

**UNIVERSIDAD CATÓLICA SANTO TORIBIO DE MOGROVEJO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**



**APLICACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LOS  
ALIMENTADORES NJA 201 Y NJA 202 PARA MEJORAR LA  
CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE  
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

**AUTOR**

**BRYAN WILLIAM ACUÑA ALFARO**

**ASESOR**

**LUIS ALBERTO GONZALES BAZAN**

<https://orcid.org/0000-0003-3941-9581>

**Chiclayo, 2022**

**APLICACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LOS  
ALIMENTADORES NJA 201 Y NJA 202 PARA MEJORAR LA  
CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO**

PRESENTADA POR:

**BRYAN WILLIAM ACUÑA ALFARO**

A la Facultad de Ingeniería de la  
Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo  
para optar el título de

**INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

APROBADA POR

**Jony Villalobos Cabrera**  
**PRESIDENTE**

**Hugo Walter Mundaca Guerra**  
**SECRETARIO**

**Luis Alberto Gonzales Bazan**  
**VOCAL**

## **DEDICATORIA**

A mi familia,

De manera especial a mis padres, quienes siempre  
me apoyan de forma incondicional. Gracias por cada consejo y enseñanza.

Mi amor, respeto y gratitud.

## **AGRADECIMIENTOS**

A los docentes de la escuela IME,  
Por haberme instruido con sus conocimientos y consejos  
a lo largo de mi preparación profesional.

De igual forma a mis amigos,  
con quienes compartí experiencias memorables.

# PRESENTACIÓN FINAL DE TESIS

## INFORME DE ORIGINALIDAD

<b>17%</b>	<b>16%</b>	<b>2%</b>	<b>7%</b>
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

## FUENTES PRIMARIAS

<b>1</b>	<b>repositorio.uchile.cl</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>2</b>	<b>www.yumpu.com</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>3</b>	<b>repositorio.unac.edu.pe</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>4</b>	<b>www.osinergmin.gob.pe</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>5</b>	<b>repositorio.ucv.edu.pe</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>6</b>	<b>repositorio.unj.edu.pe</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>7</b>	<b>Submitted to Universidad Cesar Vallejo</b> Trabajo del estudiante	<b>1%</b>
<b>8</b>	<b>Submitted to Universidad Continental</b> Trabajo del estudiante	<b>1%</b>
<b>9</b>	<b>bibliotecas.unsa.edu.pe</b> Fuente de Internet	<b>&lt;1%</b>

## ÍNDICE

RESUMEN.....	10
ABSTRACT.....	11
I. INTRODUCCIÓN.....	12
1.1 Objetivo General.....	13
1.2 Objetivo Específico.....	13
II. MARCO TEÓRICO.....	14
2.1 Antecedentes.....	14
2.1.1 Mundo.....	14
2.1.2 Perú.....	15
2.1.3 Lambayeque.....	17
2.2 Bases Teórico Científicas.....	17
2.2.1. Generación Distribuida (GD).....	17
2.2.2. Impacto al insertar GD en redes de distribución de energía eléctrica.....	18
2.2.3. Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia (SEP).....	22
2.2.4. Ubicación de las unidades GD.....	25
2.2.5 Fuentes de energía renovables no convencionales.....	27
2.2.6 Confiabilidad.....	32
III. MATERIALES Y MÉTODOS.....	36
3.1. Tipo y nivel de investigación.....	36
3.2. Sujetos de la investigación.....	36
3.3. Población y muestra.....	36
3.4. Método y procedimientos.....	37
3.5. Procesamiento y análisis de datos.....	37
3.6. Técnicas e Instrumentos.....	38
3.7. Operacionalización de Variables.....	39
IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	40
4.1. Mostrar la Confiabilidad existente en los alimentadores NJA 201 Y NJA 202.....	40
4.1.1 Tolerancias.....	40
4.1.2 Compensaciones por interrupciones.....	41
4.1.3 Estado actual de los alimentadores.....	42
4.2 Determinar el tipo de generación distribuida a aplicar en los alimentadores NJA 201 Y NJA 202.....	52
4.3 Determinar la selección correcta de equipos de acuerdo al tipo de generación distribuida utilizada.....	56
4.3.1 Potencia de instalación.....	56
4.3.2. Ubicación Propuesta.....	64
4.3.3. Dimensionamiento de Sistema Fotovoltaico.....	65
4.4. Evaluar la viabilidad técnica de la conexión del sistema de generación distribuida en los alimentadores NJA 201 Y NJA 202.....	88
4.4.1. Consideraciones Preliminares.....	88
4.4.2. Primer Escenario.....	92

4.4.2. Segundo Escenario. ....	97
4.4.3. Análisis de Eventos Transitorios. ....	102
4.4.4. Comparación de Escenarios. ....	105
4.5. Evaluar la viabilidad económica de la aplicación de la generación distribuida en los alimentadores NJA 201 Y NJA 202. ....	107
4.5.1. Egresos ....	107
4.5.2. Ingresos ....	108
4.5.3. Indicadores Económicos. ....	111
V. CONCLUSIONES.....	115
VI. RECOMENDACIONES.....	117
VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	118
VIII. ANEXOS.....	120

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Transformador regulador. ....	19
Figura 2. Modelo de línea pi. ....	21
Figura 3. Clasificación de la estabilidad en los sistemas de potencia. ....	22
Figura 4. Estabilidad de ángulo. ....	23
Figura 5. Respuesta de la frecuencia de un SEP ante una perturbación. ....	24
Figura 6. Perfil de tensión con GD conectada en la cola de un alimentador. ....	26
Figura 7. Perfil de tensión de un alimentador con altos niveles de generación fotovoltaica. ..	26
Figura 8. Paneles solares fotovoltaicos .....	29
Figura 9. Esquema de una planta de producción de Biogas. ....	31
Figura 10. Función de confiabilidad. ....	33
Figura 11. Indicadores SAIDI y SAIFI del alimentador NJA 201. ....	49
Figura 12.. Indicadores SAIDI y SAIFI del alimentador NJA 201. ....	50
Figura 13.. Indicadores SAIDI y SAIFI del alimentador NJA 202. ....	51
Figura 14.. Indicadores SAIDI y SAIFI del alimentador NJA 202. ....	51
Figura 15. Curva de demanda diaria-01/09/2019. ....	56
Figura 16. Curva de demanda diaria-02/09/2019. ....	57
Figura 17. Curva de demanda diaria-03/09/2019. ....	57
Figura 18. Curva de demanda diaria-04/09/2019. ....	58
Figura 19. Curva de demanda diaria-05/09/2019. ....	58
Figura 20. Tasa de crecimiento lineal. ....	60
Figura 21. Tasa de crecimiento logarítmica. ....	62
Figura 22. Ubicación propuesta. ....	64
Figura 23. Inversor Fotovoltaico. ....	67
Figura 24. Panel Fotovoltaico. ....	68
Figura 25. Esquema de Cuadro de CC de Nivel I y Nivel II. ....	72
Figura 26. Transformador Schneider Electric – Minera PV 1250 kVA. ....	73
Figura 27. Inclinación y distancia entre paneles fotovoltaicos. ....	74
Figura 28. División de etapas de CC y CA de una central fotovoltaica. ....	77
Figura 29. String Protection Fuse 15A. ....	82
Figura 30. Protector Contra Sobretensión 1000 VDC. ....	82
Figura 31. Interruptor NSX160 CC PV. ....	83



Figura 32. GPV NH1 1000VDC Fuse.....	83
Figura 33. ISO-SHECK PV1000. ....	84
Figura 34. Interruptor Compact NSX 1600NA DC. ....	84
Figura 35. Protección Sobretensión PSM3-40/400 TNC.....	86
Figura 36. Vigilante ISO-CHECK 230V. ....	86
Figura 37. Interruptor Compact NS1600N-Micrologic.....	87
Figura 38. Factor de Carga Mensual del SEIN .....	88
Figura 39. Cargabilidad de líneas eléctricas – Año 00.....	93
Figura 40. Caída de tensión en nodos representativos – Año 00 .....	93
Figura 41. Representación gráfica de sistema de generación distribuida. ....	97
Figura 42. Cargabilidad de líneas con generación distribuida al final del sistema. ....	100
Figura 43. Caída de tensión con generación distribuida al final del sistema. ....	100
Figura 44. Cargabilidad de líneas con generación distribuida al intermedio del sistema. ....	101
Figura 45. Caída de tensión con generación distribuida al intermedio del sistema. ....	101
Figura 46. Eventos Transitorios Propuestos.....	103
Figura 47. Simulación RMS de Señal de Voltaje.....	103
Figura 48. Simulación EMT de Señal de Voltaje.....	104
Figura 49. Simulación RMS de Frecuencia. ....	104
Figura 50. Simulación EMT de Señal de Corriente. ....	105

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Poderes caloríficos de varios combustibles.....	32
Tabla 2. Interrupciones por cliente.....	40
Tabla 3. Motivos y Sub motivos de falla del año 2015.....	42
Tabla 4. Cálculo de los indicadores SAIDI y SAIFI.....	43
Tabla 5. Motivos y Sub motivos de falla del año 2016.....	45
Tabla 6. Cálculo de los indicadores SAIDI 1 .....	45
Tabla 7. Motivos y Sub motivos de falla del año 2017.....	47
Tabla 8. Cálculo de los indicadores SAIDI y SAIFI.....	48
Tabla 9. Ponderación de criterios .....	54
Tabla 10. Potencia por años. ....	59
Tabla 11. Promedio de la curva lineal.....	60
Tabla 12. Variable de la tasa de crecimiento logarítmica. ....	61
Tabla 13. Promedio de la curva logarítmica. ....	62
Tabla 14. Carga proyectada.....	63
Tabla 15. Coordenadas UTM de ubicación propuesta. ....	64
Tabla 16. Hora Solar Promedio.....	65
Tabla 17. Características eléctricas del inversor propuesto. ....	66
Tabla 18. Características mecánicas del inversor propuesto.....	66
Tabla 19. Características Eléctricas del módulo propuesto.....	67
Tabla 20. Características mecánicas del módulo propuesto.....	67
Tabla 21. Resumen de paneles en serie por String.....	71
Tabla 22. Resumen de grupos de String y Cuadros de Nivel I y II.....	71
Tabla 23. Características Eléctricas de Transformador Propuesto.....	73
Tabla 24. Características Mecánicas de Transformador Propuesto. ....	73
Tabla 25. Criterio de Caída de Tensión en primera etapa CC.....	77
Tabla 26. Criterio de Máxima Intensidad en primera etapa CC.....	77
Tabla 27. Criterio de Caída de Tensión en segunda etapa CC.....	78
Tabla 28. Criterio de Máxima Intensidad en segunda etapa CC.....	78
Tabla 29. Criterio de Caída de Tensión en tercera etapa CC. ....	79
Tabla 30. Criterio de Máxima Intensidad en tercera etapa CC. ....	79
Tabla 31. Criterio de Caída de Tensión en primera etapa CA. ....	80
Tabla 32. Criterio de Máxima Intensidad en primera etapa CA. ....	80
Tabla 33. Criterio de Caída de Tensión en segunda etapa CA.....	81
Tabla 34. Subestaciones de alimentador NJAE-202. ....	90
Tabla 35. Parámetros Eléctricos de Conductores.....	92
Tabla 36. Cargabilidad de líneas sin generación distribuida.....	94
Tabla 37. Caída de tensión en nodos representativos sin generación distribuida. ....	94
Tabla 38. Cargabilidad de líneas con generación distribuida.....	102
Tabla 39. Caída de tensión en nodos representativos con generación distribuida. ....	102
Tabla 40. Comparación de cargabilidad en líneas en escenarios propuestos.....	106
Tabla 41. Comparación de caída de tensión en nodos representativos en escenarios propuestos.....	106
Tabla 42. Presupuesto. ....	107
Tabla 43. Precio de venta de tecnología solar en IV subasta RER. ....	110
Tabla 44. Flujo de Caja. ....	112
Tabla 45. Indicadores económicos VAN y TIR.....	113
Tabla 46. Indicador económico B/C. ....	114

## RESUMEN

La poca confiabilidad en los alimentadores de energía eléctrica se traduce en cortes frecuentes del servicio eléctrico y estos a su vez en pérdida de dinero para las concesionarias las cuales por norma pasado cierto tiempo de servicio interrumpido deben retribuir dinero en forma de compensación a los usuarios afectados, además del descontento de la población por lo que es un servicio muy importante tanto en las industrias como en los hogares. Una alternativa para poder elevar el índice de confiabilidad (SAIDI y SAIFI) de los alimentadores es aplicando generación distribuida en los mismos, de esta forma se eliminan los problemas que no pueden ser controlados por las protecciones eléctricas de las redes haciendo que el suministro de energía no se vea interrumpido. En este sentido, el presente estudio está orientado a aplicar la generación distribuida en los alimentadores NJA 201 y NJA 202 de la sub estación Nueva Jaén para mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico. Se determinará la actual confiabilidad de los alimentadores NJA 201 y NJA 202 utilizando los indicadores SAIDI (Duración media de interrupción por usuario) y SAIFI (Frecuencia media de interrupción por usuario), se determinará el tipo de generación distribuida a aplicar en los alimentadores anteriormente mencionados, se realizará la selección de los equipos convenientes para la generación distribuida anteriormente determinada, se comprobará la nueva confiabilidad en los alimentadores NJA 201 Y NJA 202, modelando la conexión del sistema eléctrico mediante el software DigSilent, conectando puntos de generación distribuida y se evaluará la viabilidad económica de la aplicación de la generación distribuida en los alimentadores NJA 201 Y NJA 202. La información permitirá generar conocimientos acerca de la generación distribuida y su aplicación con energías renovables y limpias para el medio ambiente, para la mejora de la confiabilidad en los alimentadores eléctricos.

**PALABRAS CLAVE:** Generación Distribuida, Alimentador eléctrico, Confiabilidad, SAIDI y SAIFI.

## ABSTRACT

The low reliability in the power supplies translates into frequent cuts in the electric service and these in turn in loss of money for the concessionaires who, as a rule, after a certain period of interrupted service must pay money in the form of compensation to the affected users. In addition to the discontent of the population, it is a very important service in both industries and homes. An alternative to be able to raise the reliability index (SAIDI and SAIFI) of the feeders is by applying distributed generation in them, in this way the problems that cannot be controlled by the electrical protections of the networks making the power supply are not eliminated. Be interrupted. In this sense, the present study is oriented to apply the distributed generation in the feeders NJA 201 and NJA 202 of the Nueva Jaén sub station to improve the reliability of the electric service. The actual reliability of the NJA 201 and NJA 202 feeders will be determined using the indicators SAIDI (Average interruption duration per user) and SAIFI (Average interruption frequency per user), the type of distributed generation to be applied directly to the feeders will be determined, Verify the selection of suitable equipment for the previously determined distributed generation, verify the new reliability in the NJA 201 and NJA 202 feeders, modeling the connection of the electrical system through DigSilent software, connecting distributed generation points and the economic viability of the application of distributed generation in NJA 201 and NJA 202 feeders. Information can generate knowledge about distributed generation and its application with renewable and clean energy for the environment, to improve the reliability of electric feeders.

**KEYWORDS:** Distributed Generation, Electric Feeder, SAIDI and SAIFI.

## I. INTRODUCCIÓN

De acuerdo con la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA, por sus siglas en inglés), la generación distribuida es “una variedad de tecnologías que generan electricidad en o cerca del lugar donde se utilizará”. [1]

En el mundo se viene desarrollando con gran impulso la generación distribuida, en países como Alemania, Francia, Estados Unidos, México, entre otros. Con el continuo avance de la tecnología este concepto de Generación Distribuida se hace más útil y necesaria, no solo para colaborar con el desarrollo tecnológico y económico de los países, si no con el propósito de reducir el impacto ambiental de las emisiones de CO<sub>2</sub>, que perjudican al planeta contribuyendo al cambio climático, además de darle mayores oportunidades al consumidor para orientar el uso del recurso, en este caso de su demanda. [2]

Perú requiere establecer continuamente una matriz energética de confianza y sostenible duradera a largo plazo, de esta forma se promueve la generación de energía eléctrica por medio de recursos renovables no convencionales. Con la aparición de estas nuevas tecnologías no se sabe exactamente el impacto que tendrán en la forma de operar de las empresas distribuidoras. [3]

En el Perú el marco normativo de la generación distribuida viene dado por la Ley N°28832(23/07/2006) – Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, la cual establece rangos de potencia, 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; el Decreto Legislativo N°1221 (24/09/2015) – Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú; el Proyecto de Reglamento de Generación Distribuida aprobado mediante Resolución Ministerial N° 292-2018-MEM/DM (02/08/2018), el cual reconoce el papel central de la Empresa de Distribución Eléctrica (EDE), ya que ésta debe permitir la conexión de la generación distribuida a la red de distribución, de acuerdo a las condiciones que se establecen en el referido proyecto de Reglamento. [4]

En la región Jaén se ubica la sub estación de potencia Nueva Jaén y según datos obtenidos por la empresa Electro Oriente S.A., la potencia aparente de transformador es de 20 MVA (mega volt ampere) y en su devanado de 22.9 kV (kilo Volt) en donde se encuentran los alimentadores NJA 201 y NJA 202 existe en la actualidad 3661,40 kW de potencia activa, durante 01 de

febrero de 2019, lo cual indica que el transformador de potencia de la sub estación de potencia (SEP) Nueva Jaén existe un déficit en la ampliación de redes eléctricas para nuevos usuarios, lo que trae como consecuencia disgustos por parte de la población por no poder recibir el servicio eléctrico.

Según J.Cubas y P.Noé en su investigación “Cargabilidad del transformador de potencia (20 MVA) de la subestación Nueva Jaén y los alimentadores de 22,9 kV Jaén-Perú”, concluyen que el devanado de 22,9 kV está en sobrecarga de 11,5397 A [5], esta sobrecarga tiene como consecuencia fallas en el suministro y producción, además si el transformador presentara fallas en su aislamiento, producen un arco eléctrico teniendo como consecuencia inmensos daños tanto materiales como económicos.

Por ello el presente trabajo de investigación se justifica en la necesidad de mejorar los niveles de tensión y confiabilidad de los alimentadores NJA 201 y NJA 202, pudiendo así obtener un sistema eléctrico confiable con alta disponibilidad de energía para los usuarios; además se sabe que la sobreoferta de energía puede verse disminuida seriamente en los próximos tres (03) años, afectando así a la demanda y los precios de venta de la energía, por lo que es importante impulsar formas nuevas de generación de energía para mantener constantes los niveles actuales de reserva de energía y obligar así a mantener los precios de electricidad; asimismo es muy necesario generar energía limpia para aminorar el impacto ambiental y la huella de carbono creada por las generadoras de electricidad actuales; finalmente un acceso más confiable a la energía eléctrica acarrea a mejores oportunidades de trabajo para tener una vida digna, mejor educación y servicios de salud.

### **1.1 Objetivo General**

Mejorar la confiabilidad del Suministro Eléctrico en los alimentadores NJA 201 Y NJA 202 mediante la aplicación de la Generación Distribuida.

### **1.2 Objetivo Específico**

1. Mostrar la Confiabilidad existente en los alimentadores NJA 201 Y NJA 202.
2. Determinar el tipo de generación distribuida a aplicar en los alimentadores NJA 201 Y NJA 202.
3. Determinar la selección correcta de equipos de acuerdo al tipo de generación distribuida utilizada
4. Evaluar la viabilidad técnica de la conexión del sistema de generación distribuida en los alimentadores NJA 201 Y NJA 202.
5. Evaluar la viabilidad económica de la aplicación de la generación distribuida en los alimentadores NJA 201 Y NJA 202.

## II. MARCO TEÓRICO

### 2.1 Antecedentes

#### 2.1.1 Mundo

A. Aristizábal, I. Dynner y C. Páez, presentan en su investigación información útil para el correcto dimensionamiento de sistemas BIPVS (Construcción de sistemas fotovoltaicos integrados, por sus siglas en inglés), además de información útil para el desarrollo de proyectos de generación (Fotovoltaica) de electricidad en donde son importantes aspectos como el aspecto técnico, económico y medioambiental. Los investigadores para poder validar su base de datos desarrollaron e implementaron un prototipo de sistema con facilidades para medir y monitorear parámetros eléctricos y ambientales el cual da información del desempeño de sistemas fotovoltaicos interconectados. El prototipo tomó datos desde el 2004 al 2010 obteniendo una radiación promedio anual de  $3,65 \text{ kWh/m}^2$ . Tomando como referencia el valor de radiación estándar en el lugar de la investigación (Bogotá) es de  $1000 \text{ W/m}^2$  y el número de horas de radiación solar es de 3,65 HSS (Horas del sol estándar). De esta manera se determinó que, con una potencia del generador de 6 kW, cada planta fotovoltaica tiene la capacidad de generar alrededor de  $525,6 \text{ kWh/mes}$ , además el inversor a utilizar sería de 5 kW y se decidió usar paneles solares de la marca Lightway de 250 W c/u (24 paneles) e inversores de la marca SunnyBoy. Como conclusión económica tienen en cuenta un valor de potencia eléctrica hidráulica de 352  $\$/\text{kWh}$  de este modo el ahorro anual mediante energía solar será de aproximadamente \$2,959.552 y en 25 años de \$64,888.800 recuperando el 100% de la inversión inicial. [6]

J. Venegas, D. Raj y R. Pinto, en su investigación aprovechan el estiércol del cerdo para generar energía renovable y además revertir los problemas de contaminación; se identificaron 39 granjas, en Chiapas, con mucho potencial para aprovechar los desechos empleando biodigestores, en estas granjas existe un potencial de  $5.381,925 \text{ m}^3$  de biogás por año, donde el potencial por cerdo es de  $0,21 \text{ m}^3$  por día. Con el metano estimado en las 39 granjas se calculó un

potencial de generación de 7,593 MW de energía eléctrica por año, lo cual puede abastecer a la demanda de energía de las unidades de producción. Los problemas de contaminación y de salud pública siempre han estado asociadas a las granjas porcícolas; sin embargo, estos problemas se pueden revertir con el empleo de los biodigestores, se calculó una línea base de 37,469 toneladas de dióxido de carbono debido al manejo del estiércol, esta línea base se puede reducir con la implementación de biodigestores a 29,167 toneladas de dióxidos de carbono equivalentes por año. Finalmente, para las dos granjas más representativas de las 39 mencionadas, las cuales tenían 500 y 1000 cerdos, el análisis financiero resulto favorable con un VAN mayor a cero lo cual indica que el proyecto tendrá un retorno y un TIR superior a la tasa de actualización. [7]

S. Essallah, A. Khedher y A.Bouallegue, proponen un enfoque novedoso dirigido a la colocación y dimensionamiento de la generación distribuida asegurando así la estabilidad de los niveles de voltaje y reduciendo las pérdidas de energía en la red eléctrica. Primero determinaron las barras más vulnerables utilizando el Índice de margen de estabilidad de voltaje (VSMI), el tamaño de la generación distribuida lo calculan mediante una aproximación de ajuste de curva en Matlab. Para cada nivel de carga se recalcula el tamaño de la generación distribuida y su sitio optimo correspondiente. Establecieron distintos escenarios para diferentes cargas, ubicación y el tamaño de generación distribuida en todas es válido, finalmente los resultados se compararon con otros estudios y técnicas publicadas anteriormente. Dando como resultado que se demuestra la efectividad, robustez y buen desempeño del método propuesto. [8]

### **2.1.2 Perú**

A. Perez y K. Medina, diseñaron un sistema de generación de energía eléctrica utilizando biogás (Metano) el cual fue obtenido a partir de residuos sólidos urbanos en Jaén-Perú, en la investigación se especifica que en la ciudad de Jaén no existe actualmente un plan de clasificación de residuos sólidos urbanos (RSU), por lo tanto hacen una estimación del volumen específico de RSU que se puede utilizar para producir biogás utilizando el programa integral de gestión ambiental de residuos sólidos (PIGARS) y el modelo matemático Scholl



Canyon, obtuvieron como resultados que la cantidad de metano estimado obtenido es de  $7812912 \frac{m^3}{año}$  pudiendo generar así 4.3 MW de energía eléctrica con lo cual se puede alimentar a 4300 viviendas en la ciudad de Jaén. [9]

D. Pérez y J. Delgado, diseñaron un sistema fotovoltaico aislado para el suministro eléctrico al caserío de Jaway en Jaén-Perú, ellos evaluaron la radiación solar utilizando datos de la NASA y además indicaron que el ángulo de inclinación para los paneles fotovoltaicos era de  $15^\circ$ . Hicieron su estudio de demanda dándole como resultado que el caserío consume 45 278,10 Wh/día. El sistema fotovoltaico diseñado estuvo conformado por 80 paneles policristalino Era Solar de 320 W, de 24 V, 40 baterías TFSU-Power de 12 V, 1 inversor Must Solar 5000 VA MPPT y 5 reguladores MPPT-Victron de 100 A. La evaluación económica realizada para el sistema fotovoltaico, dio resultados como el costo de inversión el cual fue de 155 846,447 soles, y el ahorro económico en un (01) año comparado con la energía convencional será de 10 281,79 soles, dando un tiempo de recuperación de la inversión a partir del año 15. [10]

R. Juarez, diseño y evaluó un sistema de energía distribuida para módulos de 3 kW alimentado con energía solar aplicado en la zona de SOCOBAYA-AREQUIPA, en su investigación el diseño un sistema obtuvo datos del día que alcanzo la mayor potencia generada, el cual fue el 22 de febrero del 2018 con un valor de 3307,12 W generado. Halló la correlación el cual nos permite tener un indicador para establecer la covarianza de los parámetros de irradiación y potencia generada, se obtuvo el valor de  $R= 0.99994$ , el valor que se aproxime más a 1 nos indica que nos encontramos frente a una correlación lineal perfecta. La evaluación del sistema instalado indico que el dimensionamiento fue correcto y además abastece sin problemas la demanda energética durante las horas picos referidos a Febrero; Además los parámetros del sistema se mantuvieron en un rango ya preestablecido con lo cual se observa que la energía generada cumple con altos estándares de calidad. [11]

### **2.1.3 Lambayeque**

G. Rueda estudió el impacto que concibe la generación distribuida en los sistemas eléctricos del sistema Chulucanas-Tambogrande-Ayabaca de la empresa concesionaria ELECTRONOROESTE S.A., en este estudio se modeló en el software DigSilent con nodos de referencia en las barras de regulación automática y cargas concentradas en los nodos más importantes de subtransmisión y distribución, con esto evaluó escenarios calculando los valores de tensión y pérdidas de potencia y energía con valores de 2, 4 6 y 8 MW de generación en Yuscay. Como resultados obtuvo que en Yuscay con generación de hasta 8 MW se verifica una mejora en los perfiles de tensión y de las pérdidas totales de energía; con una reducción máxima de 5,074 MWh o 43% respecto a la inyección de 6 MW, La inyección de 8 MW baja el porcentaje de mejora a 34% debido al incremento de pérdidas en distribución por flujo inverso hacia la barra de alta tensión. [8]

E. Fernández, estudió la generación de energía eléctrica mediante gasificación de la cascarilla de arroz para un molino de Lambayeque, este estudio propuso un sistema de gasificación de lecho móvil en corrientes paralelas, el cual utilizara 6307,2 Tn/año de biomasa obteniendo una potencia a la salida del generador de 607 kW. Además, determinó la viabilidad técnica determinando la cascarilla de arroz en el molino Los Angeles con la alimentación del gasificador que tiene parámetros de 0,28 Kg/s, de 10% de humedad para generar 500 a 750 kW de acuerdo al generador propuesto. Finalmente, con el estudio económico se obtuvo un VAN de 113293 y de un 4% mayor al teórico y un TIR de 11,53%. [12]

## **2.2 Bases Teórico Científicas**

### **2.2.1. 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 adversos a las redes eléctricas; se presentan flujos eléctricos en dos direcciones (bidireccional), variación de las

pérdidas en la línea, impacto en los niveles de tensión, aumento de contribución de capacidad de cortocircuito y desperfectos en las protecciones del sistema eléctrico así como alteración en su coordinación. [13]

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.

## **2.2.2. Impacto al insertar GD en redes de distribución de energía eléctrica**

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

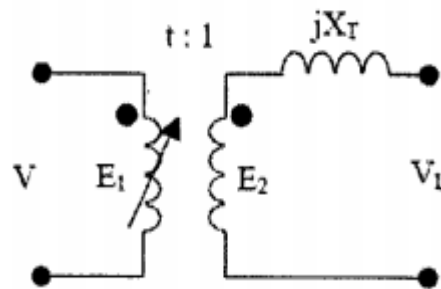
El concepto de control de tensiones se refiere a controlar o mantener la tensión entre ciertos límites. Para realizar este control de tensión, existen dos formas de ejecutar este control, el primero es usando transformadores reguladores y la segunda forma es con la instalación de banco de condensadores.

#### **2.2.2.1.1. Transformadores Reguladores**

La mayoría de transformadores regularmente poseen un constante número de espiras, esto lo presentan en ambos devanados, lo cual

conlleva a que la relación de transformación sea fija. Sin embargo, los transformadores reguladores son capaces de variar el número de espiras en uno de los devanados del transformador, con esto es capaz de variar la relación de transformación consecuentemente se puede controlar la tensión del lado del devanado del transformador.

Figura 1. Transformador regulador.



Fuente: Rubiños, 2015.

#### 2.2.2.1.2. Banco de condensadores

Se puede controlar los valores de tensión con la compensación de potencia reactiva. Los bancos de condensadores bajan la intensidad reactiva que presenta el nodo, para reducir la caída de tensión en el tramo de línea, esto significa más tensión en el nodo en el que reduce la intensidad reactiva. [14]

Producir potencia reactiva es mucho más barato que producir activa es por esto que se elige reducir la componente de la intensidad reactiva. Esto se hace conectando un condensador en el nodo que quiere aumentar la tensión.

La GD aplicada en el control de tensiones, se relaciona con el concepto antes mencionado de compensación de potencia reactiva, con la diferencia que en la GD se aplica la potencia activa. Si en una red donde toda la potencia proviene de una subestación, se agregan generadores de potencia activa, las tensiones en esta red tenderán a subir. [15]

Pero se tiene que tener cuidado con que la potencia activa de la GD sea mayor que la demanda de la red, cuando ocurre esto puede que se generen grandes flujos excedentes por las líneas las cuales no han sido diseñadas

para ello, con lo que se produce más caída de tensión en lugar de subirla. El impacto que se tenga de subir o bajar la tensión depende directamente del lugar en que se coloque el GD y del tamaño de este.

#### 2.2.2.2 Pérdidas

Cuando se transporta energía eléctrica por las redes de distribución, una parte de dicha energía se pierde en el camino; esto 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:

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

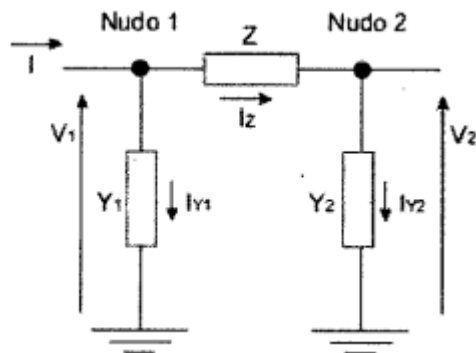
El valor R es la resistencia eléctrica la cual viene dada por la siguiente formula:

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

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  $5.7 \times 10^7 \frac{1}{m \cdot \Omega}$ . 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:

Figura 2. Modelo de línea pi.



Fuente: Avila, 2016.

Los parámetros de línea son:

$$\vec{Z} = R + jL\omega \quad (3)$$

$$\vec{Y} = \frac{1}{2}jC\omega \quad (4)$$

Siendo:

L= coeficiente de autoinducción de la línea.

R= resistencia de la línea.

C= capacidad de la línea.

Z= impedancia serie total del tramo de la línea.

Y= admitancia paralelo total del tramo de línea.

La resistencia, es la que genera las llamadas pérdidas óhmicas, este parámetro es la más importante a la hora de cuantificar en una red. Existen igualmente perdidas por efecto corona, que son perdidas debido a fugas por los aislantes, esto normalmente es despreciable.

Cuando se inyecta intensidad producida por un GD y este está conectado a la red, puede disminuir las pérdidas, además de la caída de tensión [16]

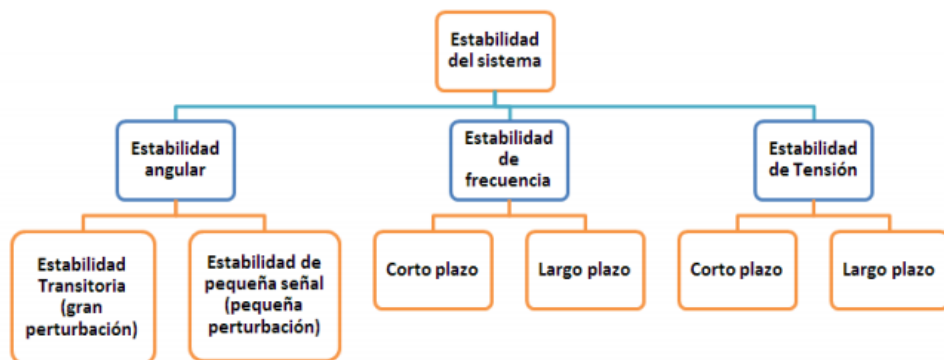
### 2.2.3. Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia (SEP)

Los SEP son sistemas cambiantes incluso si estos se encuentran trabajando en condiciones normales de operación. [17]

Las cargas eléctricas en operación normal son desconectadas y conectadas tanto por los usuarios comerciales como residenciales, y en la industria varían según la necesidad que enfrenten, de esta forma el estado permanente teórico nunca es observado en la práctica. Así pues, la estabilidad es la capacidad de un sistema de operar en un estado de equilibrio bajo condiciones normales y alcanzar este estado de equilibrio ante una perturbación. [18]

Cuando se realiza un estudio de estabilidad se busca analizar variables eléctricas (tensión en barras, frecuencia de la SEP y excursiones angulares de los rotores de los generadores sincrónicos conectados al sistema) que ocurren cuando existe una perturbación, además una SEP es estable cuando todas las variables cumplen la estabilidad.

Figura 3. Clasificación de la estabilidad en los sistemas de potencia.



Fuente: Castro, 2013.

#### 2.2.3.1. Estabilidad Angular

Estabilidad angular es cuando frente a una perturbación las máquinas síncronas conectadas a un SEP mantienen el sincronismo, y la inestabilidad angular ocurre cuando existe un embalamiento

desenfrenado de las maquinas, causado por un desbalance entre el torque mecánico y el torque electromagnético de la turbina.

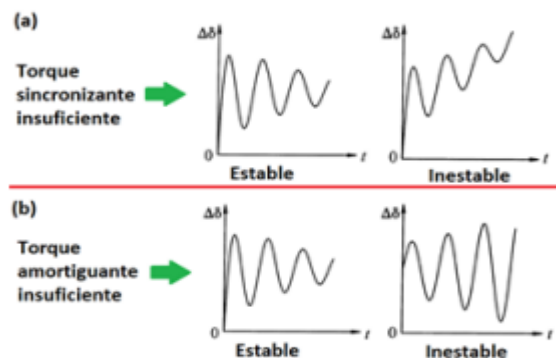
En la ecuación 5 se observa la relación entre la velocidad angular y el balance de torque mecánicos y eléctricos, H representa la inercia de la máquina.

$$2H \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e \quad (5)$$

Clasificación según la severidad de la perturbación.

Estabilidad de pequeña señal: Es la propiedad que tienen las máquinas síncronas para mantener la estabilidad cuando existen pequeñas perturbaciones, cuando hace falta de torque sincrónico existe una inestabilidad de pequeña señal manifestándose como un aumento en el periodo del ángulo del rotor o como oscilaciones no amortiguadas.

Figura 4. Estabilidad de ángulo.



FUENTE: Castro, 2013.

Estabilidad transitoria: Se evalúa la respuesta del sistema teniendo en cuenta la interacción de los sistemas de control y regulación del generador.

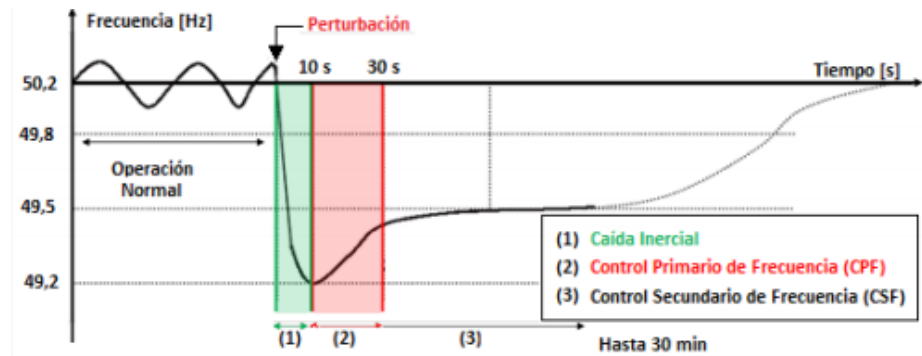
### 2.2.3.2 Estabilidad de Frecuencia

Estabilidad de frecuencia es la capacidad de mantener una equidad de potencia activa entre la demanda y la potencia generada, con el fin de conservar el valor nominal de la frecuencia del sistema.



En la figura 5 se muestra la salida de operación de un bloque de generación, y la respuesta en frecuencia de un sistema frente a una perturbación.

Figura 5. Respuesta de la frecuencia de un SEP ante una perturbación.



Fuente: Castro, 2013

Respuesta inercial: Periodo 1, 0-5 segundos, en este periodo, la frecuencia sufre un descenso repentino debido a que la demanda es mayor que la generación de potencia activa. Si la frecuencia varía mucho conlleva a la activación de los esquemas de desconexión automática de carga, lo cual acarrea un peor desempeño del control primario de frecuencia, debido a que no hay reservas para balancear la generación con la demanda.

Control primario de frecuencia (CPF): Periodo 2, 5-30 segundos, en este periodo se trata de recuperar el balance entre la demanda y la potencia activa generada, a través de los reguladores de velocidad de las maquinas.

Control secundario de frecuencia (CSF): Periodo 3, llega a durar hasta 30 minutos en grandes sistemas, en este periodo se elimina el error del CPF, este control se puede ejecutar de forma automática, con un control en la potencia de las máquinas, o manual.

Se produce una inestabilidad de frecuencia probablemente por una descoordinación en el control y en los sistemas de protección, o cuando existe una ineficiencia en el giro para poder regular la frecuencia del sistema, esto es una inestabilidad de largo plazo lo cual está muy relacionado con la eficiencia del CPF y CDP de un SEP. [18]

### 2.2.3.3 Estabilidad de tensión

Este tipo de inestabilidad es un fenómeno local y no del sistema completo, se manifiesta como un descenso en la tensión de las barras del sistema.

Los factores más críticos que llevan a cabo una inestabilidad de tensión son:

Balance de potencia activa: El SEP no es capaz de generar potencia reactiva demandada por el mismo.

