15560392	1,766667	99,896
13/04/2015 17:11	13/04/2015 17:30	Falla	Avería en equipo de protección y/o maniobra	4709	0,3167	1,6226	5,12404788	0,316667	99,981
16/03/2015 16:10	16/03/2015 16:24	Falla	Avería en equipo de protección y/o maniobra	4299	0,2333	1,0915	4,67791077	0,233333	99,988
19/02/2015 17:23	19/02/2015 17:34	Falla	Avería en equipo de protección y/o maniobra	4660	0,1833	0,9296	5,07072905	0,183333	99,989
12/02/2015 08:35	12/02/2015 19:48	Falla	Avería en equipo de protección y/o maniobra	82	11,2167	1,0008	0,08922742	11,216667	99,989
07/02/2015 02:46	07/02/2015 08:30	Falla	Sobrecarga	4654	5,7333	29,0347	5,06420022	5,733333	99,669
22/01/2015 11:45	22/01/2015 12:15	Falla	Transitorio	5743	0,5000	3,1246	6,2491839	0,500000	99,964
<b>PROMEDIO</b>				<b>4211</b>	<b>2,3344</b>	<b>8,700489662</b>	<b>4,5818825</b>	<b>2,3344</b>	<b>99,901</b>
<b>TOTAL</b>				<b>67372</b>	<b>37,3500</b>				

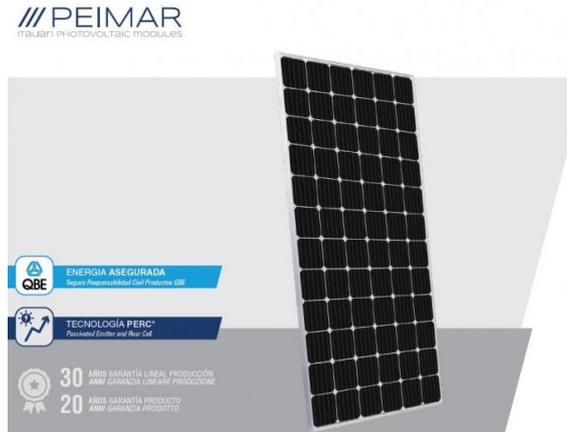
**AÑO 2016**

Fecha de inicio	Fecha de Fin	Motivo	Sub Motivo	N° de usuarios afectados	Duración (H)	SAIDI	SAIFI	CAIDI	ACAI (%)	
28/12/2016 03:39	28/12/2016 04:56	Falla	Descarga atmosférica	6343	1,2833	7,5302	5,86771508	1,283333	99,914	
08/12/2016 15:31	08/12/2016 16:30	Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona	6317	0,9833	5,7463	5,84366327	0,983333	99,934	
24/11/2016 13:53	24/11/2016 14:47	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	2	0,9000	0,0017	0,00185014	0,899997	100,000	
19/11/2016 19:20	19/11/2016 20:32	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	1181	1,2000	1,3110	1,09250694	1,200000	99,985	
19/09/2016 14:06	19/09/2016 14:11	Falla	Transitorio	3496	0,0833	0,2695	3,23404255	0,083333	99,997	
16/09/2016 15:24	16/09/2016 16:05	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	7363	0,6833	4,6544	6,81128585	0,683333	99,947	
14/09/2016 21:05	14/09/2016 22:11	Falla	Descarga atmosférica	7363	1,1000	7,4924	6,81128585	1,100000	99,914	
14/09/2016 17:53	14/09/2016 18:50	Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona	7363	0,9500	6,4707	6,81128585	0,950000	99,926	
31/08/2016 22:26	31/08/2016 22:55	Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona	7218	0,4833	3,2273	6,67715079	0,483333	99,963	
28/08/2016 07:00	28/08/2016 09:50	Por maniobra sin aviso, corta	Seguridad	7192	2,8333	18,8504	6,65309898	2,833333	99,785	
21/08/2016 18:33	21/08/2016 19:52	Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona	6994	1,3167	8,5187	6,46993525	1,316667	99,903	
08/08/2016 17:02	08/08/2016 18:53	Falla	Línea abierta o caída	6991	1,8500	11,9642	6,46716004	1,850000	99,863	
06/08/2016 20:30	06/08/2016 21:08	Falla	De coordinación de protección	6991	0,6333	4,0959	6,46716004	0,633333	99,953	
04/08/2016 06:07	04/08/2016 07:45	Falla	Contacto de Red con árbol	101	1,6333	0,1526	0,09343201	1,633333	99,998	
10/07/2016 16:09	10/07/2016 17:55	Falla	Cortocircuito	6980	1,7667	11,4073	6,45698427	1,766667	99,870	
18/04/2016 10:30	18/04/2016 11:49	Falla	Avería en equipo de protección y/o maniobra	7005	1,3167	8,5321	6,48011101	1,316667	99,903	
14/04/2016 17:43	14/04/2016 18:06	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	7002	0,3833	2,4830	6,4773358	0,383333	99,972	
18/03/2016 10:01	18/03/2016 11:00	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	7032	0,9833	6,3967	6,50508788	0,983333	99,927	
31/01/2016 18:30	31/01/2016 18:48	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	6939	0,3000	1,9257	6,41905643	0,300000	99,978	
25/01/2016 21:56	25/01/2016 22:43	Falla	Descarga atmosférica	4761	0,7833	3,4500	4,40425532	0,783333	99,961	
23/01/2016 14:22	23/01/2016 15:39	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	6946	1,2833	8,2461	6,42553191	1,283333	99,906	
22/01/2016 11:24	22/01/2016 12:18	Falla	Cortocircuito	5969	0,9000	4,9696	5,52173913	0,900000	99,943	
21/01/2016 19:23	21/01/2016 19:56	Otros y/o terceros	Otros	6800	0,5500	3,4598	6,29047179	0,550000	99,961	
					<b>PROMEDIO</b>		<b>5,702421</b>	<b>5,4035716</b>	<b>1,052174</b>	<b>99,935</b>
<b>TOTAL</b>					<b>134349</b>	<b>24,19999997</b>				

