

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Tesis

**Microgeneración distribuida fotovoltaica para mejorar la
confiabilidad del sistema eléctrico en el alimentador
A4401 de la subestación Chupaca-2021**

Jhoel Pablo Yaurivilca Rojas

Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista

Huancayo, 2021

Repositorio Institucional Continental
Tesis digital



Esta obra está bajo una Licencia "Creative Commons Atribución 4.0 Internacional" .

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi agradecimiento a Dios, quien con su bendición llena siempre mi vida, así mismo, a toda mi familia por estar conmigo siempre, sobre todo en los momentos más difíciles.

Mi profundo agradecimiento a la facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Continental, a los docentes, quienes con la enseñanza y sus valiosos conocimientos hicieron que crezca profesionalmente día a día, gracias a cada uno de ustedes por su paciencia, dedicación y apoyo incondicional.

Finalmente, expresar mi más profundo y sincero agradecimiento al Dr. Joel Contreras Núñez, quien, durante todo este proceso, con su orientación, conocimiento, enseñanza y colaboración posibilitó el desarrollo de este trabajo.

DEDICATORIA

A mi amada esposa Scindy y a mi bella hija Valeska por su paciencia, amor y apoyo incondicional, durante todo este proceso, por estar conmigo en cada momento, gracias.

A mis padres Raúl, Rebeca y Nelly quienes con su cariño, entereza y esfuerzo me han permitido cumplir hasta hoy el sueño más grande, mil gracias por inculcarme el ejemplo de esfuerzo y coraje, y de no temer las adversidades porque Dios está conmigo siempre.

A toda mi familia porque con sus rezos, recomendaciones y palabras de aliento hicieron de mí una mejor persona, y que de una u otra forma me siguen acompañando en todas mis metas.

ÍNDICE

Agradecimiento	ii
Dedicatoria	iii
Índice.....	iv
Índice de tablas	vii
Índice de figuras	viii
Resumen.....	x
Abstract.....	xi
Introducción.....	xii
CAPÍTULO I.....	14
PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO	14
1.1. Planteamiento y formulación del problema	14
1.1.1. Problema general.....	16
1.1.2. Problemas específicos.....	16
1.2. Objetivos	16
1.2.1. Objetivo general.....	16
1.2.2. Objetivos específicos	16
1.3. Justificación e importancia	17
1.3.1. Justificación teórica.....	17
1.3.2. Justificación práctica.....	17
1.3.3. Justificación social	17
1.4. Hipótesis y descripción de variables	17
1.4.1. Hipótesis general	17
1.4.2. Hipótesis específicas	17
1.4.3. Descripción de variables	18
CAPÍTULO II.....	19
MARCO TEÓRICO	19
2.1. Antecedentes del problema	19
2.1.1. Antecedentes nacionales	19
2.1.2. Antecedentes internacionales	23
2.2. Bases teóricas	25
2.2.1. Generación distribuida	25

2.2.1.1. Definición	25
2.2.1.2. Características de la generación distribuida	27
2.2.1.3. Microgeneración fotovoltaica	28
2.2.1.4. Mecanismos utilizados para regulación	28
2.2.1.5. Tipos de generación distribuida	29
2.2.1.6. Ventajas y desventajas	29
2.2.1.7. Arquitectura del sistema	30
2.2.2. Confiabilidad del sistema eléctrico	32
2.2.2.1. Definición	32
2.2.2.2. Caída de tensión.....	33
2.2.2.3. SAIDI	34
2.2.2.4. SAIFI.....	34
2.2.2.5. Continuidad del servicio.....	35
2.3. Bases legales.....	35
2.4. Definición de términos básicos	37
CAPÍTULO III	40
METODOLOGÍA	40
3.1. Método y alcance de la investigación	40
3.1.1. Método de investigación	40
3.1.2. Tipo de investigación	40
3.1.3. Nivel de investigación	41
3.2. Diseño de la investigación	41
3.3. Población y muestra	42
3.3.1. Población	42
3.3.2. Muestra	42
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	42
CAPÍTULO IV.....	43
RESULTADOS Y DISCUSIÓN	43
4.1. Propuesta de microgeneración distribuida fotovoltaica.....	43
4.1.1. Participantes del proceso de microgeneración distribuida	47
4.1.2. Tecnología a utilizar	48
4.1.3. Características del Kit Solar.....	49
4.1.4. Componentes del Kit Solar	49
4.1.5. Cálculo de energía diaria generada por usuario	54

4.1.6. Cálculo de aporte de energía al sistema interconectado	55
4.1.7. Evaluación económica	56
4.1.8. Limitaciones regulatorias	58
4.2. Resultados del tratamiento y análisis de la información	58
4.2.1. Análisis de la caída de tensión.....	58
4.2.2. Continuidad del sistema eléctrico	68
4.3. Prueba de hipótesis	73
4.3.1. Hipótesis específica 1:	73
4.3.2. Hipótesis específica 2:	74
4.3.3. Hipótesis específica 3:	75
4.3.4. Hipótesis específica 4:	76
4.4. Discusión de resultados	82
Conclusiones.....	86
Referencia bibliográficas	88
Anexos	93

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Cantidad de usuarios pertenecientes al alimentador A4401	46
Tabla 2. Consumo promedio mensual (en kWh) (12 usuarios aleatoriamente) 47	
Tabla 3. Diagrama de carga de un cliente representativo de la zona (durante el día)	47
Tabla 4. Características del equipo fotovoltaico	49
Tabla 5. Cálculo de energía diaria generada	54
Tabla 6. Cálculo de energía entregada	54
Tabla 7. Cálculo del aporte de energía diaria.....	55
Tabla 8. Evaluación económica individual.....	56
Tabla 9. Flujo económico del proyecto.....	57
Tabla 10. Distribución de los puntos de análisis de caída de tensión	59
Tabla 11. Distribución de los puntos de análisis de caída de tensión	67
Tabla 12. Sobretensión y caída de tensión en los puntos de análisis	76

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Componentes de una instalación fotovoltaica.	30
Figura 2. Diagrama de alimentador A4401, subestación Chupaca	45
Figura 3. Panel solar de 270 W.	50
Figura 4. Inversor Red SolaX X1 Mini 700VA.....	51
Figura 5. Estructura cubierta metálica.	51
Figura 6. Vatímetro monofásico Growatt SPM.	52
Figura 7. Cable rojo / negro ZZ-F Solar PV de 6 mm ²	53
Figura 8. Conectores macho-hembra multicontact MC4 4-6 mm.	53
Figura 9. Caída de tensión en el punto CT1, antes de la implementación de los paneles.....	60
Figura 10. Caída de tensión en el punto CT2, antes de la implementación de los paneles.....	60
Figura 11. Caída de tensión en el punto CT3, antes de la implementación de los paneles.....	61
Figura 12. Caída de tensión en el punto CT4, antes de la implementación de los paneles.....	61
Figura 13. Caída de tensión en el punto CT5, antes de la implementación de los paneles.....	62
Figura 14. Caída de tensión en el punto CT6, antes de la implementación de los paneles.....	62
Figura 15. Caída de tensión en el punto CT7, antes de la implementación de los paneles.....	63
Figura 16. Caída de tensión en el punto CT1, después de la implementación de los paneles	63
Figura 17. Caída de tensión en el punto CT2, después de la implementación de los paneles	64
Figura 18. Caída de tensión en el punto CT3, después de la implementación de los paneles	64
Figura 19. Caída de tensión en el punto CT4, después de la implementación de los paneles	65

Figura 20. Caída de tensión en el punto CT5, después de la implementación de los paneles	65
Figura 21. Caída de tensión en el punto CT6, después de la implementación de los paneles	66
Figura 22. Caída de tensión en el punto CT7, después de la implementación de los paneles	66
Figura 23. Ubicación de relé I4035186K, ramal del caso 1, en donde se encuentra ubicado el primer grupo de paneles solares (50).....	69
Figura 24. Simulación de apertura del relé I4035186K, sin paneles solares	69
Figura 25. Simulación de apertura del relé I4035186K, con paneles solares...	69
Figura 26. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en “PS 1”	70
Figura 27. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 2	70
Figura 28. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 3	71
Figura 29. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 4	71
Figura 30. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 5	72
Figura 31. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 6	72
Figura 32. Caso 8, apertura de relé principal del alimentador A4401	77
Figura 33. Simulación de apertura de relé principal del alimentador A4401, sin paneles solares	77
Figura 34. Simulación de apertura de relé principal del alimentador A4401, con paneles solares	78
Figura 35. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 1	78
Figura 36. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 2	79
Figura 37. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 3	79
Figura 38. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 4	80
Figura 39. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 5	80
Figura 40. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 6	81
Figura 41. Panel 1	96
Figura 42. Panel 2	96
Figura 43. Panel 3	97
Figura 44. Panel 4	97
Figura 45. Panel 5	98
Figura 46. Panel 6	98

RESUMEN

El presente trabajo de tesis tuvo como objetivo mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca-2021, a partir de la implementación del sistema de microgeneración distribuida fotovoltaica en los usuarios residenciales.