Sistema de transmisión: Se produce cuando el sistema de transmisión no puede suministrar la potencia reactiva donde se necesita.

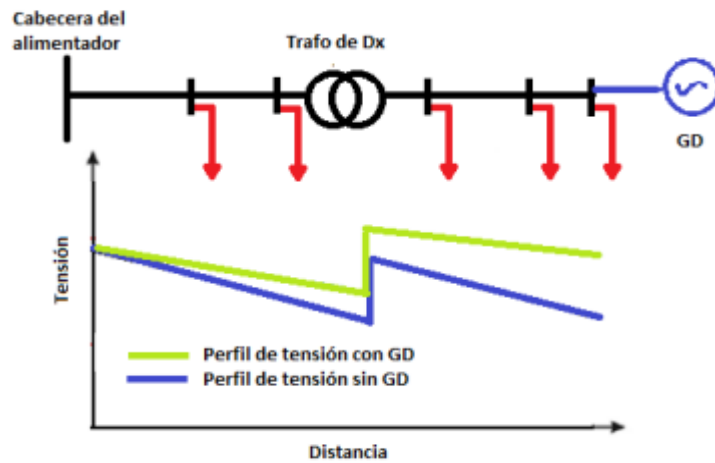
Característica de la carga: Las cargas inductivas para recuperar su campo magnético durante la falla requieren de gran potencia reactiva. La estabilidad de tensión peligra cuando las cargas de un SEP están conformadas en su gran parte por cargas inductivas.

### **2.2.4. Ubicación de las unidades GD**

La ubicación de la GD 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 GD, en el punto de conexión del alimentador la carga puede verse reducida, lo cual se traduce en una disminución del flujo de potencia.

La mejoría en el perfil de tensión de un alimentador se puede observar en la figura 6, el cual presenta un autotransformador y una unidad GD al final. [19]

Figura 6. Perfil de tensión con GD conectada en la cola de un alimentador.

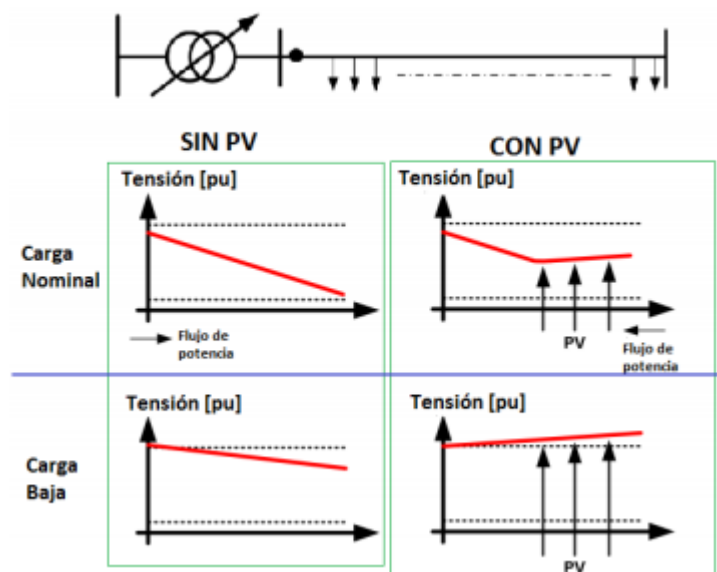


Fuente: Toro, 2010

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. [20]

Algunas soluciones para este aumento de tensión son: Poner reguladores la potencia de salida de los paneles, hacer un control en la capacidad de potencia reactiva, baterías o conectar equipos en paralelo como sistema de compensación.

Figura 7. Perfil de tensión de un alimentador con altos niveles de generación fotovoltaica.



Fuente: Toro, 2010.

## 2.2.5 Fuentes de energía renovables no convencionales

Las energías renovables son aquellas que se producen de forma permanente y en escala ilimitada para el consumo humano, a diferencia de los combustibles fósiles los cuales tienen una reserva limitada en un tiempo determinado.

Las principales energías renovables son: Hidráulica, biomasa, solar, eólica y geotérmica; sin embargo, se analizarán tres tipos de energías renovables; solar, eólica y la energía por la biomasa.

### 2.2.5.1 Energía solar fotovoltaica.

Las células fotovoltaicas son capaces de transformar la energía solar en electricidad. Esto se logra con base en la aplicación del efecto fotovoltaico, este efecto se produce al incidir luz sobre materiales semiconductores, obteniendo así un flujo de electrones en el interior del material semiconductor el cual puede ser aprovechado para obtener energía eléctrica.

Un panel fotovoltaico, está constituido por muchas células fotovoltaicas conectadas entre sí, pueden estar conectadas en serie, paralelo, o serie-paralelo, dependiendo de los valores de tensión y corriente deseados.

Un panel fotovoltaico produce electricidad en corriente continua y la intensidad y corriente varían de acuerdo a la radiación solar que se incide sobre las células fotovoltaicas, esta electricidad en corriente continua puede ser llevada a corriente alterna con el uso de inversores.

Sistemas conectados a la red

Estos sistemas son instalados en zonas donde se dispone de red eléctrica y su función principal es producir electricidad para vender a la compañía eléctrica.

Estos sistemas constan de: Paneles fotovoltaicos, inversores, cuadro de protecciones y contadores.

a) Paneles fotovoltaicos:

Encargados de generar electricidad a partir de la energía del sol en corriente continua.

b) Inversores:

Encargado de transformar la corriente continua en corriente alterna con las mismas características que la de la corriente eléctrica (60 Hz y el nivel de tensión requerida), es la potencia (W) del inversor la que se toma como potencia nominal de la instalación, esta potencia es entre 10 y 20% más baja que la potencia pico de los paneles fotovoltaicos.

El inversor se instala entre el generador fotovoltaico y el punto de conexión de la red.

c) Cuadro de protecciones y contadores:

El generador fotovoltaico necesita de dos contadores los cuales están entre el inversor y la red: uno funciona para contar la energía que se genera e inyecta a la red, y otro para contabilizar el consumo del inversor por ausencia de radiación solar.

¿Dónde y cómo deberían ir situados los paneles fotovoltaicos?

Los paneles fotovoltaicos pueden ser instalados en edificios, infraestructuras urbanas o terrenos sin estructuras, pero siempre y cuando no exista obstáculos que generen sombra.

Cuando se observa las posiciones del sol, se observa como este sale por el este, se desplaza hacia el sur para terminar el día ocultándose por el oeste. Por eso para aprovechar más la luz solar los paneles deben estar orientados hacia el sur en el hemisferio norte y hacia el norte en el hemisferio sur, siempre mirando al Ecuador.

En una instalación conectada a la red eléctrica siempre se quiere la mayor producción de potencia anual que esta pueda entregar, por lo que los paneles fotovoltaicos se inclinan entre  $5^\circ$  a  $10^\circ$  menos que la latitud, lo que se deja de generar en estadísticas por estar inclinado por encima o por debajo de estos grados óptimos representan solo el 0,08% por grado de desviación esto respecto a la inclinación óptima de donde se requiera la instalación.

*Figura 8. Paneles solares fotovoltaicos*



Fuente: Energías renovables y eficiencia energética, 2008

### 2.2.5.2 Energía Eólica.

La energía eólica es la contenida en el viento en forma de energía cinética.

$$Ec = \frac{1}{2} * m * v^2$$

Esta energía se logra transformar en otras energías como eléctrica, mecánica, hidráulica, entre otras. El mejor provecho que se ha logrado obtener hasta el momento del tipo de energía eólica es a través de las llamadas Aero turbinas.

Las cuales pueden transformar la energía eólica en:

Energía mecánica: aeromotores, energía eléctrica: aerogeneradores.

Clasificación de los aerogeneradores:

a) Potencia nominal:

Aero generador de pequeña potencia: Turbinas de potencia de hasta 30 Kw. Se aplican mayormente para sistemas aislados y se instalan cerca del centro de consumo y se encargan de cargar baterías, instalaciones domésticas, caravanas, pequeñas granjas aisladas.

Aero generador de media potencia: turbinas entre 30 kW y 300 kW.

Aero generador de gran potencia: turbina de más de 300 kW. Se usan fundamentalmente para inyectar energía eléctrica a la red.

b) Orientación del rotor:

Eje vertical: El eje que transmite el movimiento a las palas es vertical. Permite aprovechar cualquier dirección de los vientos debido a que no necesitan orientarse, debido a la simetría de las palas.

Eje horizontal: El eje que transmite el movimiento es horizontal.

c) Número de palas:

Según el número de palas: bipalas (2 palas), tripalas (3 palas), y multipalas (más de 3 palas).

d) Mecanismo de regulación de potencia:

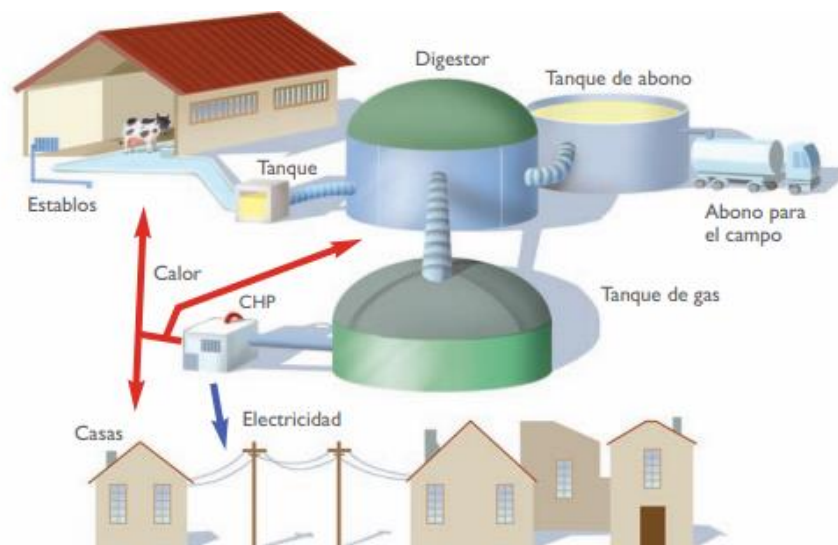
Paso fijo: Las palas se mantienen en una posición fija con respecto a su eje, en su operación la posición se mantiene.

Paso variable: Las palas giran sobre su propio eje para regular el paso. Cuando existen grandes velocidades de viento, se ajusta el ángulo de la pala para mantener la potencia de salida constante.

### 2.2.5.3 Biogas.

El biogás está formado importantemente por metano y dióxido de carbono. Este biogás se suele producir de forma muy situacional en fondos de lagunas o lodos de depuradora, donde se almacena materia orgánica, donde se deposita basura y a partir de residuo ganadero. Su quema logra un beneficio medioambiental debido a que esta quema evita que llegue a la atmosfera el metano ( $\text{CH}_4$ ). [21]

*Figura 9. Esquema de una planta de producción de Biogas.*



Fuente: Energía renovables y eficiencia energética, 2008.



Tabla 1. Poderes caloríficos de varios combustibles.

Combustible	Poder calorífico inferior (MJ/kg)
Paja	17,3
Corteza	19,5
Aceite de colza	37,1
Etanol	26,9
Metanol	19,5
Biodiesel	40,3
Petróleo	43,5

Fuente: Energía renovables y eficiencia energética, 2008.

### 2.2.6 Confiabilidad

La confiabilidad se puede definir como la posibilidad de que un sistema realice sus funciones adecuadamente, en un tiempo específico, en las condiciones que se encuentra.

Este tema toma importancia para los sistemas de potencia debido a que su funcionamiento se ve afectado por fallas en el sistema de distribución.

Una razón más de su importancia viene dado por el OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería) este organismo es el que presta mayor atención a la confiabilidad ya que impone sanciones a las empresas distribuidoras que no tengan un suministro confiable, cuando presentan interrupciones de suministro de energía eléctrica.

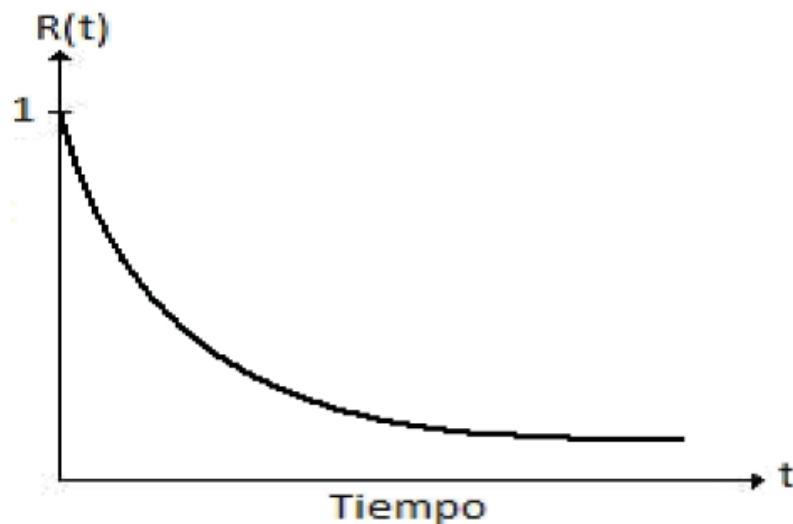
Los sistemas de distribución, buscan tener una buena confiabilidad, debido a que permite tener una visión general del comportamiento del sistema, además guía en el proceso de toma de decisiones al momento de diseñar redes eléctricas con baja probabilidad de falla.

Las empresas del sector eléctrico, cuentan con un historial que recopila los sucesos ocurridos que afectaron el suministro y el desempeño de la red, con este historial las empresas estudian el desempeño de sus sistemas y con esto las consecuencias económicas que se obtienen por una operación mala del sistema.

Estos estudios se realizan mediante cálculos de diversos índices de confiabilidad, de esta manera se determina el comportamiento de la red en el futuro, y así tomar las medidas necesarias de diseño o realizar ciertas modificaciones en elementos para evitar problemas futuros.

La confiabilidad es una función que enuncia una posibilidad de sobrevivencia en el tiempo. Cuando se tiene un equipo aislado, esta función se grafica como una exponencial decreciente, debido a que a inicios de la vida útil es cuando se presentan más probabilidades de operar en condiciones óptimas. Mientras va pasando el tiempo la vida útil y el correcto funcionamiento del equipo se reduce debido a factores externos.

Figura 10. Función de confiabilidad.



Fuente: Revista FACOEL Argentina.

En la figura 10 se muestra que cuando un equipo opera en óptimas condiciones cuando el tiempo es  $t = 0$ , la confiabilidad es del 100%, esto no se observa cuando  $t = \infty$ , la confiabilidad tiende a 0. Por ende, cuando más tiempo transcurra, más posibilidades hay de que el equipo falle.

#### 2.2.6.1 Índices normados por el OSINEGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería)

La confiabilidad medida a través de índices de desempeño tiene dos finalidades diferentes, la primera es registrar eventos pasados y además predecir la confiabilidad.

La predicción de estos índices de confiabilidad sirve para tener una visión futura del comportamiento de la red.

Se definen índices globales debido a que es muy difícil usar una única función de confiabilidad para un sistema de distribución, por lo que existen diferentes consumidores conectados en diversos puntos del sistema.

Los índices más usados para saber la confiabilidad son aquellos que se relacionan con la frecuencia y cortes de suministro eléctrico o duración de falla. En muchas empresas de distribución solo toman en cuenta a las fallas mayores a tres minutos o los reportados por los clientes.

Los principales índices usados se dividen en dos grandes grupos:

- a. Índices por frecuencia,
- b. Índices por duración.

#### 2.2.6.1.1 Índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema (SAIFI)

Este índice determina la frecuencia de interrupciones que un consumidor aleatorio del sistema sufre al año viéndose afectados o no por las interrupciones.

$$SAIFI = \frac{\# \text{ de interrupciones a los usuarios}}{\# \text{ total de usuarios}} \left[ \frac{\text{int.}}{\text{año}} \right]$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N}$$

Donde:

- $u_i$  : Número de usuarios afectados en cada interrupción.  
 $n$  : Número de interrupciones en el periodo.  
 $N$  : Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda.

#### 2.2.6.1.2 Índice de duración de interrupciones promedio del sistema (SAIDI)

Este índice indica la duración de las interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año o no afectados.

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones}}{\text{Número total de usuarios}} \left[ \frac{h}{\text{año}} \right]$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times u_i}{N}$$

Donde:

- $t_i$  : Duración de cada interrupción.  
 $u_i$  : Número de usuarios afectados en cada interrupción.  
 $n$  : Número de interrupciones en el periodo.  
 $N$  : Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda.

### **III. MATERIALES Y MÉTODOS**

#### **3.1. Tipo y nivel de investigación**

- Enfoque: Mixto.

El análisis se desarrolla a partir de información cualitativa y cuantitativa.

- Tipo: Descriptiva.

El proyecto se realiza sobre un alimentador eléctrico de media tensión existente, mostrando su viabilidad técnica en base a información real, describiendo sus resultados y esperando su futura aplicación.

- Nivel: Analítica.

Se realiza un estudio en base a indicadores SAIDI y SAIFI para determinar el alimentador con mayores problemas de confiabilidad y proponer un sistema de generación distribuida en dicho alimentador.

#### **3.2. Sujetos de la investigación**

Variables Independientes

- Sistema de generación distribuida.

Variables dependientes

- Caída de tensión.
- Cargabilidad.

#### **3.3. Población y muestra**

La población es el conjunto de posibilidades de recursos energéticos los cuales pueden ser aprovechados alrededor del trayecto de los alimentadores NJA 201/NJA 202.

La muestra son los tres tipos de recursos energéticos que fueron escogidos (en base a la disponibilidad existente) para la propuesta de implementación de un sistema de generación distribuida, los cuales son sistema fotovoltaico, sistema eólico y biomasa.

### **3.4. Método y procedimientos**

La información base para el desarrollo del estudio fue en gran medida proporcionada por “Electro Oriente S.A.” (Concesionaria de los alimentadores bajo estudio) a partir de registros e informes. Se obtuvieron datos de los alimentadores y sus parámetros de operaciones tales como niveles de tensión, calibre de conductores, longitud, cargas, índices SAIDI y SAIFI, etc. Dicha información se tomó en cuenta para la selección del alimentador con indicadores de calidad de suministro más bajos y posteriormente realizar el análisis de flujo de potencia del alimentador en cuestión.

Mediante la comparación de indicadores de calidad de suministro eléctrico (SAIDI y SAIFI), se establecerá el estado actual de los alimentadores NJA 201 y NJA 202, haciendo estudios de la zona y condiciones ambientales se determinará el tipo de tecnología de generación distribuida a conectar en los alimentadores, una vez determinada la tecnología se procederá a seleccionar los equipos más adecuados para su implementación, modelando la conexión del sistema de generación distribuida en el sistema eléctrico se determinará la nueva confiabilidad del sistema y finalmente se evaluará la viabilidad económica de la instalación del sistema de generación distribuida.

De igual forma, se utilizó información de la NASA con el objetivo de cuantificar el potencial energético solar de acuerdo a la ubicación propuesta del sistema. Asimismo, se acopió información de organismos nacionales tales como el MINEM, COES y OSINERGMIN para la obtención de factores numéricos de corrección, consideraciones de diseño, normas, etc.

### **3.5. Procesamiento y análisis de datos**

Se realizó la comparación entre los alimentadores NJA201 y NJA202 a partir de información obtenida de informes técnicos entregados por Electro Oriente, donde se muestran indicadores eléctricos SAIDI/SAIFI, los cuales indican el grado de confiabilidad de continuo suministro eléctrico del sistema. Al obtener el alimentador con mayores contrariedades de confiabilidad se propone la integración de un sistema de generación distribuida para corregir dichos indicadores.

Luego de determinar el alimentador al cual beneficiaría en mayor grado la integración del sistema, se plantea la selección del sistema de generación más adecuado, a través de un criterio de selección propuesto afín de obtener mayores beneficios. A consecuencia de la selección del sistema de generación, se procede al diseño, dimensionamiento y configuración del mismo, a partir de una potencia de diseño la cual se plantea durante el periodo de desarrollo. Finalmente se realiza el análisis tanto técnico como económico del sistema propuesto. El análisis técnico se desarrolla a partir de la herramienta computacional Power Factory – DigSilent, en la cual se realiza el análisis de flujo de potencia, tomando en cuenta una proyección a 10 años, además de la simulación de variaciones transitorias en los parámetros eléctricos tales como frecuencia, corriente y voltaje. Al demostrar la admisión justificada técnicamente del sistema de generación, se realiza el análisis económico, el cual consiste en determinar la viabilidad económica del proyecto tomando en cuenta indicadores económicos tales como VAN, TIR y B/C.

### **3.6. Técnicas e Instrumentos**

- Recopilación de información:

La información necesaria de las mediciones y datos técnicos fue brindada por la concesionaria Electro Oriente S.A., los indicadores y tolerancias están basados en las normas vigentes.

- Hoja de Cálculo Excel

El procesamiento de los datos de mediciones, indicadores de calidad de suministro y estudio de mercado se llevarán a cabo haciendo uso de hojas de cálculo Excel.

- Software

Se realizará el modelamiento, simulación de flujo de potencia y fallas por cortocircuito en el software DIGSILENT para obtener los parámetros de voltaje y flujo de corriente con el fin de observar si se reduce la sobrecarga en la sub estación.

### 3.7. Operacionalización de Variables

VARIABLE	DIMENSIÓN	INDICADORES	SUB-INDICADORES	INDICES	TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	INSTRUMENTOS PARA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN
Independiente: Sistema de generación distribuida	Potencial de energía	Capacidad de producción de la fuente de energía	Irradiación Solar	W/m <sup>2</sup>	Análisis de documentación respectiva	Web NASA
			Velocidad del Viento	m/s	Análisis de documentación respectiva	Artículos científicos, Estación meteorológica.
			Biomasa	Ton/mes	Análisis de documentación respectiva	Artículos científicos, Informes/Documentación empresarial
	Demanda energética	Máxima Demanda	Consumo de energía	kW/h	Análisis de documentación respectiva	Informes de Electro Oriente
			Potencia instalada	kW	Análisis de documentación respectiva	Informes de Electro Oriente
	Red eléctrica de media tensión	Efectos de la implementación del sistema	Caída de tensión	%ΔV	Análisis de documentación respectiva	Informes de Electro Oriente
Dependiente: Efectos técnicos	Potencia del sistema de generación	Potencia estimada		kW	Análisis de documentación respectiva	Simulación a partir de cálculos realizados
	Inversión	Dinero mínimo para la implementación		S/.	Análisis de documentación respectiva	Cotizaciones



## IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 4.1. Mostrar la Confiabilidad existente en los alimentadores NJA 201 Y NJA 202

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.

#### 4.1.1 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>	
Clientes en Alta Tensión	02 Interrupciones/semestre
Clientes en Media Tensión	04 Interrupciones/semestre
Clientes en Baja Tensión	06 Interrupciones/semestre
<b>Duración Total Ponderada de Interrupciones por cliente (D)</b>	
Clientes en Alta Tensión	02 horas/semestre
Clientes en Media Tensión	07 horas/semestre
Clientes en Baja Tensión	10 horas/semestre

Fuente: Norma técnica de calidad de servicios eléctricos

#### 4.1.2 Compensaciones por interrupciones

Estas se calculan semestralmente en función de la energía teóricamente no suministrada (ENS), el número de interrupciones por cliente por semestre (N) y la duración total acumulada de interrupciones (D), definida por la expresión

$$\text{Compensaciones por interrupciones} = e \cdot E \cdot \text{ENS}$$

Donde:

- e, Es la compensación unitaria por el incumplimiento de la calidad de suministro, puede tomar los siguientes valores:

Primera etapa:  $e=0,0$

Segunda etapa:  $e=0,05$  US\$/kWh

Tercera etapa:  $e=0,95$  US\$/kWh

- E, toma en consideración los indicadores de calidad de suministro y está definido como

$$E = [1 + (N - N') / N' + (D - D') / D']$$

N y D son los valores de los indicadores y N' y D' son los valores de tolerancias de los mismos, en el caso de ser igual o menor a la tolerancia E asume un valor de 0.

- ENS, Es la energía teóricamente no suministrada y se expresa como

$$\text{ENS} = \text{ERS} / (\text{NHS} - \sum d_i) \cdot D \text{ expresada en kWh}$$

Donde

- ERS: Es la energía registrada por semestre
- NHS: Es el número de horas del semestre
- $\sum d_i$ : Es la duración real de las interrupciones en el semestre

### 4.1.3 Estado actual de los alimentadores

Se tomaron los reportes de interrupciones alcanzados por la concesionaria Electro Oriente S.A., de los años 2015 al 2017 para poder obtener los índices de confiabilidad más acertados, se muestra el motivo y submotivo de falla, así como los índices SAIDI y SAIFI en conjunto de ambos alimentadores, posteriormente se muestran las gráficas de los índices de confiabilidad para cada alimentador.

Año 2015

*Tabla 3. Motivos y Sub motivos de falla del año 2015.*

Motivo	Sub-Motivo
Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona
Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)
Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)
Otros y/o terceros	Otros
Falla	Cortocircuito
Falla	Transitorio
Falla	Transitorio
Falla	Sobrecarga
Falla	Sobrecarga
Falla	Colapso de estructura
Falla	Transitorio
Falla	Transitorio
Falla	Transitorio
Falla	Avería en equipo de protección y/o maniobra
Falla	Descarga atmosférica
Falla	Transitorio

Tabla 4. Cálculo de los indicadores SAIDI y SAIFI

Fecha de inicio	Fecha de Fin	N° de usuarios afectados	Duración (horas)	SAIDI	SAIFI
14/12/2015 15:26:00	14/12/2015 16:45:00	6372	1,317	9,129	6,934
18/11/2015 18:11:00	18/11/2015 18:09:00	6375	1,000	6,937	6,937
18/11/2015 17:35:00	18/11/2015 18:09:00	94	0,567	0,058	0,102
09/11/2015 10:00:00	09/11/2015 18:00:00	6373	8,000	55,47	6,935
31/10/2015 13:55:00	31/10/2015 17:14:00	94	3,317	0,339	0,102
29/10/2015 15:44:00	29/10/2015 15:51:00	94	0,117	0,0119	0,102
29/10/2015 15:14:00	29/10/2015 16:01:00	6365	0,783	5,425	6,926
18/10/2015 22:45:00	18/10/2015 22:55:00	6360	0,167	1,153	6,921
18/10/2015 19:28:00	18/10/2015 21:36:00	6360	2,133	14,764	6,921
07/09/2015 15:39:00	07/09/2015 17:25:00	4738	1,767	9,108	5,156
13/04/2015 17:11:00	13/04/2015 17:30:00	4709	0,317	1,623	5,124
16/03/2015 16:10:00	16/03/2015 16:24:00	4299	0,233	1,091	4,677
19/02/2015 17:23:00	19/02/2015 17:34:00	4660	0,183	0,929	5,071

12/02/2015 08:35:00	12/02/2015 19:48:00	82	11,217	1,001	0,089
07/02/2015 02:46:00	07/02/2015 08:30:00	4654	5,733	29,034	5,064
22/01/2015 11:45:00	22/01/2015 12:15:00	5743	0,500	3,125	6,249
SUMA TOTAL (SAIDI Y SAIFI)				139,2078	73,3101

Se observa que el tiempo mínimo tolerable por interrupción sobre pasa las tolerancias señaladas en la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos con una máxima duración de 139,2078 horas y un total de 16 interrupciones de las cuales 14 ocurren a causa de fallas en el sistema eléctrico y 2 por las condiciones ambientales.

Año 2016

Tabla 5. Motivos y Sub motivos de falla del año 2016.

Motivo	Sub Motivo
Falla	Descarga atmosférica
Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona
Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)
Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)
Falla	Transitorio
Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)
Falla	Descarga atmosférica
Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona
Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona
Por maniobra sin aviso, corta	Seguridad
Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona
Falla	Línea abierta o caída
Falla	De coordinación de protección
Falla	Contacto de Red con árbol
Falla	Cortocircuito
Falla	Avería en equipo de protección y/o maniobra
Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)
Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)
Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)
Falla	Descarga atmosférica
Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)
Falla	Cortocircuito
Otros y/o terceros	Otros

Tabla 6. Cálculo de los indicadores SAID I

Fecha de inicio	Fecha de Fin	N° de usuarios afectados	Duración (horas)	SAIDI	SAIFI
28/12/2016 03:39:00	28/12/2016 04:56:00	6343	1,283	7,530	5,868
08/12/2016 15:31:00	08/12/2016 16:30:00	6317	0,983	5,746	5,844
24/11/2016 13:53:00	24/11/2016 14:47:00	2	0,900	0,002	0,002
19/11/2016 19:20:00	19/11/2016 20:32:00	1181	1,200	1,311	1,093
19/09/2016 14:06:00	19/09/2016 14:11:00	3496	0,083	0,270	3,234
16/09/2016 15:24:00	16/09/2016 16:05:00	7363	0,683	4,654	6,811
14/09/2016 21:05:00	14/09/2016 22:11:00	7363	1,100	7,492	6,811
14/09/2016 17:53:00	14/09/2016 18:50:00	7363	0,950	6,471	6,811
31/08/2016 22:26:00	31/08/2016 22:55:00	7218	0,483	3,227	6,677
28/08/2016 07:00:00	28/08/2016 09:50:00	7192	2,833	18,850	6,653
21/08/2016 18:33:00	21/08/2016 19:52:00	6994	1,317	8,519	6,470
08/08/2016 17:02:00	08/08/2016 18:53:00	6991	1,850	11,964	6,467
06/08/2016 20:30:00	06/08/2016 21:08:00	6991	0,633	4,096	6,467
04/08/2016 06:07:00	04/08/2016 07:45:00	101	1,633	0,153	0,093
10/07/2016 16:09:00	10/07/2016 17:55:00	6980	1,767	11,407	6,457
18/04/2016 10:30:00	18/04/2016 11:49:00	7005	1,317	8,532	6,480
14/04/2016 17:43:00	14/04/2016 18:06:00	7002	0,383	2,483	6,477
18/03/2016 10:01:00	18/03/2016 11:00:00	7032	0,983	6,397	6,505
31/01/2016 18:30:00	31/01/2016 18:48:00	6939	0,300	1,926	6,419
25/01/2016 21:56:00	25/01/2016 22:43:00	4761	0,783	3,450	4,404
23/01/2016 14:22:00	23/01/2016 15:39:00	6946	1,283	8,246	6,426
22/01/2016 11:24:00	22/01/2016 12:18:00	5969	0,900	4,970	5,522
21/01/2016 19:23:00	21/01/2016 19:56:00	6800	0,550	3,460	6,290
SUMA TOTAL (SAIDI Y SAIFI)				134,5134	130,208

Se observa que el tiempo mínimo tolerable por interrupción sobre pasa las tolerancias señaladas en la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos con una máxima duración de 134,5137 horas y un total de 23 interrupciones de las cuales 17 ocurren a causa de fallas en el sistema eléctrico y 6 por las condiciones ambientales o por maniobra sin previo aviso.

Año 2017

Tabla 7. Motivos y Sub motivos de falla del año 2017.

Motivo	Sub Motivo
Falla	Descarga atmosférica
Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona
Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)
Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)
Falla	Transitorio
Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)
Falla	Descarga atmosférica
Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona
Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona
Por maniobra sin aviso, corta	Seguridad
Otros y/o terceros	Fuertes vientos en la zona
Falla	Línea abierta o caída
Falla	De coordinación de protección
Falla	Contacto de Red con árbol
Falla	Cortocircuito
Falla	Avería en equipo de protección y/o maniobra
Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)
Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)
Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)



Tabla 8. Cálculo de los indicadores SAIDI y SAIFI.

Fecha de inicio	Fecha de Fin	N° de usuarios afectados	Duración (H)	SAIDI	SAIFI
09/11/2017 22:01:00	09/11/2017 23:51:00	7821	1,833	12,988	7,084
01/11/2017 20:31:00	01/11/2017 22:49:00	7826	2,300	16,304	7,089
24/10/2017 03:17:00	24/10/2017 03:31:00	7835	0,233	1,656	7,097
21/10/2017 23:43:00	22/10/2017 00:58:00	110	1,250	0,125	0,100
19/10/2017 03:45:00	19/10/2017 04:05:00	7828	0,333	2,364	7,091
26/09/2017 09:50:00	26/09/2017 11:08:00	94	1,300	0,111	0,085
16/09/2017 16:17:00	16/09/2017 16:22:00	7111	0,083	0,537	6,441
13/09/2017 14:20:00	13/09/2017 15:10:00	8046	0,833	6,073	7,288
20/08/2017 16:27:00	20/08/2017 16:39:00	106	0,200	0,019	0,096
21/07/2017 19:45:00	21/07/2017 20:03:00	3791	0,300	1,030	3,434
04/07/2017 04:44:08	04/07/2017 08:44:09	7662	4,000	27,761	6,940
02/07/2017 17:51:19	02/07/2017 17:57:22	7662	0,100	0,694	6,940
18/06/2017 19:18:00	18/06/2017 19:43:00	3762	0,417	1,420	3,408
17/06/2017 21:54:00	17/06/2017 22:59:00	2568	1,083	2,520	2,326
29/03/2017 12:49:00	29/03/2017 13:07:00	6366	0,300	1,730	5,766
18/03/2017 23:16:00	18/03/2017 23:40:00	3642	0,400	1,320	3,299
21/02/2017 14:34:00	21/02/2017 16:54:00	3648	2,333	7,710	3,304
10/02/2017 18:58:00	10/02/2017 19:25:00	3646	0,450	1,486	3,303
23/01/2017 14:00:00	23/01/2017 14:42:00	3644	0,700	2,311	3,301
SUMA TOTAL (SAIDI Y SAIFI)				99,675	90,150

Se observa que el tiempo mínimo tolerable por interrupción sobre pasa las tolerancias señaladas en la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos con una máxima duración de 99.67 horas y un total de 19 interrupciones de las cuales 14 ocurren a causa de fallas en el sistema eléctrico y 5 por las condiciones ambientales y caídas de árboles.

Se muestran los indicadores SAIDI y SAIFI por alimentador y en los años que se pudo obtener información (2015-2017) en las siguientes gráficas.

### Alimentador NJA 201

Figura 11. Indicadores SAIDI y SAIFI del alimentador NJA 201.

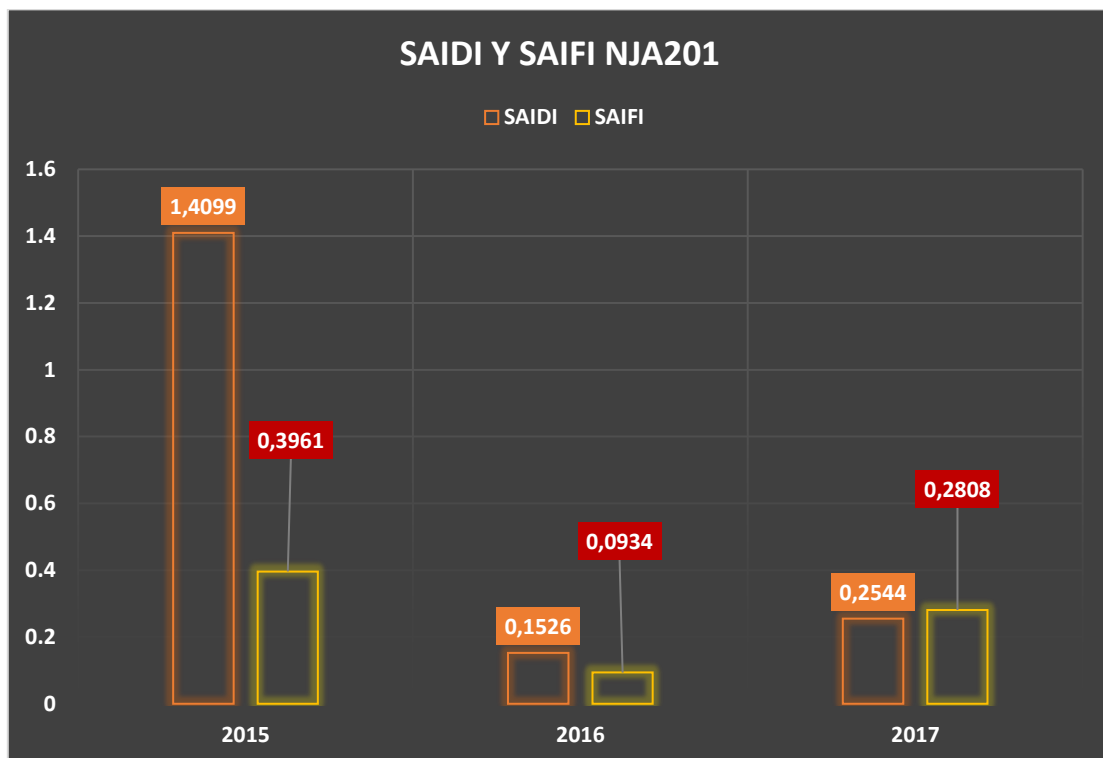
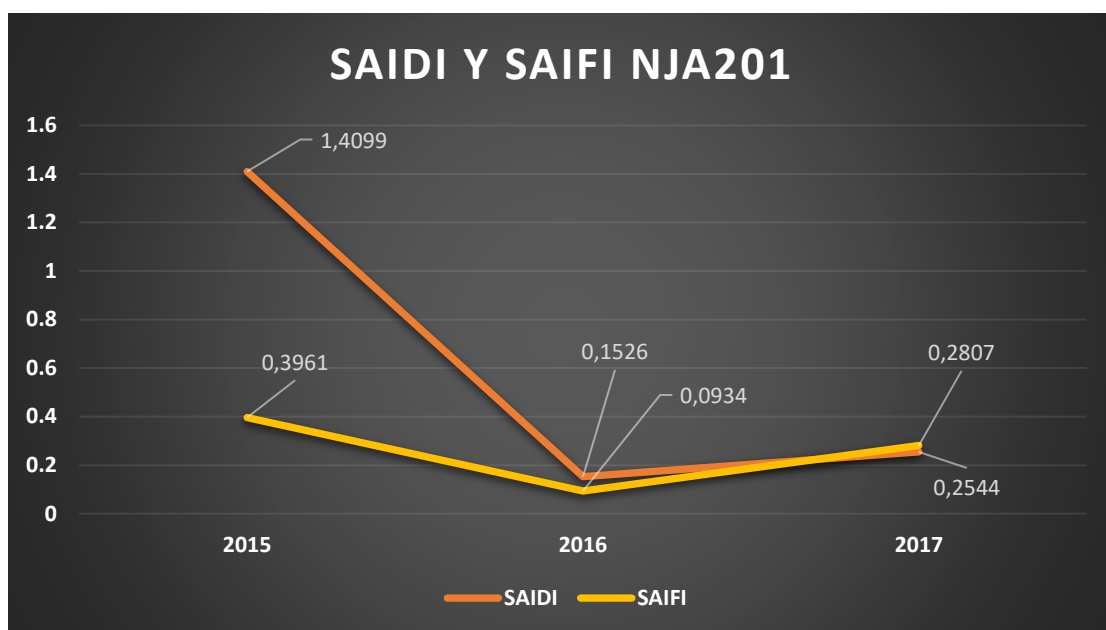


Figura 12.. Indicadores SAIDI y SAIFI del alimentador NJA 201.