**AÑO 2015**

Fecha de inicio	Fecha de Fin	Motivo	Sub-Motivo	N° de usuarios afectados	Duración (H)	SAIDI	SAIFI	CAIDI	ACAI (%)	
14/12/2015 15:26	14/12/2015 16:45	Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona	6372	1,3167	9,1293	6,9336235	1,316667	99,896	
18/11/2015 18:11	18/11/2015 18:09	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	6375	1,0000	6,9369	6,93688792	1,000000	99,921	
18/11/2015 17:35	18/11/2015 18:09	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	94	0,5667	0,0580	0,10228509	0,566667	99,999	
09/11/2015 10:00	09/11/2015 18:00	Otros y/o terceros	Otros	6373	8,0000	55,4777	6,93471164	8,000000	99,367	
31/10/2015 13:55	31/10/2015 17:14	Falla	Cortocircuito	94	3,3167	0,3392	0,10228509	3,316667	99,996	
29/10/2015 15:44	29/10/2015 15:51	Falla	Transitorio	94	0,1167	0,0119	0,10228509	0,116667	100,000	
29/10/2015 15:14	29/10/2015 16:01	Falla	Transitorio	6365	0,7833	5,4254	6,92600653	0,783333	99,938	
18/10/2015 22:45	18/10/2015 22:55	Falla	Sobrecarga	6360	0,1667	1,1534	6,92056583	0,166667	99,987	
18/10/2015 19:28	18/10/2015 21:36	Falla	Sobrecarga	6360	2,1333	14,7639	6,92056583	2,133333	99,831	
07/09/2015 15:39	07/09/2015 17:25	Falla	Colapso de estructura	4738	1,7667	9,1082	5,15560392	1,766667	99,896	
13/04/2015 17:11	13/04/2015 17:30	Falla	Transitorio	4709	0,3167	1,6226	5,12404788	0,316667	99,981	
16/03/2015 16:10	16/03/2015 16:24	Falla	Transitorio	4299	0,2333	1,0915	4,67791077	0,233333	99,988	
19/02/2015 17:23	19/02/2015 17:34	Falla	Transitorio	4660	0,1833	0,9296	5,07072905	0,183333	99,989	
12/02/2015 08:35	12/02/2015 19:48	Falla	Avería en equipo de protección y/o maniobra	82	11,2167	1,0008	0,08922742	11,216667	99,989	
07/02/2015 02:46	07/02/2015 08:30	Falla	Descarga atmosférica	4654	5,7333	29,0347	5,06420022	5,733333	99,669	
22/01/2015 11:45	22/01/2015 12:15	Falla	Transitorio	5743	0,5000	3,1246	6,2491839	0,500000	99,964	
						<b>PROMEDIO</b>	<b>8,700489662</b>	<b>4,5818825</b>	<b>2,3344</b>	<b>99,901</b>
<b>TOTAL</b>				<b>67372</b>	<b>37,3500</b>					

## Anexo 04: Datos Técnicos Módulos Solares



### ELECTRICAL CHARACTERISTICS (STC)\*

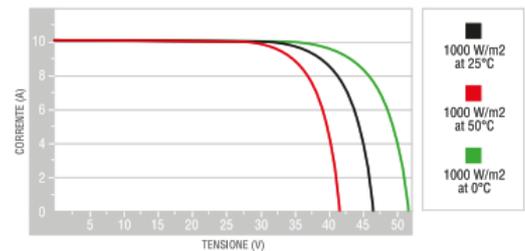
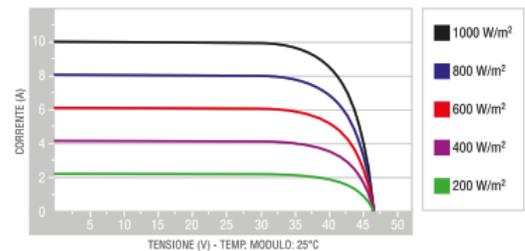
	SG360M
Nominal Output (Pmax)	360 W
Flash Test Power Tolerance	0/+5 W
Voltage at Pmax (Vmp)	38 V
Current at Pmax (Imp)	9.48 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.6 V
Short Circuit Current (Isc)	10.09 A
Maximum System Voltage	1500 V
Maximum Series Fuse Rating	15 A
Module Efficiency	18.54%