El tipo de investigación utilizado fue el científico aplicado, porque se partió de la descripción de la realidad y propuso alternativas de solución para mejorar la confiabilidad, el nivel de la investigación fue explicativa porque se verificaron los resultados del modelo de microgeneración distribuida fotovoltaica a partir de la simulación en DigSilent, también se analizaron sus efectos en la red eléctrica del alimentador A4401, el diseño de la investigación fue *expostfacto* prospectivo de corte transversal, se tomaron los datos en un solo momento y estos ayudaron a explicar sus efectos prospectivamente; asimismo, se propusieron los efectos como variables dependientes. La población estuvo compuesta por 9672 clientes residenciales pertenecientes al alimentador A4401, seleccionando 460 usuarios para realizar la simulación de la implementación de generación fotovoltaica que consiste en 3 paneles solares con potencia individual de 270 W, con un inversor de potencia máxima de 700 W, los 460 sistemas de generación.

Los resultados de la investigación mostraron que partir de la implementación del sistema de microgeneración distribuida, se reducen las caídas de tensión en los usuarios cercanos a los postes de fin de línea en las redes del alimentador A4401, asimismo, se tienen mejoras en los indicadores SAIDI y SAIFI relacionados con la duración y frecuencia de interrupciones del servicio eléctrico durante el día, de igual manera se mejora la continuidad del sistema ante cualquier eventualidad de apertura de relé, cortocircuito que ocurra durante el día. La conclusión más relevante muestra la efectividad de la utilización de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.

Palabras clave: confiabilidad, energía solar, generación distribuida

ABSTRACT

The objective of this thesis work was to improve the reliability of the electrical system in the feeder A4401 of the substation Chupaca-2021, from the implementation of the photovoltaic distributed microgeneration system in residential users.

The type of research used was the applied scientific because it was based on the description of the reality and proposed alternative solutions to improve reliability, the level of research was explanatory because the results of the photovoltaic distributed microgeneration model were verified from the simulation in DigSilent, as well as its effects on the electrical network of feeder A4401 were analyzed, the research design was ex post facto prospective cross-sectional, the data were taken at a single time and these helped us to explain its effects prospectively; The effects were also proposed as dependent variables. The population consisted of 9672 residential customers belonging to feeder A4401, from which 460 users were selected to perform the simulation of the implementation of photovoltaic generation consisting of 3 solar panels with individual power of 270W, with a maximum power inverter of 700W, the 460 generation systems.

The results of the research showed that from the implementation of the distributed microgeneration system, voltage drops are reduced in the users near the end of line poles in the A4401 feeder networks, likewise, there are improvements in the SAIDI and SAIFI indicators related to the duration and frequency of interruptions of the electric service during the day, likewise the continuity of the system is improved in the event of any eventuality of relay opening, short circuit that occurs during the day. The most relevant conclusion shows the effectiveness of using a photovoltaic system connected to the distribution network to improve the reliability of the electrical system in feeder A4401 of the Chupaca-2021 substation.

Key Words: distributed generation, reliability, solar energy

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, debido a las condiciones sanitarias en las que se vive a nivel mundial, a consecuencia del Covid-19, la eventual cuarentena y las restricciones como medidas sanitarias decretada en muchos estados; hicieron que se dé un drástico giro en la vida de los humanos, como consecuencia para las actividades cotidianas como el trabajo y el estudio, se optó por continuarlas utilizando otros medios, en este caso de forma remota.

Para ello, el empleo de la electricidad ha sido de gran importancia y debido a la actual situación, de mayor demanda; para que de esa forma, se garantice el constante desarrollo económico y social de las ciudades, en donde, garantizar la continuidad del servicio eléctrico para abastecer toda la demanda es fundamental y necesaria.

La presente tesis para un correcto desarrollo y adecuada comprensión de la investigación se dividió de la siguiente forma:

En el capítulo 1 se formula y plantea el problema que motiva la presente investigación, por otro lado, se define el problema general, así como los problemas específicos, así mismo, se definió tanto el objetivo general como los objetivos específicos, luego se identificó la justificación para esta presente investigación y se formuló la hipótesis general e hipótesis específicas, y para culminar se definió la metodología empleada.

En el capítulo 2 se presentó el marco teórico de la presente investigación, tomando como punto inicial los antecedentes nacionales e internaciones, que motivaron la presente investigación, luego se definen las bases teóricas tomando como punto de partida las variables a desarrollar en la tesis, tales como, microgeneración distribuida fotovoltaica, realizando una breve mención con respecto a otros países de la región, características, mecanismos, tipos, ventajas, desventajas y componentes; la confiabilidad en sistemas eléctricos y

sus variables. Luego se citan las bases legales que preceden el presente trabajo de investigación.

En el capítulo 3 es en donde se establece los lineamientos metodológicos de la investigación, conforme a un diseño *expostfacto* prospectivo de corte transversal, nivel explicativo para un tipo de trabajo aplicado, cuyo espacio muestral se constituyó por 460 clientes residenciales al alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021, para la recolección de datos se utilizó una ficha de registro a partir de la técnica de la observación de campo.

En el capítulo 4 se presenta el cuerpo del desarrollo de la presente investigación, abordando, en primer lugar, algunas consideraciones generales que se tomaron en cuenta para su desarrollo, seguido a ello, se detallan las características y componentes del kit solar empleado para el modelamiento y diseño del sistema de microgeneración distribuida; así mismo, una evaluación económica individual. Y con ello proceder a evaluar el potencial energético para la implantación de generación distribuida dentro del alimentador A4401 de la subestación Chupaca, para luego modelar y evaluar la confiabilidad del sistema eléctrico sin generación distribuida; seguido, con el potencial energético se implanta la generación distribuida en el sistema eléctrico y se procede a evaluar la confiabilidad con la implantación de generación distribuida; finalmente, se evaluó el impacto que presenta la generación distribuida en cada sector del sistema eléctrico y se determinó la viabilidad de la implantación de generación distribuida para cada caso. Y finalmente se detallan los resultados en donde se muestran los hallazgos más relevantes y significativos, haciendo una comparación crítica con los antecedentes de este estudio.

Finalmente, se presentan las conclusiones, lista de referencias y anexos.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

1.1. Planteamiento y formulación del problema

La generación distribuida consiste en la generación de energía eléctrica mediante muchas pequeñas fuentes de generación, instaladas cerca del consumidor que se conecta a la red de distribución de energía eléctrica. Tener distribuida la generación reduce pérdidas en la red y descarga la red de transporte. Y como hay pequeñas fuentes de generación (microgeneración) repartidas por el territorio, el fallo de una de las fuentes no supone un grave problema para el sistema eléctrico, mejorando la fiabilidad, calidad y seguridad del sistema eléctrico. En la generación distribuida están también muy presentes las energías renovables y sistemas avanzados de automatización y control, lo que reduce las emisiones de CO₂ y se establece como una parte fundamental en las *Smart Grids* (1).

A nivel mundial, en referencia a Colombia, a través de la Ley 1715 de 2014, se trazó el objetivo de integrar fuentes no convencionales de energía al sistema energético nacional. Dentro de las políticas de esta ley se promovió la autogeneración y generación distribuida, permitiendo la entrega de excedentes de estas actividades a la red. De esta manera, se buscó estimular el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Sin embargo, la incorporación de estas nuevas tecnologías al mercado eléctrico hace necesario repensar la

operación, ya que para hacer frente a estos cambios y materializar sus beneficios, se hacen necesarias reformas operacionales que permitan la inclusión de estas nuevas tecnologías en el mercado. En concordancia con la ley, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), a través de la Resolución 030 de 2018, posibilitó la venta de excedentes de energía a la red, representando un incentivo importante para inversores potenciales. No obstante, aún hay aspectos que deben ser tenidos en cuenta y que deben formar parte de la agenda regulatoria nacional, de modo que permitan una integración exitosa que conlleve beneficios tanto para el mercado eléctrico colombiano como para quienes apuestan a estas fuentes de generación multimodales (2).