En este alimentador el índice SAIDI promedio es de 0,6056 y el índice SAIFI promedio es de 0.2567.

## Alimentador NJA202

Figura 13.. Indicadores SAIDI y SAIFI del alimentador NJA 202.

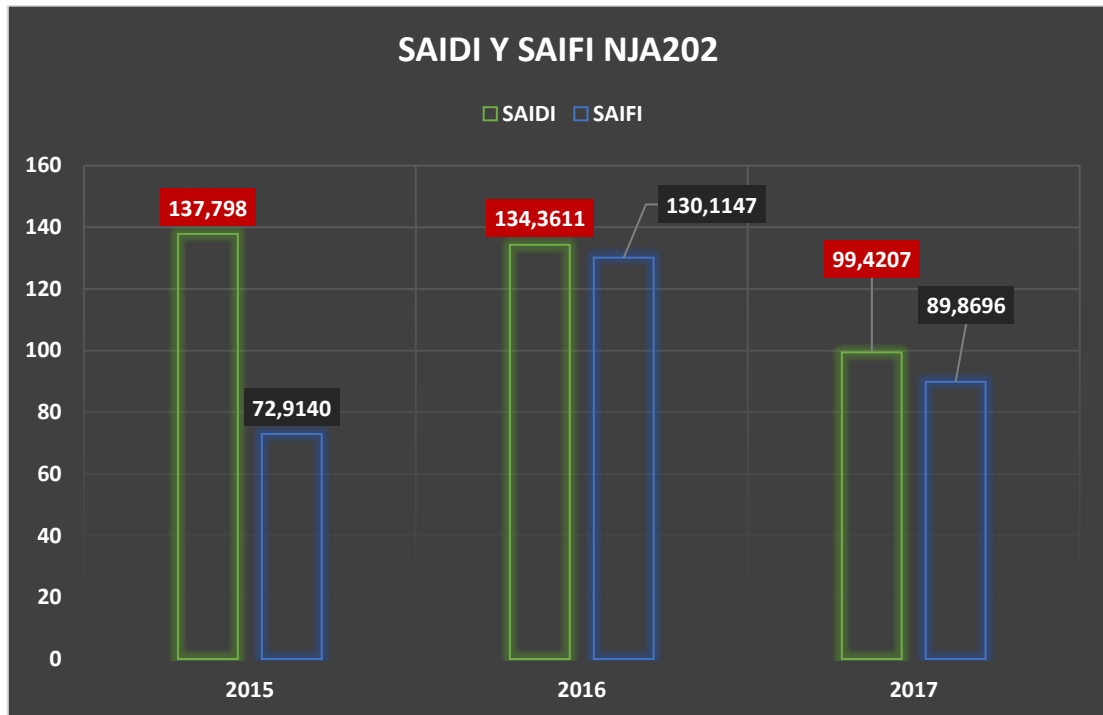
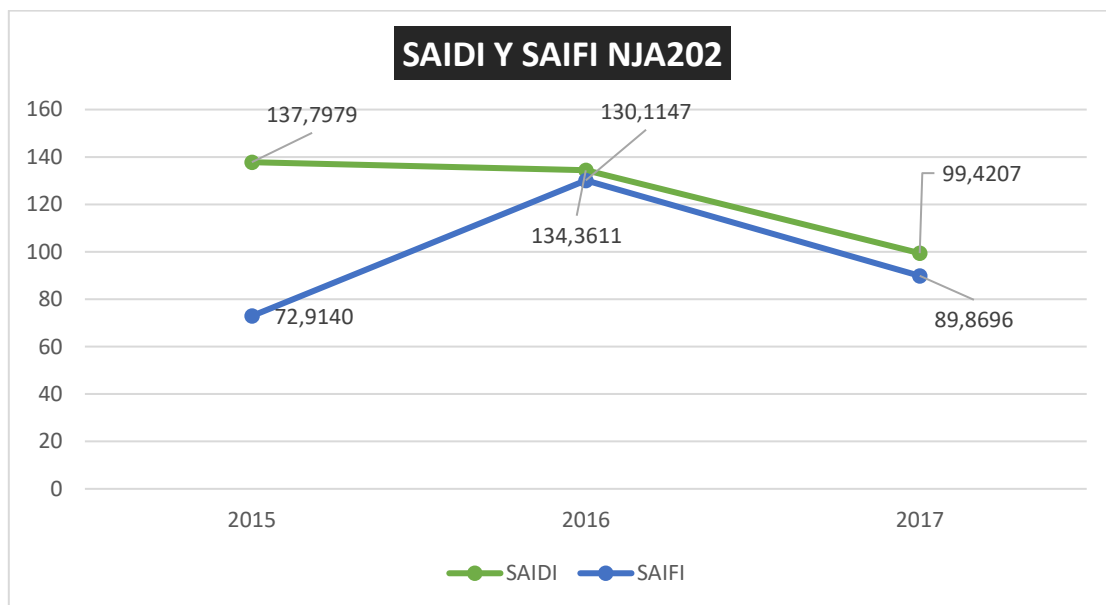


Figura 14.. Indicadores SAIDI y SAIFI del alimentador NJA 202.



En este alimentador el índice SAIDI promedio es de 122,8598 y el índice SAIFI promedio es de 97,6327.

El alimentador con más problemas claramente es el NJA 202, por lo que se prestará más atención a este alimentador y se tratará de disminuir las cifras de los índices aplicando GD.

#### **4.2 Determinar el tipo de generación distribuida a aplicar en los alimentadores NJA 201 Y NJA 202.**

Para poder determinar el mejor tipo de generación se determinaron parámetros o criterios en el aspecto técnico, económico, ambiental y social.

En el ámbito técnico se consideraron sub criterios, 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.

- Coeficiente de eficiencia: Indica el nivel de eficiencia en relación al aprovechamiento en la transformación de energía, obtenida a partir de las distintas fuentes propuestas. El peso dentro de la selección fue de 7,05%
- Energía no servida: Derivación de la confiabilidad de producción continua de energía. El peso dentro de la selección fue de 6,81%
- Disponibilidad del recurso energético a largo plazo: Representa la cantidad de tiempo a largo plazo con la que el recurso energético en cuestión se puede mantener para su uso continuo. El peso dentro de la selección fue de 10,29%
- Fiabilidad de la tecnología: Disgregación de los avances tecnológicos en el mercado local de acuerdo al recuerdo energético que se planea usar como fuente de generación. El peso dentro de la selección fue de 6%.

El criterio económico se divide en sub criterios donde 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 desarrollo de este apartado fue en relación a otras investigaciones relacionadas donde se muestran costos en relación al tipo de tecnología. [22]

- Costo actual neto: Indica el valor de instalación del sistema de generación en cuestión. El peso dentro de la selección fue de 16,58%.
- Costo variable de operación y mantenimiento: Representa los costos constantes que existirán para el correcto funcionamiento del sistema de generación, de acuerdo a la vida útil con la que cuenta. El peso dentro de la selección fue de 4,14%.

Dentro del criterio ambiental se eligieron los sub-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>)

- Calentamiento global (CO<sub>2</sub>): Indica el nivel de emisión de CO<sub>2</sub> que representa la fabricación de sus componentes y/o operación. El peso dentro de la selección fue de 6,34%.
- Acidificación: Se refiere al impacto en relación a provocar lluvias acidas por emisiones de SO<sub>2</sub>. El peso dentro de la selección fue de 3,5%.
- Eutrofización: Muestra el grado de causas antrópicas dentro del proceso de eutrofización en causas cercanos, si fuera el caso de su existencia. El peso dentro del proceso fue de 5,26%.
- Uso de la tierra: Representa el área con la cual se debe contar para la instalación del sistema de generación. El peso dentro de la selección fue de 7,38%.

Por último, el criterio social donde se pretende aportar información sobre distintos aspectos de la población como esperanza de vida, educación y nivel socioeconómico. [22]

- Aceptación social de la energía: Representa el grado de empatía causada a la población la instalación de dicha central de generación. El peso dentro de la selección fue de 8,87%
- Creación de empleo: Indica la afectación directa sobre la región a niveles de empleabilidad tanto en instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento. El peso dentro de la selección fue de 7,55%.
- Desarrollo humano: Muestra el impacto positivo para el desarrollo para la sociedad y región que representa la instalación de dicha central de generación. El peso dentro de la selección fue de 10,23%.

Se evalúan tres tipos de sistemas de generación para poder aplicarlo a una GD, los cuales se muestran en la tabla 9, estos son sistema de generación fotovoltaico, sistema de generación eólica y el sistema de cogeneración.

Tabla 9. 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	0.212
	Energía no servida (ENS)	6,81	2	0,136	2	0,136	2	0.136
	Disponibilidad del recurso energético a largo plazo	10,29	3	0,308	1	0,103	2	0.206
	Fiabilidad de la tecnología	6	2	0,120	2	0,120	3	0.180
Económico	Coste actual neto	16,58	3	0,497	2	0,332	1	0.167
	Coste variable de operación y mantenimiento	4,14	2	0,082	2	0,083	2	0.083
Ambiental	Calentamiento Global (CO2)	6,34	3	0,190	3	0,190	3	0.190
	Acidificación (SO2)	3,5	2	0,070	2	0,070	1	0.035
	Eutrofización (Nox)	5,26	3	0,157	3	0,158	3	0.158
	Uso de la tierra	7,38	3	0,221	0	0,000	1	0.074
Social	Aceptación social de la energía	8,87	3	0,266	2	0,177	2	0.177
	Creación de empleo	7,55	2	0,151	1	0,076	3	0.227
	Desarrollo humano	10,23	3	0,306	2	0,205	3	0.307
Evaluación Neta		100	33	2,649	24	1,790	29	2,149
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

Los porcentajes de las ponderaciones se obtuvieron del “Marco de referencia para la planificación distribuida en zonas no interconectadas” [22], 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.

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.



**4.3 Determinar la selección correcta de equipos de acuerdo al tipo de generación distribuida utilizada.**

**4.3.1 Potencia de instalación**

La data brindada por la concesionaria Electro Oriente S.A. agrupa las cargas de los alimentadores NJA 201 y NJA 202 en un solo alimentador llamado JAE201, entendido esto, se busca la mayor incidencia en la demanda por lo que es necesario analizar la energía consumida por la carga.

En las figuras 15,16,17,18 y 19 se muestra el diagrama de carga del alimentador JAE 201, de los días 1,2,3,4 y 5 del mes de setiembre del 2019; se obtuvieron un total de 94 datos diarios registrando valores cada 15 minutos tomando como referencia los días ya mencionados.

*Figura 15. Curva de demanda diaria-01/09/2019.*

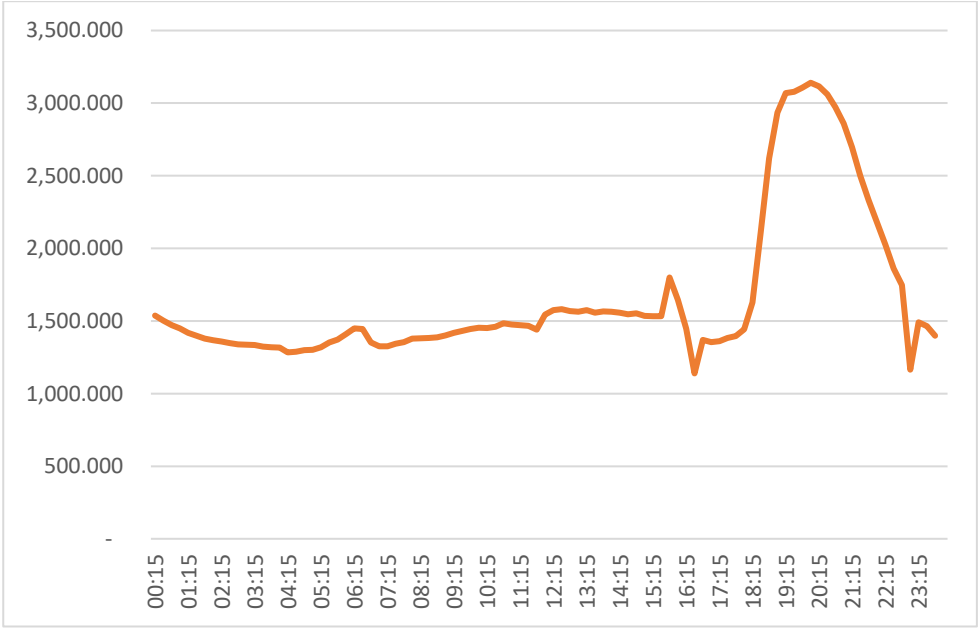


Figura 16. Curva de demanda diaria-02/09/2019.

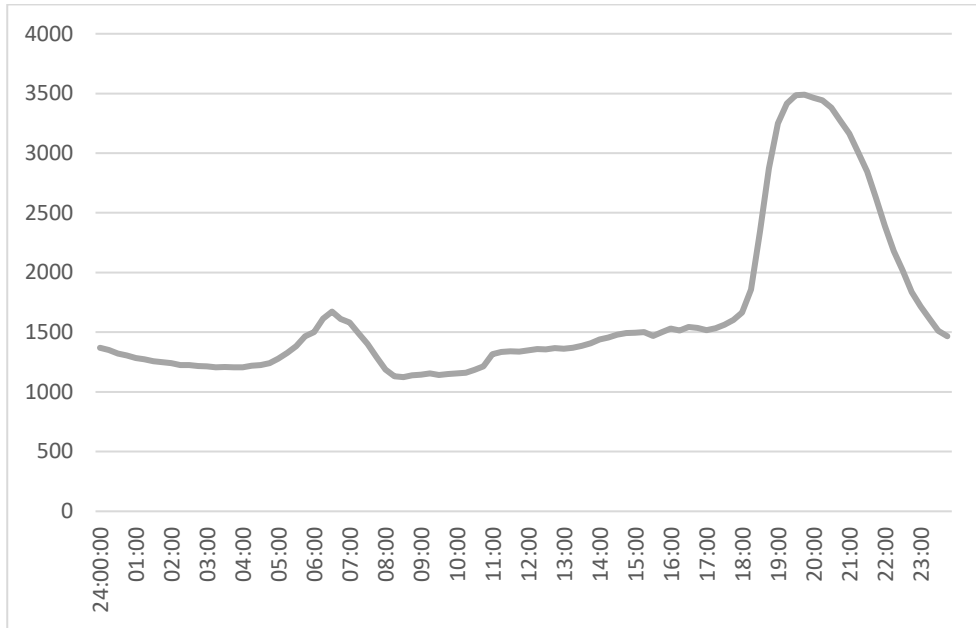


Figura 17. Curva de demanda diaria-03/09/2019.

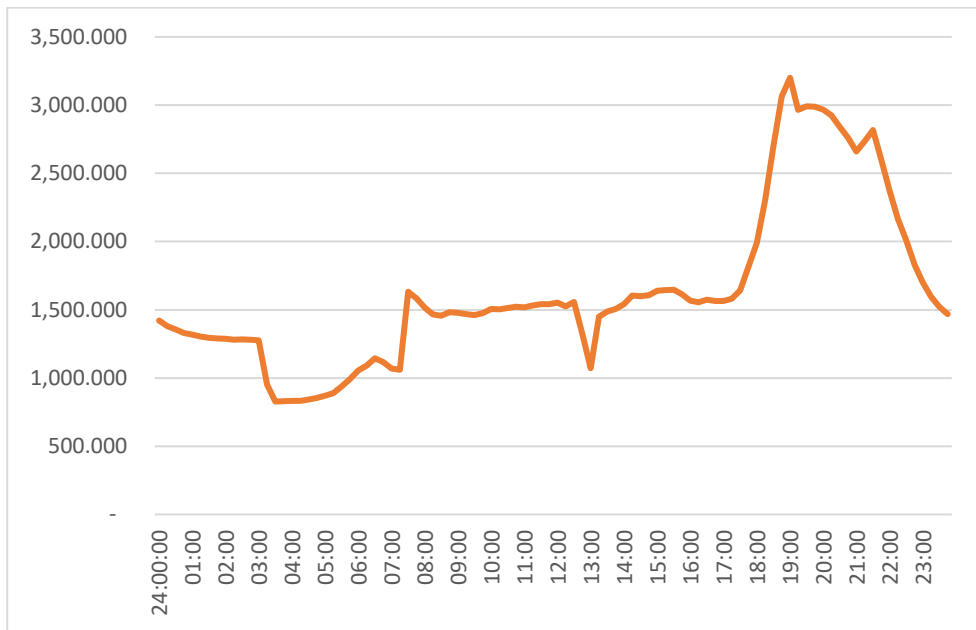


Figura 18. Curva de demanda diaria-04/09/2019.

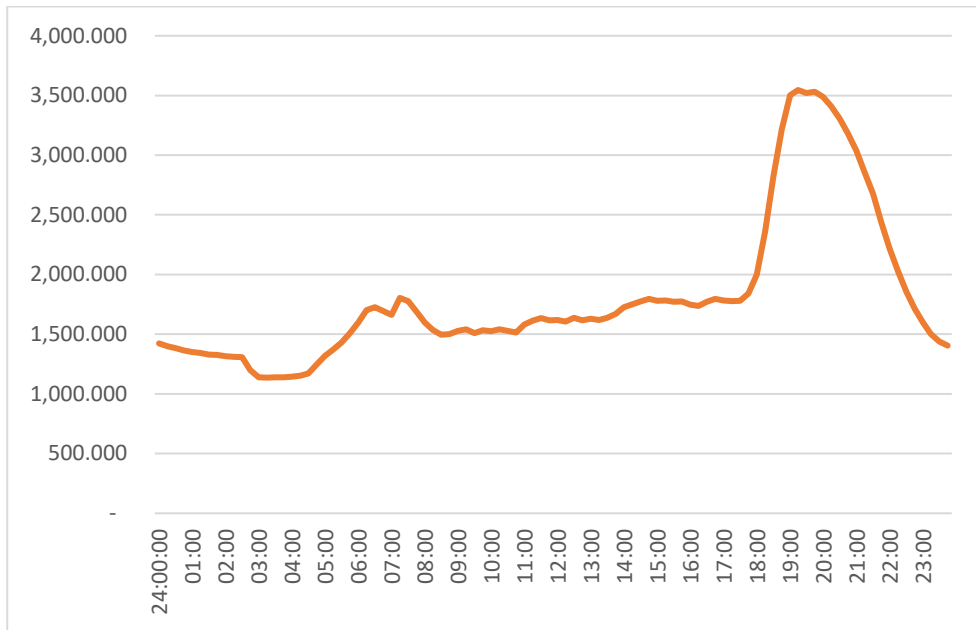
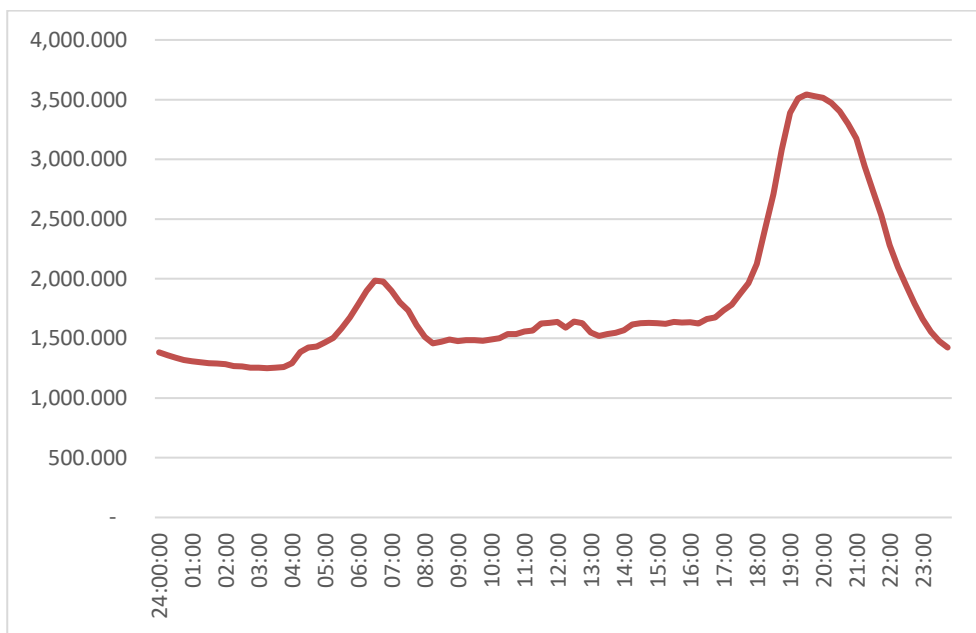


Figura 19. Curva de demanda diaria-05/09/2019.



De acuerdo a las gráficas se deduce que el valor de energía más incidente en la curva de demanda es de 1,5 MWh, este valor se usará para realizar la proyección a 10 años.

Para la proyección a 10 años, se obtuvieron valores de la potencia erogada del sistema completo, es decir no solo las potencias de los alimentadores estudiados,

con estos datos se calcula una tasa de crecimiento global del sistema, con regresión lineal. Posteriormente, la tasa de crecimiento global se toma como la tasa de crecimiento del alimentador.

Tasa de crecimiento global

La regresión lineal consiste en relacionar dos variables, una variable que dependa de otra, en este estudio se tienen las demandas y los periodos, que se expresan en años, esto quiere decir que las demandas dependen del periodo del año, se cuenta con información desde el año 2014 año al 2019.

*Tabla 10. Potencia por años.*

Fecha	Periodo	Potencia
2014	1	20.17365
2015	2	22.43
2016	3	25.60
2017	4	26.35
2018	5	29.50
2019	6	28.99

El método tradicional de regresión lineal consiste en calcular los valores de  $\beta_0$  y  $\beta_1$  para encontrar  $\gamma$ , con las siguientes fórmulas:

$$\gamma = \beta_0 + \beta_1 x$$

$$\beta_0 = \bar{\gamma} - b\bar{x}$$

$$\beta_1 = \frac{\sum xy - n\bar{x}\bar{y}}{\sum x^2 - n\bar{x}^2}$$

Figura 20. Tasa de crecimiento lineal.

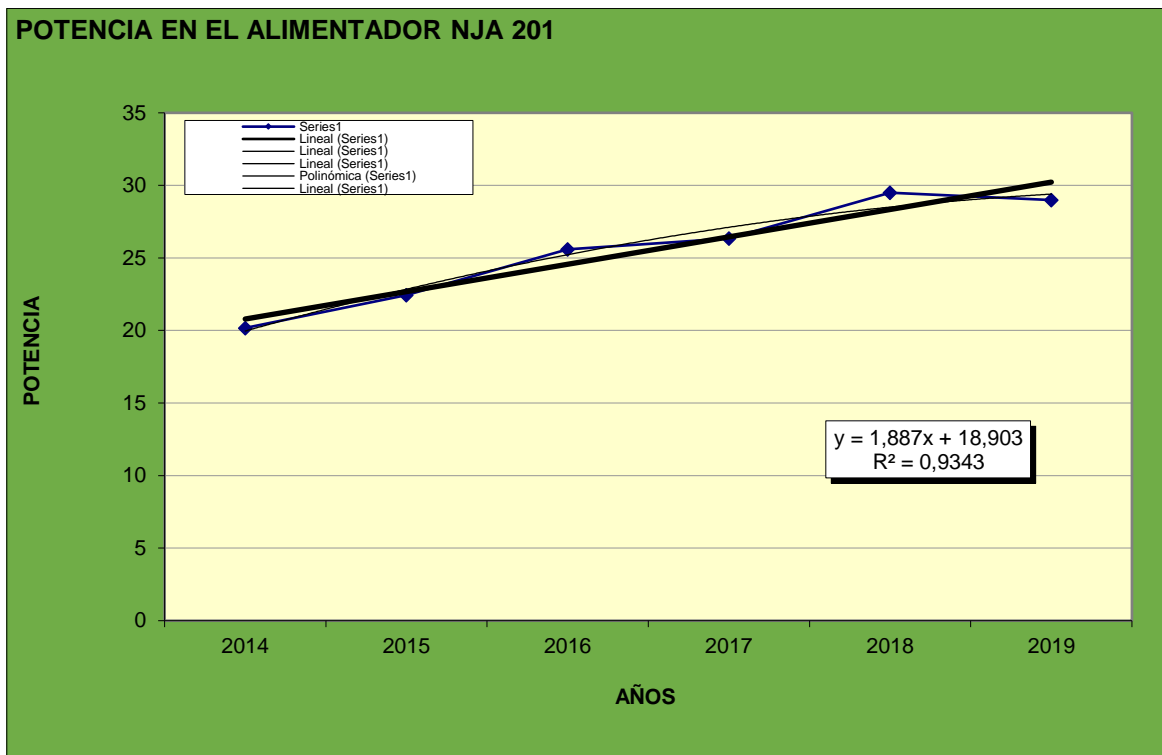


Tabla 11. Promedio de la curva lineal.

AÑO	CURVA LINEAL				
2016	1	13		B0 =	1,8870
2017	2	15	14,25%	B1 =	11,3560
2018	3	17	12,47%	R²=	0,9343
2019	4	19	11,09%		
2020	5	21	9,98%		
2021	6	23	9,08%		
2022	7	25	8,32%		
2023	8	26	7,68%		
2024	9	28	7,13%		
2025	10	30	6,66%		
2026	11	32	6,24%		
2027	12	34	5,88%		
2028	13	36	5,55%		
2029	14	38	5,26%		
<b>Promedio (2014-2029)</b>			<b>7,18%</b>		

De esta manera se tiene una tasa de crecimiento lineal promedio entre los años 2014 al 2029 de 7,18%.

De igual manera se halla la tasa de crecimiento logarítmica para posteriormente promediarla con la tasa de crecimiento lineal y hallar la tasa de crecimiento global del sistema.

Tasa de crecimiento logarítmica

Como se muestra en la tabla 12, se tiene la variable X que representa lo años transcurridos en un periodo de 1 y la variable Y que representa la potencia.

*Tabla 12. Variable de la tasa de crecimiento logarítmica.*

Fecha	X	Potencia (Y)
2014	1	20,17365
2015	2	22,43
2016	3	25,60
2017	4	26,35
2018	5	29,50
2019	6	28,99

La ecuación de regresión logarítmica a estimar tiene la siguiente forma:

$$Y = A + B \ln(x)$$

$$B = \frac{n(\sum X'Y) - (\sum X')(\sum Y)}{n \sum X'^2 - (\sum X')^2}$$

$$A = \bar{Y} - B\bar{X}'$$

Figura 21. Tasa de crecimiento logarítmica.

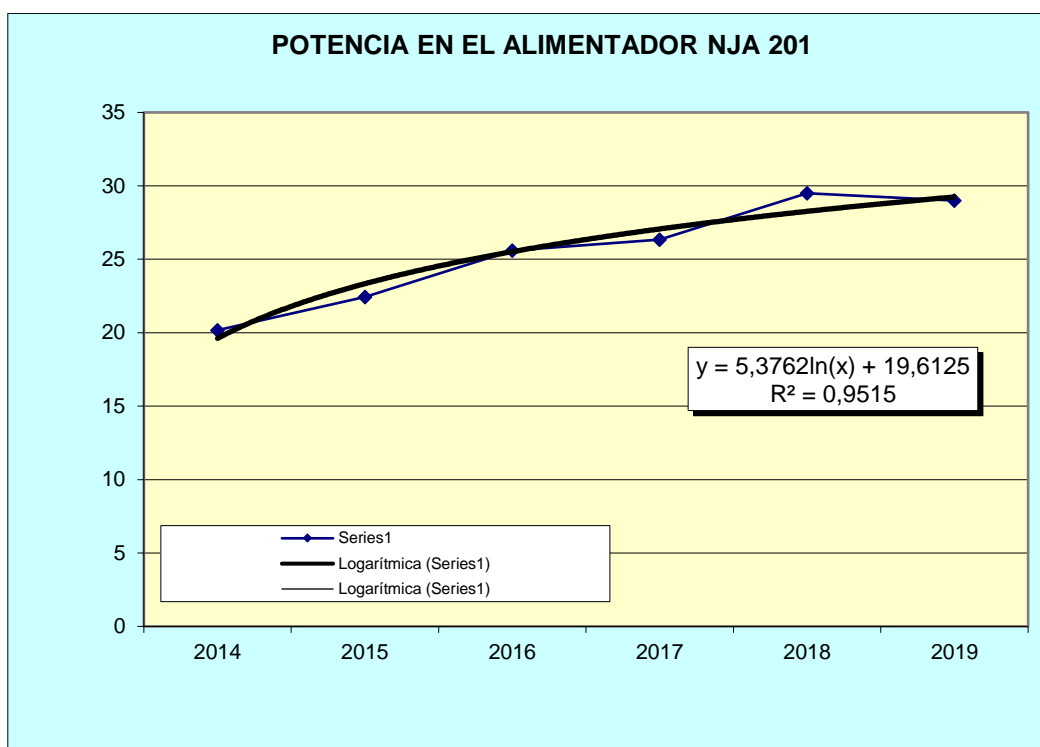


Tabla 13. Promedio de la curva logarítmica.

AÑO	CURVA LOGARÍTMICA				
2013	1	-8		A =	15,7859
2014	2	3	-137,72%	B =	-7,9448
2015	3	9	213,56%	R²=	0,9574
2016	4	14	48,32%		
2017	5	17	25,27%		
2018	6	20	16,48%		
2019	7	23	11,96%		
2020	8	25	9,26%		
2021	9	27	7,47%		
2022	10	28	6,22%		
2023	11	30	5,30%		
2024	12	31	4,59%		
2025	13	33	4,04%		
2026	14	34	3,59%		
2027	15	35	3,23%		
2028	16	36	2,93%		
2029	17	37	2,67%		
<b>Promedio (2017-2032)</b>			<b>7,92%</b>		

De esta manera se tiene una tasa de crecimiento logarítmica promedio de 7,92%.

$$Tasa\ de\ crecimiento\ considerado = \frac{7,39 + 7,92}{2} = 7,66\%$$

Se tiene un promedio de la tasa de crecimiento lineal y logarítmica de 7,66%, esta tasa de crecimiento se considera global, y será aplicada como una tasa de crecimiento del alimentador NJA201 para poder obtener la carga proyectada a 10 años, como se muestra en la tabla 14.

*Tabla 14. Carga proyectada.*

Alimentador	Año	Proyección (Años)	Carga Proyectada (MW-h)
JAE 202	2019	0	1,5
JAE 202	2020	1	1,61
JAE 202	2021	2	1,74
JAE 202	2022	3	1,87
JAE 202	2023	4	2,02
JAE 202	2024	5	2,17
JAE 202	2025	6	2,34
JAE 202	2026	7	2,51
JAE 202	2027	8	2,71
JAE 202	2028	9	2,91
JAE 202	2029	10	3,14

Al alimentador NJA202, tiene una carga proyectada a 10 años de 3,14 MWH. Para poder obtener la carga de diseño para la central de generación se suma la carga proyectada más un 25% de la carga actual.

Entonces:

$$CD = 3,14 + (1,5 * 0,25)$$

$$CD = 3,515 \text{ MWH}$$



### 4.3.2. Ubicación Propuesta.

Tomando en cuenta el diagrama unifilar del alimentador NJA 202 que se muestra en el anexo 05, se especifica como última carga al “Mall Megaplaza”, el cual se encuentra en la Av. Mesones Muro. Alrededor de esa área se encuentran muchos espacios disponibles para la instalación de la futura planta fotovoltaica. A continuación, se muestra el área seleccionada en al presente caso.

Figura 22. Ubicación propuesta.



El área total aproximada es de 73 012,15 m<sup>2</sup>. A continuación, se muestra una tabla con las coordenadas UTM de las aristas del polígono mostrado en la figura anterior.

Tabla 15. Coordenadas UTM de ubicación propuesta.

UTM WGS84			GRADOS, MINUTOS Y SEGUNDOS	
ZONA	DIRECCIÓN AL ESTE	DIRECCIÓN AL NORTE	LATITUD	LONGITUD
17 M	744 139,02	9 366 611,63	-5,727036°	-78,795664°
17 M	744 134,84	9 366 828,98	-5,724067°	-78,795638°
17 M	744 503,34	9 366 802,96	-5,724289°	-78,792311°
17 M	744 381,41	9 366 591,37	-5,726206°	-78,793404°

### 4.3.3. Dimensionamiento de Sistema Fotovoltaico.

Para la selección de los equipos principales de los sistemas fotovoltaicos, se parte por determinar la potencia del sistema, para lograrlo, primero se precisa el número de horas solar pico, para lograrlo se precisó del atlas solar del Perú y de la página de la NASA, como se muestra en el anexo 1 y 2, en la tabla 15, se fija el valor de la hora solar mínima con un valor de 3,46 debido a que se elige el valor del peor mes.

Tabla 16. Hora Solar Promedio.

Mes	HSP(KWH/m2/día)
Enero	4,45
Febrero	3,46
Marzo	4,13
Abril	3,59
Mayo	4,77
Junio	5,3
Julio	5,04
Agosto	5,01
Setiembre	4,84
Octubre	4,72
Noviembre	5,68
Diciembre	5,44
Promedio	4,7025
Min	3,46
Max	5,68

La potencia necesaria para satisfacer la demanda se calcula dividiendo la carga de diseño y las HSP.

$$P_{teórica} = \frac{CD}{HSP}$$

Carga de diseño	CD	3515	KWH/día		
Radiación promedio anual	RPA	3,46	KWH/m2/día		
Hora solar pico	HSP	3.46	h		
Potencia	P	1015,896	kW	1,02	MW

La potencia del sistema debe ser igual o mayor a 1,02 MW.

#### 4.3.2.1 Configuración propuesta del Sistema Fotovoltaico.

Se eligió el inversor de la marca SIEMENS modelo SINVERT PV 1300 MS, tiene una potencia de salida de 1305 kW, con lo que cumple de forma óptima con los requisitos del sistema. Las especificaciones técnicas se muestran en el ANEXO 3.

*Tabla 17. Características eléctricas del inversor propuesto.*

<b>Características Eléctricas</b>		
Potencia de entrada nominal	1395	kW
<b>Entrada del Inversor</b>		
Tensión Máxima de inversor	900	V
Tensión Máxima punto de máxima potencia (Vmppt-max)		
Tensión Máxima punto de mínima potencia (Vmppt-min)	450	V
Corriente máxima admisible (Idc-max)	250	A
<b>Salida del Inversor</b>		
Corriente máxima de salida (Iac-max)		
Tensión de salida	400	V
Frecuencia de salida	60	Hz
Cos $\phi$		
Máxima frecuencia	96.5	%

*Tabla 18. Características mecánicas del inversor propuesto.*

<b>Características Mecánicas</b>		
Dimensiones	2000 x 2700 x 800	mm
Peso	2540	kg

Figura 23. Inversor Fotovoltaico.



Fuente: SIEMENS.

Los módulos solares que se escogieron poseen una potencia de 360 W, de la marca PEIMAR, modelo monocristalino, fueron elegidos debido a que poseen un precio menor a sus similares y una mejor eficiencia. Las especificaciones técnicas se muestran en el ANEXO 4.

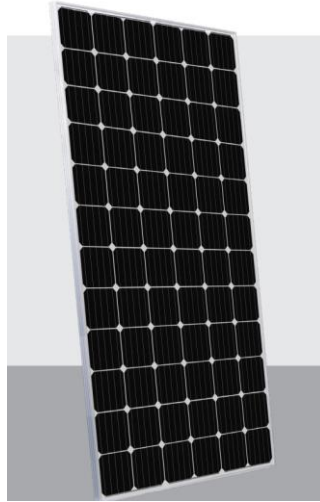
Tabla 19. Características Eléctricas del módulo propuesto.

Potencia de Pico (Pmax)	360	W
Tolerancia de potencia	0/+5	W
Tensión a Pmax (Vmpp)	38	V
Corriente de Pmax (Impp)	9,48	A
Tensión de circuito abierto (Vmod.oc.stc)	46,6	V
Corriente de corto circuito (Isc)	10,09	A
Tensión máxima de sistema	1500	V
Máximo valor nominal del fusible	15	A
Eficiencia Módulo	18,54	%

Tabla 20. Características mecánicas del módulo propuesto.

Tipo de célula	72 (6 x 12) monocristalinas PERC
Diodos	3 diodos de Bypass
Dimensiones	1957 x 992 x 40 mm
Peso	22.5 kg

Figura 24. Panel Fotovoltaico.



Fuente: PEIMAR.

La cantidad de paneles se proponen en base al cálculo que se mostrará a continuación. En primer lugar, se desarrolla la agrupación de paneles fotovoltaicos conectados en serie para formar una cadena (String).

$$N_{ps-m\acute{a}x} = \frac{V_{m\acute{a}x-inv}}{V_{oc}}$$

En donde:

- $N_{ps-m\acute{a}x}$  : Número máximo de paneles en serie.
- $V_{m\acute{a}x-inv}$  : Voltaje de entrada máxima hacia el inversor (V).
- $V_{oc}$  : Voltaje en circuito abierto de paneles fotovoltaicos (V).

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{900}{46,6} = 19,313$$

Se procede a comprobar el correcto funcionamiento del inversor con la cantidad de paneles en serie propuesto. De acuerdo a la tabla de datos

técnicos del inversor (Anexo 08) el rango de tensión de entrada de máxima y mínima potencia respectivamente va de 450 V – 750 V. Por lo tanto:

$$N_{ps-m\acute{a}x} \times V_{pmp} \leq V_{pmi}$$

En donde:

- $N_{ps-m\acute{a}x}$  : Número máximo de paneles en serie.
- $V_{pmp}$  : Voltaje de máxima potencia de panel fotovoltaico (V).
- $V_{pmi}$  : Voltaje en máxima potencia del inversor (V).

$$N_{ps-m\acute{a}x} = 19 \times 38 V = 722 V \leq 750 V$$

De acuerdo a este resultado se puede determinar la correcta selección del inversor propuesto, tomando en cuenta la cantidad de paneles en serie calculada. La cantidad de cadenas (String) en paralelo que se obtendrán a partir de la siguiente ecuación:

$$N_{pp-m\acute{a}x} = \frac{P_{inv}}{(N_{PS} \times P_P)}$$

En donde:

- $N_{pp-m\acute{a}x}$  : Número máximo de paneles en paralelo.
- $P_{inv}$  : Potencia de inversor (kW).
- $N_{ps}$  : Número de paneles en serie por cadena.

- $P_p$  : Potencia pico de un panel fotovoltaico (kW).

$$N_{pp-m\acute{a}x} = \frac{1300}{(19 \times 0,36)} = 190$$

Para la selecci3n adecuada del n3mero total de cadenas en paralelo se debe mencionar las agrupaciones t3picas en este tipo de sistemas. Las agrupaciones se realizan a trav3s de cuadros de nivel, los cuales, de acuerdo a la cantidad de paneles, pueden ser s3lo de nivel I o incluir un nivel II. Los cuadros mencionados tienen la funci3n de proteger el3ctricamente al sistema, m3s adelante se desarrollar3 la selecci3n de los elementos de protecci3n propuestos. Los cuadros de nivel I, se conectan directamente hacia las cadenas o strings, con valores estandarizados de entradas (8, 16 y 24), es decir, con valores fijos de cantidad de String en paralelo que se pueden conectar. Tomando en cuenta lo mencionado, se opta por realizar una configuraci3n de 7 cuadros de nivel I con 24 entradas cada uno.