### MECHANICAL CHARACTERISTICS

Solar Cells	72 (6x12) monocrystalline <b>PERC</b>
Solar Cells Size	156x156 mm / 6x6"
Front Cover	3.2 mm / 0.12" thick, low iron tempered glass
Back Cover	TPT (Tedlar-PET-Tedlar)
Encapsulant	EVA (Ethylene vinyl acetate)
Frame	Anodized aluminium alloy, double wall
Frame finishing	Silver
Backsheet finishing	White
Diodes	3 Bypass diodes serviceable
Junction Box	IP67 rated
Connector	MC4 or compatible connector
Cables Length	900 mm / 35.4"
Cables Section	4.0 mm <sup>2</sup> / 0.006 in <sup>2</sup>
Dimensions	1957x992x40 mm / 77x39x1.57"
Weight	22.5 Kg / 49.6 lbs
Max. Load	Certified to 5400 Pa

### CURRENT/VOLTAGE CHARACTERISTICS

Values apply to modules: SG360M



## Anexo 05: Datos Técnicos Inversor

### Conext Core XC series

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 MPPT accuracy	>99.9%	>99.9%	>99.9%
	5% to 100% of nominal power	5% to 100% of nominal power	5% to 100% of nominal power
	Entire MPP (maximum power point) range	Entire MPP (maximum power point) range	Entire MPP (maximum power point) range
	PV generator Fill Factor from 60-80%	PV generator Fill Factor from 60-80%	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)	0.8 to 1.0 leading and lagging	0.8 to 1.0 leading and lagging	0.8 to 1.0 leading and lagging
Power factor range (PO 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)	98.5%	98.7%	98.9%
European (@ 50Hz)	98.3%	98.4%	98.6%
CEC (@ 60Hz)	98.5%	98.5%	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*, ICC-ES AC156-2012**		
Product weight	1590.0 kg (3505.0 lb)	1590.0 kg (3505.0 lb)	1590.0 kg (3505.0 lb)
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)	208.5 x 240.0 x 66.0 cm (82.0 x 94.5 x 26.0 in)	208.5 x 240.0 x 66.0 cm (82.0 x 94.5 x 26.0 in)
Ambient air temperature for operation	-10°C to 45°C (14°F to 113°F) full power. Power derating to 50°C		
Operating altitude	1000 m, derating for higher altitudes		
Relative humidity	0 to 95% non-condensing		
<b>Features and options</b>			
Type of cooling	Temperature-dependent 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 quantities and trip ratings		
<b>Regulatory approvals</b>			
Conext Core XC Series are CE marked for the EMC Directive (EN61000-6-2 and EN61000-6-4) and Low Voltage Directive (EN50178)			
Conext Core XC Series complies			
	French order of April 23, 2008, IEC 61727, PO 12.3 (Spain), US-MV (FERC 661/661A, FRCC, WECC, NERC PRC-024-1), BDEW (Germany), RD1663/200 (Spain), RD661/2007 (Spain), CEI-016 (Italy), ANRE Order 30/2013 (Romania), PEA (Thailand)		

## Anexo 06: Datos Técnicos Cuadro I

Array Box				
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 + 10 / -15%	230 V + 10 / -15%	230 V + 10 / -15%	230 V + 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 960 °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)			
Degrees of protection	IP54 (IP55 with optional covers), IK10			
<b>Features</b>				
<b>Protection</b>				
DC inputs overcurrent protection	Protection on both polarities, gPV fuses, size 10 x 38 (fuses not provided with product)			
DC overvoltage protection	Surge arrester, 1000 Vdc, type 2, I <sub>max</sub> 40 KA			
AC supply overvoltage protection*	Surge arrester, 230 Vac, type 2, I <sub>max</sub> 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

## Anexo 07: Datos Técnicos Cuadro II

DC Box // PV array combiner box.

solarschneider-electric.com | 2

Device short name	DC06B Protect	DC06B Monitored	DC10B Protect	DC10B Monitored
<b>Electrical specifications</b>				
<b>Input (DC)</b>				
Number of inputs	6	6	10	10
Max. voltage in open circuit	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V
Max. input current in short circuit	375 A	375 A	200 A	200 A
Max. input current in short circuit @ STC	300 A	300 A	160 A	160 A
<b>Output (DC)</b>				
Max. output current in short circuit	2000 A	2000 A	2000 A	2000 A
Max. output current in short circuit @ SCT	1600 A	1600 A	1600 A	1600 A
Max. output current in operation	1280 A	1280 A	1280 A	1280 A
Max. thermal dissipation in operation @ 1280A <sup>8</sup>	250 W	300 W	250 W	300 W
<b>AC supply<sup>9</sup></b>				
Voltage at 50/60 Hz	-	230 V + 10/-15%	-	230 V + 10/-15%
Internal consumption	-	60 VA	-	60 VA
Additional consumption for heater	-	170 VA	-	170 VA
<b>Environmental specifications (in operation)</b>				
Ambient air temperature for operation	-10°C to 55°C (23°F to 131°F)	-10°C to 55°C (23°F to 131°F)	-10°C to 55°C (23°F to 131°F)	-10°C to 55°C (23°F to 131°F)
Operating 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
Relative humidity	0 to 100%, condensing	0 to 100%, condensing, control of humidity by using an internal controlled heater	0 to 100%, condensing	0 to 100%, condensing, control of humidity by using an internal controlled heater
<b>General specifications</b>				
<b>Enclosure</b>				
Enclosure material	Indoor use, metallic cabinet with two doors			
Color	RAL 7035, grey			
<b>Product</b>				
Product weight	180.0 kg (396.8 lb)	190.0 kg (418.9 lb)	200.0 kg (440.9 lb)	210.0 kg (463.0 lb)
Product dimensions (H x W x D)	206.5 x 80.0 x 60.0 cm (81.3 x 31.5 x 23.6 in)			
Device mounting	Floor-standing			
Degrees of protection	IP20, IK10			
<b>Features</b>				
<b>Protection</b>				
DC input overcurrent protection <sup>8</sup>	Protection on both polarities, gPV fuses			
Range of fuses (for other ratings, contact Schneider Electric)	315 A, 355 A, 400 A	315 A, 355 A, 400 A	160 A, 200 A, 250 A	160 A, 200 A, 250 A
Electric shock protection	Class I equipment			
<b>Monitoring<sup>9</sup></b>				
DC input currents (one measurement per input)	-	0 to 400 A, accuracy +/- 2% full scale	-	0 to 200 A, accuracy +/- 2% full scale
Communication interface	-	RS485 / Modbus RTU	-	RS485 / Modbus RTU
Relative humidity control by heater	-	Local setting range 20-80%	-	Local setting range 20-80%
<b>Regulatory approvals</b>				
Electrical safety	CE marked for the Low Voltage Directive 2006-95-EC			
EMC	CE marked for the EMC directive 2004-108-EC			
LV switchgear assemblies	IEC/EN 61439-1, IEC/EN 61439-2			
<b>Available models</b>				
Part number	PVSDC31101	PVSDC31111	PVSDC31201	PVSDC31211