En el Perú, se inició el proceso de generación distribuida en el año 2006 mediante la Ley 28832 (Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica) teniendo por objeto perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas, que trata sobre contratos, licitaciones e incentivos para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica, el mercado a corto plazo, comité de operación económica del sistema, adecuación al marco legal de la transmisión, formación de los precios a nivel generación para usuarios regulados y mecanismo de compensación y licitaciones para sistemas aislados. Así mismo, en 2015 con el D. L. N.º 1221 se buscó el perfeccionamiento de la regulación y demás aspectos de las actividades de generación y distribución eléctrica. En el 2018 mediante Resolución Ministerial N.º 292-2018-MEM/DM se autoriza la publicación del proyecto de decreto supremo que aprueba el reglamento de generación distribuida, a efectos de recibir las sugerencias y comentarios de la ciudadanía en general. Sin embargo, a la fecha, el reglamento de la generación distribuida sigue en discusión y aún no se aprueba.

A nivel local; los distritos de Pilcomayo, Tres de Diciembre y Huamancaca Chico, en los últimos años han experimentado una explosión demográfica, que ha conllevado al incremento de los usuarios residenciales; por consiguiente, la demanda de energía eléctrica. Por otro lado, el último evento de salud mundial y el confinamiento obligatorio ha permitido que las personas permanezcan en sus viviendas durante todo el día y el principal recurso que consumen es la electricidad, motivo por el que la facturación se ha incrementado, así como la

demanda de energía genera una sobrecarga en la red eléctrica, eso puede afectar la confiabilidad del sistema eléctrico.

1.1.1. Problema general

¿De qué manera se podría mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021?

1.1.2. Problemas específicos

- a) ¿De qué manera se podrían mejorar los indicadores SAIDI del sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021?
- b) ¿De qué manera se podrían mejorar los indicadores SAIFI del sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021?
- c) ¿De qué manera se podría reducir la caída de tensión en los usuarios cercanos a los postes de fin de línea del sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021?
- d) ¿De qué manera se puede mejorar la continuidad del sistema eléctrico ante contingencias en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021?

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.

1.2.2. Objetivos específicos

- a) Mejorar los indicadores SAIDI en el sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.
- b) Mejorar los indicadores SAIFI en el sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.
- c) Reducir la caída de tensión en los usuarios cercanos a los postes de fin de línea del sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.
- d) Mejorar la continuidad del sistema eléctrico ante contingencias en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.

1.3. Justificación e importancia

1.3.1. Justificación teórica

Se aplicaron los conceptos de microgeneración distribuida fotovoltaica para el diseño de un modelo sustentable *ad hoc* para los usuarios del sistema eléctrico de los distritos de Pilcomayo, Tres de Diciembre y Huamancaca Chico que permita una mejor calidad del servicio eléctrico y un ahorro económico.

1.3.2. Justificación práctica

Los resultados obtenidos en la presente investigación permitieron diseñar un modelo de generación distribuida que mejoró la confiabilidad del sistema eléctrico en el alimentador A4401, a partir de la reducción de las caídas de tensión, mejoramiento de los indicadores SAIDI y SAIFI, así como la continuidad del servicio eléctrico ante alguna contingencia que pudiera presentarse.

1.3.3. Justificación social

A partir de los resultados que se lograron en la presente investigación, los usuarios de los distritos de Pilcomayo, Tres de Diciembre y Huamancaca Chico se benefician directamente con una mejor calidad del servicio eléctrico, que será de manera continua, así como con la disminución en su facturación mensual, lo que significa un ahorro en la economía familiar.

1.4. Hipótesis y descripción de variables

1.4.1. Hipótesis general

Mediante la propuesta de microgeneración distribuida fotovoltaica se mejorará la confiabilidad del sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.

1.4.2. Hipótesis específicas

a. Mediante la propuesta de microgeneración distribuida fotovoltaica se mejorarán los indicadores SAIDI en el sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.

- b.** Mediante la propuesta de microgeneración distribuida fotovoltaica se mejorarán los indicadores SAIFI en el sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.
- c.** Mediante la propuesta de microgeneración distribuida fotovoltaica se reducirá la caída de tensión en los usuarios cercanos a los postes de fin de línea del sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.
- d.** Mediante la propuesta de microgeneración distribuida fotovoltaica se mejorará la continuidad del sistema eléctrico ante contingencias en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.

1.4.3. Descripción de variables

Variable 1:

Microgeneración distribuida fotovoltaica

Dimensiones:

- Paneles solares
- Inversor
- Controlador de carga
- Medidor bidireccional

Variable 2:

Confiabilidad del sistema eléctrico

Dimensiones:

- Caída de tensión
- SAIDI
- SAIFI
- Continuidad del servicio

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes del problema

2.1.1. Antecedentes nacionales

En la tesis *“Mejoramiento de la confiabilidad implantando un sistema de generación distribuida en los sistemas eléctricos críticos de la empresa Electrocentro S. A.”* (3), se plantea como objetivo “mejorar los indicadores SAIDI y SAIFI en los sistemas eléctricos graves de la empresa Electrocentro. Es una investigación del tipo aplicada de nivel explicativo, ya que se explicó el comportamiento de la confiabilidad en función de la constitución de la generación distribuida fotovoltaica, así mismo el diseño de la presente investigación es cuasiexperimental, ya que con la generación distribuida (G. D.) se han obtenido resultados favorables en la confiabilidad de los sistemas eléctricos, reduciendo el tiempo en restablecer el servicio eléctrico al acontecerse una interrupción; también al aplicar la generación distribuida a los sistemas eléctricos de mayor gravedad de la empresa Electrocentro, referente al indicador de calidad SAIDI se produjo una disminución, sin embargo, no sucedió lo mismo con el indicador SAIFI. Para un mejor aprovechamiento de los recursos renovables del cual dispone el Perú, debiendo acompañar la puesta en marcha con una política energética eficiente que contemple aspectos sociales, políticos y económicos, de tal forma que todos seamos partícipes de este desarrollo energético basado en tecnologías renovables” (3).

En la tesis *“Mejoramiento del perfil de tensión en sistemas de distribución usando generación distribuida”* (4), se plantea una metodología para “descubrir la localización y el dimensionamiento óptimo de generadores distribuidos en sistemas de distribución, y con ello mejorar los niveles de tensión en la red. La ubicación óptima de los generadores distribuidos se ejecuta teniendo en cuenta los nodos con peor índice de estabilidad de tensión, y el dimensionamiento óptimo se obtiene al solucionar un modelamiento matemático no lineal teniendo en cuenta la ubicación de los generadores distribuidos seleccionados anteriormente. El modelo matemático es resuelto empleando el software de optimización GAMS, el resultado obtenido fue que en todos los casos desarrollados se mejoraron los niveles de tensión de todos los nodos, garantizando que estos valores estén dentro de los límites permitidos por la normativa vigente” (4).

En la tesis *“Generación distribuida mediante energías renovables como factor de sostenibilidad de las redes eléctricas de distribución”* (5), se plantea como objetivo “estructurar el uso de generación distribuida por medio de energías renovables, para cooperar con la sostenibilidad de las redes eléctricas de distribución. Utilizó el tipo de investigación aplicado de nivel exploratorio y descriptivo, ya que se realizó con la intención de hacer resaltar los aspectos fundamentales de la problemática que representa el uso de generación distribuida y encontrar los procedimientos adecuados para elaborar una investigación posterior, el resultado principal fue que se logró establecer que el impacto de la G. D. en la red de distribución eléctrica, tiene asociado consecuencias desde el punto de vista ambiental, tecnológico y económico” (5).

En la tesis *“Generación distribuida mediante el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución en el Instituto ISA-Chiclayo”* (6), se plantea como objetivo “diseñar un sistema fotovoltaico (generación distribuida) que será conectada a la red de distribución dentro del instituto ISA-Chiclayo, para luego determinar el beneficio en el marco del proyecto de decreto supremo que aprueba el reglamento de

generación distribuida en el Perú y evaluar económicamente el proyecto. Se detalla que al aplicar la generación distribuida al autoconsumo e inyectar los excedentes a la red de distribución en el marco del proyecto del decreto supremo que aprueba el reglamento de generación distribuida en el Perú, cuyo beneficio total año tras año, se va incrementando a partir de un beneficio inicial de S/ 5 791.15 en el primer año de funcionamiento del sistema fotovoltaico conectado a red y S/ 12 702.41 en el año número veinte de funcionamiento del sistema. Además, se determinó un presupuesto de instalación para el sistema fotovoltaico conectado a red de S/ 34 907.84, y haciendo una evaluación económica se determinó un VAN de S/ 10 741.94 y una TIR de 18%, llegando a la conclusión que el proyecto es viable y rentable económicamente” (6)

En la tesis *“Factibilidad de la interconexión de la central de generación fotovoltaica de 10 kW al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para aumentar la confiabilidad de la energía en Jaén”* (7), se plantea como objetivo “comprobar la factibilidad de la interconexión de la central de generación fotovoltaica al sistema eléctrico interconectado nacional y así incrementar la confiabilidad de la energía en la ciudad de Jaén. La investigación es del nivel descriptivo, diseño no experimental, de corte transversal; se ha obtenido como resultado que la radiación para Jaén varía entre 3.46 kWh/m² y 5.68 kWh/m², además, de acuerdo al Decreto Legislativo N.º 1221 admite inyectar al sistema de distribución los excesos de la producción de energía eléctrica. Teniendo un costo total de la inversión de S/ 38 830 y la generación eléctrica puede producir un ingreso anual de S/ 5 512, por lo que la inversión se puede recuperar en 7 años. El VAN es S/ 11 149 y el TIR 13.59%. Asimismo, legalmente en parte, sí es posible debido a que hay una ley que lo respalda; sin embargo, aún no está reglamentada; asimismo, se encontró factibilidad económica, ya que el tiempo de retorno de la inversión es determinado en un corto plazo” (7).