Habiendo obtenido la cantidad de paneles los cuales ser3n utilizados, se procede a calcular la potencia pico del inversor durante operaci3n, la cual debe superar la potencia te3rica de 1,02 MW.

$$P_{pico-inv} = N_{pp} \times N_{ps} \times P_p$$

En donde:

- $P_{pico-inv}$  : Potencia de inversor en sistema.
- $N_{pp}$  : N3mero de paneles en paralelo.
- $N_{ps}$  : N3mero de paneles en serie por cadena.
- $P_p$  : Potencia pico de un panel fotovoltaico (kW).

$$P_{pico-inv} = 7 \times 24 \times 19 \times 0.36kW$$

$$P_{pico-inv} = 1149,12 \text{ kW} = 1,15 \text{ MW}$$

Se observa que el resultado de potencia de acuerdo a la configuración propuesta supera la potencia mínima calculada de acuerdo a nuestra carga de diseño, la cual fue 1,02 MW.

A continuación, se presenta un cuadro resumen donde se muestra información acerca de la configuración de paneles fotovoltaicos propuesto, tanto en cadena como en paralelo, además de los cuadros de nivel I y II. Asimismo, se muestra información de tensión y corriente relacionada a las distintas combinaciones en los diferentes niveles del sistema.

Tabla 21. Resumen de paneles en serie por String.

CARACTERISTICAS DE PANELES				
Potencia Pico (W)	I <sub>cc</sub> (A)	I máx pot (A)	V circ abierto (V)	V máx pot (V)
360	10,09	9,48	46,60	38,00
COMBINACIÓN DE PANELES POR STRING				
Nº Paneles en Serie	I <sub>cc</sub> (A)	I <sub>mp</sub> (A)	V <sub>máx c. abierto</sub> (A)	V <sub>pmp</sub> (V)
19	10,09	9,48	885,40	722,00

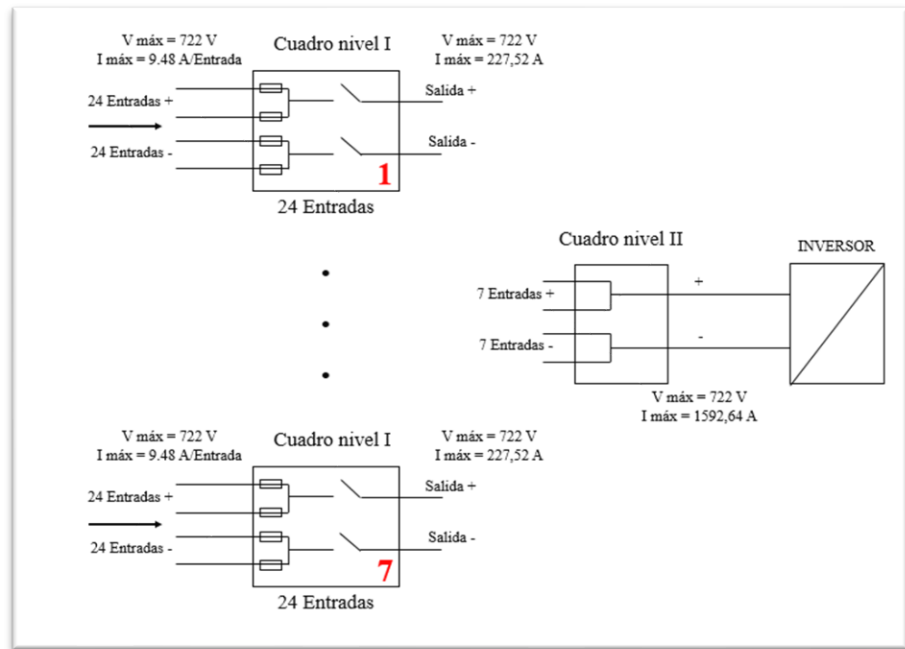
Tabla 22. Resumen de grupos de String y Cuadros de Nivel I y II.

COMBINACION DE PANELES PARA ATACAR INVERSOR						
		I <sub>máx cc</sub>	I <sub>pmp</sub>	V <sub>máx abierto</sub>	V <sub>pmp</sub>	Potencia (kW)
String individual	19	10,09	9,48	885,40	722,00	6,84
Cuadro de Nivel I	24	242,16	227,52	885,40	722,00	164,16
Cuadro de Nivel II	7	1695,12	1592,64	885,40	722,00	1149,12

Asimismo, se muestra la distribución gráfica del esquema del cuadro de nivel I y II, desde las cadenas de paneles hasta la entrada al inversor. La selección de los equipos de protección se desarrollará más adelante.



Figura 25. Esquema de Cuadro de CC de Nivel I y Nivel II.



De igual forma que el inversor, el transformador será seleccionado en base a la potencia pico calculada de acuerdo a la configuración propuesta (1149,12 kW). El transformador propuesto es de la marca Schneider Electric – Minera PV 1250 kVA, el cual cuenta con la relación de transformación de 22,9-10/0,4 kV, lo cual va en relación al nivel de tensión a la salida del inversor, el cual es de 400V. En el anexo 10 se encuentra la tabla de datos técnicos del transformador. Sin embargo, se muestra un cuadro resumen de sus principales características.

Tabla 23. Características Eléctricas de Transformador Propuesto.

<b>Características eléctricas</b>		
Potencia Nominal	1250	kVA
Voltaje primario	400	V
Voltaje secundario	10	kV
Nivel de aislamiento asignado (primaria)	24	kV
Ajuste	±3,5% ±7% ±10,5%	
Acoplamiento	DY11	
Pérdidas en vacío	760	W
Pérdidas en plena carga	4900	W
Tensión de corto circuito	4	%
Tipo de refrigeración	Aceite Mineral	

Tabla 24. Características Mecánicas de Transformador Propuesto.

<b>Características mecánicas</b>		
Dimensiones	1750x1110x2180	mm
Peso	4200	kg

Figura 26. Transformador Schneider Electric – Minera PV 1250 kVA.



#### 4.3.2.2 Disposición física de la configuración propuesta.

En primer lugar, se desarrollará el cálculo de inclinación necesaria que tendrán los paneles fotovoltaicos. Este ángulo se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$\beta = 3,7 + 0,69 * |\text{latitud}|$$

De acuerdo a la tabla 15, donde se muestra las coordenadas UTM de la posible ubicación del proyecto, tenemos una latitud de  $6^\circ$ .

$$\beta = 3,7 + 0,69 * |6^\circ| = 7,84^\circ$$

Sin embargo, tomando en cuenta la “Guía de Instalación de Sistemas Fotovoltaicos Doméstico (SFD)” [23], menciona un ángulo mínimo de  $15^\circ$  en dirección al norte para brindar seguridad a la instalación.

$$\beta=15^\circ$$

De igual forma, se procederá a calcular la distancia o separación mínima entre los paneles. De acuerdo al “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” [24], menciona que la distancia existente, con la cual deben operar los paneles, medida entre filas o entre filas y algún objeto que proyecte alguna sombra, debe garantizar al menos 4 horas de sol.

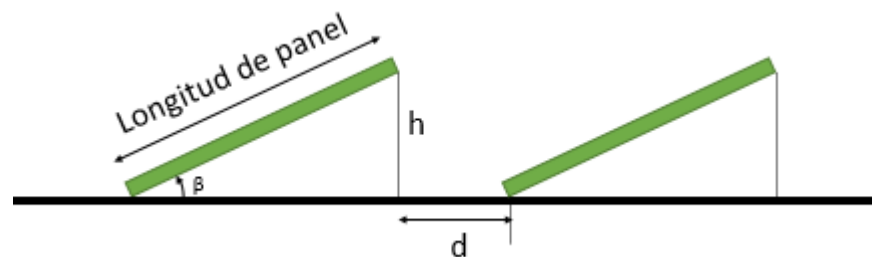


Figura 27. Inclinación y distancia entre paneles fotovoltaicos.

La figura 27 representa lo mencionado, donde “d” representa la distancia entre filas y “h” la altura de un obstáculo. Para satisfacer la cantidad mínima de horas de sol “d” ha de ser como mínimo igual a “h\*k”, siendo k un factor adimensional al que, en este caso se le asigna el valor  $\frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$ .

$$d \geq h * k = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Como ya se mencionó en el cálculo de ángulo de inclinación, la latitud de acuerdo a la zona de trabajo es de 6°. Asimismo, de acuerdo a la tabla 28, las dimensiones de los módulos son de 1957 x 992 x 40 mm. Puesto que las filas de paneles deberán estar regidas bajo la ecuación mostrada, la disposición elegida es situar filas con dos paneles continuos en altura. La altura h, se halla con la siguiente ecuación:

$$h = 1,8 + 2 * \text{ancho de modulo} * \text{sen}(\beta)$$

$$h = 1,8 + 2 * 1,957 * \text{sen}(15) = 2,813 \text{ m}$$

Entonces la distancia d será:

$$d \geq \frac{2,813}{\tan(61^\circ - 6)} = 2,03 \text{ m}$$

#### 4.3.2.3. Cálculo de sección de conductor en corriente continua.

Los criterios para la selección de conductores se realizarán en base a caída de tensión y máxima corriente admisible, las cuales están regidas bajo las siguientes ecuaciones:

Caída de tensión:

$$\Delta V_{STRING}(\%) = \frac{I_{Mod-MPP} * 2 * Long_{STRING} * \rho}{S_{STRING}}$$

Siendo:

- $\Delta V$ : Variación de tensión.
- $I_{mod-mpp}$ : Es la intensidad de corriente que circula en el tramo considerado en el punto de máxima potencia (A).
- $\rho$ : Resistividad del cobre ( $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ).
- $S$ : Sección del conductor ( $\text{mm}^2$ ).
- $L$ : Longitud desde el módulo más lejano hasta el cuadro de conexión (m).

Intensidad máxima admisible:

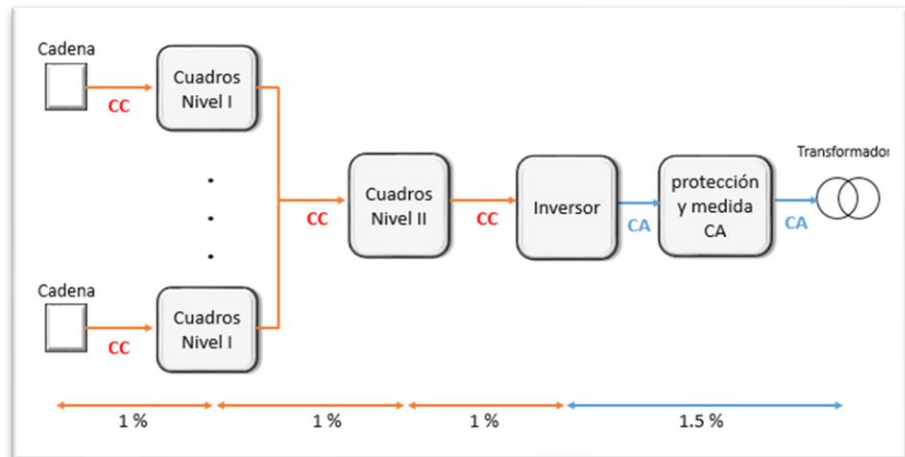
$$I_{COND-STRINGS} = 1,25 * I_{MOD-pmp}$$

Siendo:

- $I_{cond-strings}$ : Corriente de diseño para la elección de conductor (A).
- $I_{mod-pmp}$ : Es la intensidad de corriente que circula en el tramo considerado en el punto de máxima potencia (A).

Al contar con 3 divisiones en la sección corriente continua, se mostrará en 3 niveles y su respectiva selección de conductores en base a cálculos realizados. La división mencionada se muestra en la siguiente figura junto con la caída de tensión máxima de acuerdo a “ITC-BT-40 Instalaciones de Generadores Baja Tensión” [25].

Figura 28. División de etapas de CC y CA de una central fotovoltaica.



- **Cables desde cadenas hacia cuadros de nivel I.**

Reemplazando en las ecuaciones mostradas se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 25. Criterio de Caída de Tensión en primera etapa CC..

CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN		
Variable	Magnitud	Unidad
$V_{MP-STRING}$	722	V
$I_{MOD-PMP}$	9,48	A
$\rho$	0,017	$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$
L	100	m
$\Delta V$	0,01	
S	4,46	$\text{mm}^2$

Tabla 26. Criterio de Máxima Intensidad en primera etapa CC.

CRITERIO DE MÁXIMA INTENSIDAD		
Variable	Magnitud	Unidad
$I_{MOD-PMP}$	9,48	A
a	1,25	
$I_{COND-STRING}$	11,85	A
$S_{admisible}$	2,5	$\text{mm}^2$

Como se observa en las tablas 25 y 26, de acuerdo al criterio de caída de tensión se selecciona el uso del conductor NSXY UNIPOLAR 0,6/1 kV de 10 mm<sup>2</sup> para cada cadena, la cual supera con creces su capacidad de

amperaje en relación a la corriente de cada String. Tomando en cuenta que el cable es unipolar, se deberá considerar de forma duplicada, ya que se necesita para la polaridad positiva y negativa. La tabla de datos técnicos se encuentra en el anexo 12.

- **Cables desde cuadros de nivel I hacia cuadro de nivel II.**

Reemplazando en las ecuaciones mostradas se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 27. Criterio de Caída de Tensión en segunda etapa CC.

CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN		
Variable	Magnitud	Unidad
$V_{MP-STRING}$	722	V
$I_{PMP}$	227,52	A
$\rho$	0,017	$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$
L	28	m
$\Delta V$	0,01	
S	30	$\text{mm}^2$

Tabla 28. Criterio de Máxima Intensidad en segunda etapa CC.

CRITERIO DE MÁXIMA INTENSIDAD		
Variable	Magnitud	Unidad
$I_{PMP}$	227,52	A
a	1,25	
$I_{COND-STRING}$	284	A
$S_{admisible}$	35	$\text{mm}^2$

Como se observa en las tablas 27 y 28, de acuerdo al criterio de máxima intensidad se selecciona el uso del conductor NSXY UNIPOLAR 0,6/1 kV de 35  $\text{mm}^2$ , el cual es mayor a la sección mínima de acuerdo a caída de tensión, cumpliendo así con los dos criterios. La tabla de datos técnicos se encuentra en el anexo 12.

- **Cables desde cuadros de nivel II hacia Inversor.**

Reemplazando en las ecuaciones mostradas se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 29. Criterio de Caída de Tensión en tercera etapa CC.

CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN		
Variable	Magnitud	Unidad
$V_{MP-STRING}$	722	V
$I_{PMP}$	920,64	A
$\rho$	0,017	$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$
L	50	m
$\Delta V$	0,01	
S	217	$\text{mm}^2$

Tabla 30. Criterio de Máxima Intensidad en tercera etapa CC.

CRITERIO DE MÁXIMA INTENSIDAD		
Variable	Magnitud	Unidad
$I_{PMP}$	920,64	A
a	1,25	
$I_{COND-STRING}$	1151	A
$S_{admisible}$	500	$\text{mm}^2$

Como se observa en las tablas 29 y 30, de acuerdo al criterio de máxima intensidad se selecciona el uso del conductor NSXY UNIPOLAR 0,6/1 kV de 500  $\text{mm}^2$ , el cual es mayor a la sección mínima de acuerdo a caída de tensión, cumpliendo así con los dos criterios. La tabla de datos técnicos se encuentra en el anexo 12.

#### 4.3.2.4. Cálculo de sección de conductor en corriente alterna.

- **Cables desde Inversor hasta Transformador.**

Los parámetros que soporta el cable, de acuerdo al inversor, son una tensión trifásica sin neutro de 350V entre líneas, frecuencia de 60 Hz y una corriente máxima de 1036 A procedentes de la salida del inversor. Tomando en cuenta estos criterios se realizan las ecuaciones de los dos criterios trabajados, mostrando los siguientes resultados.



Tabla 31. Criterio de Caída de Tensión en primera etapa CA.

CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN		
Variable	Magnitud	Unidad
$V_{INV-TDT}$	400	V
$I_{INV-TDT}$	1036	A
$\rho$	0,017	$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$
L	20	m
$\Delta V$	0,005	
S	352,24	$\text{mm}^2$

Tabla 32. Criterio de Máxima Intensidad en primera etapa CA.

CRITERIO DE MÁXIMA INTENSIDAD		
Variable	Magnitud	Unidad
$I_{INV-TDT}$	1036	A
a	1,25	
$I_{COND-INV}$	1295	A
$S_{admisible}$	500	$\text{mm}^2$

Como se observa en las tablas 31 y 32, de acuerdo al criterio de máxima intensidad se selecciona el uso del conductor NSXY UNIPOLAR 0,6/1 kV de 500 mm<sup>2</sup>, el cual es mayor a la sección mínima de acuerdo a caída de tensión, cumpliendo así con los dos criterios. La tabla de datos técnicos se encuentra en el anexo 12.

- **Cables desde Transformador hasta Red de Media Tensión.**

Los parámetros que soporta el cable, de acuerdo al inversor, son una tensión trifásica sin neutro de 22,9kV entre líneas, frecuencia de 60 Hz y una corriente máxima de 72,17 A procedentes de la salida del inversor. Tomando en cuenta estos criterios se realizan las ecuaciones de los dos criterios trabajados, mostrando los siguientes resultados.

Tabla 33. Criterio de Caída de Tensión en segunda etapa CA.

TRANSFORMADOR - RED DE MEDIA TENSIÓN		
CRITERIO DE MÁXIMA INTENSIDAD		
Variable	Magnitud	Unidad
$I_{INV-TDT}$	31,51	A
a	1,25	
$I_{COND-INV}$	39,39	A
$S_{admisible}$	25	mm <sup>2</sup>

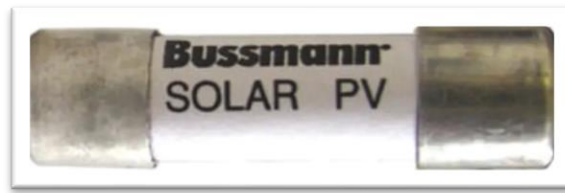
Al presentar altos niveles de tensión la corriente disminuye considerablemente, sin embargo, se opta por el uso de un conductor N2XSEY 6/10 kV de 3x1 de 25 mm<sup>2</sup> el cual supera ampliamente la corriente admisible, anexo 13.

#### 4.3.2.4. Protección en tramo de corriente continua.

- **Cuadros de Nivel I**

Para cada cadena (String) se debe tener en cuenta la protección para corriente inversa, la cual puede causar efecto sobre toda la cadena, dañando a todos los paneles. Se opta por el uso de fusibles para su protección. Generalmente los paneles fotovoltaicos dentro de la tabla de datos técnicos indican el amperaje máximo del fusible que se deben instalar para su protección. En el anexo 08, se muestran los datos técnicos del panel solar con el cual se trabaja en el proyecto, donde muestra un máximo de 15 A. Sin embargo, se elige el uso de un fusible de 10 A el cual permite el trabajo a máxima potencia (9,48 A) y protege en contra de la corriente de corto circuito (10,04 A). Los datos técnicos del fusible escogido se encuentran en el anexo 14.

Figura 29. String Protection Fuse 10A.



Los efectos de sobretensión, en el presente caso, son causados por fenómenos atmosféricos los cuales son limitados por los equipos de protección de sobretensión. Para la protección de sistemas fotovoltaicos se recomienda el uso de dispositivos de tipo 2 y 1000 VDC. En el anexo 15 se muestra los datos técnicos del dispositivo seleccionado.

Figura 30. Protector Contra Sobretensión 1000 VDC.



La protección contra sobrecarga se encuentra bajo el siguiente dispositivo, el cual también protegerá contra cortocircuito. Su funcionamiento tendrá la posibilidad de cierre y apertura de forma manual o automática.

Figura 31. Interruptor NSX160 CC PV.



- **Cuadro de Nivel II**

En los cuadros de nivel II llegan conductores procedentes de todos los cuadros de nivel I, siendo en total 7 llegadas. Cada una tendrá una corriente máxima de 227,52 A y una corriente de cortocircuito de 242,16 A. Se propone el uso de fusibles de 250 A – NH1 1000VDC (anexo 17) en cada entrada hacia el cuadro de nivel II.

Figura 32. GPV NH1 1000VDC Fuse.



Antes del ingreso hacia el inversor de energía proveniente del cuadro de nivel II existirá un dispositivo de nombre “Vigilante de Aislamiento”, el cual vigila los posibles fallos de aislamiento a tierra de los polos positivo y negativo del sistema. Este vigilante contará con 2 relés, para apertura y cierre respectivamente. La elección de los dispositivos fue determinada

en base a voltaje y corriente que soportarán, siendo para el caso de voltaje menor a 1000V y para corriente menor a 1600A. Los datos técnicos de los elementos se encuentran en los anexos 18 y 19.

*Figura 33. ISO-SHECK PV1000.*



*Figura 34. Interruptor Compact NSX 1600NA DC.*



#### 4.3.2.5. Protección en tramo de corriente alterna.

La conexión de corriente alterna, en el cual intervienen la salida del inversor y transformador, debe contar con dispositivos de protección de sobrecorriente y sobretensión. Se deben considerar los siguientes parámetros de acuerdo a los equipos en un inicio propuestos:

- ✓ Tensión trifásica de 400 V.

✓ Corriente nominal igual a:

$$I_n = \frac{Pot_{inv}}{V_n * \sqrt{3}}$$

Donde:

- $I_n$  : Corriente nominal (A).
- $Pot_{inv}$  : Potencia de salida CA de inversor (1300 kW)
- $V_n$  : Tensión nominal (400 V)

Obteniendo un valor de corriente nominal de 1,57 kA.

• Corriente de cortocircuito igual a:

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

Donde:

- $I_n$ : Corriente nominal (A).
- $I_{cc}$ : Corriente de cortocircuito (A).
- $\varepsilon_{cc}$ : Tensión en porcentaje de cortocircuito del transformador (6%)

Obteniendo un valor de corriente de cortocircuito de 26,17 kA.

A partir de estos parámetros se determina escoger un dispositivo de protección contra sobretensión PSM-40/400 (anexo 20).

Figura 35. Protección Sobretensión PSM3-40/400 TNC.



Al igual que en la sección anterior, también se contará con un vigilante de aislamiento ISO CHECK 230V, el cual permite su funcionamiento hasta 440V, la tabla de datos técnicos se encuentra en el anexo 21.

Figura 36. Vigilante ISO-CHECK 230V.



El vigilante, de igual forma que en la sección anterior, actuará con ayuda de un interruptor NS1600N, el cual trabaja hasta con una corriente nominal de 1600 A, superando la corriente nominal calculada de 1,57 kA. La tabla de datos técnicos se encuentra en el anexo 22.

*Figura 37. Interruptor Compact NS1600N-Micrologic.*



Contando con la selección total de elementos de protección, en el anexo 24, se muestra el diagrama unifilar del sistema de generación fotovoltaico.

Se determinó la selección adecuada de distintos equipos necesarios para el correcto funcionamiento del sistema de generación fotovoltaica. Incluyendo paneles fotovoltaicos, inversor, transformador, conductores y elementos de protección en corriente continua y corriente alterna.



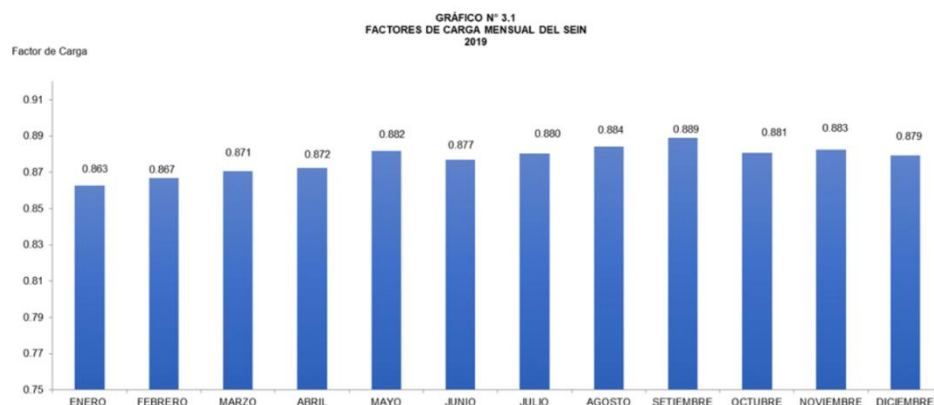
#### 4.4. Evaluar la viabilidad técnica de la conexión del sistema de generación distribuida en los alimentadores NJA 201 Y NJA 202.

En la presente sección se desarrolla una evaluación técnica a partir de un análisis de flujo de potencia elaborado con la herramienta computacional Power Factory DigSilent. Para el desarrollo se tomó en cuenta el diagrama unifilar del alimentador NJAE202 (anexo 02), especificando las longitudes de línea, sección de conductores y potencias de cada subestación. En consecuencia, se planteó realizar dos escenarios, en donde se mostrará la situación existente (sin generación distribuida) junto a sus resultados y contrastado con un segundo escenario donde se incluirá el sistema de generación distribuida propuesto en la sección anterior.

##### 4.4.1. Consideraciones Preliminares

Para la elaboración del flujo de potencia fue necesaria la obtención de cargas conectadas con el alimentador NJAE-202 junto con su máxima demanda, dicha información fue obtenida a partir de informes técnicos brindados por Electro Oriente (Anexo 24). Sin embargo, se creyó conveniente el uso de un “Factor de Carga” para mayor veracidad de los resultados del flujo de potencia desarrollado. El factor ya mencionado, representa en qué grado o porción se está ejerciendo presión sobre el sistema eléctrico, lo cual lo convierte en una corrección necesaria, ya que, al trabajar con la máxima demanda, en muchos casos no representa el consumo típico o continuo. El factor de carga se obtiene a partir de los datos estadísticos anuales publicados por el COES (Comité de operaciones económicas del sistema interconectado nacional).

Figura 38. Factor de Carga Mensual del SEIN



La selección del factor de carga es de acuerdo al mes de las mediciones realizadas por la empresa concesionaria, en el presente caso Electro Oriente, por lo cual se obtiene un valor de 0,889 (Septiembre). A partir de la selección del factor de carga se procederá a multiplicar por cada valor de máxima demanda medida en cada subestación. En la tabla 34 se muestra una tabla con los datos corregidos tomando en cuenta el factor de carga seleccionado.

Tabla 34. Subestaciones de alimentador NJAE-202.

Item	SED	POT APARENTE	PUNTO MEDIO2	ALMT	DISTRIBUID A	VALOR CORREGIDO
1	ALCAFORES	75	2403	NJAE201	63,020	56,025
2	ANTENA CLARO	10	2404	NJAE202	5,062	4,500
3	BELLAVISTA VIEJO	75	2403	NJAE202	54,043	48,044
4	CENFRO CAFE	800	2404	NJAE202	509,100	452,590
5	CERAMICOS PAKAMUROS	250	2403	NJAE202	118,796	105,610
6	CHANCADORA AMOJU	160	2403	NJAE202	118,796	105,610
7	CHANCADORA OCAÑA	100	2403	NJAE202	97,148	86,365
8	CONDORCANQUI	50	2403	NJAE202	24,470	21,754
9	EL MANGO	5	2403	NJAE202	4,200	3,734
10	ENBE 03	100	2404	NJAE202	9,432	8,385
11	ENBE 04	40	2403	NJAE202	1,790	1,591
12	ENBE 05	100	2403	NJAE202	93,116	82,781
13	ENBE01	160	2403	NJAE202	13,695	12,175
14	ENBE02	100	2403	NJAE202	63,000	56,007
15	HOSPITAL	2400	2403	NJAE201	1897,016	1686,447
16	LA SERMA	10	2404	NJAE202	9,032	8,029
17	LADRILLERA CLAY	100	2403	NJAE202	97,148	86,365
18	LAS FLORES	160	2403	NJAE201	14,077	12,514
19	LAS PALMERAS	160	2403	NJAE201	110,913	98,602
20	LAS PLAZAS	10	2404	NJAE202	5,062	4,500
21	LINDEROS ALTO	50	2403	NJAE202	28,569	25,398
22	LOS MANGOS	75	2403	NJAE201	54,043	48,044
23	LOS PARQUES	100	2404	NJAE201	86,760	77,130
24	MEGA_PLAZA	1200	2404	NJAE201	991,213	881,188
25	MOLINO AZULA	100	2404	NJAE202	95,970	85,317
26	MOLINO GUEVARA	100	2404	NJAE202	79,200	70,409
27	MOLINO PADILLA	340	2404	NJAE202	309,100	274,790
28	MOLINO REAL	160	2403	NJAE202	118,796	105,610
29	OUTSPAN	500	2404	NJAE202	509,100	452,590
30	PEDREGAL	5	2403	NJAE202	4,991	4,437
31	PETRO PERU	430	2404	NJAE202	409,100	363,690
32	PROYECTO ESPECIAL	160	2403	NJAE202	97,148	86,365
33	REQUEJO	800	2404	NJAE202	770,505	684,979
34	REQUEJO CHNCADORA	100	2403	NJAE202	93,116	82,781
35	REQUEJO1	300	2403	NJAE201	118,796	105,610
36	REQUEJO2	160	2403	NJAE201	113,251	100,680
37	S.U. CUARIACO	250	2404	NJAE202	220,102	195,670
38	SAMBIMERA	25	2404	NJAE202	16,097	14,311
39	SAN ANTONIO	50	2403	NJAE201	38,569	34,288
40	SAN CAMILO	160	2403	NJAE201	118,796	105,610

Item	SED	POT APARENTE	PUNTO MEDIO	ALMT	DISTRIBUIDA	VALOR CORREGIDO
41	SAN JUAN	100	2403	NJAE201	93,116	82,781
42	SANTA MARIA	160	2403	NJAE202	124,396	110,588
43	SECTOR LA GRANJA	10	2404	NJAE202	7,705	6,850
44	SECTOR SANTA ROSA	50	2403	NJAE201	28,569	25,398
45	SEÑOR CAUTIVO1	5	2403	NJAE202	4,991	4,437
46	SEÑOR CAUTIVO2	10	2403	NJAE202	7,543	6,706
47	SHANANGO	25	2403	NJAE202	20,534	18,255
48	STA CRUZ ENSBE01	100	2404	NJAE202	95,970	85,317
49	STA CRUZ ENSBE02	100	2404	NJAE202	85,270	75,805
50	SU MIN AGRIC	250	2403	NJAE202	204,043	181,394
51	SU_BECERRA	50	2404	NJAE201	24,403	21,694
52	TAMBILLO	10	2403	NJAE202	8,220	7,308
53	TORO RUME	10	2404	NJAE202	7,705	6,850
54	VIVERO	100	2403	NJAE202	94,131	83,683
55	YANUYACU BAJO	100	2403	NJAE202	93,116	82,781

De igual manera, se presenta los parámetros eléctricos de los conductores existentes en la red eléctrica del alimentador NJAE-202, la cual es información necesaria para el desarrollo del flujo de potencia.

Tabla 35. Parámetros Eléctricos de Conductores.

PARAMETROS DE SECUENCIA						
SECCIÓN	Impedancia Positiva - Negativa			Impedancia Zero		
	R <sub>(20°)</sub> (ohm/km)	X (ohm/km)	B (uS/km)	R (ohm/km)	X (ohm/km)	B (uS/km)
AAAC 35 mm <sup>2</sup>	0,966	0,4657	3,5404	1,1437	1,9291	3,5404
AAAC 50mm <sup>2</sup>	0,671	0,4523	3,6501	0,8487	1,9157	3,6501
AAAC 70mm <sup>2</sup>	0,507	0,4396	3,7600	0,6847	1,9069	3,7600
AAAC 120 mm <sup>2</sup>	0,308	0,4242	3,8934	0,4857	1,8962	3,8934
CU 35 mm <sup>2</sup>	0,534	0,2690	3,2929	0,6981	1,9742	3,7120
CU 50 mm <sup>2</sup>	0,395	0,2480	3,5111	0,5246	1,8941	3,8235
CU 70 mm <sup>2</sup>	0,273	0,2385	3,6292	0,3723	1,8238	3,9214
CU 120 mm <sup>2</sup>	0,153	0,2329	3,6993	0,2225	1,7546	4,0177
CU-NK-3x35 mm <sup>2</sup>	0,341	0,2574	3,3929			

#### 4.4.2. Primer Escenario.

En la primera etapa se muestra el análisis de flujo de potencia concerniente al estado actual del alimentador, como ya se mencionó, sin generación distribuida. Asimismo, se tomará en cuenta una proyección de cinco y diez años considerando la tasa de crecimiento calculada en el primer apartado (7,66%). Asimismo, se mostrará los valores de caída de tensión y cargabilidad de líneas para su posterior contraste con los resultados del segundo escenario. A continuación, se muestra el flujo de carga realizado al año cero, es decir, el estado actual; y las proyecciones se muestran en los anexos 25 Y 26.

Figura 39. Cargabilidad de líneas eléctricas – Año 00

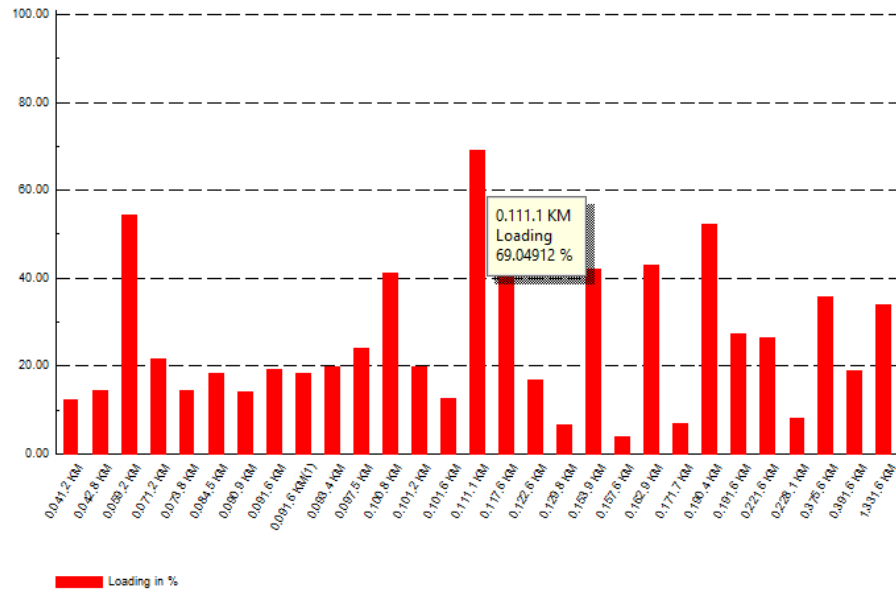


Figura 40. Caída de tensión en nodos representativos – Año 00

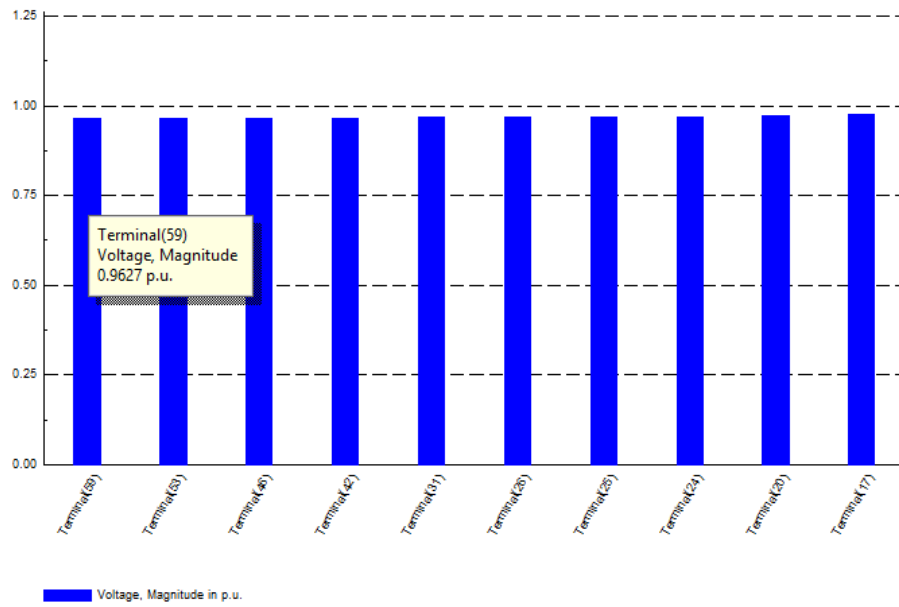


Tabla 36. Cargabilidad de líneas sin generación distribuida.

Cargabilidad - Sin Generación Distribuida					
AÑO 00		AÑO 05		AÑO 10	
Línea	Cargabilidad (%)	Línea	Cargabilidad (%)	Línea	Cargabilidad (%)
0.111.1 KM	67,577	0.111.1 KM	98,187	0.111.1 KM	145,870
0.059.2 KM	53,110	0.059.2 KM	77,168	0.059.2 KM	114,637
0.190.4 KM	51,026	0.190.4 KM	74,177	0.190.4 KM	110,253
		0.117.6 KM	66,072	0.117.6 KM	98,127
		0.162.9 KM	61,108	0.162.9 KM	90,805
		0.153.9 KM	59,784	0.153.9 KM	88,846
		0.100.8 KM	58,480	0.100.8 KM	86,916
		0.375.6 KM	50,809	0.375.6 KM	75,473
				1.331.6 KM	72,009
				0.191.6 KM	57,820
				0.221.6 KM	55,796
				0.097.5 KM	50,644

La línea “0.111.1 KM” representa la de mayor cargabilidad, siendo actualmente 67,58%, encontrándose en un estado totalmente aceptable según el “Código Nacional de Electricidad” la cual especifica un correcto funcionamiento hasta el 80% de la capacidad nominal del conductor eléctrico. Sin embargo, a partir de la proyección hacia el año 05 supera el porcentaje recomendado. De igual forma, para la proyección hacia el año 10 se muestran 7 líneas las cuales superan el porcentaje recomendando.