## Anexo 08: Minera Pv Transformadores Para Sistemas Fv

**Minera PV transformers are the ideal solution for photovoltaic systems. The technology used along with the appropriate sizing of the core, the framework and the high quality materials used result to the most suitable product in terms of quality, reliability, efficiency and cost effectiveness.**

Three-Winding Transformer features:

- Galvanic isolation between the solar inverter and the feeding network
- Voltage step-up from the inverter output to the MV feeding network
- Wound magnetic core for :
  - standard or low losses
  - minimum sound levels and low inrush current
- High mechanical strength LV windings comprise of two windings made of aluminium or copper both connected in wye (Y) with or without neutral point (i.e. Dy11y11 or Dyn11yn11)
- Natural or air-forced cooling system
- Robust and oil tight mechanical construction with customized overall dimensions
- Insulating liquid may be mineral or vegetable oil
- High quality surface protection
- Protection and monitoring with devices that offer oil level indication, gas detection, pressure and temperature control.

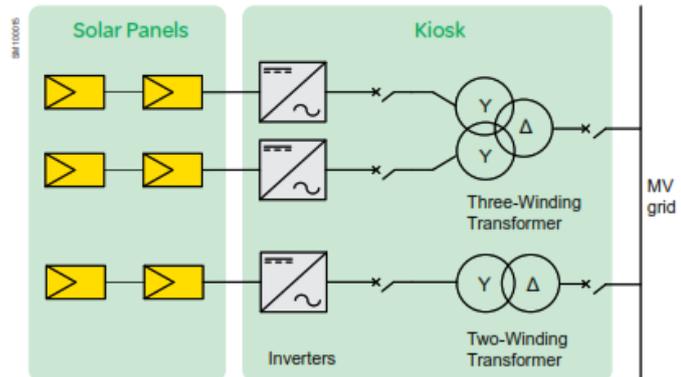
### Minera PV Transformers for photovoltaic systems

- Three-Winding
- Oil-immersed
- Voltages up to 36 kV
- Three phase 500, 1000, 1250 kVA \*
- Standard or low losses
- Indoor or outdoor
- Sealed or conservator type



Transformer in PV box

\* other power ratings available upon customer's request



## Anexo 09: Soporte De Paneles Fotovoltaicos



- Fijación de la Estructura: Elevada 3 metros sobre el suelo. Fila doble
- Material de la Estructura: Aluminio
- Compatibilidad de los Paneles Solares: Para paneles de cualquier tamaño. Adjuntar las medidas del módulo solar en el pedido para procesarlo.
- Garantía de la Estructura: 10 años de garantía

La estructura elevada tipo ELV915 es indicada para ser utilizada sobre el propio suelo o cualquier cubierta plana. Le proporcionaremos a los paneles una inclinación de 20° respecto al suelo horizontal para tener una inclinación óptima. Hay que tener en cuenta que la orientación de la inclinación debe ser hacia el norte, por encontrarnos en el hemisferio sur.

La Estructura Elevada ELV 2x7 Paneles 20° 3M está diseñada para poder soportar cargas de nieve de hasta 200N/m<sup>2</sup>, y una carga de viento de 29 m/s. Para que La Estructura Elevada ELV 2x7 Paneles 20° 3M pueda soportar dichas cargas, es necesario que previamente se compruebe la fijación de la superficie sobre la que se ancla la estructura, y se compruebe que la misma es capaz de aguantar dichas cargas. No se debe instalar sobre un suelo arcilloso o inestable ya que la tensión provocada por el viento al pasar por debajo de los paneles puede provocar que el anclaje se salga por la fuerza vertical que provoca. Se aconseja que las patas se anclen a una superficie de hormigón o concreto para poder realizar una fijación fiable.