En la tesis *“Impactos por la integración de la generación distribuida con energía solar fotovoltaica en redes de media tensión de la ciudad del Cusco”* (8), se plantea como objetivo “ejecutar un modelamiento del

sistema eléctrico considerando la influencia de la generación distribuida con energía solar fotovoltaica y, de esta manera, determinar los impactos positivos y negativos que pudieran presentarse cuando se integre la generación distribuida fotovoltaica dentro del sistema eléctrico en la ciudad de Cusco. A través del método científico, el tipo de investigación es aplicada y de nivel explicativo, diseño no experimental de corte transversal, que ha obtenido como resultado, luego de realizar la simulación de la LMT de la UNSAAC, específicamente en la carga del transformador del pabellón de Ingeniería Eléctrica y del análisis del Flujo de potencia; se observan impactos técnicos como optimización de la cargabilidad del transformador, mitigación de las pérdidas en el transformador, optimización de la cargabilidad de las redes de MT, mitigación de las pérdidas de las redes de MT; asimismo, impactos ambientales que indican los beneficios arraigados en la implementación de generación distribuida fotovoltaica (energía solar) considerada como energía limpia, cuya inclusión en el sistema eléctrico implicará la mitigación de los gases de efecto invernadero, en consecuencia, se rechaza la hipótesis nula, dicho de otra manera, los impactos ambientales son positivos por la inserción de la generación distribuida fotovoltaica interconectada al sistema eléctrico de la ciudad del Cusco; también determinó el impacto económico referente al ahorro que experimenta el usuario por un lapso de 5 años de pago energético una vez implementada la generación distribuida solar; por consiguiente, la inversión desde el punto de vista costo-beneficio es rentable a nivel financiero” (8).

En la tesis *“Análisis de la generación distribuida y su tratamiento regulatorio en el Perú”* (9), se plantea como objetivo “señalar las ventajas que ofrece la generación eléctrica distribuida como generación renovable, para cumplir las necesidades de la sociedad en electricidad. Señalando como conclusión que el empleo de generación distribuida por una empresa eléctrica contribuirá a afrontar las dificultades del incremento de demanda en los sectores urbanos o rurales, en donde muchas veces el servicio es restringido, el empleo de generación distribuida por parte de la empresa concesionaria permite evitar costos excesivos y obras extensas

(en relación al tiempo que pueda prolongarse), al suministrar la demanda. Si se usa la generación distribuida como reserva, podrá aliviar la carga de la red dentro de horas punta. Asimismo, recomienda que es muy importante señalar que en el Perú, actualmente, no existe una normativa en específico para la correcta utilización de los beneficios de la generación distribuida, es importante saber que mientras no se establezca una correcta normativa que permita resolver las responsabilidades de la generación distribuida sobre las redes involucradas, esta debe considerar únicamente los costos adicionales que se generen por su operación, por ello es necesario promover su desarrollo, especialmente en situaciones que de otra manera pudieran resultar económicamente inviables” (9).

En la tesis *“Impactos eléctricos de la micro y minigeneración distribuida solar fotovoltaica conectadas a la red de distribución en la región Sur”* (10), se plantea como objetivo identificar los impactos eléctricos al momento de la inserción de la mini y microgeneración distribuida de sistemas solar fotovoltaicos conectados a la red de distribución de la empresa concesionaria, y de esa forma establecer las variables eléctricas de impacto en los indicadores de calidad de energía eléctrica. Investigación en donde se obtuvo como conclusiones que la curva de carga de la unidad consumidora cambia con la generación distribuida fotovoltaica, estos pueden controlarse con la gestión activa de la demanda de potencia, utilizando el almacenamiento de energía. El cambio en la curva de carga reduce la carga de los transformadores de distribución y puede aumentar drásticamente su vida útil. Por otro lado, la cantidad de armónicos introducidos en la red por la generación fotovoltaica no provoca distorsión armónica de tensión” (10).

2.1.2. Antecedentes internacionales

En la tesis *“Metodología para mejorar los índices de confiabilidad de un sistema de distribución utilizando generación distribuida”* (11), se plantea como objetivo “ejecutar una metodología que permita mejorar los índices de confiabilidad en sistemas de distribución de energía eléctrica utilizando generación distribuida, empleando una técnica de valoración

para que sea adecuada y poder evaluar los índices de confiabilidad contemplando las condiciones operativas; así mismo, plantear una metodología para mejorar los indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica, utilizando generación distribuida. Con la implementación de la metodología para mejorar los índices de calidad, se obtienen valores que cumplen con los rangos de tensión en los límites permisibles y una cargabilidad en los rangos normales. En el momento de considerar la generación distribuida se pudo observar que la tensión se acerca a 1 pu, indicando que, efectivamente, se percibe un alivio en las redes (se pasó de un voltaje mínimo de 0,965 pu a 0,979 pu). El resultado obtenido al evaluar la metodología descrita en este trabajo en un sistema de prueba demostró la efectividad del procedimiento al reducir los índices de SAIDI y SAIFI, ya que fue posible determinar que la integración de la generación distribuida disminuye los índices de confiabilidad” (11).

En la tesis “*Impacto de la generación distribuida en la confiabilidad de redes de distribución*” (12), se plantea como objetivo “evaluar el impacto de la integración de fuentes de generación distribuida convencional en las redes de distribución, evaluando los impactos sobre los indicadores de confiabilidad. En su investigación concluye que al modelar una generación distribuida y en conjunto con el sistema de distribución, incorporando estos modelos en el estudio de flujos de potencia se pudo observar que se pueden mejorar los perfiles de voltajes, obviamente, en el nodo donde se conecta esta unidad de generación distribuida, pero también en los nodos cercanos al punto común de acoplamiento; también, al evaluar la confiabilidad en redes de distribución, considerando generación distribuida, se toma en cuenta la ubicación en diferentes lugares del punto común de acoplamiento (en el punto de carga, dentro de un segmento y al final de un alimentador) para realizar un análisis del impacto que tiene durante el proceso de restauración; al evaluar la confiabilidad, considerando que una unidad de generación distribuida se conecta dentro de un segmento, de acuerdo con los resultados obtenidos, el impacto es mayor y de gran importancia para los

puntos de carga dentro de ese segmento y también para el alimentador.
(12)

En la tesis “*Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida*” (13), se plantea como objetivo “analizar la confiabilidad de la demanda en la red, comparando los resultados de dos escenarios, con y sin generación distribuida, con ello determinar cuál es la mejor opción. Esta investigación es del tipo aplicada en donde se concluye que es conveniente que los tramos del alimentador no sean muy extensos, así evitar concentraciones de carga muy altas en cada tramo, y de esta manera si un determinado tramo es aislado por una eventual falla, los valores correspondientes de energía no suministrada sufran menor impacto; asimismo, al efectuar el análisis con generación distribuida, este contribuyó a la disminución de los índices de confiabilidad en todos los alimentadores de las empresas (13).

2.2. Bases teóricas

2.2.1. Generación distribuida

2.2.1.1. Definición

“La generación distribuida o generación *in situ*, consiste en la generación de energía eléctrica por medio de muchas pequeñas fuentes de energía de diversas tecnologías, instaladas cerca al consumidor, con el propósito de generar un ahorro económico en el recibo de luz; pudiendo conectarse a la red de distribución eléctrica de la concesionaria. Tener distribuida la generación disminuye las pérdidas en la red y alivia en términos de voltaje la red de transporte. Y como hay pequeñas fuentes de generación (microgeneración) disipadas por el territorio, cuando una de las fuentes llegue a fallar no implica un grave problema para el sistema eléctrico, porque incrementa la fiabilidad, calidad y seguridad del sistema eléctrico. Si se habla de generación distribuida no se puede dejar de mencionar las energías renovables y sistemas avanzados de automatización y control, que disminuye las emisiones de CO₂ y se establece como una parte fundamental en las *Smart City*” (1).

a. Generación distribuida en Perú

“En la actualidad, en el Perú, aún no existe una normativa aprobada, el Minem ha prepublicado un proyecto de Reglamento de Generación Distribuida que recoge los planteamientos iniciales de dicho ente rector” (14).