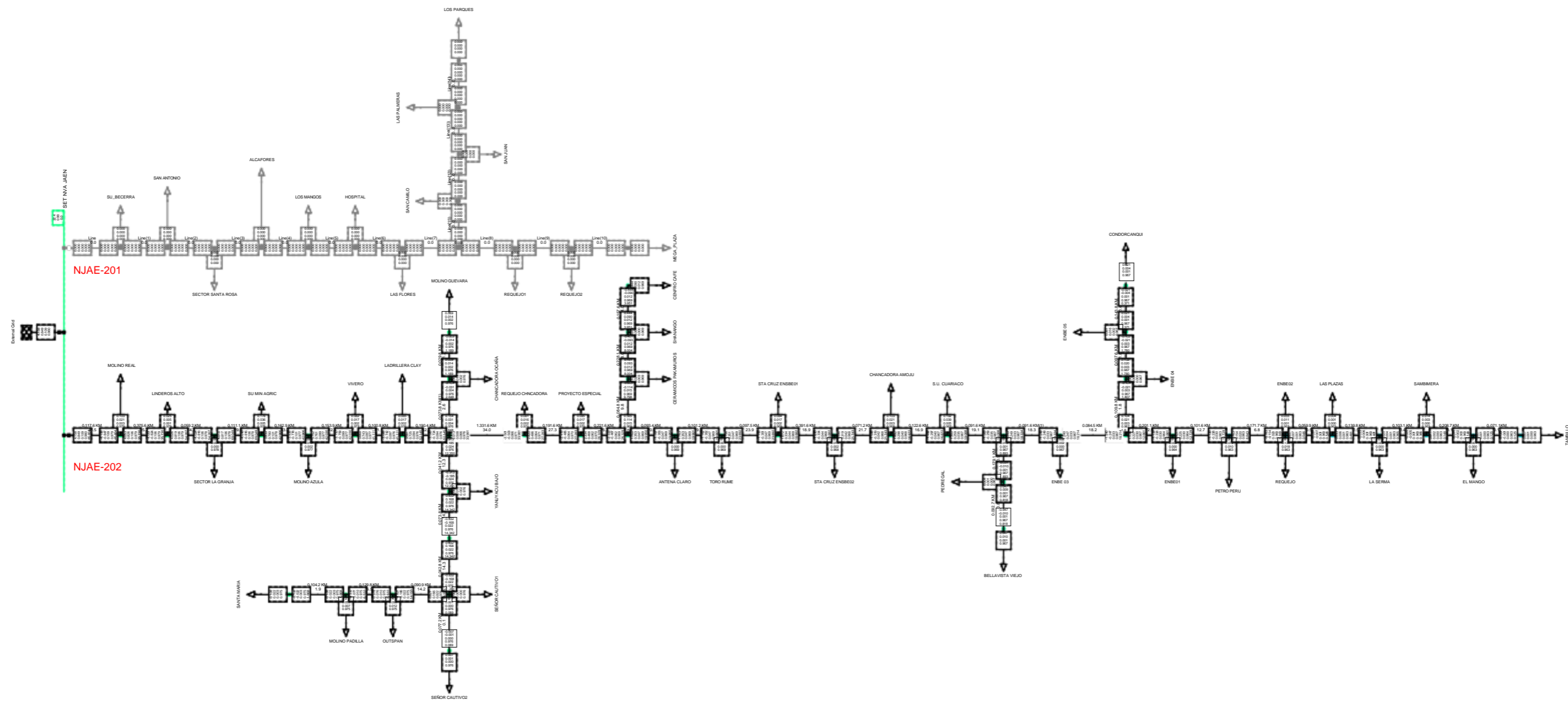
Tabla 37. Caída de tensión en nodos representativos sin generación distribuida.

Caída de Tensión - Sin Generación Distribuida					
AÑO 00		AÑO 05		AÑO 10	
Nodo	$\Delta V$ (%)	Nodo	$\Delta V$ (%)	Nodo	$\Delta V$ (%)
Terminal(59)	3,730	Terminal(59)	3,935	Terminal(59)	4,822
Terminal(58)	3,730	Terminal(58)	3,935	Terminal(58)	4,822
Terminal(57)	3,730	Terminal(57)	3,934	Terminal(57)	4,821
Terminal(56)	3,72947	Terminal(56)	3,934	Terminal(56)	4,821
Terminal(55)	3,72918	Terminal(55)	3,933	Terminal(55)	4,821
Terminal(54)	3,72905	Terminal(54)	3,933	Terminal(54)	4,820
Terminal(53)	3,72385	Terminal(53)	3,926	Terminal(53)	4,809
Terminal(49)	3,57547	Terminal(49)	3,904	Terminal(49)	4,778

Como se esperaba, el valor de mayor caída tensión se encuentra en el nodo de conexión de la última carga, llamada “Tambillo”, la cual se encuentra en la cola del alimentador. Los valores van de 3,73 en el estado actual, hasta 3,935 y 4,822 en las proyecciones de 05 y 10 años respectivamente. Aunque estos valores se

encuentran dentro de lo permitido por la “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos” [26], los valores representan únicamente caída de tensión por fallas técnicas, eludiendo las fallas no técnicas las cuales no son tomadas en cuenta para este resultado, pero aportan, en gran medida, para los sistemas de distribución eléctrica reales.





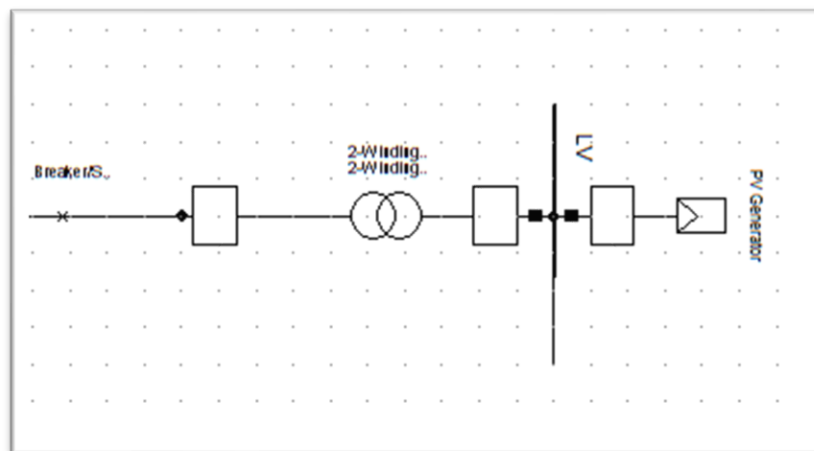
Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Current, Magnitude [kA]
	Positive-Sequence-Voltage,
	Loading [%]

PowerFactory 15.1.7	ALIMENTADOR NJAE-202 (AÑO 00) - SIN GD	Project: NJAE-202
	Bryan Acuña Alfaro	Graphic: Grid
		Date: 10/25/2020
		Annex: -

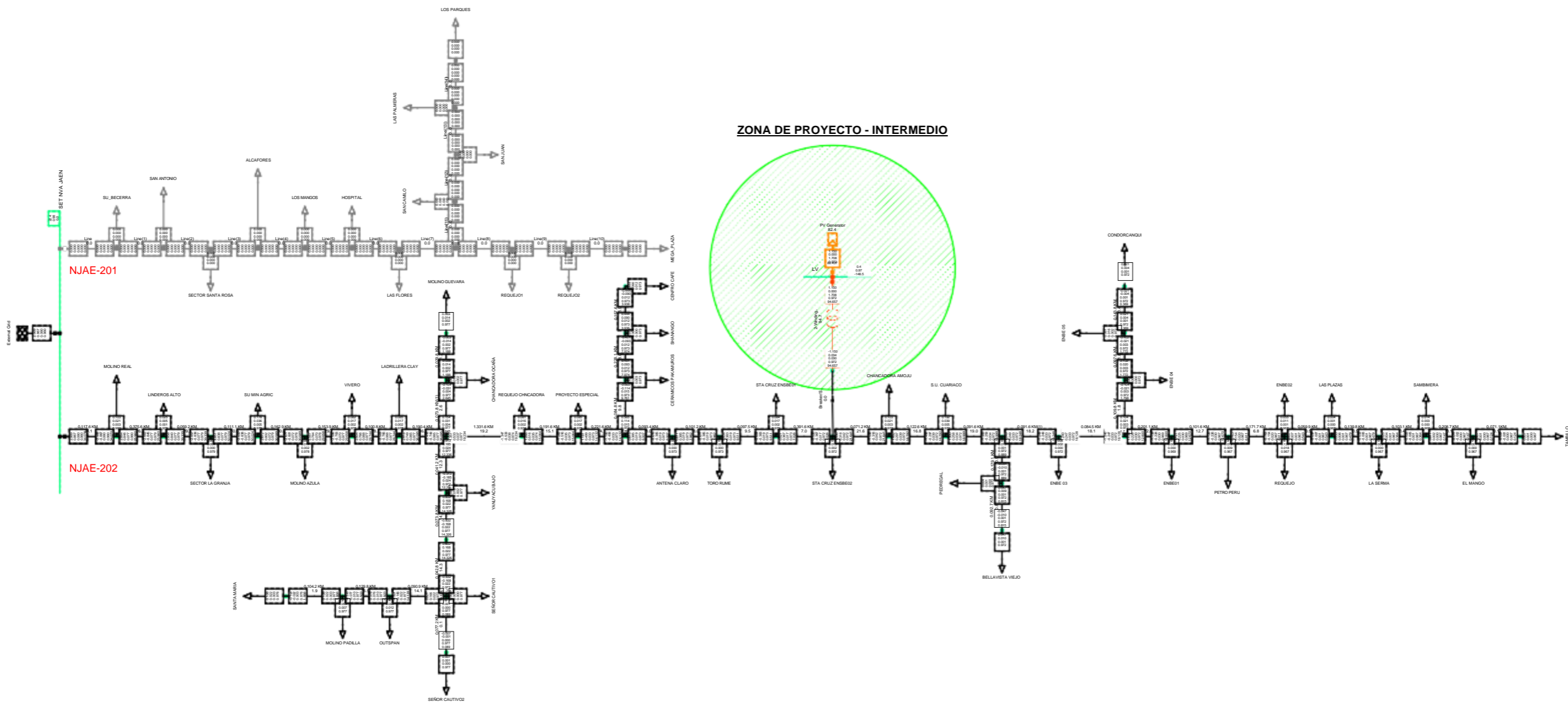
#### 4.4.2. Segundo Escenario.

En el segundo escenario se muestra la variación existente en parámetros tales como caída de tensión y cargabilidad de líneas incluyendo el sistema de generación distribuida diseñado en el apartado anterior, demostrando el grado de beneficio que muestra dicha integración. La integración de la planta fotovoltaica se realizó mediante la herramienta “PhotovoltaicSystem” incorporado en el software DigSilent, los parámetros básicos fueron planteados en base al desarrollo de la sección anterior, donde las variables de mayor relevancia son número de paneles en serie, número de paneles en paralelo, corriente de corto circuito, voltaje y frecuencia eléctrica del inversor. De igual forma, se hizo uso de un elemento de “Circuit Breaker” el cual permitió simular el ingreso de la generación al sistema para una posterior simulación de eventos transitorios. A continuación, se muestra la representación gráfica del sistema de generación dentro del flujo de carga.

Figura 41. Representación gráfica de sistema de generación distribuida.

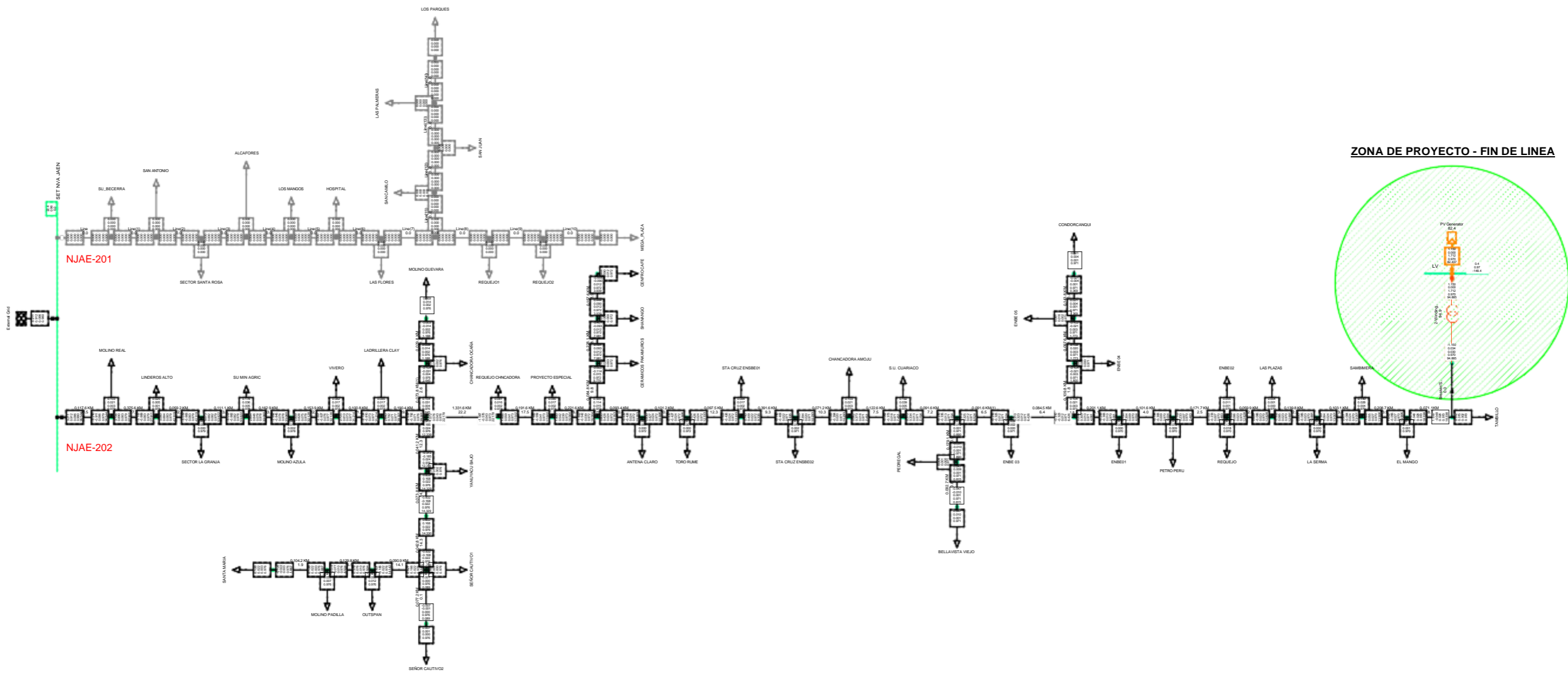


Inicialmente se proponen dos casos respecto a la ubicación donde se plantea conectar el sistema de generación propuesto. Un primer caso se muestra la generación distribuida conectada en una zona intermedia del alimentador y un segundo caso donde se conecta al final del alimentador. Mostrando los resultados de ambos casos se optará por la selección de la ubicación donde se muestre mayor beneficio. Los planos proyectados se encuentran en los anexos 27,28,29 y 30.



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Current, Magnitude [kA]
	Positive-Sequence-Voltage,
	Loading [%]

PowerFactory 15.1.7	ALIMENTADOR NJAE-202 (AÑO 00) - CON GD	Project: NJAE-202
	Bryan Acuña Alfaro Intermedio	Graphic: Grid
		Date: 10/29/2020
		Annex: -



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Current, Magnitude [kA]
	Positive-Sequence-Voltage,
	Loading [%]

PowerFactory 15.1.7	ALIMENTADOR NJAE-202 (AÑO 00) - CON GD	Project: NJAE-202
	Bryan Acuña Alfaro Final de Linea	Graphic: Grid
		Date: 10/29/2020
		Annex: -

Figura 42. Cargabilidad de líneas con generación distribuida al final del sistema.

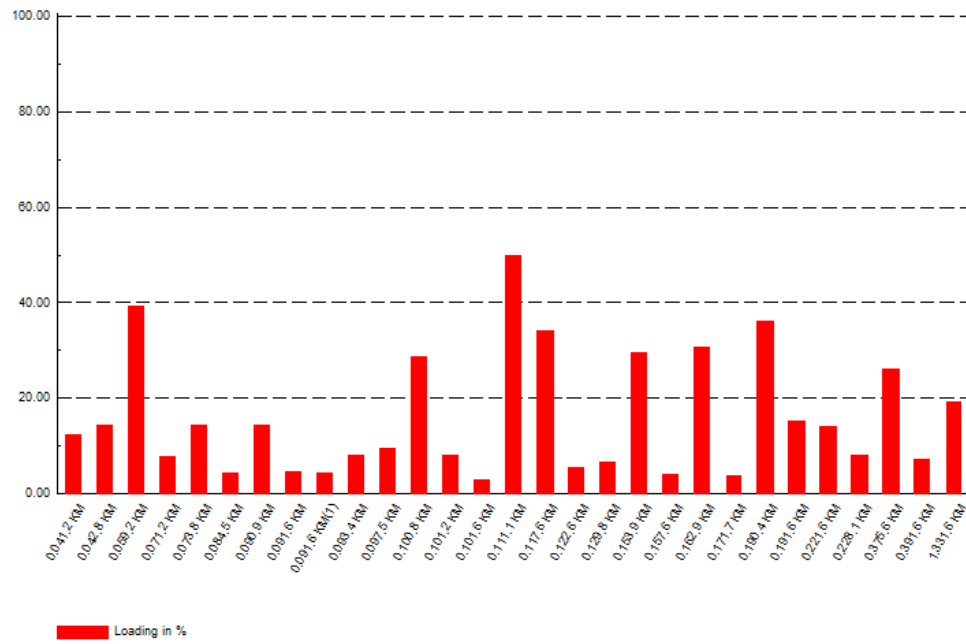


Figura 43. Caída de tensión con generación distribuida al final del sistema.

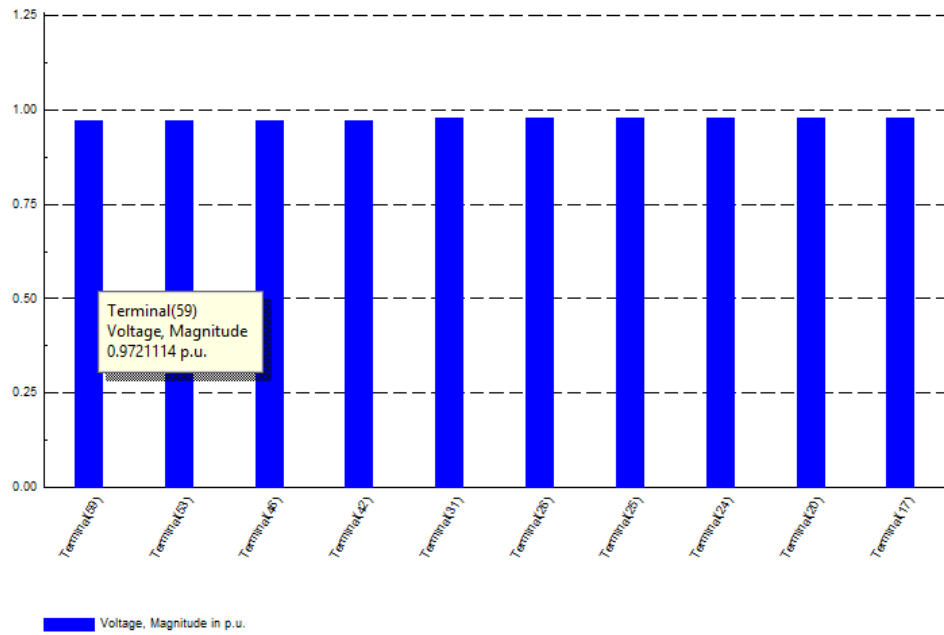


Figura 44. Cargabilidad de líneas con generación distribuida al intermedio del sistema.

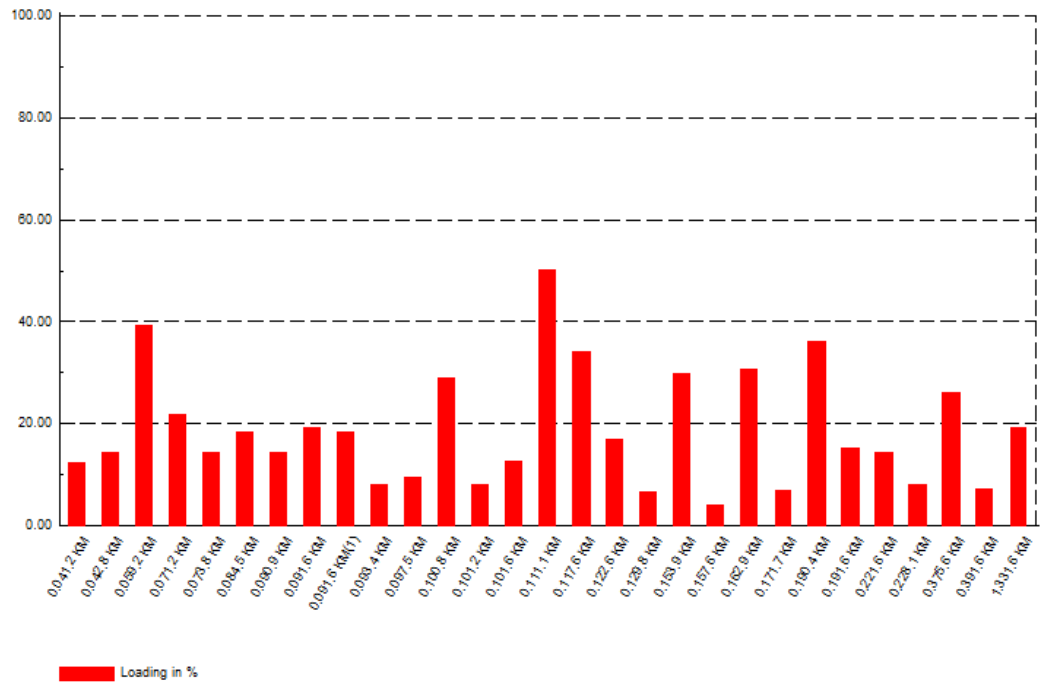
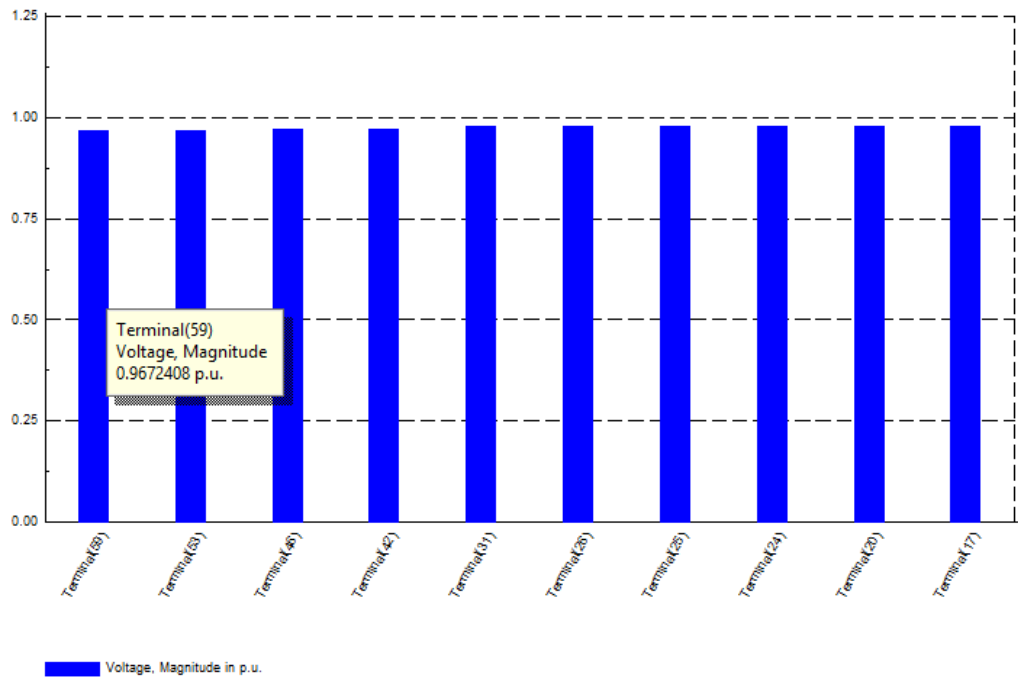


Figura 45. Caída de tensión con generación distribuida al intermedio del sistema.



A continuación, se muestran dos tablas de resumen, comparando los resultados de los casos, en relación a la ubicación del sistema de generación distribuida, tanto para cargabilidad como para caída de tensión en la situación actual y proyecciones a 05 y 10 años.

Tabla 38. Cargabilidad de líneas con generación distribuida.

Cargabilidad - Con Generación Distribuida								
AÑO 00			AÑO 05			AÑO 10		
Línea	Cargabilidad (%)		Línea	Cargabilidad (%)		Línea	Cargabilidad (%)	
	Intermedio	Final		Intermedio	Final		Intermedio	Final
0,111,1 KM	50,02	49,93	0,111,1 KM	81,11	80,92	0,111,1 KM	126,58	126,2444
0,059,2 KM	39,34	39,27	0,059,2 KM	63,77	63,62	0,059,2 KM	99,50	99,2378
			0,190,4 KM	59,58	59,42	0,190,4 KM	93,97	93,68367
			0,117,6 KM	54,99	54,87	0,117,6 KM	85,56	85,34567
			0,162,9 KM	49,94	49,81	0,162,9 KM	78,25	78,03289
						0,153,9 KM	76,30	76,07648
						0,100,8 KM	74,37	74,15012
						0,375,6 KM	65,57	65,39553
						1,331,6 KM	56,97	56,70883
						0,191,6 KM	46,14	45,1346

Tabla 39. Caída de tensión en nodos representativos con generación distribuida.

Caída de Tensión - Con Generación Distribuida								
AÑO 00			AÑO 05			AÑO 10		
Nodo	$\Delta V$ (%)		Nodo	$\Delta V$ (%)		Nodo	$\Delta V$ (%)	
	Intermedio	Final		Intermedio	Final		Intermedio	Final
Terminal(59)	3,276	2,84	Terminal(59)	4,064	3,622	Terminal(59)	5,220	4,765
Terminal(58)	3,276	2,84	Terminal(58)	4,064	3,620	Terminal(58)	5,220	4,762
Terminal(57)	3,276	2,84	Terminal(57)	4,063	3,618	Terminal(57)	5,220	4,760
Terminal(56)	3,275	2,83	Terminal(56)	4,063	3,611	Terminal(56)	5,219	4,756
Terminal(55)	3,275	2,83	Terminal(55)	4,063	3,610	Terminal(55)	5,219	4,754
Terminal(54)	3,275	2,82	Terminal(54)	4,062	3,604	Terminal(54)	5,218	4,748
Terminal(53)	3,270	2,82	Terminal(53)	4,055	3,574	Terminal(53)	5,207	4,718
Terminal(49)	3,122	2,79	Terminal(49)	3,839	3,568	Terminal(49)	4,892	4,712

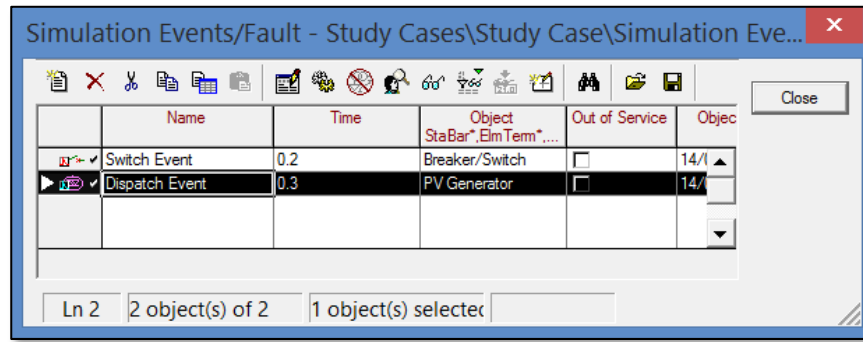
Los resultados en contraste muestran un mayor beneficio en la ubicación al final del alimentador, tanto en cargabilidad como en caída de tensión.

#### 4.4.3. Análisis de Eventos Transitorios.

Al incluir un nuevo sistema de generación se desarrollará un “Análisis de Eventos Transitorio” para mostrar los efectos técnicos y sus variaciones al ingreso de la generación en parámetros tales como frecuencia eléctrica, voltaje y corriente, tomados en cuenta en el nodo de conexión del sistema de generación diseñado.

El análisis se desarrolla para mostrar de manera gráfica el comportamiento de las señales ya mencionadas en eventos de adición o expulsión de un generador o carga. Los eventos se representan a partir del cierre de un interruptor de potencia y el inicio de entrega de energía por parte de la central fotovoltaica, con una diferencia de 0,1s entre cada evento. El tiempo total del evento será en total 1s.

Figura 46. Eventos Transitorios Propuestos.

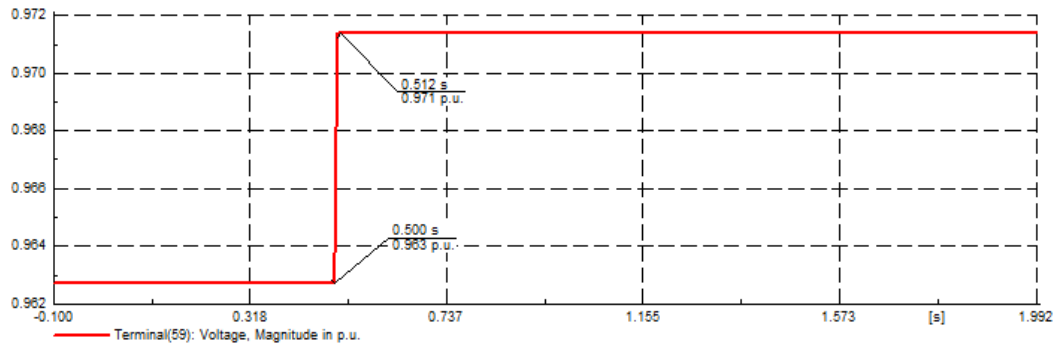


Se procede a en diferentes elementos en los cuales se aplica un análisis de estabilidad.

a) NODO 59.

Se muestra la señal de voltaje a partir de los dos métodos de cálculo, RMS y EMT, el primero se mostrará para especificar el tiempo en el que se estabiliza el voltaje y el segundo método se usará para mostrar la variación en la onda de voltaje. A continuación, se muestra el resultado de la simulación RMS.

Figura 47. Simulación RMS de Señal de Voltaje.



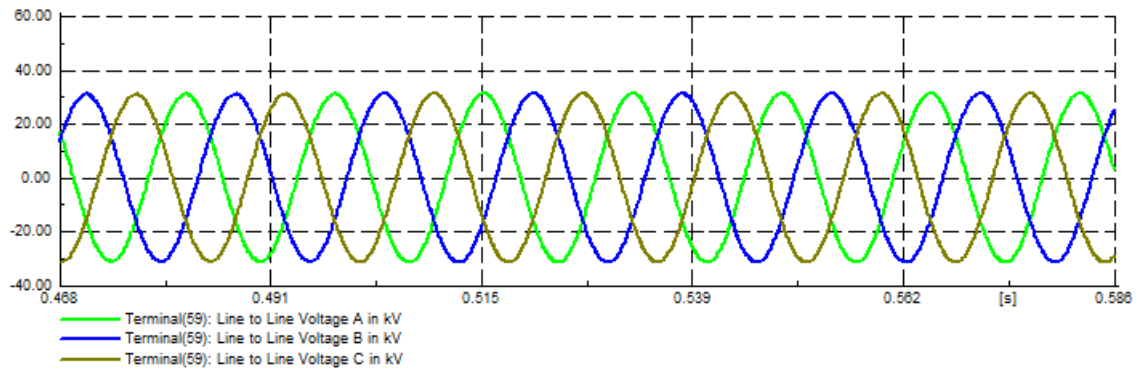
Mostrando la señal de voltaje, al conectar el sistema de generación distribuida, se estabiliza en 12 milisegundos. El valor de estabilización se encuentra dentro de los 30 milisegundos de tolerancia permitido, tomando en cuenta a la “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos [26]. Por otro lado, la normativa ya mencionada permite una variación máxima de nivel de tensión nominal de hasta  $\pm 5\%$ , lo cual se encuentra dentro de los rangos existentes en el presente



caso yendo des un valor de 3,73 % de caída de tensión sin generación distribuida hasta 2,84 % con el sistema de generación distribuida conectado.

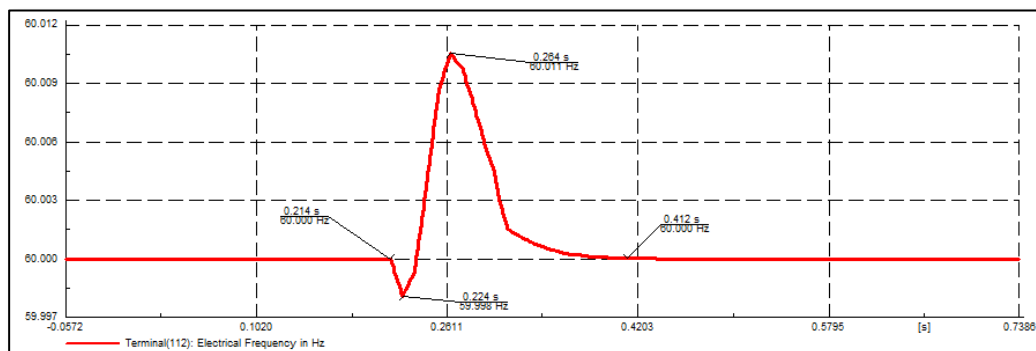
A continuación, se muestra el resultado de la simulación EMT.

Figura 48. Simulación EMT de Señal de Voltaje.



La señal de voltaje permanece prácticamente constante donde el ingreso de la generación fotovoltaica.

Figura 49. Simulación RMS de Frecuencia.

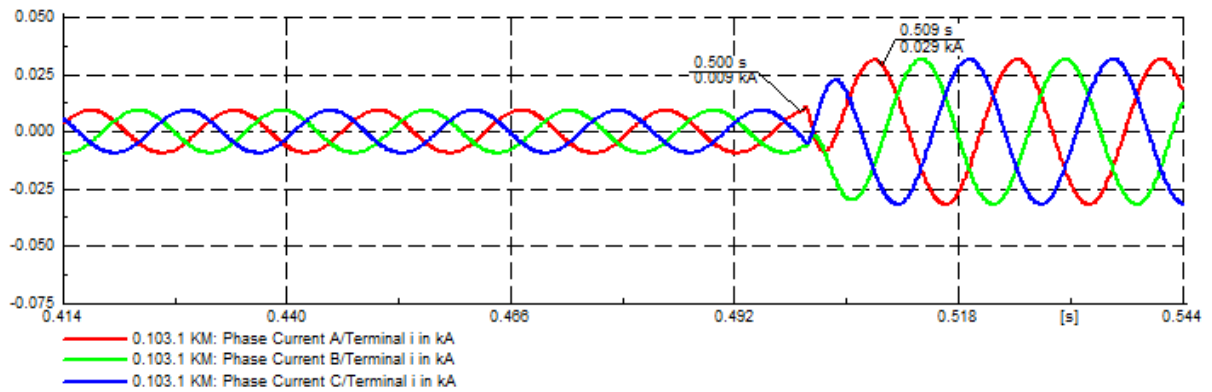


La variación de la frecuencia es de 0,013 Hz y se estabiliza en 200 milisegundos lo cual está dentro de lo permitido según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos” la cual menciona un valor permitido para variaciones súbitas en la frecuencia (VSF) es de  $\pm 1$  Hz, lo cual está dentro del rango descrito en el análisis.

b) “LINEA 0.103.1”.

En este elemento únicamente se mostrará la señal de corriente a partir del método de cálculo EMT.

Figura 50. Simulación EMT de Señal de Corriente.



El gráfico muestra una estabilización de onda aproximadamente de 9 milisegundos, con una ampliación de onda significativa ya que la última carga representa un valor pequeño en comparación de otras cargas representativas del alimentador.

#### 4.4.4. Comparación de Escenarios.

En esta sección se muestra un cuadro comparativo entre los dos escenarios propuestos inicialmente, en donde se señalan los resultados obtenidos. Siendo el segundo escenario el resultado de la comparación entre dos ubicaciones propuestas y desarrollado anteriormente. Las comparaciones realizadas comprenden al estado actual del sistema y proyecciones a 05 y 10 años, los cuales se muestran en los anexos 27, 28, 29 y 30.

Tabla 40. Comparación de cargabilidad en líneas en escenarios propuestos.

Cargabilidad - Comparación								
AÑO 00			AÑO 05			AÑO 10		
Línea	Cargabilidad (%)		Línea	Cargabilidad (%)		Línea	Cargabilidad (%)	
	SIN GD	CON GD		SIN GD	CON GD		SIN GD	CON GD
0.111.1 KM	67,577	49,93	0.111.1 KM	98,187	80,92	0.111.1 KM	145,870	126,2444
0.059.2 KM	53,110	39,27	0.059.2 KM	77,168	63,62	0.059.2 KM	114,637	99,2378
			0.190.4 KM	74,177	59,42	0.190.4 KM	110,253	93,68367
			0.117.6 KM	66,072	54,87	0.117.6 KM	98,127	85,34567
			0.162.9 KM	61,108	49,81	0.162.9 KM	90,805	78,03289
						0.153.9 KM	88,846	76,07648
						0.100.8 KM	86,916	74,15012
						0.375.6 KM	75,473	65,39553
						1.331.6 KM	72,009	56,70883
						0.191.6 KM	57,820	45,1346

Tabla 41. Comparación de caída de tensión en nodos representativos en escenarios propuestos.

Caída de Tensión - Comparación								
AÑO 00			AÑO 05			AÑO 10		
Nodo	$\Delta V$ (%)		Nodo	$\Delta V$ (%)		Nodo	$\Delta V$ (%)	
	SIN GD	CON GD		SIN GD	CON GD		SIN GD	CON GD
Terminal(59)	3,730	2,84	Terminal(59)	3,935	3,622	Terminal(59)	4,822	4,565
Terminal(58)	3,730	2,84	Terminal(58)	3,935	3,620	Terminal(58)	4,822	4,562
Terminal(57)	3,730	2,84	Terminal(57)	3,934	3,618	Terminal(57)	4,821	4,560
Terminal(56)	3,72947	2,83	Terminal(56)	3,934	3,611	Terminal(56)	4,821	4,556
Terminal(55)	3,72918	2,83	Terminal(55)	3,933	3,610	Terminal(55)	4,821	4,554
Terminal(54)	3,72905	2,82	Terminal(54)	3,933	3,604	Terminal(54)	4,820	4,548
Terminal(53)	3,72385	2,82	Terminal(53)	3,926	3,574	Terminal(53)	4,809	4,518
Terminal(49)	3,57547	2,79	Terminal(49)	3,904	3,568	Terminal(49)	4,778	4,512

#### 4.5. Evaluar la viabilidad económica de la aplicación de la generación distribuida en los alimentadores NJA 201 Y NJA 202.

En el presente apartado se determinará la viabilidad económica de la aplicación de la generación distribuida a partir de los índices económicos VAN y TIR. Se mostrarán los ingresos y egresos que conlleva la puesta en marcha del proyecto, luego de determinar estos valores se realizará un flujo de caja tomando en cuenta parámetros tales como costo de la instalación de planta de generación fotovoltaica, costos de mantenimiento y distintos ingresos por venta de energía producida.

##### 4.5.1. Egresos

Se propone un presupuesto referencial para la instalación de la planta fotovoltaica. El costo de la puesta en marcha se muestra a continuación, además los costos unitarios de cada partida se adjuntan en el anexo 31.