## Anexo 10: Cable Indeco- 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

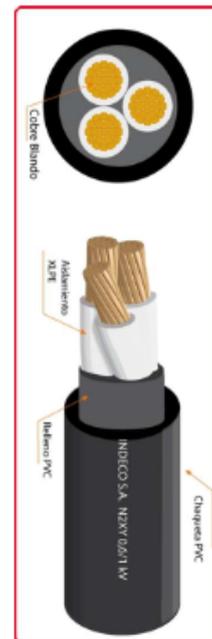
6 mm<sup>2</sup> - 500 mm<sup>2</sup>

### Embalaje

En carretes de madera, en longitudes requeridas.

### Colores

Aislamiento 1: 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	Nº HILOS	ESPESESORES		DIAMETRO EXTERIOR	PESO (Kg/Km)	CAPACIDAD DE CORRIENTE (*)		
		AISLAMIENTO	CUBIERTA			ENTERRADO	AIRE	DUCTO
Nº x mm <sup>2</sup>		mm	mm	mm	(Kg/Km)	A	A	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 11: Cable Indeco- 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 externo: 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

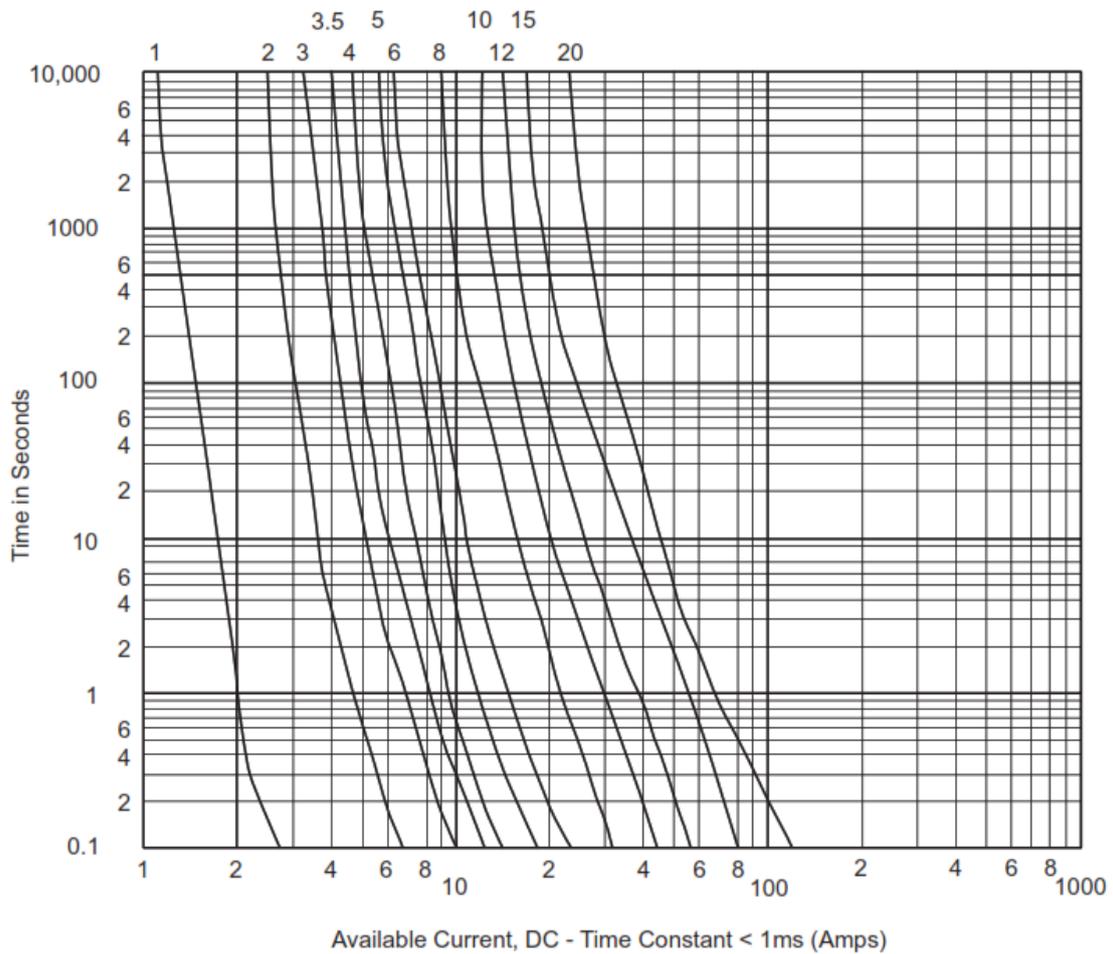
Nro.Fases	Sección [mm <sup>2</sup> ]	Diam. Cab. Mensajero [mm]	Carga de rotura mínima [kN]	Max. DC Resist. Cond. 20°C [Ohm/km]	Resist. Conduct. CA 90° C - form. triang. [Ohm/km]	React. Induct. 60 Hz - formac. triang. [Ohm/km]	Ampac. aire 30°C - formac. triang. [A]
3	25	7,9	49,82	1,2	1,5386	0,1532	127
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 12: Fusible Fotovoltaico 1000 VD,1-20A