“El proyecto de reglamento reconoce el papel central de la empresa de distribución eléctrica (EDE), ya que esta 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. De igual forma, Osinergmin cumple un papel muy importante al ser el responsable de emitir las disposiciones necesarias para la conexión, en caso exista una negativa injustificada por parte de la EDE ante una solicitud de conexión de generación distribuida a la red” (14).

b. Generación distribuida en Chile

“De acuerdo al artículo 194 bis de la Ley N.º 20.571, los usuarios que cuenten con equipamiento de generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de recursos energéticos renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tienen derecho a inyectar sus excedentes a la red de distribución” (14).

“En noviembre de 2018 se realizaron cambios a la Ley N.º 20.571, los mismos que a la fecha están pendientes de reglamentación, y que incluyen, entre otros aspectos, cambios en el límite máximo de potencia (pasando de 100 kW a 300 kW), disposiciones para sistemas comunitarios (agrupación de usuarios que deciden instalar equipamiento) y la posibilidad de que las inyecciones remanentes, transcurrido el plazo establecido en el contrato respectivo, puedan descontarse de los cargos por suministro eléctrico a inmuebles o instalaciones del mismo cliente conectadas a la red de la misma EDE” (14).

c. Generación distribuida en Colombia

“El marco normativo en Colombia realiza la distinción entre la autogeneración, que puede ser ejecutada por personas naturales o jurídicas, cuyo objetivo es satisfacción de sus propias necesidades, y la generación distribuida, desarrollada por personas jurídicas que generan energía eléctrica cerca de los centros de consumo y están conectados a las redes del sistema eléctrico. En ambos casos, el marco normativo admite la inyección de excedentes de energía a la red (llamada “exportación de energía” en la Resolución N.º 030-2018 de la CREG). Cabe mencionar que, con respecto a la autogeneración, la normativa realiza una distinción entre autogeneración a pequeña y a gran escala” (14).

2.2.1.2. Características de la generación distribuida

Las principales características de la generación distribuida son:

- **Reduce las pérdidas en la red eléctrica.** Estar más cerca del consumidor supone que las redes de transporte sean más cortas. Por lo tanto, la generación distribuida supone menos pérdidas de energía en el transporte de la electricidad desde la generación hasta el consumidor. Esto también influye en el ahorro a la hora de elevar la tensión eléctrica para su transporte. (15)
- **Mejora la fiabilidad y la calidad del sistema eléctrico.** Como hay pequeñas fuentes de generación (microgeneración), repartidas por el territorio, el fallo de una de las fuentes no supone un grave problema para el sistema eléctrico (15).
- **Potencias reducidas.** Las unidades de microgeneración suelen tener potencias reducidas, aunque en general se suele decir que no sobrepasan los 10 kW de potencia instalada (15).
- **Energías renovables.** En la generación distribuida están muy presentes las energías renovables, ya que son las más adecuadas para ubicarse cerca de los puntos de consumo (15).

2.2.1.3. Microgeneración fotovoltaica

La microgeneración fotovoltaica consiste en pequeñas fuentes de generación eléctrica distribuidas por la ciudad, que por intermedio de unas placas o paneles, captan la energía solar; estos pueden ser instalados ya sea en un edificio o en algún elemento público, como puede ser una luminaria. Es un sistema de cooperación con las grandes centrales, que hace que la ciudad sea más autosuficiente y no dependa tanto de grandes potencias para su abastecimiento (15).

2.2.1.4. Mecanismos utilizados para regulación

En los países en los que existe un marco normativo aprobado para la generación distribuida, esta se regula mediante tres mecanismos: el autoconsumo, el *net metering*, y el *net billing* (16)

- El autoconsumo (conocido como autogeneración); llámese a la generación de energía eléctrica que es aprovechada en tiempo real, esta no es contabilizada en el sistema y, por ende, no se consideran pagos adicionales ni cargos por transporte de energía por las redes eléctricas (16).
- El *net metering* (medición de energía neta), el usuario, al generar energía eléctrica cuenta con un exceso, que no fue consumido, este puede inyectar a la red dichos excedentes producidos. Permitiéndole obtener un crédito para consumos futuros de la red. Esta medición se realiza con el apoyo de la instalación de un medidor bidireccional que gira hacia atrás cuando la electricidad se envía hacia a la red, compensando la electricidad comprada en otro momento (16).
- El *net billing* (facturación neta), en donde los generadores distribuidos, que cuenten con excedentes de energía producida, cuentan con la opción de poder vender este excedente a la empresa concesionaria (distribuidora) inyectándola a la red (16).

2.2.1.5. Tipos de generación distribuida

“En el Perú, un aspecto muy importante del proyecto es proponer separar la generación distribuida considerando la base legal que la define, en los siguientes tipos” (17):

1. Mediana Generación Distribuida (MGD): “relacionada a la generación distribuida regulada en la Ley 28832, limitándola a aquellas instalaciones con capacidad mayor a 200 kW y menor o igual a 10 MW, que solamente podrían estar conectadas en redes de media tensión” (17).

2. Microgeneración Distribuida (MCD): “referida a la generación distribuida regulada en el Decreto Legislativo 1221, vinculada con los usuarios de servicio público de electricidad, cuyas instalaciones se encontrarían conectadas a las redes de distribución de baja o media tensión hasta 33 kV, y cuya capacidad máxima en ningún caso podría superar los 200 kW” (17).

2.2.1.6. Ventajas y desventajas

Ventajas:

- Apoya al suministro de energía en tiempos en donde haya mayor demanda.
- Incrementa la confiabilidad del sistema eléctrico.
- Incrementa la calidad del servicio eléctrico.
- Alivian los sistemas en el transporte de la energía eléctrica.
- Minimizan los costos de inversión en transmisión y distribución.
- Disminuyen la necesidad de modificación de los sistemas de transmisión.
- Beneficia a la conservación del medio ambiente al emplear fuentes de energía renovables.

Desventajas:

- Las fluctuaciones de voltaje, que afecta a los consumidores, quienes se encuentren cerca al usuario (vecinos).

- Esta modalidad exige mejoras en el sistema de adquisición de datos.
- Elevado costo de inversión inicial.
- La carencia de metodología para la interconexión de los pequeños generadores, de tal forma se impide su desarrollo.

2.2.1.7. Arquitectura del sistema

Básicamente, una instalación fotovoltaica para una vivienda está destinada a satisfacer las necesidades de consumo propio de electricidad, cuyos principales componentes son, tal como se observa en la figura 1, se pueden identificar los equipos que lo comprenden.

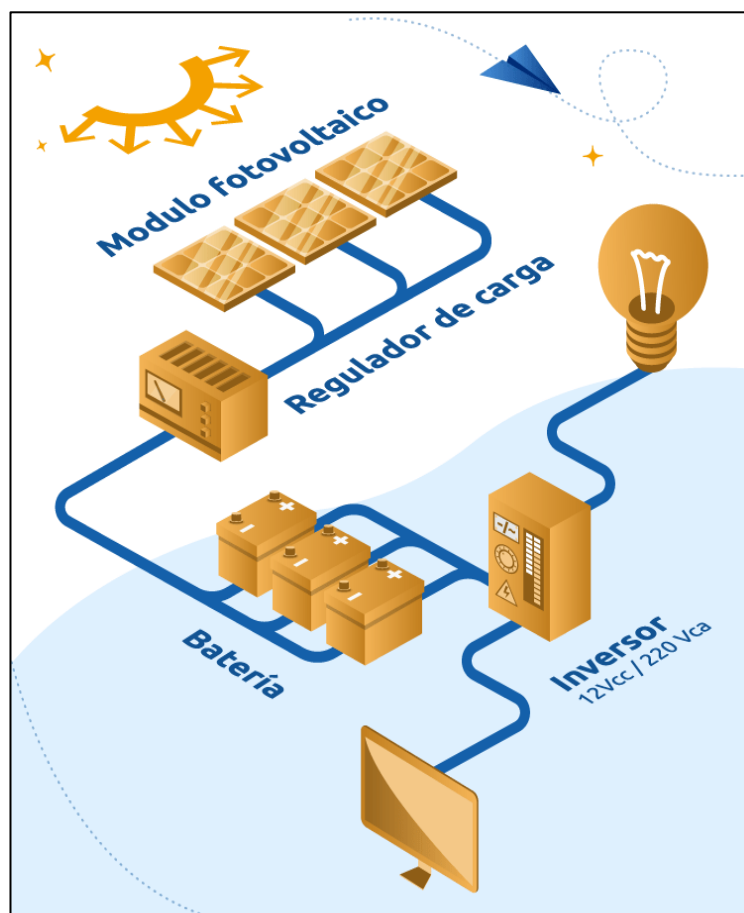


Figura 1. Componentes de una instalación fotovoltaica. Tomada de Tarifasgsluz.com (2021)

a. Paneles solares: “también conocidos como módulos fotovoltaicos, encargados de captar la radiación solar y

transformarlo en electricidad, generando una corriente continua (DC). El número de paneles dependerá de la potencia requerida, y su disposición y forma de conexionado (en serie o en paralelo), será de acuerdo a la tensión nominal de suministro y la intensidad de corriente que se requiera” (18).