Tabla 42. Presupuesto.

Presupuesto					
Presupuesto	1004002	INSTALACIÓN DE PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA			
Subpresupuesto	001	INSTALACIÓN DE PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA			
Cliente	ELECTRO NORORIENTE S.A.			Costo al	17/05/2020
Lugar	CAJAMARCA - JAEN - JAEN				
Item	Descripción	Und.	Metrado	Precio S/.	Parcial S/.
01	<b>OBRAS CIVIL</b>				<b>245 000,00</b>
0101	<b>OBRAS PROVISIONALES</b>				<b>45 000,00</b>
010101	MOVILIZACION Y DESMOVILIZACION DE EQUIPOS Y HERRAMIENTAS (SUBCONTRATO)	est	1,00	45 000,00	45 000,00
0102	<b>ESTRUCTURA METALICA</b>				<b>200 000,00</b>
0102.01	ESTRUCTURA METALICA	kg	1,00	200 000,00	200 000,00
02	<b>INSTALACIONES ELECTRICAS</b>				<b>3 053 885,89</b>
02.01	INSTALACION DE PALENES FOTOVOLTAICOS	und	3 192,00	824,32	2 631 229,44
02.02	INSTALACION DE CABLEADO ELÉCTRICO CC/CA	und	1,00	91 796,37	91 796,37
02.03	INSTALACION DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA	und	1,00	27 260,12	27 260,12
02.04	INSTALACION DE TRANSFORMADOR	und	1,00	303 599,96	303 599,96
	<b>Costo Directo</b>				<b>3 298 885,89</b>
	<b>Gastos Generales 08%</b>				<b>263 910,87</b>
	<b>Utilidades 10%</b>				<b>329 888,59</b>
	<b>Sub Total</b>				<b>3 892 685,35</b>
	<b>Impuesto 18%</b>				<b>700 683,36</b>
	<b>Total de Presupuesto</b>				<b>4 593 368,71</b>
SON : CUATRO MILLONES QUINIENTOS NOVENTITRES MIL TRESCIENTOS SESENTIOCHO Y 71/100 SOLES					

El proyecto tiene un costo total de S/. 4 593 368,71 (Cuatro millones quinientos noventitres mil trescientos sesentiocho y 71/100 soles). Tomando en cuenta el costo total, se consideró conveniente contar con un costo anual de Operación y Mantenimiento igual al 0,3% de la inversión inicial. Por lo tanto:

$$OyM = S/.4593368,71 \times \frac{0,3}{100}$$

$$OyM = S/.13780,11$$

Representando estos dos valores los egresos los únicos para la elaboración de flujo de caja que se mostrará más adelante.

#### 4.5.2. Ingresos

Tomando en cuenta que la “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la gerencia eléctrica – Ley 28832” no cuenta con ninguna regulación para la venta de energía, se considera que los distintos ingresos sean desarrollados en función a la generación por Recursos Energéticos Renovables (RER), las cuales cuentan con una regulación establecida.

- Ingresos por Generación de Energía anual:

La generación de energía anual se calcula con la siguiente ecuación:

$$E = P_{SFV} \times H_F \times 365 \times F_D$$

Donde:

- E : Energía Generada Anual (MWh/Año)
- PSFV : Potencia del sistema (MW)
- HF : Horas de funcionamiento de la planta fotovoltaica.
- FD : Factor de disponibilidad de planta fotovoltaica

El factor de disponibilidad se puede definir como la cantidad de tiempo que el sistema de generación puede producir energía durante un periodo. De acuerdo a la normativa internacional IEE STD 762-2006 [27], menciona un factor de disponibilidad, para sistemas fotovoltaicos sin partes móviles y con

mantenimientos nocturnos planificados, de un valor muy cercano al 100%. Por cautela se propone el uso de un factor disponibilidad de 97%. Por lo tanto:

$$E = P_{SFV} \times H_F \times 365 \times F_D$$

$$E = 1,15MW \times 10h \times 365 \times 0.97$$

$$E = 4071,575 MWh/año$$

También se realizará el cálculo del Costo Nivelado de la Energía (LCOE), el cual se puede definir como el mínimo valor de venta de la energía producida, obteniendo una diferencia de cero entre. Dicha variable está definida por la siguiente ecuación:

$$LCOE = \frac{\text{Costos de instalación} + \text{Costos de Operación y Mantenimiento}}{\text{Generación de energía anual} \times \text{Años de vida del sistema}}$$

$$LCOE = \frac{S/.4 593 368,71 \times 1,25 + S/.13780,11 \times 20}{4071,575 \frac{MWh}{año} \times 20 \text{ años}}$$

$$LCOE = S/.73,894/MWh$$

$$LCOE = 20,81U\$/MW$$

Se creyó conveniente aumentar un 25% al costo de instalación realizado a partir del presupuesto, ya que fue planteada como un presupuesto referencial bajo escuetas cotizaciones, las cuales pueden tener ciertas variaciones, por lo tanto, para contar con un precio de venta fidedigno, se realizó esa sobrevaloración. Asimismo, el precio de operación y mantenimiento se multiplicó por la cantidad de años de vida útil previsto del sistema, el cual es de 20 años. El tipo de cambio con el cual se realizó la conversión de soles a dólares es de 3,55 soles cada dólar americano.

En comparación con los precios propuestos en la subasta 04 realizada por “Osinergmin”, la cual fue recapitulada en la tabla 43, se observa una gran

diferencia entre el LCOE obtenido en comparación con los precios ofertados en dicha subasta, con lo cual podemos conjeturar un precio sumamente competitivo dentro del mercado local.

Tabla 43. Precio de venta de tecnología solar en IV subasta RER.

Tecnología	Postor	Central Fotovoltaica	Potencia	Precio Ofertado
			MW	US\$/MWh
Solar	ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.	Central Solar Rubí 4	112,77	48,01
Solar	ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.	Central Solar Rubí 5	102,20	48,02
Solar	ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.	Central Solar Rubí 6	91,62	48,49
Solar	ENESEUR S.A.	Intipampa	40,00	48,50
Solar	ENERSUR S.A.	ENE San Jose 5	120,00	48,50
Solar	ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.	Central Solar Rubí7	81,05	49,49

Para realizar el cálculo de ingreso por venta de energía, se optó por el uso del menor precio de venta de la última subasta realiza, ya que es el precio de venta que actualmente se paga. Por lo tanto:

$$IG_{FV} = P_{VFV} \times E$$

Donde:

IGFV : Ingreso monetario por venta de energía del sistema fotovoltaico (US\$).

PVFV : Precio de venta de energía producida (US\$/MWh)

E : Energía Generada Anual (MWh/Año)

$$IG_{FV} = 48,01US\$/MWh \times 4071,575 MWh/año$$

$$IG_{FV} = 195\ 476,316 US\$/año$$

- Ingresos por Bonos de Carbono:

Toda actividad humana genera emisiones de gases de efecto invernadero, la cual se puede calcular en toneladas de carbono. Para compensar este impacto existe la posibilidad de adquirir bonos de carbono con proyectos que disminuyen esta emisión, en la cual las centrales de generación fotovoltaicas pueden competir. Para el cálculo de emisión de CO<sub>2</sub> se toma en cuenta el factor de emisión brindado por el MINEM [28], el cual es de 0,615 kg de CO<sub>2</sub> eq/kWh.

$$kg_{CO_2} = E * F_{Emisión}$$

$$kg_{CO_2} = 4071,575 MWh \times 10^3 \times 0,615$$

$$kg_{CO_2} = 2504018,625 kg$$

El ingreso por bonos de carbono es de 23,72€ [29] por cada tonelada de CO2. Realizando el cálculo obtenemos el siguiente monto:

$$IB = Tn_{CO_2} \times C_{CO_2}$$

Donde:

IB : Ingreso monetario por bonos de carbono (US\$).

TnCO2: Cantidad de CO2 (Tn)

CCO2 : Precios de venta por tonelada de CO2 (€)

$$IB = \frac{2504018,625}{1000} Tn \times 23,72€$$

$$IB = 59\,395,322 €$$

$$IB = 69\,372,01 US\$$$

#### 4.5.3. Indicadores Económicos.

Teniendo en cuenta los valores obtenidos de egresos e ingresos se realiza el siguiente flujo de caja de la tabla 44. Cabe mencionar que el tiempo estimado de vida útil de sistema es de 20 años.



Tabla 44. Flujo de Caja.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
EGRESOS																					
Instalación de planta	S/. 4 593 368,71																				
OYM		S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11	S/. 13 780,11
INGRESOS																					
Venta de energía		S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92	S/. 693 940,92
Bonos de carbono		S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64	S/. 246 270,64
Flujo de Caja	-S/. 4 593 368,71	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45	S/. 926 431,45

Haciendo uso de un interés del 10%, aun cuando representa uno de los valores más altos según la Superintendencia de Banca y Seguro (SBS), se realizan los cálculos de los indicadores VAN (Valor Actual Neto), TIR (Tasa Interna de Retorno) y B/C (Relación beneficio y costo). Estos valores de obtuvieron a partir del uso del software Microsoft Excel.

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$

Siendo:

I : Egreso por inversión inicial.

N : Periodos considerados.

Q<sub>n</sub> : Resultado anual de flujo de caja.

R : Tasa de interés.

El cálculo de TIR representa la tasa de descuento que se obtiene al igualar el VAN obtenido a exactamente cero. Esto representa la rentabilidad con la que cuenta el proyecto.

Tabla 45. Indicadores económicos VAN y TIR.

INTERES	10%
VAN	S/. 2 230 129,58
TIR	19%

De igual forma se calcula el indicador beneficio costo, el cual se obtiene del cociente de los valores de ingresos en relación a egresos, siendo sometidos a la tasa de interés propuesta en el proyecto.

Tabla 46. Indicador económico B/C.

BENEFICIO	S/. 7 046 511,25
B/C	1,53

Obteniendo los resultados de los distintos indicadores, se determina la viabilidad económica del proyecto. Obteniendo un valor actual neto (VAN) de S/. 2 230 129,58, una tasa interna de retorno (TIR) de 19% y una relación beneficio costo de 1,53.

## V. CONCLUSIONES

Como parte del análisis del sistema de generación distribuida se muestran las siguientes conclusiones:

De acuerdo a la recopilación de información e informes obtenidos a partir de la empresa concesionaria “Electro Oriente” se pudo desarrollar un promedio de los indicadores SAIDI/SAIFI en los alimentadores NJA201 Y NJA202, los cuales indican el grado de confiabilidad del cada alimentador. De acuerdo a los resultados obtenidos, el alimentador con mayores valores en los indicadores ya mencionados fue el NJA202 contando con el índice SAIDI de 122.8598 y el índice SAIFI de 97,6327, en comparación con el alimentador NJA201 el cual cuenta con un índice SAIDI de 0,6056 y un índice SAIFI de 0,2567. Siendo El alimentador con mayores problemas de confiabilidad el NJA202.

Se determinó el tipo de generación distribuida para su integración al sistema, el cual se desarrolló a partir de un criterio de selección propuesto en base a criterios técnicos, económicos, ambientales y sociales. Se mostraron tres posibilidades de generación, sistema de generación fotovoltaico, sistema de generación eólica y sistema de cogeneración. De acuerdo a la calificación obtenida se mostró una ventaja en el uso del sistema de generación fotovoltaica.

Se realizó la selección adecuada y configuración necesaria de los equipos a usar en el sistema de generación fotovoltaica propuesto. Donde se partió por la obtención de la carga de diseño, la cual fue 3,515 MWH. Entre los principales componentes del sistema de generación se encuentran 3192 paneles fotovoltaicos de 360W cada uno, 1 inversor de 1395 kW y un transformador de 1250 kVA con una relación de voltaje de 0,4/10-22,9 kV.

Se evaluó y determinó la viabilidad técnica del proyecto a partir del análisis de flujo de potencia realizado al alimentador NJA202, en el cual se muestran los resultados actuales, y proyectados hacia 10 años, de caída de tensión y cargabilidad en las líneas, siendo los valores más elevados de 4,82% en caída de tensión (por problemas técnicos) y 145,87% de cargabilidad en la línea 0.111.1 KM. Luego se comparó la ubicación del sistema de generación distribuida el cual presenta mayor beneficio. Finalmente se optó por la integración del sistema al final de línea, reduciendo los valores hasta 4,46% en caída de tensión y 126,4% en cargabilidad. La señal de voltaje, en el nodo al cual se conecta el sistema de generación distribuida, se estabiliza en 12 milisegundos, la variación de la frecuencia es de 0,013 Hz y se estabiliza en 200 milisegundos,

siendo valores los cuales se encuentran dentro del rango permitido por “La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)”.

Finalmente, se desarrolló una evaluación económica en el cual se propone una inversión inicial de S/. 4 593 368,71 (Cuatro millones quinientos noventa y tres mil trescientos sesenta y ocho y 71/100 soles) con un interés de 10%. Los resultados muestran un proyecto factible técnica y económicamente, al contar con valores de índices económicos de S/. S/. 2 230 129,58 en el VAN, un TIR del 19% y una relación B/C de 1,53.

## **VI. RECOMENDACIONES**

De acuerdo al proyecto de investigación propuesto se propone continuar con un siguiente estudio de coordinación de protecciones, tomando en cuenta los equipos ya seleccionados en el estudio y evaluando el uso de elementos tales como relés de sobre corriente direccional, relés de falla a tierra direccional, entre otros. Este siguiente estudio concluiría con una simulación de los equipos de protección actuando bajo diferentes fallas en distintos niveles.

## VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

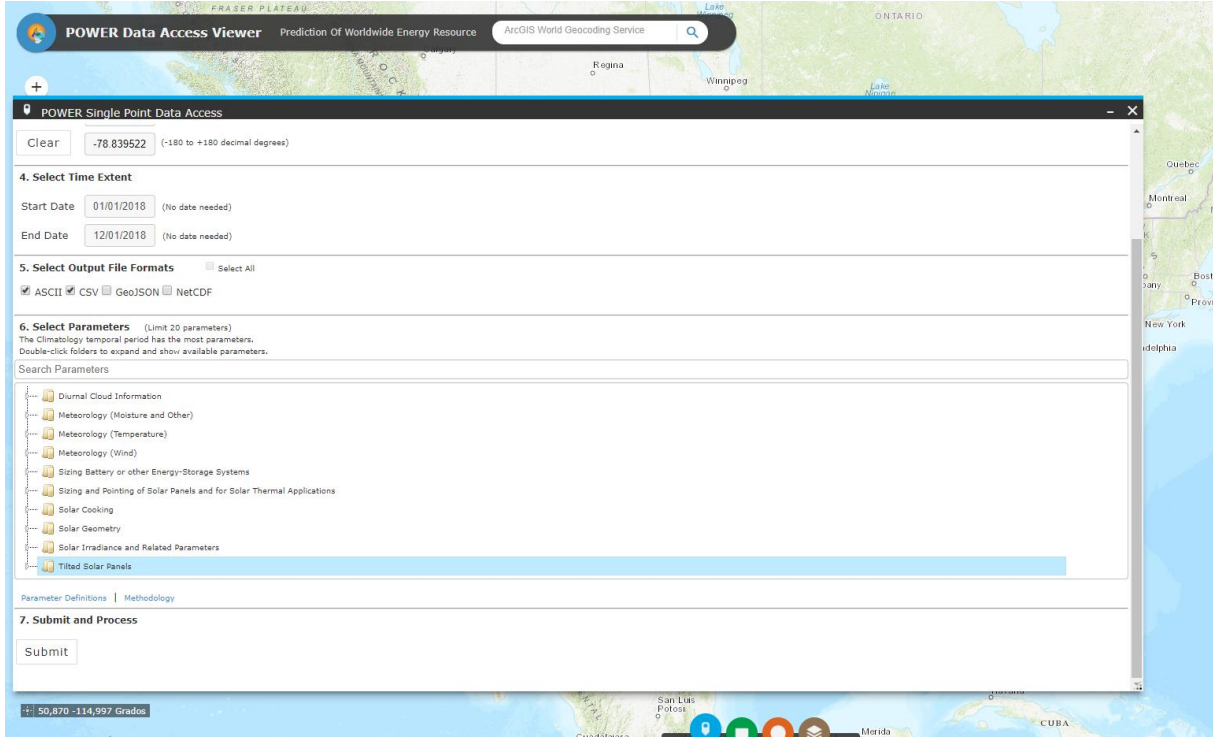
- [1] E. (. U. S. E. P. Agency), «Epa.gov,» 13 Marzo 2018. [En línea]. Available: <https://www.epa.gov/energy/distributed-generation-electricity-and-its-environmental-impacts#about>.
- [2] Colegio de Ingenieros del Perú, «Generación Distribuida de energía: Reto y Coraje,» *El ingeniero*, n° 86, pp. 11-12, 2018.
- [3] G. Campusano, *Impacto de la generación distribuida en la operación de la distribución*, U. d. Chile, Ed., Santiago de Chile, 2013.
- [4] OSINERGMIN, «Reporte de análisis económico sectorial, Sector Electricidad Generación distribuida: marco normativo comparado para Perú, Chile, Colombia y México,» Lima, 2018.
- [5] J. Cubas y P. Noé, *Cargabilidad del transformador de potencia (20MVA) de la subestacion nueva Jaen y los alimentadores de 22.9 kV Jaén-Perú*, U. N. d. Jaén, Ed., Jaén, 2019.
- [6] A. Aristizába, I. Dyner y C. Páez, «GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA RED DE BAJA TENSIÓN DE LA UNIVERSIDAD DE BOGOTÁ JORGE TADEO LOZANO,» *ResearchGate*, 2014.
- [7] J. Venegas, D. Raj y R. Pinto, «Biogás, la energía renovable para el desarrollo de granjas porcícolas en el estado de Chiapas,» *Scielo*, vol. 34, n° 85, 2019.
- [8] E. S, A. Khedher y A. Bouallegue, «Integration of distributed generation in electrical grid: Optimal placement and sizing under different load condition.,» *Elsevier*, vol. 79, 2019.
- [9] A. Perez y K. Medina, *Diseño de un Sistema de Generación de Energía Eléctrica Utilizando Biogás (Metano) Obtenido a Partir de Residuos Sólidos Urbanos en Jaén - Perú*, U. N. d. Jaén, Ed., Jaen, 2019.
- [10] D. Pérez y J. Delgado, *Diseño de un sistema fotovoltaico aislado para el suministro eléctrico al Caserío Jaway, Distrito y Provincia Jaén- Cajamarca*, U. N. d. Jaén., Ed., Jaén, 2019.
- [11] R. Juarez, *DISEÑO Y EVALUACIÓN DE UN SISTEMA DE ENERGÍA DISTRIBUIDA PARA MÓDULOS DE 3 KW ALIMENTADO CON ENERGÍA SOLAR APLICADO EN LA ZONA DE SOCABAYA-AREQUIPA*, U. N. D. S. A. d. Arequipa., Ed., Arequipa, 2018.
- [12] E. Fernández, *GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE GASIFICACIÓN DE LA CASCARILLA DE ARROZ PARA UN MOLINO EN LAMBAYEQUE*, U. N. P. R. Gallo, Ed., Lambayeque, 2019.
- [13] N. Alguacil, A. Motto y A. Conejo, «Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, pp. 1070-1077, 2003.
- [14] A. Gómez, *ANÁLISIS Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA*, McGraw-Hill, 2002.
- [15] S. Rubiñoz, *Planeamiento de la generación distribuida en redes de distribución de energía eléctrica en el Perú*, U. N. d. Callao, Ed., Callao, 2015.
- [16] V. Mendez, *Generación distribuida aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio*, U. P. Comillas, Ed., 2005.
- [17] A. Azmy, «Impact of distributed generation on the stability of electrical power system,» *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005.

- [18] M. Reza, *Stability analysis of transmission systems with high penetration of distributed generation*, D. U. o. Technology, Ed., 2006.
- [19] B. Toro y I. Vannia, *Análisis de Impacto Dinámico de Pequeños Medios de Generación Sobre Redes de Distribución*, U. d. Chile, Ed., 2010.
- [20] E. Demirok, D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez y U. Borup, «Clustered PV inverters in LV networks: An overview of impacts and comparison of voltage control strategies,» *IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC)*, 2009.
- [21] I. T. d. Canarias, *Energía renovables y eficiencia energética*, ISBN, 2008.
- [22] G. Correa y J. Rojas, «Marco de referencia para la planificación de generación distribuida en zonas no interconectadas.,» *ITECKNE*, vol. 14, n° 1, pp. 70-87, 2016.
- [23] M. d. E. y. M. –. D. G. d. Electricidad, «GUIA DE INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS (SFD),» Lima, 2007.
- [24] I. p. l. D. y. A. d. l. Energía, «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red,» PCT-C-REV, Madrid, 2011.
- [25] E. y. T. Ministerio Industria, «Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía Tensión,» ITC-BT-40, Madrid, 2013.
- [26] Osinergmin, «Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos,» Lima, 2018.
- [27] IEEE, «Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity,» New York, 2007.
- [28] MINEM, «La huella de carbono y la eficiencia energética,» Ficha informativa, Lima, 2010.
- [29] S. E. d. N. d. CO<sub>2</sub>, «SENDECO,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>.
- [30] G. Rueda, *ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS, CON APLICACIÓN ESPECÍFICA AL SISTEMA CHULUCANAS - TAMBOGRANDE - AYABACA DE ELECTRONOROESTE S.A*, U. N. " R. Gallo", Ed., Lambayeque, 2017.
- [31] Ministerio de Energía y Minas , *Norma técnica de calidad de servicios eléctricos*, 1997.
- [32] MINEM, «La huella de carbono y la eficiencia energética,» Lima, 2015.



# VIII. ANEXOS

## ANEXO 01: DE PAGINA DE LA NASA



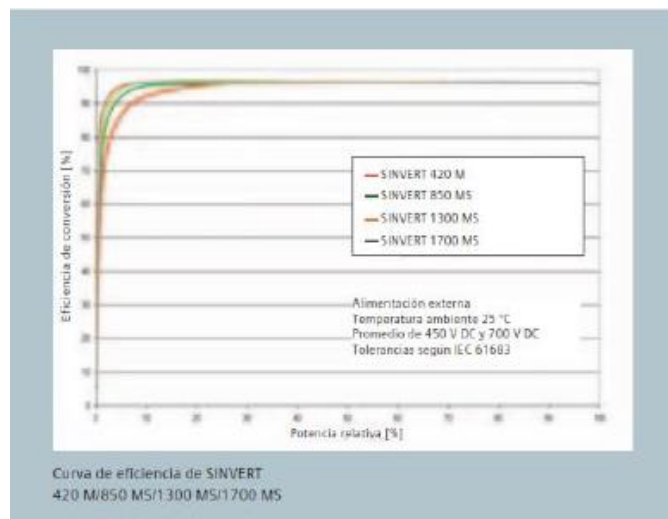
## ANEXO 02: DATOS BRINDADOS POR LA PAGINA DE LA NASA

```

-BEGIN HEADER-
NASA/POWER SRB/FLASHFlux/MERRA2/ 0.5 x 0.5 Degree Climatology
22-year Additional Solar Parameter Monthly & Annual Climatology (July 1983 - June 2005), 30-year Meteorological and Solar Monthly & Annual Climatology (January 1984 - December 2013)
Location: latitude -6.7815 Longitude -79.8841
Elevation from MERRA-2: Average for 1/2x1/2 degree lat/lon region = 452.94 meters Site = na
Climate zone: na (reference Briggs et al: http://www.energycodes.gov)
Value for missing model data cannot be computed or out of model availability range: -999
Parameter(s):
DIFF_MIN SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Minimum Diffuse Radiation On A Horizontal Surface (kWh-hr/m^2/day)
DNR_MIN SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Minimum Direct Normal Radiation (kWh-hr/m^2/day)
DIFF_MAX SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Maximum Diffuse Radiation On A Horizontal Surface (kWh-hr/m^2/day)
XT SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Insolation Clearness Index (dimensionless)
ALLSKY_SFC_SM_DWN SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 All Sky Insolation Incident on a Horizontal Surface (kWh-hr/m^2/day)
DNR SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Direct Normal Radiation (kWh-hr/m^2/day)
DNR_MAX SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Maximum Direct Normal Radiation (kWh-hr/m^2/day)
DIFF SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Diffuse Radiation On A Horizontal Surface (kWh-hr/m^2/day)
PARAMETER JAN FEB MAR APR MAY JUN JUL AUG SEP OCT NOV DEC ANN
-END HEADER-
DNR 5.12 4.62 5.20 5.00 4.87 4.49 4.34 4.49 5.03 5.33 5.58 5.53 4.97
DNR_MAX 6.34 5.96 6.20 6.24 5.93 6.04 5.84 5.57 6.22 6.60 7.04 6.77 6.23
DNR_MIN 3.61 2.99 3.94 3.27 3.58 2.55 2.61 3.31 4.18 4.05 4.49 3.88 3.54
DIFF_MAX 2.32 2.38 2.30 2.11 1.88 1.78 1.82 2.00 2.17 2.33 2.26 2.28 2.13
DIFF_MIN 2.02 2.13 2.01 1.77 1.61 1.48 1.55 1.77 1.88 1.97 1.89 1.92 1.83
DIFF 2.20 2.30 2.16 1.96 1.76 1.69 1.75 1.91 2.07 2.18 2.13 2.11 2.02
KT 0.52 0.51 0.54 0.55 0.55 0.52 0.52 0.53 0.56 0.56 0.57 0.55 0.54
ALLSKY_SFC_SM_DWN 5.70 5.55 5.84 5.38 4.89 4.47 4.48 4.91 5.59 5.95 5.98 5.86 5.38

```

## ANEXOS 03: DATOS TÉCNICOS DE INVERSOR



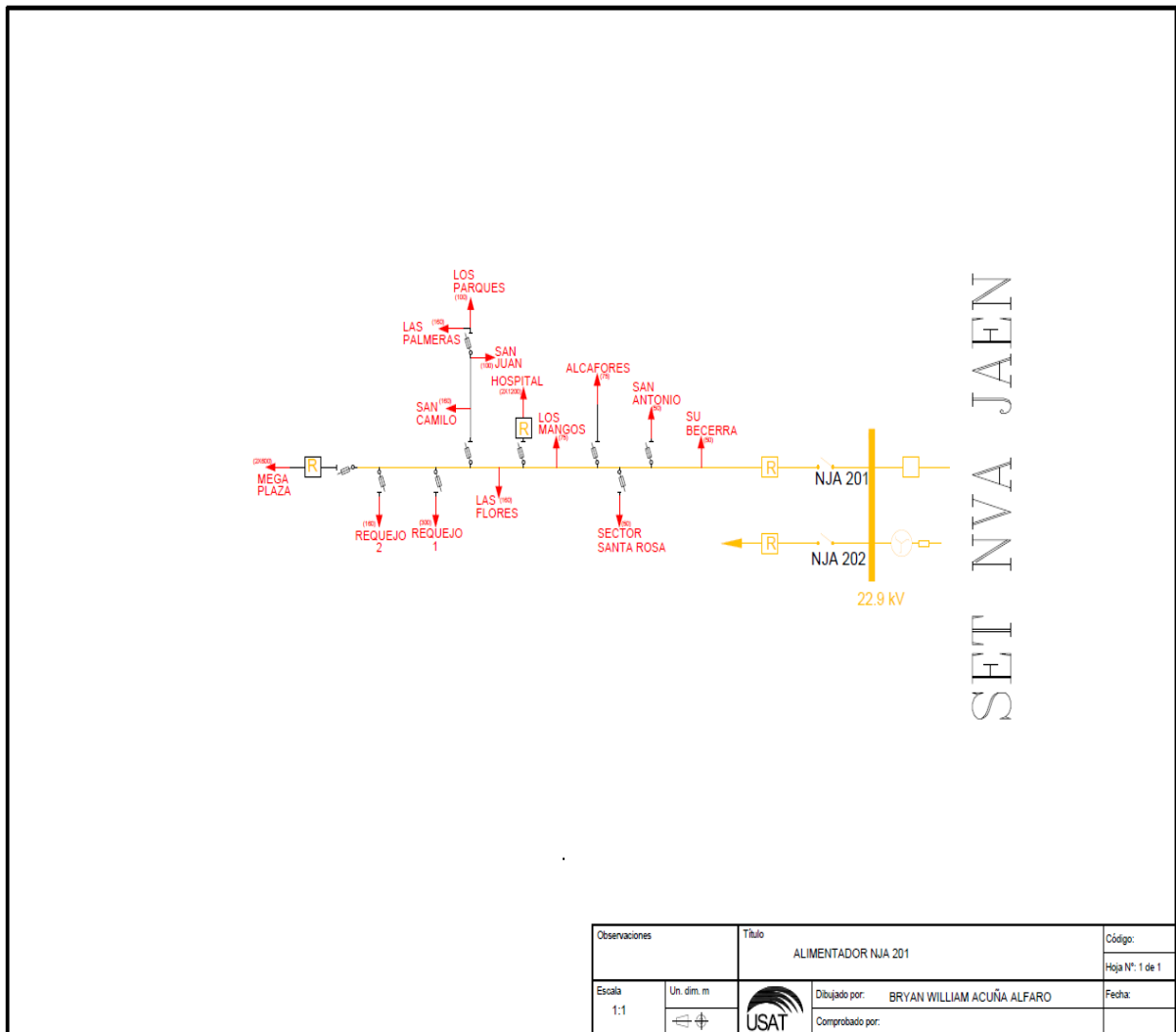
Datos técnicos de los inversores SINVERT PV									
Modelo de inversor *		350 M	420 M	700 M5	850 M5	1000 M5	1300 M5	1400 M5	1700 M5
<b>Entrada DC</b>									
Tensión en el punto de máxima potencia	V	450 – 750							
Tensión máx. de empleo	V	820 (opc. 900 V)							
Tensión máx. del sistema	V	900 (dno debe superarse)							
Potencia de entrada	kW	373	465	746	930	1119	1395	1492	1860
Corriente de entrada	A	820	1022	1640	2044	2460	3066	3280	4088
N.º de entradas DC		4	4	8	8	12	12	16	16
Corriente máx. por entrada DC	A	250							
<b>Salida AC</b>									



## ANEXO 04: DATOS TÉCNICOS MÓDULOS SOLARES

Potencia (en Wattios):	360.00	W
Voltaje en circuito abierto (Voc):	46.60	V
Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmp):	38.00	V
Corriente de cortocircuito (Isc):	10.09	A
Corriente nominal (Imp):	9.48	A
Sistema de voltaje máximo:	1500.00	VDC
Eficiencia del módulo:	18.54	%VDC
Tipo de célula:	Monocristalino	
Dimensiones:	1957 x 992 x 40	mm
Garantía contra defectos de fabricación:	20	años
peso	17	kg

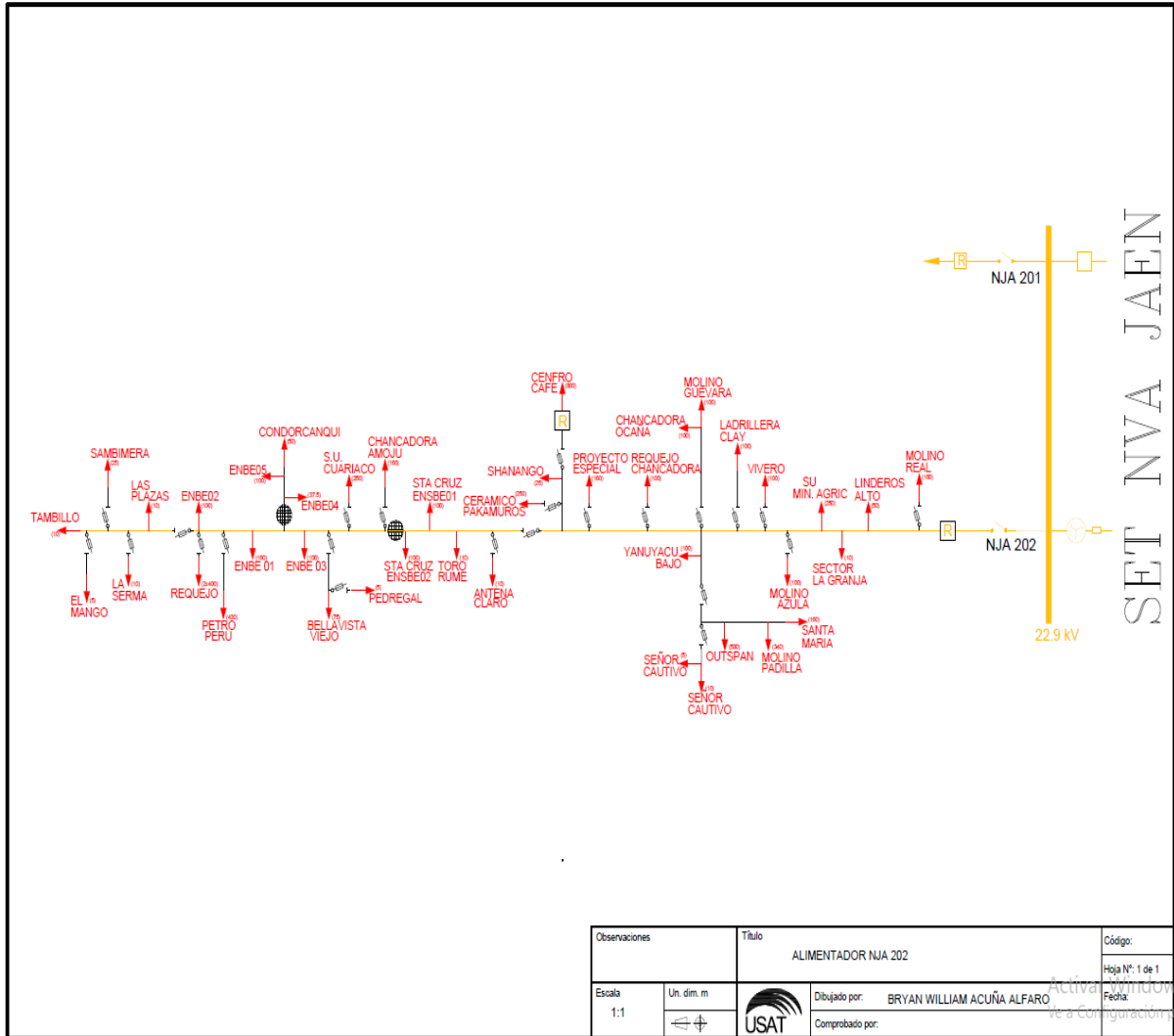


ANEXO 05: DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR NJA 201



Observaciones		Título		Código:	
		ALIMENTADOR NJA 201		Hoja N°: 1 de 1	
Escala	Un. dim. m		Dibujado por:	BRYAN WILLIAM ACUÑA ALFARO	Fecha:
1:1			Comprobado por:		

ANEXO 06: DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR NJA202

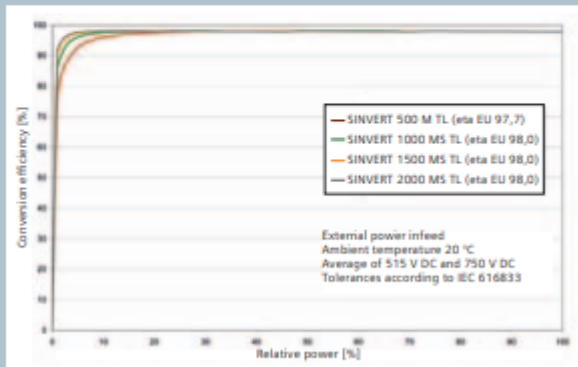


Observaciones		Título		Código:	
		ALIMENTADOR NJA 202		Hoja N°: 1 de 1	
Escala	Un. dim. m		Dibujado por:	BRYAN WILLIAM ACUÑA ALFARO	Fecha:
1:1			Comprobado por:		

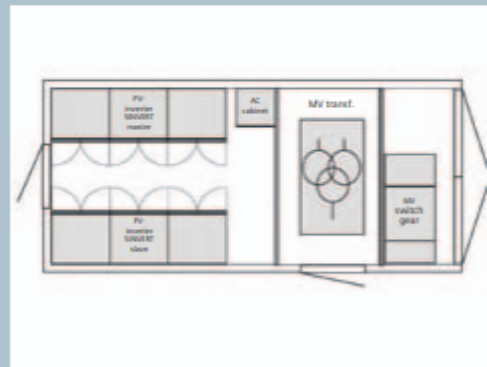
## ANEXO 07: TABLA DE DATOS TÉCNICOS DE INVERSOR.

Technical data for SINVERT PV inverters - for transformerless series					
Inverter type *		500 M TL	1000 MS TL	1500 MS TL	2000 MS TL
<b>Input DC</b>					
MPP voltage	V	515 – 750			
Max. system voltage	V	900 (1000 V DC optional)			
Rated input power	kW	513	1026	1539	2052
Rated input current	A	1000	2000	3000	4000
Number of DC inputs		4	8	12	16
Max. current per DC input	A	250	250	250	250
<b>Output AC</b>					
Grid connection		3 ~ 328 V; 50 Hz (60 Hz optional)			
Rated output power	kW	500	1000	1500	2000
Rated output current	A	881	1762	2643	3524
<b>Efficiency</b>					
eta EU	%	97.7	98.0	98.0	98.0
Max. efficiency	%	98.2			
<b>Further data</b>					
Number of single units	Pcs.	1	2	3	4
Dimensions (H x W x D) per unit	mm	2000 x 2718 x 834			
Weight per unit	kg	1700			
Ambient temperature	°C	0 – 50			
Installation altitude		up to 1000 m			
Max. humidity rating	%	85 (non-condensing)			

\* M = Master  
MS = Master-slave system



Efficiency curve of SINVERT  
500 M TL/1000 MS TL/1500 MS TL/2000 MS TL



Example:  
1 MW container station with SINVERT 1000 MS TL  
and medium-voltage components

## ANEXO 08: TABLA DE DATOS TÉCNICOS DE MODULO FOTOVOLTAICO.

PEIMAR



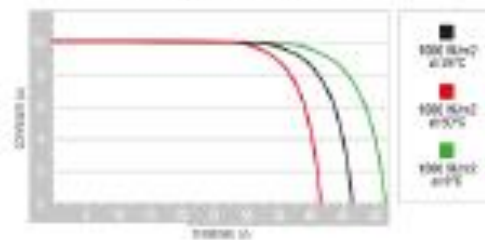
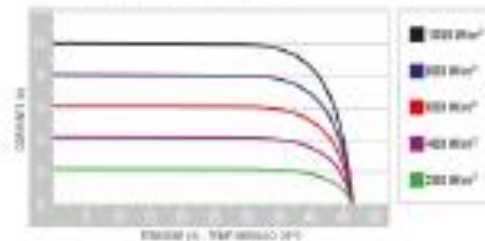
ELECTRICAL CHARACTERISTICS (STC)*	SG300M
Nominal Output (Pmax)	360 W
Flash Test Power Tolerance	0+5 W
Voltage at Pmax (Vmp)	38 V
Current at Pmax (Imp)	9.43 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.6 V
Short Circuit Current (Isc)	10.09 A
Maximum System Voltage	1500 V
Maximum Series Fuse Rating	15 A
Module Efficiency	18.54%

### MECHANICAL CHARACTERISTICS

Solar Cells	72 (6x12) monocrystalline PERC
Solar Cells Size	156x156 mm / 6x6"
Front Cover	3.2 mm / 0.12" thick, low iron tempered glass
Back Cover	TFT (Teflon-PET-Teflon)
Encapsulant	EVA (Ethylene vinyl acetate)
Frame	Anodized aluminum 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: SG300M



### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

VOCT**	-5±2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.40 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.32 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.047 %/°C
Operating Temperature	-40 °C - +85 °C

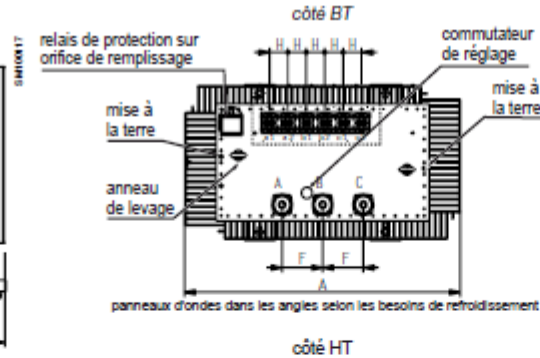
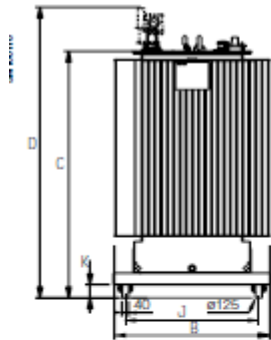
## ANEXO 09: TABLA DE DATOS TÉCNICOS DE TRANSFORMADOR MINERA PV.