### Specifications:

Catalog numbers / configurations					Current rating (amps)	Voltage rating (Vdc)	Energy integrals I <sup>2</sup> t (A <sup>2</sup> s)		Watts loss (W)	
Cylindrical ferrule	Bolt fixing	PCB fixing		In-line with crimp terminal			Pre-arcing	Total @ 1000 V	0.8I <sub>n</sub>	I <sub>n</sub>
PV-1A10F	PV-1A10-T	PV-1A10-1P	PV-1A10-2P	PV-1A10F-CT	1	1000	0.15	0.4	0.8	1.5
PV-2A10F	PV-2A10-T	PV-2A10-1P	PV-2A10-2P	PV-2A10F-CT	2	1000	1.2	3.4	0.6	1.0
PV-3A10F	PV-3A10-T	PV-3A10-1P	PV-3A10-2P	PV-3A10F-CT	3	1000	4	11	0.8	1.3
PV-3-5A10F	PV-3-5A10-T	PV-3-5A10-1P	PV-3-5A10-2P	PV-3-5A10F-CT	3.5	1000	6.6	18	0.9	1.4
PV-4A10F	PV-4A10-T	PV-4A10-1P	PV-4A10-2P	PV-4A10F-CT	4	1000	9.5	26	1.0	1.5
PV-5A10F	PV-5A10-T	PV-5A10-1P	PV-5A10-2P	PV-5A10F-CT	5	1000	19	50	1.0	1.6
PV-6A10F	PV-6A10-T	PV-6A10-1P	PV-6A10-2P	PV-6A10F-CT	6	1000	30	90	1.1	1.8
PV-8A10F	PV-8A10-T	PV-8A10-1P	PV-8A10-2P	PV-8A10F-CT	8	1000	3	32	1.2	2.1
PV-10A10F	PV-10A10-T	PV-10A10-1P	PV-10A10-2P	PV-10A10F-CT	10	1000	7	70	1.2	2.3
PV-12A10F	PV-12A10-T	PV-12A10-1P	PV-12A10-2P	PV-12A10F-CT	12	1000	12	120	1.5	2.7
PV-15A10F	PV-15A10-T	PV-15A10-1P	PV-15A10-2P	PV-15A10F-CT	15	1000	22	220	1.7	2.9
PV-20A10F	PV-20A10-T	PV-20A10-1P	PV-20A10-2P	PV-20A10F-CT	20	1000	34	350	2.1	3.6

### Time-current characteristics



## Anexo 13: Protección Contra Sobretensiones PSM40PV

### 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 4th Ed)
- Formato desenchufable 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)



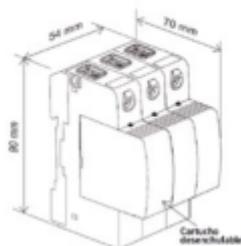
### REFERENCIAS

CÓDIGO	REFERENCIA	Configuración							IR	Cartucho
		RED	Esquema eléctrico	Ucpv [Vdc]	Iscpv [kA]	Imax (8/20) [kA]	In (8/20) [kA]	Up@In (8/20) [kV]		
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

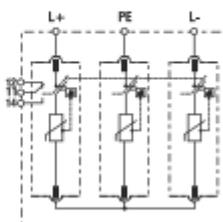
3 módulos



### ESQUEMA ELÉCTRICO

A Y PV

Modelos con IR



## Anexo 14: Interruptor Serie NSX DC PV SCHNEIDER ELECTRIC

Compact NSX DC PV circuit breaker			NSX80 TM DC PV	NSX125 TM DC PV	NSX160 TM DC PV	NSX200 TM DC PV	NSX250 TM DC PV
Number of poles			4	4	4	4	4
Electrical characteristics as per IEC 60947-2 and EN 60947-2							
Rated current (A) (free air + no venting)	In	40 °C heatsink standard-IP4X	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	DC	1000	1000	1000	1000	1000
<b>Type of circuit breaker</b>							
Ultimate breaking capacity (L/R 2 ms)	Icu (kA rms)	DC 1000 V (4P series)	10 <sup>(1)</sup>	10 <sup>(1)</sup>	10 <sup>(1)</sup>	10 <sup>(1)</sup>	10 <sup>(1)</sup>
Service breaking capacity	Ics	% Icu	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 (In)	1000 V	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	-	-	-	-	-
		rear connection	-	-	-	-	-
	withdrawable (on chassis)	front connection	-	-	-	-	-
		rear connection	-	-	-	-	-
<b>Additional measurement, indication and control auxiliaries</b>							
Indication contacts	OF	auxiliary contact	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
	SD, SDE	trip, fault-trip	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
Voltage releases	MX, MN	shunt trip/undervoltage release	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙

## Anexo 15: Fusible gPV NH 1000V



# PHOTOVOLTAIC

FUSE-LINKS & FUSE HOLDERS FOR PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS

**NH** | **gPV**  
**NH 1000V DC**  
 fuse links

NH gPV fuse-links for photovoltaic installations from DF Electric have been developed to offer a safety protection solution in sub-array, array or inverter DC input of photovoltaic installations.

They provide protection against overloads as well as short-circuits (gPV class according to IEC 60269 and UL248-19 Standards, with a minimum fusing current of 1,35 In. Made with ceramic body with high withstand to internal pressure and thermal shock. Contacts are made in silver plated copper or brass and melting elements are made in pure silver in order to avoid the aging and thus keep unalterable the electric characteristics.

For these fuse-links we recommend the utilization of 1000 VDC NH ST fuse bases.