- b. Inversor:** “el inversor solar es un dispositivo que permite la conversión de la corriente continua (DC) generada en los paneles fotovoltaicos en corriente alterna (AC) y de esa forma poder ser empleada por los electrodomésticos o equipos en una vivienda” (18).
- c. Regulador de carga:** o controlador de carga, es un elemento de suma importancia, ya que es el encargado de que la instalación con baterías funcione adecuadamente. Este componente tiene la función de prevenir las situaciones de carga y sobredescarga de las baterías, alargando la vida útil de las mismas, así como de asegurar que haya bastante suministro de energía en la batería para evitar que se descarguen. Existen dos tipos de reguladores: MPPT y PWM, la elección de uno u otro dependerá de cómo sea la instalación solar y el uso que se le vaya a dar (19).
- e. Baterías solares:** las baterías solares son dispositivos que permiten el almacenamiento de la energía que se produce durante el día con la radiación solar para ser utilizada en la noche o durante periodos prolongados de mal tiempo o con poca radiación solar. Además, el uso de baterías permite poder inyectar una intensidad de corriente superior a la que los propios paneles solares puedan entregar, si la instalación interior de la vivienda lo requiere (18).
- f. Contador bidireccional:** este dispositivo es secundario, es el dispositivo que contabiliza la energía que fluye de la red eléctrica al consumidor (como cualquier otro contador), y también contabiliza la energía que el consumidor inyecta en la red eléctrica. Este elemento es esencial en cualquier instalación de autoconsumo con excedentes, ya que la concesionaria

compensará los excedentes energéticos, es decir, por la energía producida y no consumida que ha sido inyectada a la red (19).

2.2.2. Confiabilidad del sistema eléctrico

2.2.2.1. Definición

La confiabilidad del sistema eléctrico está relacionada con la continuidad en el servicio cumpliendo los requerimientos de calidad y seguridad. No es posible ofrecer una continuidad en el servicio del ciento por ciento bajo todas las condiciones de operación, debido a las fallas aleatorias internas y externas que afecta los componentes, las limitaciones de tipo económico que impiden mejorar la calidad y el grado de redundancia de los componentes y la incertidumbre en los recursos de generación y en la demanda de los usuarios (20).

La confiabilidad implica que, a largo plazo no existan recortes en el suministro de energía eléctrica y que haya una adecuada capacidad instalada de generación de energía. Es decir, que se asegure la confiabilidad del sistema, en cuanto a la seguridad y suficiencia. Para asegurar la confiabilidad para un sistema, se deberá lograr tener un óptimo balance entre el costo de producción y el costo para el consumidor. Esta confiabilidad dependerá de la oportuna atención a los problemas de calidad de la energía eléctrica (21).

La confiabilidad en el sector eléctrico se ha relacionado con la posibilidad de contar con la generación suficiente para poder atender la demanda de energía eléctrica de los clientes finales. La transformación energética se caracteriza por la importancia de la utilización de recursos renovables como el sol, el viento, la biomasa y la geotermia, entre otros; que se han desarrollado de forma importante en las dos últimas décadas en el mundo y que, en Colombia, gracias a la abundancia de estos, especialmente sol,

viento y biomasa, se constituyen en fuentes importantes para el desarrollo del sector eléctrico en el futuro inmediato (22).

Debido a la imposibilidad de almacenar la electricidad a costos razonables, resulta necesario contar con capacidad de generación para cumplir con los requerimientos de la demanda de suministro eléctrico en tiempo real. Por esta razón, es importante mantener centrales de generación que cuenten con disponibilidad de ofrecer capacidad cuando se requiera, sobre todo en los momentos de máxima demanda (horas pico), o cuando ocurran contingencias que afecten el suministro de energía eléctrica dentro del sistema eléctrico (cortes, mantenimiento o caídas de energía), refiriéndose esto concretamente al mejoramiento de la confiabilidad del sistema (23).

2.2.2.2. Caída de tensión

La caída de tensión es un efecto provocado por la pérdida de potencia a lo largo del recorrido del conductor por la resistencia que este presenta, esto desencadena en que los voltios que se tienen al final del conductor sean menores que los que existían inicialmente, aumentando el consumo y dificultando en casos extremos el funcionamiento de los receptores (24).

Calidad de producto

La calidad de producto suministrado al cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega. El control de la calidad de producto se lleva a cabo en períodos mensuales, denominados “períodos de control” (25).

Caída de tensión permisible

Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el $\pm 5.0\%$ de las tensiones

nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como urbano-rurales o rurales, dichas tolerancias son de hasta el $\pm 7.5\%$ (25).

2.2.2.3. SAIDI

“El indicador de calidad SAIDI mide el tiempo de la duración de la interrupción, está relacionado con la ubicación de falla, con la intensidad de la falla y los recursos disponibles para la reposición como cuadrillas, vehículos, materiales, medios de comunicación; además, las vías de acceso, la longitud de redes, etc.” (26).

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

Donde:

t_i : duración de cada interrupción

u_i : números de usuarios afectados

n : número de interrupciones del periodo

N : número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda.

2.2.2.4. SAIFI

“El indicador de calidad SAIFI mide la frecuencia de ocurrencia de las interrupciones en las instalaciones eléctricas de los sistemas eléctricos, ante las fallas en los componentes, maniobras e indisponibilidades que afectan a los sistemas eléctricos, estas pueden ser propias (sistemas de protección, diseño de redes, estado de las instalaciones) y externos (medio ambiente y terceros)” (26).

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

Donde:

u_i : números de usuarios afectados

n : número de interrupciones del periodo

N : número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda.

2.2.2.5. Continuidad del servicio

La continuidad de suministro eléctrico es el contenido de la calidad de servicio relativo al número y duración de las interrupciones del suministro. Se miden por indicadores de continuidad de suministro, quienes son índices numéricos definidos al efecto de medir el número o la duración de las interrupciones de duración mayor al establecido, que afectan a los clientes (27).

Resolución Viceministerial N.º 001-2020-MINEM/VME

El Ministerio de Energía y Minas (Minem), a través del Viceministerio de Electricidad, dispuso que durante el plazo de la declaratoria de Emergencia Nacional se prioricen las acciones necesarias para garantizar la continuidad del suministro regular de energía eléctrica, a fin de asegurar la atención a la población y a los demás servicios públicos (28).

Plan de contingencias operativas (PCO) de los sistemas de transmisión eléctrica

Documento elaborado por las empresas concesionarias de acuerdo a los lineamientos establecidos por Osinergmin. Con el objetivo de garantizar la continuidad de la operación de los sistemas eléctricos, especialmente de aquellos elementos que luego de evaluados resulten ser críticos (29).

2.3. Bases legales

- **Decreto Ley N.º 25844:** “establece la Ley de Concesiones Eléctricas, constituye las normas que regulan las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía

eléctrica. Con este marco normativo se ha llevado a cabo una reforma positiva para el Perú, asegurando una oferta eléctrica confiable, el funcionamiento eficiente del sistema y la aplicación de una tarifa para los consumidores finales que considera el uso óptimo de los recursos energéticos disponibles. Siendo el Minem y el Osinergmin quienes, en representación del Estado, encargados de velar por el cumplimiento de la presente ley y quienes podrán delegar en la medida del caso las funciones conferidas” (30).

- **Ley N.º 28832:** “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica. Cuyo objetivo es perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas, con la finalidad de asegurar la capacidad de generación que reduzca en el sistema eléctrico peruano el incremento de precios y los riesgos de racionamiento extendido por falta de energía; asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva. En su octava disposición complementaria, señala que las medidas para la promoción de la generación distribuida y cogeneración interconectadas al SEIN, se regirán bajo 2 razones: cuando realicen una venta del excedente de energía hacia las redes de la concesionaria y por el uso de las redes de distribución en donde deberán de realizar el pago, únicamente, del costo incremental incurrido (31).
- **Decreto Supremo N.º 012-2011-EM:** “establece las disposiciones reglamentarias para la adecuada aplicación de la ley a fin de promover el desarrollo de actividades de producción de energía eléctrica a base del aprovechamiento de recursos energéticos renovables (RER). En donde se establece que el generador RER no adjudicatario puede vender parte o la totalidad de su producción de energía eléctrica a precio libremente contratado con terceros o en el mercado de corto plazo. Así mismo, la central de generación RER que tenga características de Generación Distribuida o cogeneración, pagarán por el uso de las redes de distribución únicamente el costo incremental incurrido por el distribuidor. Dicho costo incremental se determina en función a las inversiones en mejoras, reforzamientos o ampliaciones de la red de distribución para permitir técnicamente la inyección de energía producida por los generadores RER” (32).