### [ Transformateurs de Distribution Immergés ] MineraPV **C<sub>1</sub>** **B<sub>1</sub>**

#### Caractéristiques électriques

Puissance assignée (kVA)	540	630	680	1080	1260	1360
Tension primaire	300 V	350 V	380 V	2x300 V	2x350 V	2x380 V
Tension secondaire	20 kV	20 kV	20 kV	20 kV	20 kV	20 kV
Niveau d'isolement assigné (Primaire)	24 kV					
Réglage (hors tension)	± 3.5%, ± 7% et ± 10.5%					
Courant à vide (%)	0.5%					
Courant d'anclenchement / In crête	9.5	8.5	7	8	7.7	7.5
Couplage	Dy11			Dy11y11		
Pertes à vide (w)	760	860	830	1100	1350	1470
Pertes dues à la charge (w)	4900	5400	5970	9000	11000	11900
Tension de court circuit (v)	4	4	6	6	6	6
Puissance acoustique L <sub>wa</sub>	59	60	61	63	64	64

#### Dimensions et masses



#### Note:

Marquage des bornes selon standard français.

D: Hauteur sur DMCR.

Dimension et masses communiquées à titre indicatif.

Puissance assignée (kVA)	540		630		680		1080		1260		1360		
	Fixe	Tracker	Fixe	Tracker	Fixe	Tracker	Fixe	Tracker	Fixe	Tracker	Fixe	Tracker	
Dimensions (mm)	- A	1360	1460	1360	1460	1360	1460	1770	1870	1770	1870	1770	1870
	- B	950	1050	950	1050	950	1050	1080	1180	1080	1180	1080	1180
	- C	1230	1240	1305	1315	1325	1335	1755	1765	1755	1765	1755	1765
	- D	1515	1525	1590	1600	1610	1620	2040	2050	2040	2050	2040	2050
	- F	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265
	- H	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	- J	670	670	670	670	670	670	820	820	820	820	820	820
- K	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	
Masses (kg)	- Huile	350	390	380	435	500	550	870	960	960	1050	1100	1180
	- Totale	1700	1900	1900	2000	2115	2200	3550	3750	3650	3850	3890	3950



## ANEXO 10: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE CABLE N2XY 0,6/1 kV Unipolar.

### N2XY 0,6/1 kV Unipolar

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

Características eléctricas	
Tensión nominal de servicio U <sub>0</sub> /U (Um)	0.6/1 kV
Rigidez dieléctrica	3,5 kV
Tiempo Rigidez Dielectrica Vca al aislamiento	5 min.
Características de uso	
Resistencia a Radiación Ultravioleta	UL 2556 - Resistencia a los rayos solares
No propagación de la llama	IEC 60332-1-2; FT1
Resistencia a aceites	ICEA S-95-858
Temperatura máxima operación	90 °C
Temperatura de sobrecarga de emergencia	130 °C
Temperatura máxima del conductor en corto-circuito	250 °C

### DATOS DIMENSIONALES

Sección [mm <sup>2</sup> ]	N° total alambres	Diam. Conductor [mm]	Mín. espes Aislam. [mm]	Mín. espes. Cubierta [mm]	Diám. sobre cubierta [mm]	Peso aprox. [kg/km]
4	7	2,4	0,7	0,9	5,8	62
6	7	3,0	0,7	0,9	6,4	82
10	7	3,7	0,7	0,9	7,1	122
16	7	4,6	0,7	0,9	8	180
25	7	5,8	0,9	0,9	9,6	274
35	7	6,8	0,9	0,9	10,6	362
50	19	7,9	1,0	0,9	11,9	480
70	19	9,5	1,1	0,9	13,7	681
95	19	11,2	1,1	1,0	15,6	925
120	37	12,8	1,2	1,0	17,4	1165
150	37	14,2	1,4	1,1	19,4	1434
185	37	15,8	1,6	1,2	21,7	1804
240	37	18,0	1,7	1,2	24,1	2342
300	37	20,1	1,8	1,2	26,4	2917
400	61	23,3	2,0	1,4	30,4	3781
500	61	26,2	2,2	1,5	33,9	4807



Libre de plomo  
Si



Tensión nominal de servicio  
U<sub>0</sub>/U (Um)  
0.6/1 kV



Resist. Radiación UV  
UL 2556 - Resistencia a los  
rayos solares



No propagación de la  
llama  
IEC 60332-1-2; FT1



Resistencia a aceites  
ICEA S-95-858



Temperatura máxima  
operación  
90 °C

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son puramente indicativos, y no serán contractuales para Nexans, ni podrán ser considerados como que constituyen una representación de la parte de Nexans.  
Versión 2.1 Generado 25/04/20 www.nexans.pe Página 3 / 6

**INDECO**

## ANEXO 11: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE CABLE N2XSEY 6/10 kV.

### N2XSEY 6/10 kV

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

### CARACTERÍSTICAS

Características de construcción	
Material del conductor	Cobre Temple Blando
Material del semi-conductor interno	Compuesto extruído
Material de aislamiento	XLPE-TR
Material del semi-conductor externo	Compuesto extruído pelable
Pantalla individual	Cinta de cobre aplicadas helicoidalmente
Cubierta exterior	PVC
Color de cubierta	Rojo
Libre de plomo	Si
Características eléctricas	
Tensión nominal de servicio U <sub>0</sub> /U (Um)	6/10 kV
Rigidez dieléctrica mínima en CC (conductor-pantalla)	21,0 kV
Tiempo Rigidez Dielectrica Vca al aislamiento	5 min.
Tensión de Descarga Parcial	10,4 kV
Descarga Parcial Máxima	10 pC
Tensión de Impulso	75 kV
Características de uso	
Resistencia a Radiación Ultravioleta	UL 2556 - Resistencia a los rayos solares
No propagación de la llama	IEC 60332-1-2; FT1
Resistencia a aceites	Buena
Temperatura máxima operación	90 °C
Temperatura de sobrecarga de emergencia	130 °C
Temperatura máxima del conductor en corto-circuito	250 °C

### DATOS DIMENSIONALES

Nro.Fases	Sección [mm <sup>2</sup> ]	N° total alambres	Diam. Conductor [mm]	Diám. sobre aislam. [mm]	Diám. sobre pantalla [mm]	Diám. sobre cubierta [mm]	Peso aprox. [kg/km]
3	16	7	4,7	11,9	13,5	34,2	1660
3	25	7	5,9	13,1	14,7	37,1	2102
3	35	7	6,9	14,2	15,8	39,3	2522
3	50	19	8,2	15,4	17,0	42,2	3053
3	70	19	9,8	17,0	18,7	46,3	3946
3	95	19	11,5	18,8	20,4	50,3	4989
3	120	37	13,0	20,3	21,9	53,7	5944



Libre de plomo  
Si



Tensión nominal de servicio  
U<sub>0</sub>/U (Um)  
6/10 kV



Resist. Radiación UV  
UL 2556 - Resistencia a los  
rayos solares



No propagación de la  
llama  
IEC 60332-1-2; FT1



Resistencia a aceites  
Buena



Temperatura máxima  
operación  
90 °C

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son puramente indicativos, y no serán contractuales para Nexans, ni podrán ser consideradas como que constituyen una representación de la parte de Nexans.  
Versión 1.9 Generado 25/04/20 www.nexans.pe Página 3 / 6

**INDECO**

# ANEXO 12: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE FUSIBLE 10A PV NIVEL I.



## Fuse Links for Solar Panel Applications String Protection Fuse Links 1A to 15A 1000Vdc

## PV Fuses



Standards/Approvals: IEC 60269

**Description:** A range of fuse links in a 10x38mm package specifically designed for the protection and isolation of photovoltaic strings. The fuse links are capable of interrupting low overcurrents associated with faulted PV (reverse current, multi-array fault) string arrays.

**Catalogue Symbol:** PV-jump rating)A10F  
PV-jump rating)A10-T  
PV-jump rating)A10-1P  
PV-jump rating)A10-2P

**Class of Operation:** gR - (full range, PV)

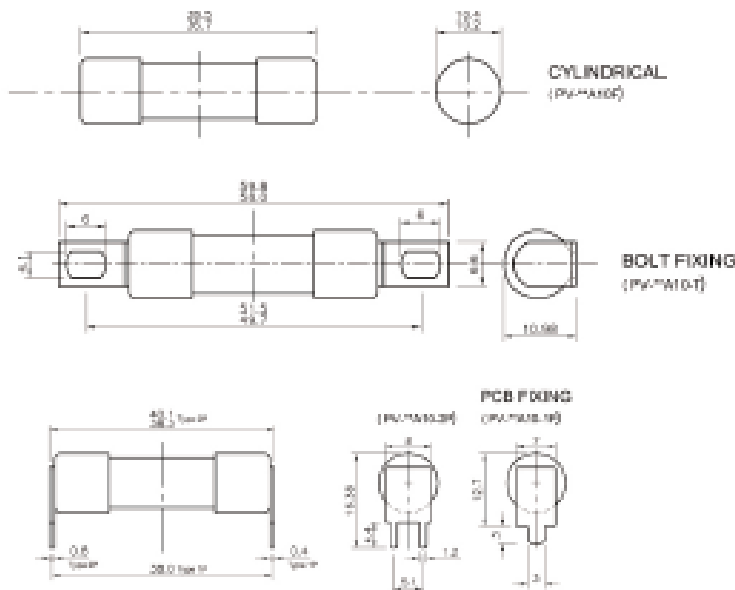
**Packaging:** MOQ: 10  
Packaging 100% recyclable

**Fuse Holders:** PCB Clip: 1A3400-09  
Modular fuse holder:  
CHPV1 (1-pole non-indicating)  
CHPV11 (1-pole non-indicating)  
Fuse Block: BM603xPCF  
  
\* self certified for 1000Vdc

**Technical Data:**  
PV fuse-links  
Rated voltage: 1000Vdc  
Amps: 1A to 6A, 8A, 10A, 12A and 15A  
Rated breaking capacity: 33kA<sub>dc</sub>  
Min Interrupting Rating: 1.3 x I<sub>n</sub>

**PV Fuse Coordination w/:** Thin-film cells and 4", 5" and 6" crystalline silicon cells.  
**Time Constant:** Under 1 ms

**Dimensions - mm**

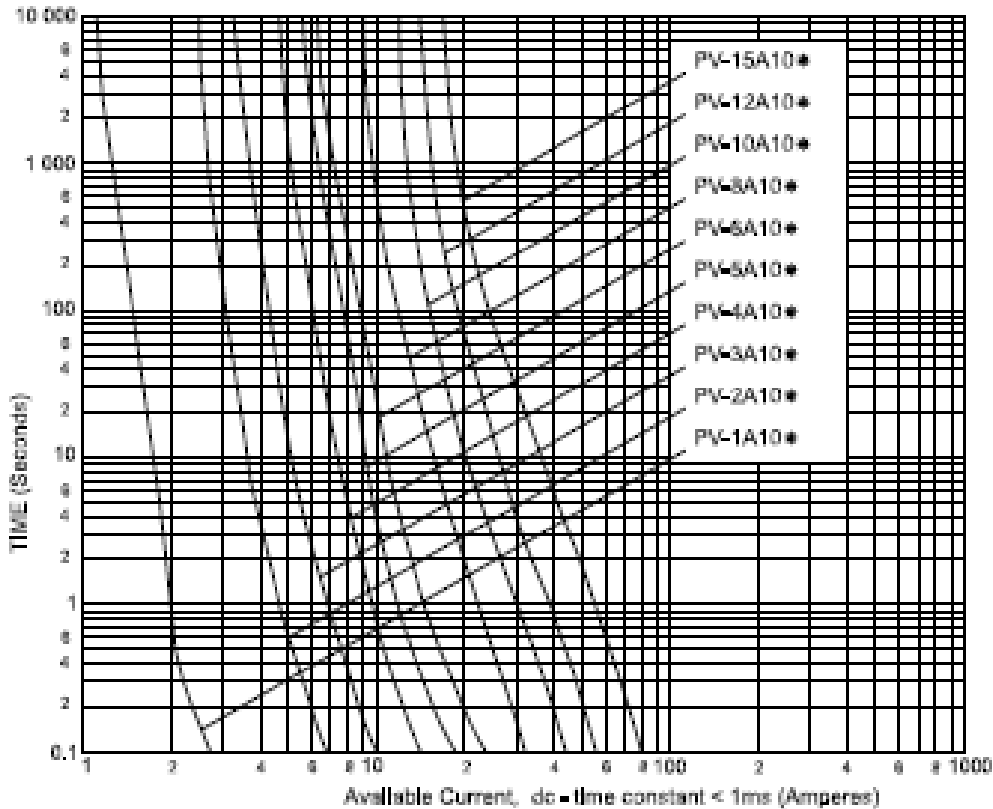


# Fuse Links for Solar Panel Applications

## String Protection Fuse Links 1A to 15A 1000Vdc

# PV Fuses

Part Number	Current Rating (Amperes)	Energy Integral Pi (A <sup>2</sup> s)		Power Loss (watts)	
		Pre-Arching	Total at 1000V	0.5 I <sup>2</sup>	I <sup>2</sup>
PV-1A10F	1	0.15	0.4	0.5	1.5
PV-2A10F	2	1.2	3.4	0.8	1.0
PV-3A10F	3	4	11	0.8	1.3
PV-4A10F	4	9.5	26	1.0	1.5
PV-5A10F	5	19	50	1.0	1.6
PV-6A10F	6	30	80	1.1	1.8
PV-8A10F	8	5	32	1.2	2.1
PV-10A10F	10	7	70	1.3	2.3
PV-12A10F	12	12	120	1.5	2.7
PV-15A10F	15	22	220	1.7	2.9



## ANEXO 13: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE PROTECCIÓN SOBRETENSION PSM-40/1000PV.

### PSM3-40/1000 PV

77707852



Protección contra el rayo y las sobretensiones



Protector contra sobretensiones transitorias Tipo 2, 40kA I<sub>max</sub> (8/20), Y PV, 1000Vdc, Fotovoltaico, 3 Polos, Decenohufable, 3 Módulos

[Link a la página de producto](#)

Datos técnicos	Valor	Unidades
<b>Datos mercantiles</b>		
Código	77707852	
Descripción	PSM3-40/1000 PV	
Estado	Disponible	
EAN	8436297828637	
Partida arancelaria	8538.30.80	
<b>Dimensiones</b>		
Altura producto	80	[mm]
Anchura producto	64	[mm]
Profundidad producto	70	[mm]
Peso producto	344	[gr]
<b>Datos generales</b>		
Configuración interna	Y	
Nº polos	3	
Nº módulos DIN	3	
Instalación	(L+IPE/L-)	
Formato	Decenohufable	
Configuración de red	PV	
Normas Producto	EN 60638-11	
Certificaciones	CE; UL+C 1449 4th Edition	
Clasificación según EN 50539-11	PV Tipo 2	
Material aislante y clase	PA8 CT1; V-0	
Grado de protección del envoltorio	IP 20	
Rango temperatura	-40 °C ... +85 °C	

### Technical features

Supply voltage		1000 [Vdc]	
Maximum continuous operating voltage DC	Ucpv	1060	[V]
Maximum discharge current (8/20) (L-L)	Imax (L-L)	40	[kA]
Nominal discharge current (8/20) (L-L)	In (L-L)	20	[kA]
Nominal discharge current (8/20)	In	20	[kA]
Voltage protection level (L-L) at In	Up (L-L)	4,0	[kV]
Voltage protection level (L-PE) at In	Up (L-PE)	4,0	[kV]
Short circuit withstand	Iscpv	10000	[A]
Response time (L-L)	tA (L-L)	25	[ns]
Remote indication		No	
Visual end of life indication		Yes	
Dynamic thermal disconnection (L-L)		Yes	

### UL Technical features

File UL		E360120	
SPD UL Type		2CA	
Maximum continuous operating voltage (DC+-DC-)	MCOV (DC+-DC-)	1000	[V]
Maximum continuous operating voltage (DC+ -G)	MCOV (DC+ -G)	1000	[V]
Maximum continuous operating voltage (DC- - G)	MCOV (DC- - G)	1000	[V]
Nominal discharge current (UL)	In	20	[kA]
Voltage protection rating (DC+ - DC-)	VPR (DC+ - DC-)	3000	[V]
Voltage protection rating (DC+ - PE)	VPR (DC+ - G)	3000	[V]
Voltage protection rating (DC- - PE)	VPR (DC- - G)	3000	[V]
Short circuit current rating	SCCR	50	[kA]

Address



### Barcelona

**Cirprotec, S.L.U.**  
 C/ Lepanto, 49  
 08223 - Terrassa (Barcelona)  
 Tel. +34 937 331 684  
 Fax. +34 93 733 27 64  
[www.cirprotec.com](http://www.cirprotec.com)

## ANEXO 14: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE INTERRUPTOR AUTOMÁTICO COMPACT NSX160 CORTOCIRCUITO PV 160 A – 4P

### Hoja de características del producto Características

## LV438161

Interruptor automático Compact NSX160 CC PV -  
TM-D - 160 A - 4P



### Principal

Gama	Compact
Nombre del producto	Compact NSX DC
Gama de producto	NSX100...250 CC PV
Nombre corto del dispositivo	Compact NSX160 CC PV
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	4P
Descripción de polos protegidos	4E
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	160 A en 40 °C
[Ue] Tensión nominal de empleo	1000 V CC
Tipo de red	CC
Poder de accionamiento	Si acorde a ENIEC 60947-2
Categoría de empleo	Categoría A
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	10 kA Icu en 1000 V CC acorde a IEC 60947-2
Unidad de control	TM-D
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Funciones de protección de unidad de control	LI
Tipo de control	Maneta
Circuit breaker mounting mode	Fijo

### Complementario

[U] Tensión nominal de aislamiento	1000 V CC acorde a IEC 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV acorde a IEC 60947-2
Dureabilidad mecánica	10000 ciclos

Conexión hacia abajo	Parte frontal
Durabilidad mecánica	10000 ciclos
Durabilidad eléctrica	1500 ciclos 1.000 V CC In acorde a IEC 60947-2
Paso de conexión	35 mm
Señalizaciones en local	Indicación de contacto positivo
Tipo de protección	Protección contra sobrecarga (térmica) Protección contra cortocircuitos (magnética)
Calibre de la unidad de disparo	160 A en 40 °C
Tipo de ajuste de detección a largo plazo Ir	Ajustable
Intervalo de ajuste de detección a largo plazo	0,7...1 x In
Tipo de ajuste de retardo de larga duración	Fijo
[Tr] intervalo de ajuste de retardo de corta duración	0...1250 s
Altura	161 mm
Anchura	140 mm
Profundidad	186 mm
Peso del producto	2,6 kg
Código de compatibilidad	NSX160

#### Entorno

Normas	EN/IEC 60947
Certificaciones de producto	EAC CCC
Grado de protección IP	IP40 acorde a IEC 60529
Grado de protección IK	IK07 acorde a EN 50102

#### Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	<a href="#">Declaración de REACH</a>
Directiva RoHS UE	Conforme <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	<a href="#">Declaración RoHS China</a> Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	<a href="#">Perfil ambiental del producto</a>
Perfil de circularidad	<a href="#">Información de fin de vida útil</a>

#### Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------



## ANEXO 15: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE VIGILANTE DE AISLAMIENTO ISO-CHECK PV1000.

### ISO-CHECK PV 1000

77708703



Protección contra el rayo y las sobretensiones

Vigilante de aislamiento para instalaciones fotovoltaicas hasta 1000 VDC.

Escanee este código QR y conozca la gama completa



Link a la página de producto

Datos técnicos	Valor	Unidades
<b>Datos mercantiles</b>		
Código	77708703	
Descripción	ISO-CHECK PV 1000	
Estado	Disponible	
EAN	8496287892639	
Partida arancelaria	8538.30.80	
Longitud embalaje	105	[mm]
<b>Dimensiones</b>		
Altura embalaje	80	[mm]
Anchura embalaje	127	[mm]
Peso embalaje	340	[gr]
Unidad de embalaje	1	
Altura producto	80	[mm]
Anchura producto	105	[mm]
Profundidad producto	70	[mm]
Peso producto	295	[gr]
<b>Datos generales</b>		
Nº módulos DIN	8	
Formato	DIN	
RoHS	SI	
Material aislante y clase	PC; V-0	
Grado de protección del envolvente	IP 20	
Rango temperatura	-25 °C ... +70 °C	
<b>Características técnicas</b>		

Configuración de red		IT	
Para proteger redes		PV	
Normas Producto		EN 61557-8; IEC 61557-8	
Tensión de alimentación auxiliar AC 50/60 Hz	Us	230	[V]
Consumo propio		2	[VA]
Tensión nominal del sistema	Un	500 ... 1000	[VDC]
Frecuencia nominal	fn	50 / 60	[Hz]
Fusible previo máximo		6	A [gL]
Valor respuesta	Ran	30, 40, 50, 60, 70, 80	[kΩ]
Tiempo máximo de respuesta (RLY1)	tRLY1	< 1 (Ce 22,5 uF)	[s]
Tiempo de respuesta (RLY2)	tRLY2	1, 2, 5, 10	[s]
Desviación de respuesta (para 750V<Us<1000V)		5	[%]
Desviación de respuesta (para 500V<Us<750V)		15	[%]
Histéresis (para Un=1.000 VDC; Ran=30 kOhms)		15	[%]
Histéresis (para Un=1.000 VDC; Ran=80 kOhms)		10	[%]
Tiempo de rearme	tr	1	[min]
Tensión de medida (valor de pico) (RF=Ω)	Um	< 25	[V]
Corriente de medida (RF=0 Ω)	Im	< 1,5	[mA]
Resistencia interna CC	Ri	512	[kΩ]
Impedancia interna (a 50 Hz)	Zi	512	[kΩ]
Tensión continua admisible	Ufg	1150	[V]
Capacidad tolerada de derivación de la red	Ce	22,5	[uF]
Tensión impulsional soportada/categoría	Uimp	4 / III	[kV]
Compatibilidad electromagnética (CEM)		EN 61000; IEC 61000	

ANEXO 16: FUSIBLE NIVEL II.



# FOTOVOLTAICOS

FUSIBLES & BASES PORTAFUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

**NH** | **gPV**  
**NH 1000V DC**  
 fusibles

Los cartuchos fusibles de cuchilla NH gPV para instalaciones fotovoltaicas de DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección, en arrays, sub-arrays o en la entrada DC de los inversores de las instalaciones fotovoltaicas.

Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la Norma IEC 60269-5 y UL348-19), con una corriente mínima de fusión de 1,35 In. Están contruidos con cuerpo de cerámica de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos. Los contactos están realizados en cobre o latón plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características.

Este tipo atornillado está especialmente diseñado para aplicaciones en las que se puede montar directamente sobre placas.



**NH1**  
 U **1000VDC**  
 POTES DE CORTE **30kA**  
 CONTACTOS **PLATINA**

$I_n$ [A]	REFERENCIA	EMBALAJE UN/CAJA
25	373210 B	1/30
32	373215 B	1/30
40	373225 B	1/30
50	373230 B	1/30
63	373235 B	1/30
80	373240 B	1/30
100	373245 B	1/30
125	373250 B	1/30
160	373255 B	1/30
200	373260 B	1/30



**NH2**  
 U **1000VDC**  
 POTES DE CORTE **30kA**  
 CONTACTOS **PLATINA**

$I_n$ [A]	REFERENCIA	EMBALAJE UN/CAJA
200	373350 B	1/15
250	373360 B	1/15



**NH3**  
 U **1000VDC**  
 POTES DE CORTE **30kA**  
 CONTACTOS **PLATINA**

$I_n$ [A]	REFERENCIA	EMBALAJE UN/CAJA
200	373425 B	1/15
250	373435 B	1/15
315	373445 B	1/15
355	373450 B	1/15
400	373455 B	1/15



## ANEXO 17: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE SOBRETENSIÓN CA

### PSM3-40/400 TNC

77707866



Protección contra el rayo y las sobretensiones

Protector contra sobretensiones transitorias, tipo 2, 3 polos, Trifásico , 40kA(8/20),230V , para regimenes de neutro TNC



Escanee este código QR y conozca la gama completa



[Link a la página de producto](#)

Datos técnicos	Valor	Unidades
<b>Datos mercantiles</b>		
Código	77707866	
Descripción	PSM3-40/400 TNC	
Estado	Disponible	
EAN	8436287830148	
Partida arancelaria	8538.30.80	
<b>Dimensiones</b>		
Altura producto	80	[mm]
Anchura producto	64	[mm]
Profundidad producto	70	[mm]
Peso producto	321	[gr]
<b>Datos generales</b>		
Configuración interna	3P	
Nº polos	3	
Nº módulos DIN	3	
Instalación	(L1-L2-L3-PEN)	
Formato	Decenohufable	
Configuración de red	TNC	
Normas Producto	IEC 61643-11; EN 61643-11	
Certificaciones	CE; RCM; UL 1449	
Clasificación según EN 61643-11	Tipo 2	
Clasificación según IEC 61643-11	Clase II	
Material aislante y clase	PA88 CT1; V-0	
Grado de protección del envolvente	IP 20	

## ANEXO 18: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE INTERRUPTOR DE NIVEL II

### Product data sheet Characteristics

**LV438973**  
switch disconnector Compact NSX1600NA DC  
PV - 1600 A - 4P



#### Main

Range	Compact
Product name	Compact NSX DC
Product or component type	Switch disconnector
Device short name	Compact NSX1600NA DC PV
Poles description	4P
Network type	DC
[Ue] rated operational voltage	1000 V DC conforming to IEC 60947-3
[Ie] rated operational current	DC-22A: 1600 A DC 1000 V
[U] rated insulation voltage	1000 V DC conforming to IEC 60947-3
[Uimp] rated impulse withstand voltage	8 kV conforming to IEC 60947-3
[Ith] conventional free air thermal current	1600 A at 65 °C
[Icm] rated short-circuit making capacity	20 kA switch-disconnector alone
Breaking capacity code	NA
Suitability for isolation	Yes conforming to IEC 60947-3
Contact position indicator	Yes
Visible break	No
Utilisation category	DC-22A
Pollution degree	3 conforming to IEC 60947-3

#### Complementary

Control type	Toggle
Mounting mode	Fixed
Upside connection	Front
Downside connection	Front
[Icw] rated short-time withstand current	20 kA during 1 s conforming to IEC 60947-3

Disclaimer: This document is a technical specification and is subject to change without notice. The user is responsible for the correct use of the product in its specific application.

## ANEXO 19: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE VIGILANTE DE ASILAMIENTO ISO-CHECK 230V DE CA

### ISO-CHECK 230V

77706700



Protección contra el rayo y las sobretensiones

Vigilante de aislamiento para redes de 230 V.



Escanee este código QR y conozca la gama completa



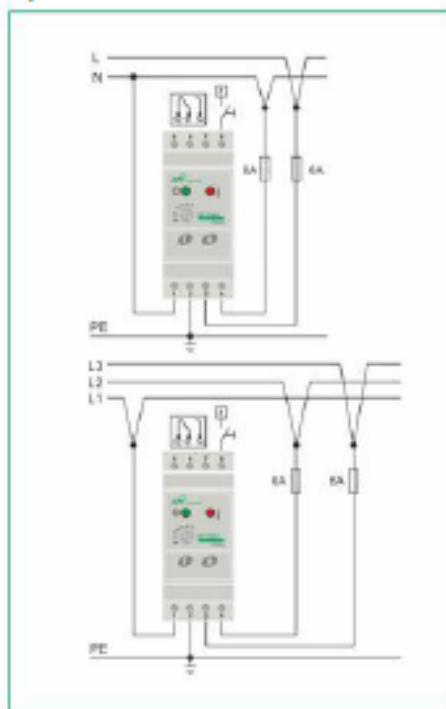
[Link a la página de producto](#)

Datos técnicos	Valor	Unidades
<b>Datos mercantiles</b>		
Código	77706700	
Descripción	ISO-CHECK 230V	
Estado	Disponible	
EAN	8436287825846	
Partida arancelaria	8538.30.80	
Longitud embalaje	166	[mm]
<b>Dimensiones</b>		
Altura embalaje	80	[mm]
Anchura embalaje	46	[mm]
Peso embalaje	218	[gr]
Unidad de embalaje	1	
Peso producto	201	[gr]
<b>Datos generales</b>		
Nº módulos DIN	2	
Formato	DIN	
RoHS	SI	
Material aislante y clase	PC+PV; UL 84 V-0	
Grado de protección del envoltorio	IP 20	
Rango temperatura	-25 °C ... +70 °C	
<b>Características técnicas</b>		
Tipo de red eléctrica	Sistemas CA aislados	
Configuración de red	IT	
Para proteger redes	IT	
	EN 61667-8; IEC	

Normas Producto		<b>81667-8</b>	
Tensión de alimentación auxiliar AC 50/60 Hz	Us	<b>230</b>	[V]
Frecuencia nominal	fn	<b>60 / 60</b>	[Hz]
Fusible previo máximo		<b>8</b>	A [pL]
Valor respuesta	Ran	<b>60 ... 300</b>	[kΩ]
Desviación de respuesta (para 450V<Us<600V)		<b>10</b>	[%]
Tensión de medida (valor de pico) (RF=Ω)	Um	<b>40</b>	[V]
Corriente de medida (RF=0 Ω)	Im	<b>200</b>	[mA]
Resistencia interna CC	Ri	<b>&gt;= 100</b>	[kΩ]
Impedancia interna (a 50 Hz)	Zi	<b>&gt;= 100</b>	[kΩ]
Capacidad tolerada de derivación de la red	Ce	<b>20.000</b>	[μF]
Conector salida		<b>AC-13; 8A - 250V</b>	
Compatibilidad electromagnética (CEM)		<b>UNE-EN-85143+A:2004</b>	

## Esquemas

Esquema de conexión



## ANEXO 20: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE INTERRUPTOR TIPO COMPACTO NSX400N, 50 KA, MICROLOGIC 1,3.

### Ficha técnica del producto 33482

#### Características

Interruptor automático Compact NS1600N -  
Micrologic 2.0 - 1600 A - 3 polos -fijo



#### Principal

Gama	Compact
Nombre del producto	Compact NS
Gama de producto	NS630b...1600
Nombre corto del dispositivo	Compact NS1600N
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	3P
Descripción de polos protegidos	3R
(In) rated current up to 85 °C	1600 A 50 °C
[Ue] tensión asignada de empleo	690 V CA 50/60 Hz
Tipo de red	CA
Frecuencia de red	50/60 Hz
Apto para seccionamiento	SI EN/IEC 60947-2
Categoría de empleo	Category B
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	30 kA Icu 690/690 V CA 50/60 Hz IEC 60947-2 50 kA Icu 380/415 V CA 50/60 Hz IEC 60947-2 50 kA Icu 440 V CA 50/60 Hz IEC 60947-2 85 kA Icu 220/240 V CA 50/60 Hz IEC 60947-2 40 kA Icu 500/525 V CA 50/60 Hz IEC 60947-2
Performance level	CA
Unidad de control	Micrologíc 2.0
Tecnología de unidad de disparo	Electrónico
Funciones de protección de unidad de control	LI
Tipo de control	Maneta Mando rotativo
Circuit breaker mounting mode	Fijo

El responsable de esta información es el fabricante. El usuario debe leer detenidamente el manual de instrucciones y las normas de seguridad antes de utilizar el producto. El fabricante no se responsabiliza de los daños causados por un uso incorrecto del producto.



## Complementario

[U] tensión asignada de aislamiento	800 V CA 50/60 Hz IEC 60947-2
[Uimp] Tensión asignada de resistencia a los choques	8 kV IEC 60947-2
[Ics] rated service short-circuit breaking capacity	30 kA IEC 60947-2 500/525 V CA 50/60 Hz 37 kA IEC 60947-2 220/240 V CA 50/60 Hz 37 kA IEC 60947-2 380/415 V CA 50/60 Hz 22 kA IEC 60947-2 660/690 V CA 50/60 Hz 37 kA IEC 60947-2 440 V CA 50/60 Hz
[Iow] rated short-time withstand current	19.2 kA 1 s IEC 60947-2
Endurencia mecánica	10000 ciclos
Durabilidad eléctrica	1000 ciclos 690 V In 2000 ciclos 690 V In/2 2000 ciclos 440 V In 5000 ciclos 440 V In/2
Pérdidas de potencia	74 W
Tipo de montaje	Placa posterior
Conexión superior	Frontal
Conexión hacia abajo	Parte frontal
Paso interpoler	70 mm
Tipo de protección	Prot.cont. sobrec. (per.largo) Prot.contra cortocirc.(nat.)
Calibre de la unidad de disparo	1600 A 50 °C
Long-time pick-up adjustment type Ir (thermal protection)	9 regulaciones
[Ir] long-time protection pick-up adjustment range	0,4...1 x pol
Long-time protection delay adjustment type Ir	9 regulaciones
[Tr] long-time protection delay adjustment range	12.5...600 s 1.5 x Ir 0.5...24 s 6 x Ir 0.7...16.6 s 7.2 x Ir
Memoria térmica	20 mn
Instantaneous protection pick-up adjustment type Ii	Ajustable
[Ii] instantaneous protection pick-up adjustment range	1,5...10 x Ir
Composición de los contactos auxiliares	1 NANC
Señalizaciones en local	4 LEDs rojo indicación de error 1 LED amarillo sobrecarga
Width (W)	210 mm
Height (H)	327 mm
Depth (D)	147 mm
Peso del producto	14 kg

## Entorno

Normas	ENIEC 60947-2
Certificaciones de producto	ASTA ASEFA
Grado de contaminación	3 IEC 60947
Grado de protección IP	IP40 IEC 60529
Grado de protección IK	IK07 EN 50102
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-50...85 °C

## ANEXO 21: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE PV BOX.

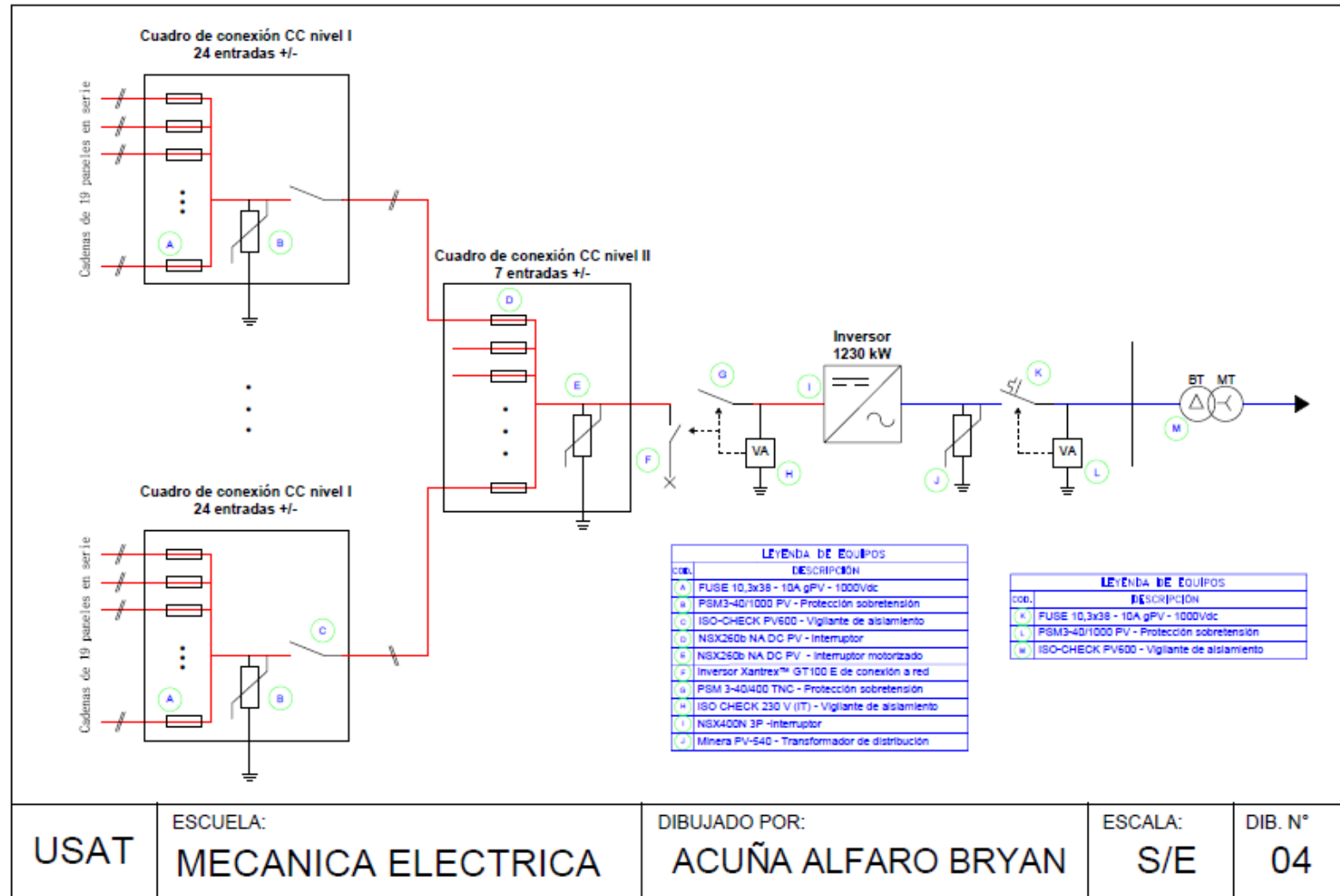
Device short name	PV Box RT 1080	PV Box RT 1260	PV Box RT 1360
<b>Electrical specifications</b>			
<b>DC Input</b>			
Voltage range, MPPT	440 - 800 V (at PF=1)	510 - 800 V (at PF=1)	550 - 800 V (at PF=1)
Max. input voltage, open circuit	1000 V	1000 V	1000 V
Max. DC current	2 x 1280 A	2 x 1280 A	2 x 1280 A
<b>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>a</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	COBk (according to EN 50464-1) or compliant with Ecodesign regulation (depending on geographies)		
Medium voltage switchgear U ≤ 24 kV	Schneider Electric RM6 ring main unit type NE-DI with Sepam 10 protection relay		
Medium voltage switchgear 24 kV ≤ U ≤ 36 kV	Schneider Electric Flusarc ring main unit type CB-C with Sepam 10 protection relay		
<b>Optional content</b>			
Automatic progressive reconnection <sup>a</sup>	MV circuit breaker motorization, configurable timer		
Auxiliary power transformer	10 kVA / 400 V		
DC input measurement	DC Box monitored		
Monitoring and control	Conext Control <sup>®</sup> 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 / +40°C(3)		
Other temperature ranges	Continental (-20°C / +45°C), Desert / Tropical (-10°C / +50°C), Very cold (-35°C / + 45°C)		
<b>Pollution</b>			
Standard low polluted environment (Rural and suburban environment)	G4 filters		
Option polluted environment (desert, urban...) <sup>a</sup>	External filter box (G4 and F9 filters, fans, speed drives)		
<b>Other conditions</b>			
Max. relative humidity	100%		
Max. altitude above sea level <sup>a</sup>	2000 m		
Max. wind speed	123 km / h		
Max. snow load	250 kg / m <sup>2</sup>		
IP grade LV / MV compartment	IP44 / IP54		
IP grade transformer compartment	IP23		
<b>General specifications</b>			
<b>Dimensions and weight</b>			
During transportation (H x W x D)	3.10 x 2.50 x 8.90 (or 9.70 <sup>a</sup> ) m		
Assembled on site (H x W x D)	2.65 x 3.15 x 8.90 (or 9.70 <sup>a</sup> ) m		
Weight approx. with standard content	24 tons		
Material			
Basement	Concrete basement included		
Walls and roof	Sandwich panel with mineral wool (50 mm) EI 30 minutes		
<b>Cooling</b>			
LV and MV switchboard compartment <sup>a</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		

Specifications are subject to change without notice.