**NH1**

**U 1000V DC**

**BREAKING CAPACITY 30KA**

**STANDARDS**

In (A)	REFERENCE	PACKING Units /BOX
25	<b>373210</b>	1/30
32	<b>373215</b>	1/30
40	<b>373225</b>	1/30
50	<b>373230</b>	1/30
63	<b>373235</b>	1/30
80	<b>373240</b>	1/30
100	<b>373245</b>	1/30
125	<b>373250</b>	1/30
<b>160</b>	<b>373255</b>	<b>1/30</b>
200	<b>373260</b>	1/30

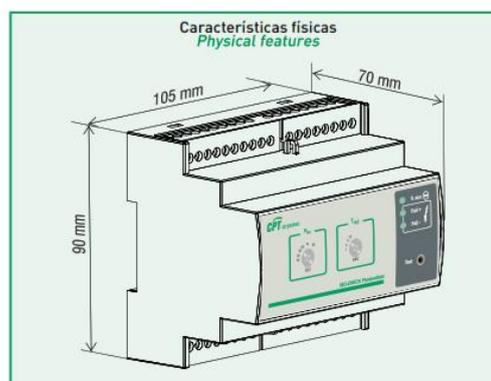


## Anexo 16: Vigilante ISO-CHECK PV CPT

### 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 77706704	ISO-Check PV 1000 77706703
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	$R_{an}$ [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 < $U_s$ $\leq$ 600V) 15 (300V < $U_s$ $\leq$ 450V)	5 (750V < $U_s$ $\leq$ 1000V) 15 (500V < $U_s$ $\leq$ 750V)
Histéresis (para $U_n = 1000$ Vdc) Hysteresis (at $U_n = 1000$ Vdc)	%	15 ( $R_{an} = 30$ k $\Omega$ ) 10 ( $R_{an} = 80$ k $\Omega$ )	
Tiempo de rearme Reclosing time	$t_r$ [min]	1	
Tensión de medida (valor de pico) (RF= $\infty \Omega$ ) Measuring voltage (peak value) (RF= $\infty \Omega$ )	$U_m$ [V]	< 25	
Corriente de medida (RF=0 $\Omega$ ) Measuring current (RF=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	$U_{is}$ [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	

## Anexo 17: Interruptores Serie NSX DC PV SCHNEIDER ELECTRIC

### Switch-disconnectors characteristics

Compact NSX630b NA DC PV to NSX1600 NA DC PV



Compact NSX1600 NA 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	40 °C	630 heatsink - IP2X	800 heatsink - IP2X	1000 heatsink - IP2X	1250 heatsink - IP2X	1500 heatsink - IP0
Altitude	m	2000	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
Rated insulation voltage (V)	Ui		1000 <sup>III</sup>	1000 <sup>III</sup>	1000 <sup>III</sup>	1000 <sup>III</sup>	1000 <sup>III</sup>
Rated impulse withstand voltage (kV)	Uimp		8	8	8	8	8
Rated operational voltage (V)	Ue	DC	1000	1000	1000	1000	1000
<b>Type of circuit breaker</b>							
Rated short circuit withstand current (kA rms)	Icw/lcm	t = 1 s	20	20	20	20	20
Rated conditionnal short-circuit current	Iq	kA	10	10	10	10	10
	with back-up fuse	A gPV	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Rated conditionnal short-circuit current	Iq with circuit breaker current		10	10	10	10	10
Utilization category			DC22-A	DC22-A	DC22-A	DC22-B	DC22-B
Suitability for isolation			⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
Pollution degree			3	3	3	3	3
<b>Durability</b>							
Endurance (C-O cycles)	mechanical		10000	10000	10000	10000	10000
	electrical (In)	1000 V	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	auxiliary contact	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
Voltage releases	MX, MN	shunt trip/undervoltage release	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
<b>Installation</b>							
Accessories	terminal extensions		⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
	escutcheons		⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
	terminal shields and interphase barriers		⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
<b>Dimensions and weight</b>							
Dimensions (mm) W x H x D (w/o series connection)	4P		280 x 327 x 182	280 x 327 x 182	280 x 327 x 182	280 x 327 x 182	280 x 327 x 182
Weight (kg) (w/o series connection)	4P		18	18	18	18	18

## Anexo 18: Protección Contra Sobretensión

# 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 desenchufable 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.



# Protectores Tipo 2 | PSM 40

### 3 polos

CÓDIGO	REFERENCIA	Configuración							Cartucho		
		RED	Esquema eléctrico	Un [V]	Uc [V]	$I_{max}$ (8/20) [kA]	$I_n$ (8/20) [kA]	$U_p@I_n$ (8/20) [kV]	IR	L	N
77707864	PSM3-40/230 TNC	TNC (3Ph)	H	-/208	150	40	20	$\leq 1$		C22	-
77707865	PSM3-40/230 TNC IR	TNC (3Ph)	H	-/208	150	40	20	$\leq 1$	✓	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><math>\leq 1,3</math></b>		<b>C23</b>	<b>-</b>
77707867	PSM3-40/400 TNC IR	TNC (3Ph)	H	-/400	275	40	20	$\leq 1,3$	✓	C23	-
77707882	PSM3-40/480 TNC	TNC (3Ph)	H	-/480	320	40	20	$\leq 1,5$		C24	-
77707883	PSM3-40/480 TNC IR	TNC (3Ph)	H	-/480	320	40	20	$\leq 1,5$	✓	C24	-
77707870	PSM3-30/750 TNC	TNC (3Ph)	H	-/690; -/1000	750	30	15	$\leq 3$		C26	-
77707871	PSM3-30/750 TNC IR	TNC (3Ph)	H	-/690; -/1000	750	30	15	$\leq 3$	✓	C26	-