- **Decreto Legislativo N.° 1221:** “Ley que mejora la regulación de la distribución de la electricidad para promover el acceso de la energía eléctrica en el Perú. Los usuarios del servicio público de electricidad que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración, hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen derecho a disponer de ellos para su propio consumo o pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución, sujeto a que no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al que está conectado. Las actividades de generación, transmisión y distribución que no requieren de concesión ni autorización, pueden ser efectuadas libremente cumpliendo las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del patrimonio cultural de la nación, toda vez que este sea comunicado obligatoriamente al Minem” (33).
- **Decreto Legislativo 1002:** “tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad. Y será aplicada a la actividad de generación de electricidad con RER que entre en operación comercial a partir de la vigencia del presente D. L.; se establece que, para vender total o parcialmente, la producción de energía eléctrica, los titulares de las instalaciones a los que resulte de aplicación este Decreto Legislativo deberán colocar su energía en el mercado de corto plazo, al precio que resulte en dicho mercado, complementado con la prima fijada en este caso por el Osinergmin” (34).

2.4. Definición de términos básicos

- **Energía renovable:** “se refiere a las fuentes de energía que se producen o se consiguen en el planeta en forma continua y que en el tiempo son inagotables” (35).
- **Fuentes no convencionales de energía:** “son aquellos recursos de energía al alcance, que son ambientalmente sostenibles, pero que no se utilizan de óptima forma y no se comercializan a gran escala” (36).

- **Desarrollo económico sostenible:** “este desarrollo es capaz de satisfacer las necesidades actuales sin complicar los recursos y posibilidades de las futuras generaciones” (37).
- **Efecto invernadero:** “es un fenómeno natural en donde algunos gases determinados que componen la atmósfera retienen parte de la energía solar reflejada por el suelo, absorbiéndola y transformándola en un movimiento molecular interno que produce un aumento de la temperatura” (38).
- **Usuarios residenciales:** “usuario con potencia eléctrica instalada, son para actividades domésticas en más del 50%” (39).
- **Prosumidor:** son aquellos usuarios residenciales que generan su propia energía a partir de microgeneración distribuida, quienes además de consumir, pueden entregar el excedente de energía producida a las redes eléctricas. Así, se vuelven proveedores de la empresa eléctrica local, y de esta forma también contribuyen con el medio ambiente. La inversión inicial podría significar montos económicos grandes; sin embargo, ello se autofinanciaría con la utilización de energía autogenerada (40).
- **Modelo sustentable:** “es aquel procedimiento que toman las empresas, gobiernos o instituciones gubernamentales en pro de satisfacer las necesidades, respetando la naturaleza y cada elemento que la rodea” (41).
- **Política energética eficiente:** “también denominada gestión energética, se define como un proceso de optimización en el uso de la energía. Su objetivo es la búsqueda de su uso racional y eficiente, y también el aumento de la fiabilidad del sistema, sin reducir el nivel de prestaciones” (42).
- **VAN:** Valor Actual Neto, valora el flujo de efectivo en la vida del proyecto solar al valor de hoy (43).

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FN_j}{(1+i)^j}$$

Donde:

I_0 : inversión del proyecto

FN: flujos de caja futuros obtenidos del proyecto

i : Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

n : número de periodos del proyecto

- **TIR:** *Tasa Interna de Retorno*, revela la tasa de rendimiento del efectivo VAN flujos recibidos de una inversión solar (43).

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n} = 0$$

Donde:

Fn : es el flujo de caja en el periodo n

n : es el número de períodos

i : es el valor de la inversión inicial

- **Net metering:** o medición de energía o balance netos, si bien puede contabilizar la energía con un medidor bidireccional, pero el propietario no será recompensado de forma económica.
- **Net billing:** o facturación neta, permite a los generadores distribuidos generar electricidad para uso personal, y los excedentes pueden ser vendidos a la concesionaria a precios al por mayor.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. Método y alcance de la investigación

3.1.1. Método de investigación

En la investigación se aplicó el método científico analítico-sintético, porque para el desarrollo del estudio se aisló el alimentador A4401 descomponiendo la troncal y sus ramales, posteriormente se volvió a integrar para realizar el análisis respectivo.

“Este método se refiere a dos procesos intelectuales inversos que operan en unidad: el análisis y la síntesis. El análisis es un procedimiento lógico que posibilita descomponer mentalmente un todo en sus partes y cualidades, en sus múltiples relaciones, propiedades y componentes. Permite estudiar el comportamiento de cada parte. La síntesis es la operación inversa, que establece mentalmente la unión o combinación de las partes previamente analizadas y posibilita descubrir relaciones y características generales entre los elementos de la realidad” (44).

3.1.2. Tipo de investigación

El tipo de investigación que se desarrolló fue científico aplicado, porque se partió de la descripción de la realidad y propuso alternativas de solución para mejorar la confiabilidad.

La investigación práctica, llamada también investigación tecnológica o investigación aplicada, es aquella que se realiza con el propósito de transformar la realidad y adecuarla a las necesidades de la vida del hombre (45).

3.1.3. Nivel de investigación

“Los estudios explicativos van más allá de la descripción de conceptos o fenómenos o del establecimiento de relaciones entre conceptos; es decir, están dirigidos a responder por las causas de los eventos y fenómenos físicos o sociales. Como su nombre lo indica, su interés se centra en explicar por qué ocurre un fenómeno y en qué condiciones se manifiesta o por qué se relacionan dos o más variables” (46).

La presente investigación fue de nivel explicativo, porque partiendo de la descripción se llega a verificar los resultados del modelo de microgeneración distribuida fotovoltaica, así como se analiza sus efectos en la red eléctrica del alimentador A4401.

3.2. Diseño de la investigación

El diseño de la investigación fue *expostfacto* prospectivo de corte transversal, porque se tomaron los datos de la muestra en un solo momento, ayudando a explicar sus efectos prospectivamente (mirando al futuro); asimismo, se propusieron los efectos como variables dependientes.

M: OX \longrightarrow Y

Donde:

M: muestra a estudiar

OX: toma de datos de la variable independiente

Y: proposición de los efectos o la variable dependiente

Son investigaciones donde se examinan los efectos que tiene una variable que ha actuado de manera normal u ordinaria. La variable independiente no se

manipula, sino se observa y determina los efectos que ha tenido sobre la variable dependiente (47).

3.3. Población y muestra

3.3.1. Población

La población de la presente investigación está compuesta por los 9672 clientes residenciales pertenecientes al alimentador A4401.

3.3.2. Muestra

“Las muestras no probabilísticas, también llamadas muestras dirigidas, suponen un procedimiento de selección orientado por las características de la investigación, más que por un criterio estadístico de generalización” (46).

La muestra de la presente investigación está compuesta por 460 clientes residenciales al alimentador A4401, que fueron seleccionados a partir de un muestreo no probabilístico, considerando a aquellos que tuvieron un consumo mensual superior a los 100 kWh al mes y que tuvieran la predisposición de realizar la inversión económica necesaria para implementar la microgeneración distribuida; asimismo, se tuvo en cuenta la densidad de usuarios en los diferentes ramales del alimentador.

3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

La técnica utilizada en la presente investigación fue la observación de campo y como instrumento de recolección de datos se utilizó una ficha de registro donde fueron plasmados los datos recopilados más relevantes.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Propuesta de microgeneración distribuida fotovoltaica

De acuerdo con la Ley N.º 28832, se define la generación distribuida como aquella “instalación de generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica” (31).

Asimismo, el D. L. N.º 1221, Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú, en el capítulo 1: Disposiciones Generales; establece que (33):

Artículo 2.- Generación distribuida

2.1. Los usuarios del servicio público de electricidad que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración, hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen derecho a disponer de ellos para su propio consumo o pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución, sujeto a que no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al cual está conectado.

2.2. La potencia máxima señalada en el numeral anterior, las condiciones técnicas, comerciales, de seguridad, regulatorias y la definición de las

tecnologías renovables no convencionales que permitan la generación distribuida, entre otros aspectos necesarios, son establecidos en el reglamento específico sobre generación distribuida que aprueba el Ministerio de Energía y Minas.