<sup>a</sup>Fuses may be ordered separately. <sup>b</sup>To avoid simultaneous reconnection of every PV Boxes and for automatic opening and reclosing on grid voltage loss (grid requirement). <sup>c</sup>Derating: See Conext Core XC inverter application note. <sup>d</sup>For dust or sand (IEC 60721-2-5 (§4.2.4)) size < 150 µm and concentration < 2 mg / m<sup>3</sup>. <sup>e</sup>Power derating above 1000 m. Above 2000 m special requirements.

<sup>f</sup>In case of filter box option. <sup>g</sup>Extra fans in filter box only for polluted environment.

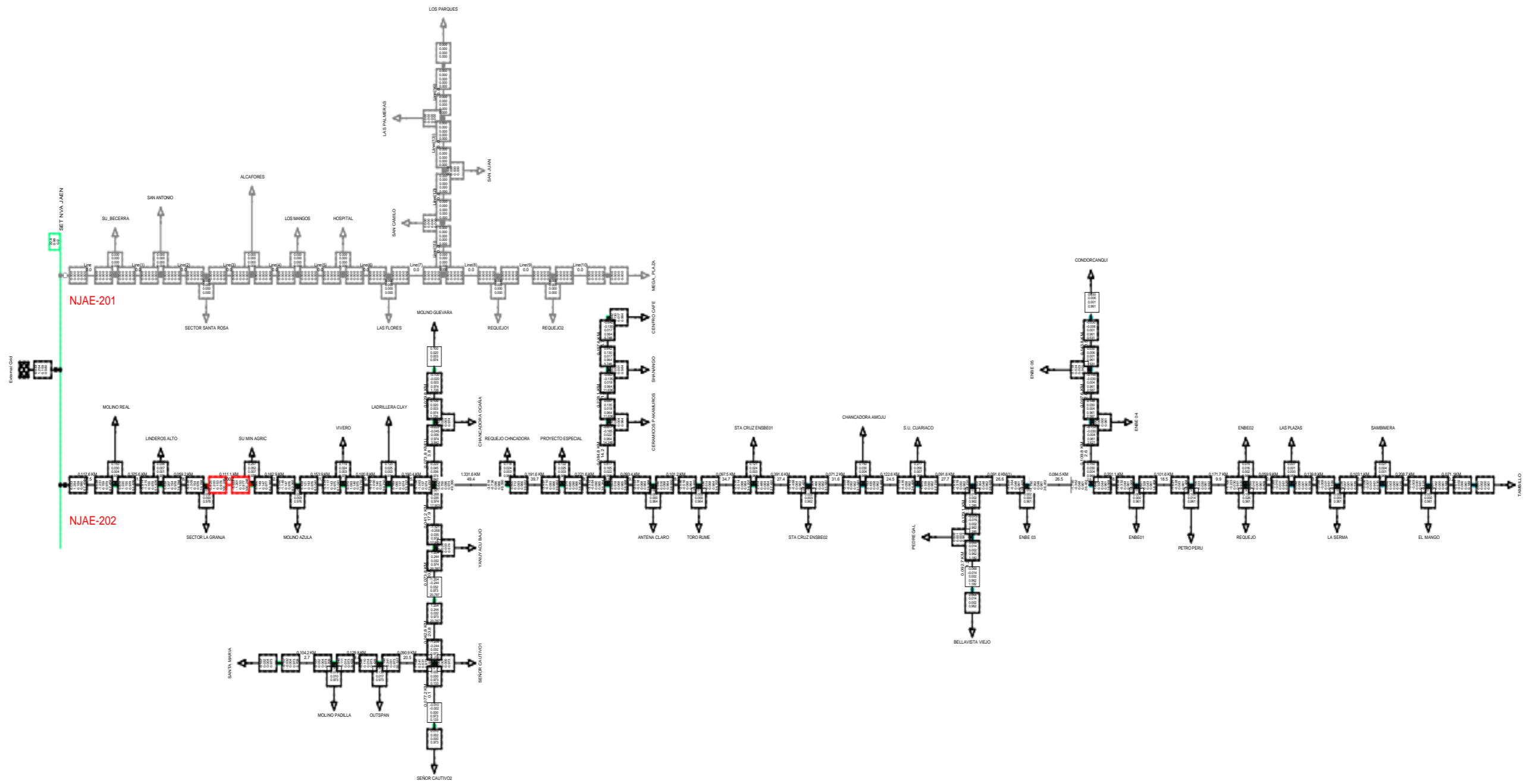
## ANEXO 22: DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES



ANEXO 23: REGISTRO DE MAXIMA DEMANDA EN ALIMENTADORES NJAE 202

Item	SED	POT APARENTE	TIPO PUNTO1	PUNTO MEDI2	ALMT	TIPO PUNTO	PUNTO MEDIC	DISTRIBUID A
1	ALCAFORES	75000	A	2403	NJAE201	E	240182	63000
2	ANTENA CLARO	10000	A	2404	NJAE202	E	241005	5062
3	BELLAVISTA VIEJO	75000	A	2403	NJAE202	E	242053	54043
4	CENFRO CAFE	800000	A	2404	NJAE202	E	241101	509100
5	CERAMICOS PAKAMUROS	250000	A	2403	NJAE202	E	242120	118796
6	CHANCADORA AMOJU	160000	A	2403	NJAE202	E	242120	118796
7	CHANCADORA OCAÑA	100000	A	2403	NJAE202	E	240187	97148
8	CONDORCANQUI	50000	A	2403	NJAE202	E	240139	24470
9	EL MANGO	5000	A	2403	NJAE202	E	242057	4200
10	ENBE 03	100000	A	2404	NJAE202	E	240117	9432
11	ENBE 04	40000	A	2403	NJAE202	E	242055	1790
12	ENBE 05	100000	A	2403	NJAE202	E	242103	93116
13	ENBE01	160000	A	2403	NJAE202	E	242102	13695
14	ENBE02	100000	A	2403	NJAE202	E	240182	63000
15	HOSPITAL	2400000	A	2403	NJAE201	E	242101	1897016
16	LA SERMA	10000	A	2404	NJAE202	E	240117	9032
17	LADRILLERA CLAY	100000	A	2403	NJAE202	E	240187	97148
18	LAS FLORES	160000	A	2403	NJAE201	E	242071	14077
19	LAS PALMERAS	160000	A	2403	NJAE201	E	242071	110913
20	LAS PLAZAS	10000	A	2404	NJAE202	E	241005	5062
21	LINDEROS ALTO	50000	A	2403	NJAE202	E	242001	28569
22	LOS MANGOS	75000	A	2403	NJAE201	E	242053	54043
23	LOS PARQUES	100000	A	2404	NJAE201	E	241201	86760
24	MEGA_PLAZA	1200000	A	2404	NJAE201	E	241334	991213
25	MOLINO AZULA	100000	A	2404	NJAE202	E	241335	95970
26	MOLINO GUEVARA	100000	A	2404	NJAE202	E	241336	79200
27	MOLINO PADILLA	340000	A	2404	NJAE202	E	241101	309100
28	MOLINO REAL	160000	A	2403	NJAE202	E	242120	118796
29	OUTSPAN	500000	A	2404	NJAE202	E	241101	509100
30	PEDREGAL	5000	A	2403	NJAE202	E	242104	4991
31	PETRO PERU	430000	A	2404	NJAE202	E	241101	409100
32	PROYECTO ESPECIAL	160000	A	2403	NJAE202	E	240187	97148
33	REQUEJO	800000	A	2404	NJAE202	E	241154	770505
34	REQUEJO CHNCADORA	100000	A	2403	NJAE202	E	242103	93116
35	REQUEJO1	300000	A	2403	NJAE201	E	242120	118796
36	REQUEJO2	160000	A	2403	NJAE201	E	240143	113251
37	S.U. CUARIACO	250000	A	2404	NJAE202	E	241002	220102
38	SAMBIMERA	25000	A	2404	NJAE202	E	241104	16097
39	SAN ANTONIO	50000	A	2403	NJAE201	E	242001	38569
40	SAN CAMILO	160000	A	2403	NJAE201	E	242120	118796
41	SAN JUAN	100000	A	2403	NJAE201	E	242103	93116
42	SANTA MARIA	160000	A	2403	NJAE202	E	242120	124396
43	SECTOR LA GRANJA	10000	A	2404	NJAE202	E	241154	7705
44	SECTOR SANTA ROSA	50000	A	2403	NJAE201	E	242001	28569
45	SEÑOR CAUTIVO1	5000	A	2403	NJAE202	E	242104	4991
46	SEÑOR CAUTIVO2	10000	A	2403	NJAE202	E	242105	7543
47	SHANANGO	25000	A	2403	NJAE202	E	242201	20534
48	STA CRUZ ENSBE01	100000	A	2404	NJAE202	E	241335	95970
49	STA CRUZ ENSBE02	100000	A	2404	NJAE202	E	241335	85270
50	SU MIN AGRIC	250000	A	2403	NJAE202	E	242053	204043
51	SU_BECERRA	50000	A	2404	NJAE201	E	241310	24403
52	TAMBILLO	10000	A	2403	NJAE202	E	242056	8220
53	TORO RUME	10000	A	2404	NJAE202	E	241154	7705
54	VIVERO	100000	A	2403	NJAE202	E	242058	94131
55	YANUYACU BAJO	100000	A	2403	NJAE202	E	242103	93116

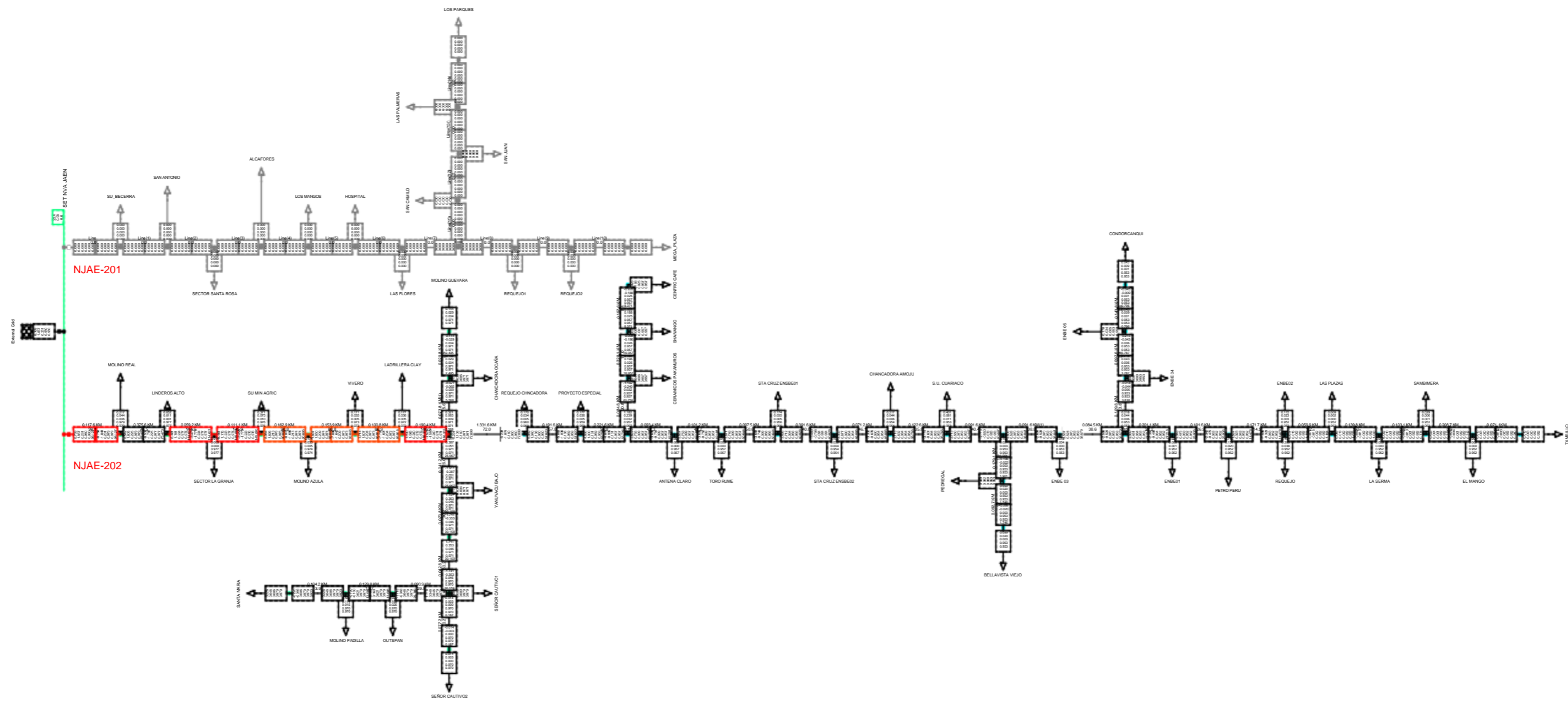
ANEXO 24 PLANO SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN PROYECCIÓN DE 05 AÑOS



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [M]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power
Voltage, Angle [deg]	Current, Magnit
	Positive-Sequen
	Losses [W]

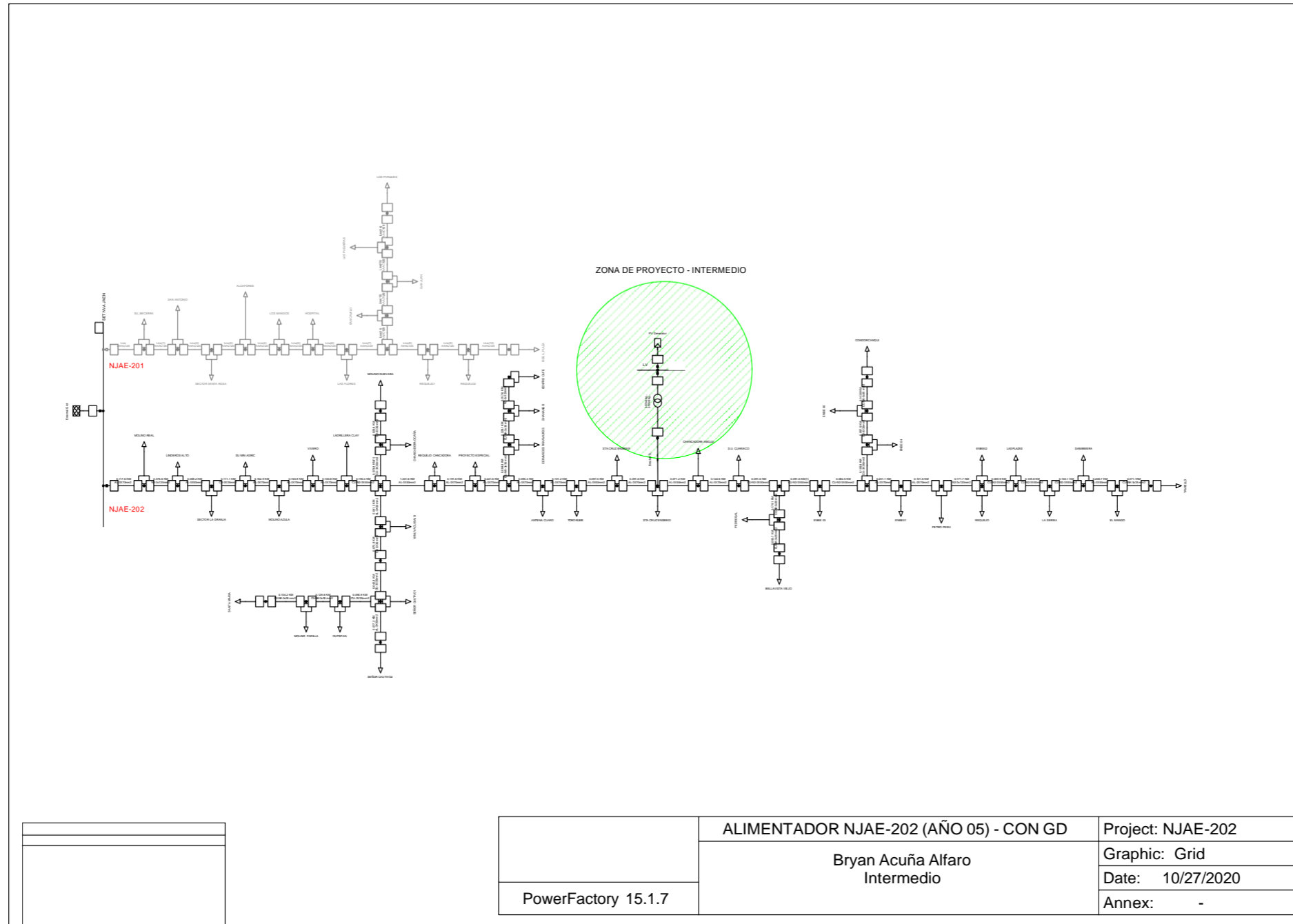
PowerFactory 15.1.7	ALIMENTADOR NJAE-202 (AÑO 05) - SIN GD	Project: NJAE-202
	Bryan Acuña Alfaro	Graphic: Grid
		Date: 10/25/2020
		Annex:

ANEXO 25 PLANO SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN PROYECCIÓN DE 10 AÑOS



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Current, Magnitude [kA]
	Positive-Sequence-Voltage, Ma
	Voltage, Magnitude [p.u.]
	Loading [%]

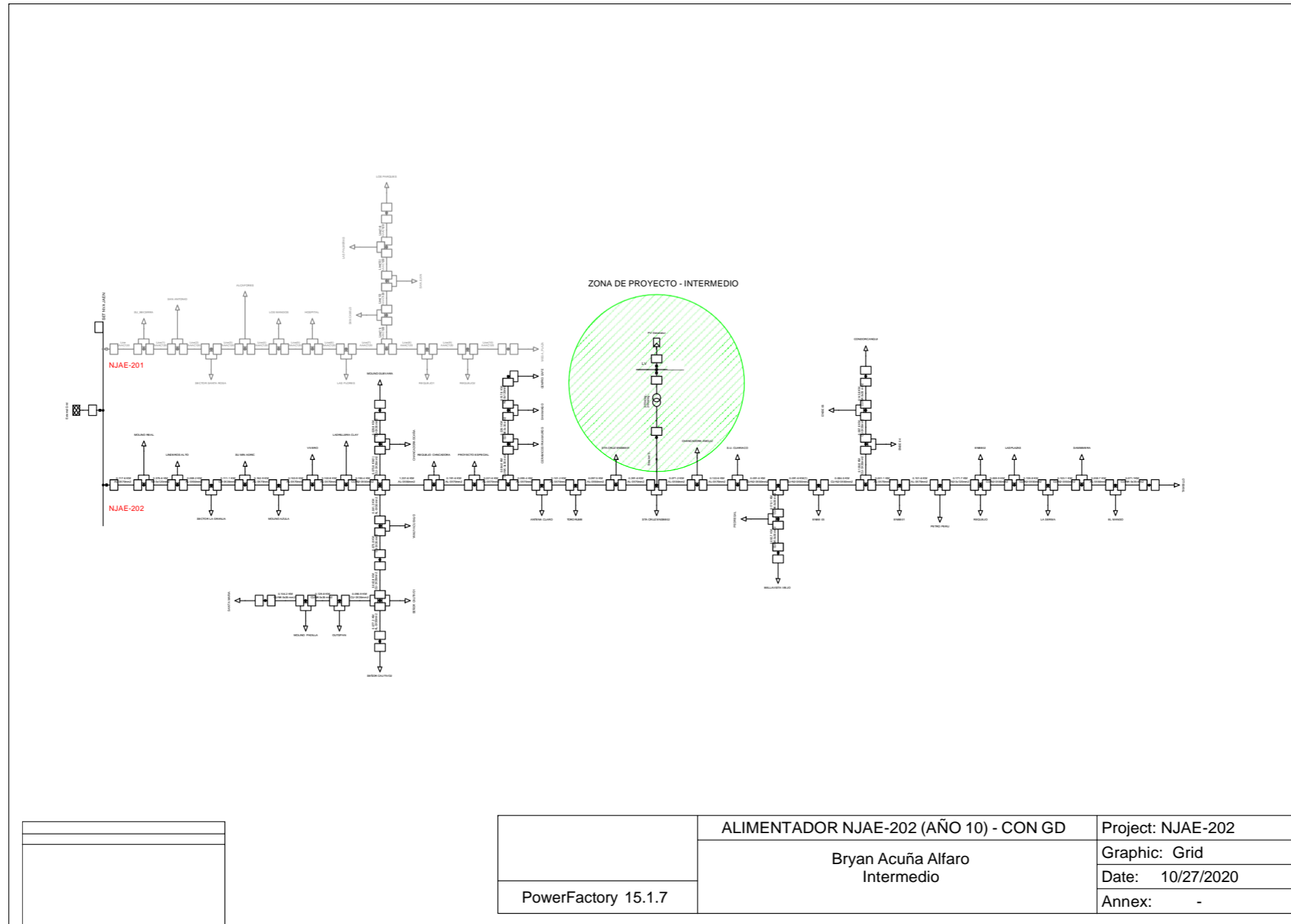
PowerFactory 15.1.7	ALIMENTADOR NJAE-202 (AÑO 10) - SIN GD	Project: NJAE-202
	Bryan Acuña Alfaro	Graphic: Grid
		Date: 10/25/2020
		Annex:




PowerFactory 15.1.7

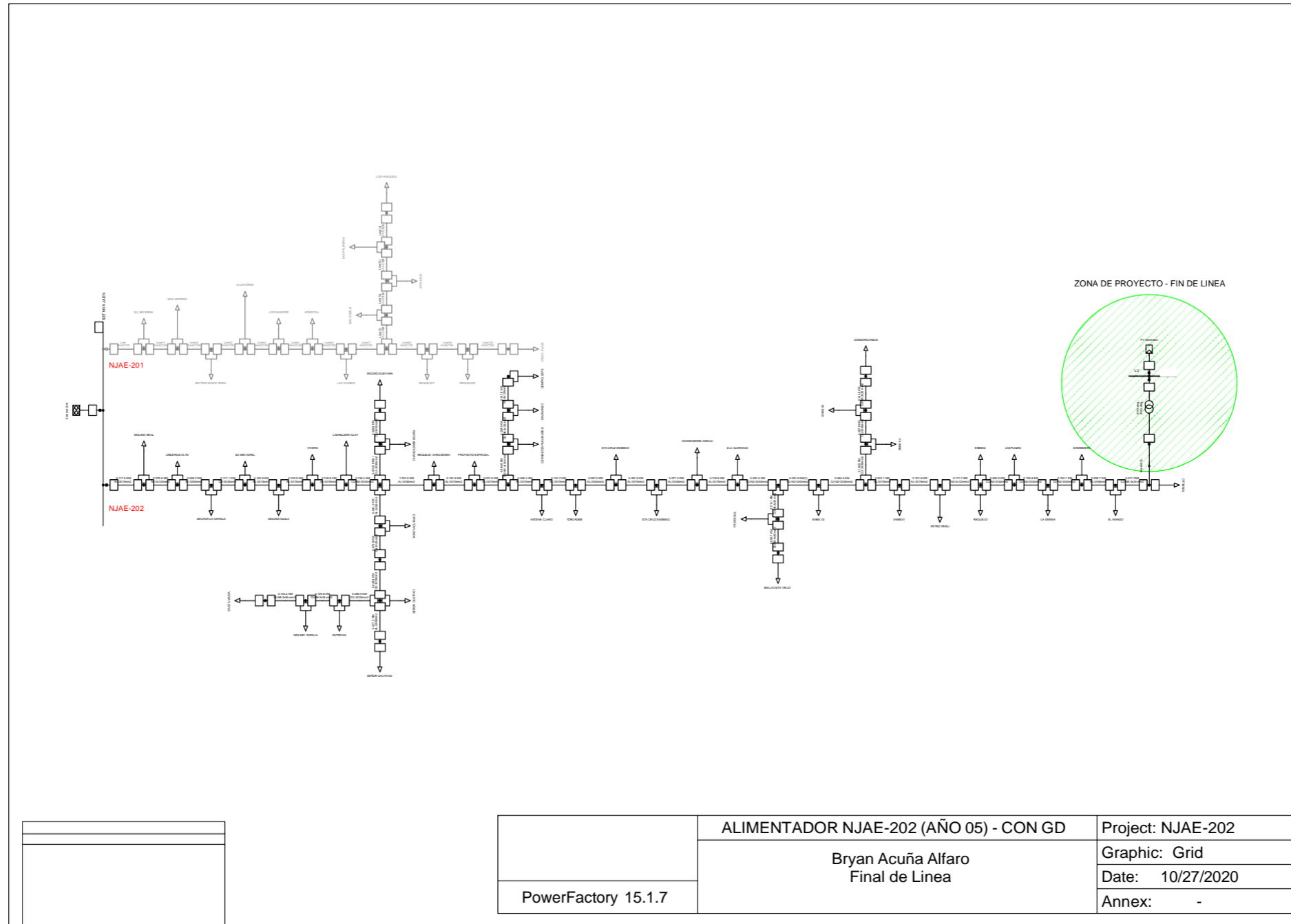
ALIMENTADOR NJAE-202 (AÑO 05) - CON GD	Project: NJAE-202
Bryan Acuña Alfaro Intermedio	Graphic: Grid
	Date: 10/27/2020
	Annex: -

ANEXO 26: PLANO SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN PROYECCIÓN DE 05 AÑOS – ZONA INTERMEDIA

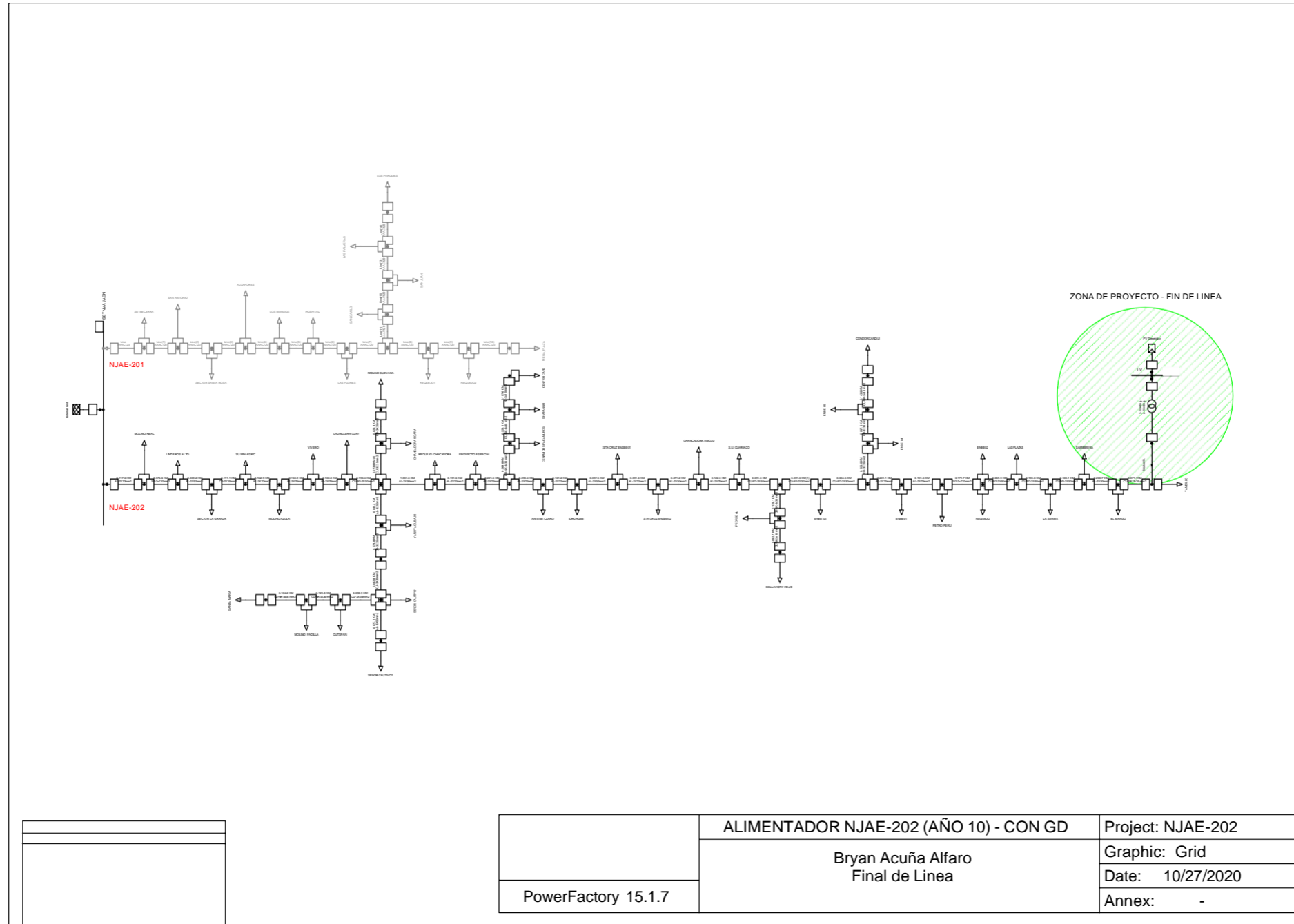


ANEXO 27: PLANO SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN PROYECCIÓN DE 10 AÑOS – ZONA INTERMEDIA





ANEXO 28: PLANO SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN PROYECCIÓN DE 05 AÑOS – ZONA FINAL DE LINEA



ANEXO 29: PLANO SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN PROYECCIÓN DE 10 AÑOS – ZONA FINAL DE LINEA

## ANEXO 30: ANÁLISIS DE COSTOS UNITARIOS.

<b>Análisis de precios unitarios</b>					
Presupuesto		1004002 INSTALACIÓN DE PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA			
Subpresupuesto		001 INSTALACIÓN DE PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA			
Partida	<b>01.01.01</b>	<b>(010301030105-1004002-01)</b>	<b>M OVILIZACION Y DESM OVILIZACION DE EQUIPOS Y HERRAMIENTAS (SUBCONTRATO)</b>		
		Costo unitario directo por:		est	<b>45 000,00</b>
Código	Descripción Recurso		Unida	Cantidad	Precio S/.
		<b>Subcontratos</b>			Parcial S/.
0424010001	SC MOVILIZACION DE EQUIPOS		glb	1,0000	45 000,00
					<b>45 000,00</b>
Partida	<b>01.02.01</b>	<b>(010107020105-1004002-01)</b>	<b>ESTRUCTURA METALICA</b>		
		Costo unitario directo por:		kg	<b>200 000,00</b>
Código	Descripción Recurso		Unida	Cantidad	Precio S/.
		<b>Subcontratos</b>			Parcial S/.
0406020002	SC ESTRUCTURA METALICA		kg	1,0000	200 000,00
					<b>200 000,00</b>
Partida	<b>02.01</b>	<b>(010601030806-1004002-01)</b>	<b>INSTALACION DE PALENES FOTOVOLTAICOS</b>		
		Costo unitario directo por:		und	<b>824,32</b>
Código	Descripción Recurso		Unida	Cantidad	Precio S/.
		<b>Mano de Obra</b>			Parcial S/.
0101010002	CAPATAZ		hh	0,0667	19,31
0101010005	PEON		hh	0,1000	14,41
010201000000	TECNICO ELECTRICISTA		hh	0,0333	19,50
0103010013	INGENIERO ELECTRICISTA		hh	0,0333	23,17
					<b>4,15</b>
		<b>Materiales</b>			
0292010004	Panel Fotovoltaico de 340W		und	1,0000	820,00
					<b>820,00</b>
		<b>Equipos</b>			
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES		%mo		0,17
					<b>0,17</b>
Partida	<b>02.02</b>	<b>(010601030808-1004002-01)</b>	<b>INSTALACION DE CABLEADO ELÉCTRICO CC/CA</b>		
		Costo unitario directo por:		und	<b>91 796,37</b>
Código	Descripción Recurso		Unida	Cantidad	Precio S/.
		<b>Mano de Obra</b>			Parcial S/.
0101010005	PEON		hh	55,0000	14,41
010201000000	TECNICO ELECTRICISTA		hh	55,0000	19,50
0103010013	INGENIERO ELECTRICISTA		hh	55,0000	23,17
					<b>3 139,40</b>
		<b>Materiales</b>			
0271010064	CABLE N2XY 0,6/1kV Unipolar.		m	2 500,0000	25,00
0271010065	CABLE N2XSEY 6/10 kV.		m	500,0000	35,00
0272010003	BANDEJA METALICA DE 100 X 60 mm.		m	100,0000	85,00
					<b>88 500,00</b>
		<b>Equipos</b>			
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES		%mo		156,97
					<b>156,97</b>

### Análisis de precios unitarios

Presupuesto **1004002** INSTALACIÓN DE PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Subpresupuesto **001** INSTALACIÓN DE PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Partida	02.02	(010601030808-1004002-01)	INSTALACION DE CABLEADO ELÉCTRICO CC/CA			
			Costo unitario directo por:		und	<b>91 796,37</b>
Código	Descripción Recurso		Unida	Cantidad	Precio S/.	Parcial S/.
<b>Mano de Obra</b>						
0101010005	PEON		hh	55,0000	14,41	792,55
010201000000	TECNICO ELECTRICISTA		hh	55,0000	19,50	1072,50
0103010013	INGENIERO ELECTRICISTA		hh	55,0000	23,17	1274,35
						<b>3 139,40</b>
<b>Materiales</b>						
0271010064	CABLE N2XY 0,6/1kV Unipolar.		m	2 500,0000	25,00	62 500,00
0271010065	CABLE N2XSEY 6/10 kV.		m	500,0000	35,00	17 500,00
0272010003	BANDEJA METALICA DE 100 X 60 mm.		m	100,0000	85,00	8 500,00
						<b>88 500,00</b>
<b>Equipos</b>						
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES		%mo		156,97	156,97
						<b>156,97</b>

Partida	02.03	(010601030807-1004002-01)	INSTALACION DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA			
			Costo unitario directo por:		und	<b>27 260,12</b>
Código	Descripción Recurso		Unida	Cantidad	Precio S/.	Parcial S/.
<b>Mano de Obra</b>						
0101010002	CAPATAZ		hh	16,0000	19,31	308,96
0101010005	PEON		hh	16,0000	14,41	230,56
010201000000	TECNICO ELECTRICISTA		hh	40,0000	19,50	780,00
0103010013	INGENIERO ELECTRICISTA		hh	8,0000	23,17	185,36
						<b>1 504,88</b>
<b>Materiales</b>						
0292010005	Fusible		und	48,0000	85,00	4 080,00
0292010006	PROTECCIÓN SOBRETENSION PSM -340/1000PV.		und	2,0000	1200,00	2 400,00
0292010007	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO COMPACT NSX160 CORTOCIRCUITO PV		und	2,0000	1200,00	2 400,00
0292010008	VIGILANTE DE AISLAMIENTO ISO-CHECK PV600.		und	2,0000	900,00	1800,00
0292010009	INTERRUPTORES DE APERTURA Y CIERRE COMPACT NSX630B DC PV.		und	2,0000	1000,00	2 000,00
0292010010	PROTECTOR CONTRA SOBRETENSIONES TRANSITORIAS PSM 3-40/400 TNC		und	2,0000	2 000,00	4 000,00
0292010011	VIGILANTE DE AISLAMIENTO ISO-CHECK 230V.		und	2,0000	1500,00	3 000,00
0292010012	INTERRUPTOR TIPO COMPACTO NSX400N, 50 KA, MICROLOGIC 13.		und	2,0000	3 000,00	6 000,00
						<b>25 680,00</b>
<b>Equipos</b>						
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES		%mo		75,24	75,24
						<b>75,24</b>

Partida	02.04	(010601030809-1004002-01)	INSTALACION DE TRANSFORMADOR			
			Costo unitario directo por:		und	<b>303 599,96</b>
Código	Descripción Recurso		Unida	Cantidad	Precio S/.	Parcial S/.
<b>Mano de Obra</b>						
0101010005	PEON		hh	80,0000	14,41	1 152,80
010201000000	TECNICO ELECTRICISTA		hh	53,3333	19,50	1040,00
0103010013	INGENIERO ELECTRICISTA		hh	53,3333	23,17	1235,73
						<b>3 428,53</b>
<b>Materiales</b>						
029024000400	TRANSFORMADOR		und	1,0000	300 000,00	300 000,00
						<b>300 000,00</b>
<b>Equipos</b>						
0301010006	HERRAMIENTAS MANUALES		%mo		171,43	171,43
						<b>171,43</b>