## Anexo 19: Vigilante De Aislamiento AC(IT)



### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Referencia		ISO-Check 120	ISO-Check 230
Código		77706701	77706700
<b>Alimentación</b>			
Tensión de alimentación	Us	120 V AC ± 15%	230 V AC ± 15%
Frecuencia		50/60 Hz	
<b>Sistema vigilado</b>			
Tensión nominal	Un	440 V AC	
<b>Características de monitorización de resistencia</b>			
Umbral de actuación alarma	Ra	50-300 kΩ	
Precisión		± 10%	
<b>Circuito de medida</b>			
Tensión de medida		≪ 40 V	
Corriente de medida (con Rf=0Ω)		≪ 200 mA	
Resistencia interna	Ri	≧ 100 kΩ	
Impedancia interna	Zi	≧ 100 kΩ	
Capacidad tolerada de derivación de red	Ce	< 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 20: CIRCUIT BREAKER COMPACT NS1250N



### 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	Si 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 21: Serie De Contenedores PV Box ST

PV Box ST			
Device short name	PV Box ST 1080	PV Box ST 1260	PV Box ST 1360
<b>Electrical specifications</b>			
<b>DC input</b>			
Voltage range, MPPT	440 - 885 V (at PF=1)	510 - 885 V (at PF=1)	550 - 885 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>AC output</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 range (PQ 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 <sup>1)</sup>	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 $U_{\leq} 24$ kV	Schneider Electric RM6 ring main unit type NE-DI with Sepam 10 protection relay		
Medium voltage switchgear $24$ kV $\leq U \leq 36$ kV	Schneider Electric Fusarc ring main unit type CB-C with Sepam 10 protection relay		
<b>Optional content</b>			
Automatic progressive reconnection <sup>2)</sup>	MV circuit breaker motorization, configurable timer		
Auxiliary nominal power transformer	10 kVA / 400 V		
DC input measurement	DC Box monitored		
Monitoring and control	Conext Control <sup>3)</sup> (by Schneider Electric) 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	Desert / Tropical (-10°C / +50°C)		
<b>Pollution</b>			
Standard low polluted environment (Rural and suburban environment)	G4 filters		
Option polluted environment (desert, urban...) <sup>4)</sup>	Internal Filter Box (G4 and F9 filters, fans, speed drives)		
<b>Other conditions</b>			
Max. relative humidity	100%		
Max. altitude above sea level <sup>5)</sup>	2000 m		
Max. wind speed	180 km / h		
Max. snow load	250 kg / m <sup>2</sup>		
IP grade LV / MV compartment	IP54		
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 <sup>6)</sup> ) 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" container with insulating layer		
<b>Cooling</b>			
LV and MV switchboard compartment <sup>8)</sup>	Ensured by inverter fans		
Transformer compartment	Natural		
<b>Regulatory approval</b>			
Electrical standards	IEC 62271-202, IEC 61439, 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		



## Anexo 22: Autorización Para El Recojo De Información

### AUTORIZACION PARA EL RECOJO DE INFORMACION

Chiclayo 11 de septiembre del 2019

Quien suscribe:

Mg. Ing. Jony Villalobos Cabrera

Gerente Ejecutivo de la Gerencia Ejecutiva de Energía y  
Minas del Gobierno Regional de Lambayeque

**AUTORIZA:** Permiso para recojo de información pertinente en función del proyecto de investigación, denominado: **VIABILIDAD TECNICA DE LA APLICACIÓN DE LA GENERACION DISTRIBUIDA EN EL ALIMENTADOR C-219 CHICLAYO**

Por el presente, el que suscribe, Mg. Ing. Jony Villalobos Cabrera, Gerente Ejecutivo de la Gerencia Ejecutiva de Energía y Minas del Gobierno Regional de Lambayeque, autorizo al alumno Royser Flores Ruiz, identificado con DNI : 75537210, estudiante de la escuela profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Universidad Señor de Sipán y autor del trabajo de investigación denominado: **VIABILIDAD TECNICA DE LA APLICACIÓN DE LA GENERACION DISTRIBUIDA EN EL ALIMENTADOR C-219 CHICLAYO**, al uso de dicha información que conforma el expediente técnico, así como hojas de memorias, cálculos entre otros como planos para efectos exclusivamente académicos de la elaboración de tesis de **VIABILIDAD TECNICA DE LA APLICACIÓN DE LA GENERACION DISTRIBUIDA EN EL ALIMENTADOR C-219 CHICLAYO** enunciada líneas arriba de quien solicita se garantice la absoluta confidencialidad de la información solicitada.

Atentamente.

GOBIERNO REGIONAL LAMBAYEQUE  
GERENCIA EJECUTIVA DE ENERGIA Y MINAS  
ING. JONY VILLALOBOS CABRERA  
GERENTE EJECUTIVO

## **Anexo 23: Plano de ubicación del Sistema de Generación Distribuida**

## **Anexo 24: Plano de distribución del Sistema de Generación Distribuida**

## **Anexo 25: Plano del Diagrama Unifilar del Sistema de Generación Distribuida**