De acuerdo con el proyecto de reglamento de generación distribuida, la microgeneración distribuida (MCD), es aquella “instalación de titularidad de un usuario del servicio público de electricidad, cuya base normativa corresponde al D. L. N.º 1221 y que se conecta a la Red de Distribución en Baja Tensión o Media Tensión. La potencia máxima de generación instalada corresponderá a la potencia del suministro contratada con la EDE y en ningún caso dicha potencia máxima superará los 200 kW” (33).

En relación con lo expresado en los párrafos precedentes, se realiza la propuesta de implementación de microgeneración distribuida en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca. Están separados en 6 grupos de microgeneración, cada uno dentro de un determinado ramal del alimentador; justo después de cada punto de seccionamiento (PS1, PS2, ..., PS6). Los mismos que se muestran en la figura 2.

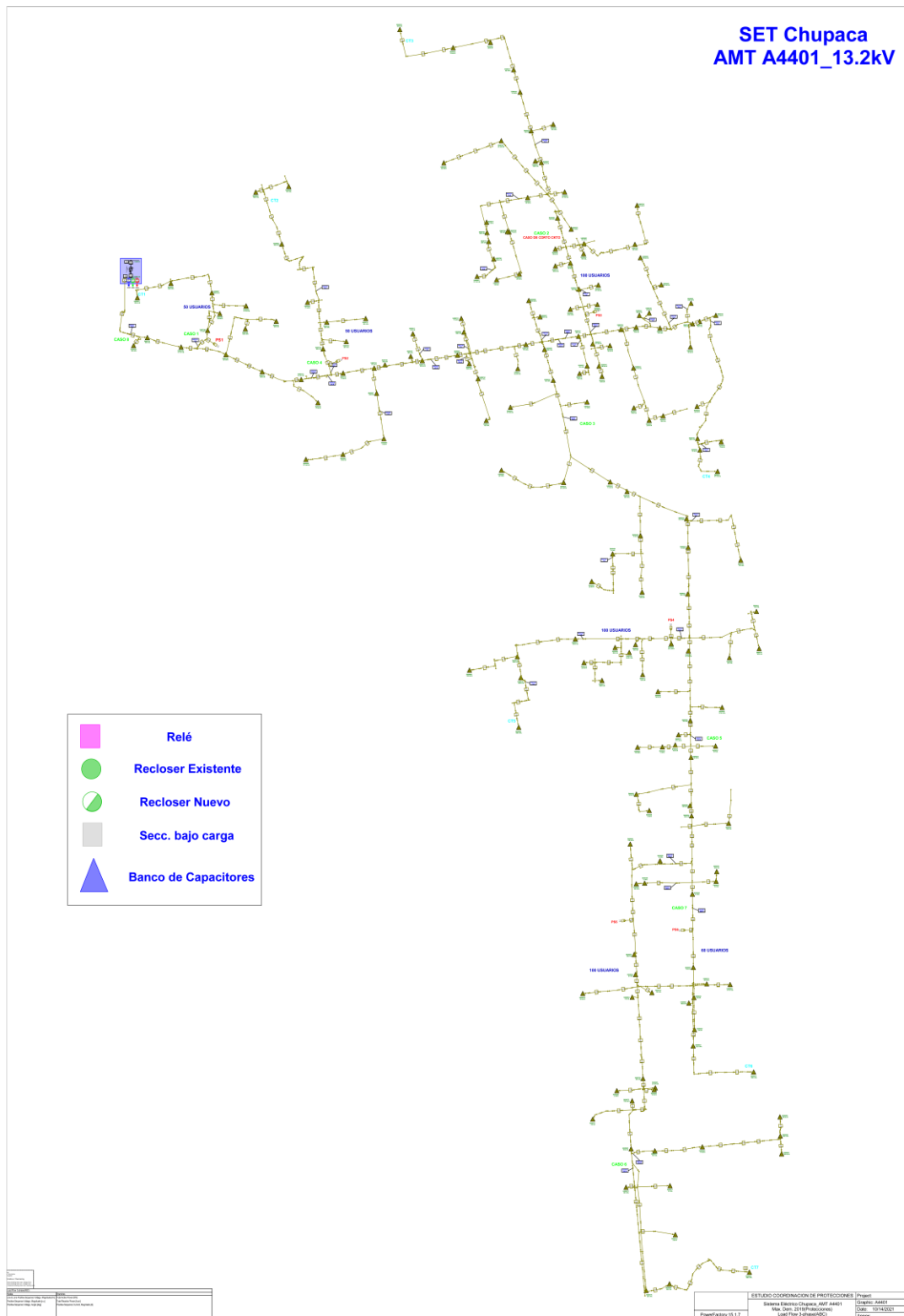


Figura 2. Diagrama de alimentador A4401, subestación Chupaca

El alimentador A4401 cubre los distritos de Pilcomayo, Huamancaca Chico y Tres de Diciembre, que geográficamente se encuentran ubicados a 3240 m s. n. m. y pertenecen a las provincias de Huancayo y Chupaca de la región

Junín; por las condiciones ambientales de acuerdo con el mapa de energía solar incidente diaria que se observa en el anexo 1, la generación de energía eléctrica varía por cada estación del año y es posible generar como mínimo 5,5 kWh/m² y un máximo de 6,5 kWh/m² por día; valores que son suficientes para alimentar una vivienda familiar y el excedente inyectar al sistema interconectado.

Tabla 1. Cantidad de usuarios pertenecientes al alimentador A4401

Código	Centro poblado (Urbano)	Material noble	Calamina o tejas	Material precario	Sí tiene alumbrado eléctrico	No tiene alumbrado eléctrico
1201250001	1201250001 Junín, Huancayo, Pilcomayo, Centro Poblado: Pilcomayo	3314	1468	40	4440	402
120905	120905 Junín, Chupaca, distrito: Huamancaca Chico	478	837	5	1149	175
120908	120908 Junín, Chupaca, distrito: Tres de Diciembre	196	595	14	552	254
Total		3988	2900	59	6141	831

De acuerdo a la tabla 1, en los distritos de Pilcomayo, Huamancaca Chico y Tres de Diciembre, según el último censo nacional, se tienen un total de 6141 viviendas particulares con servicio eléctrico, es decir 6141 suministros eléctricos residenciales; que se constituyen en potenciales microgeneradores. De este total se estima que un poco menos del 10% (460 viviendas) puedan acceder a implementar la tecnología de generación fotovoltaica.

Por otro lado, a partir un muestreo aleatorio de doce suministros residenciales ubicados en el área de cobertura del alimentador A4401 cuyos datos se muestran en la tabla 2, se ha calculado que el consumo promedio mensual de una vivienda es de 123,8 kWh al mes, es decir 4,1 kWh por día.

Así mismo, se ha considerado a un cliente representativo de la zona cuyo consumo promedio se detalla en la tabla 3.

Tabla 2. Consumo promedio mensual (en kWh) (12 usuarios aleatoriamente)

Orden	SED	Opción tarifaria	Consumo promedio	Potencia contratada	Cargo fijo	E. activa unitario	Aporte Ley 28749
1	D-420023	BT5B-R	166.3	0.80	3.93	0.8281	1.94
2	D-420052	BT5B-R	139.0	1.05	3.93	0.8281	1.22
3	D-420052	BT5B-R	192.0	1.05	3.93	0.8281	1.69
4	D-424800	BT5B-R	138.0	0.80	3.93	0.8281	1.25
5	D-424800	BT5B-R	105.8	1.00	3.93	0.8281	1.05
6	D-424800	BT5B-R	126.0	0.80	3.93	0.8281	1.11
7	D-423461	BT5B-NR	73.0	1.05	3.93	0.8281	0.64
8	D-423461	BT5B-R	150.0	1.05	3.93	0.8281	1.32
9	D-420203	BT5B-NR	113.5	3.00	3.93	0.8281	1.25
10	D-420217	BT5B-R	71.7	1.00	3.93	0.8281	0.91
11	D-424365	BT5B-R	124.0	2.00	3.93	0.8281	1.09
12	D-424365	BT5B-NR	86.8	2.50	3.93	0.8281	0.92
Promedio			123.8	1.34			1.20

Tabla 3. Diagrama de carga de un cliente representativo de la zona (durante el día)

Ítem	Equipo / artefacto	Cantidad	Potencia (kWh)	Uso de Equipo		Consumo Total (kWh)
				Horas al día	Días al mes	
1	Horno microondas	1	1.10	1	5	5.5
2	Licuadora	1	0.30	1	10	3.0
3	Refrigeradora	1	0.35	2	30	21.0
4	Cargador de celular	3	0.01	2	30	1.8
5	Impresora	1	0.15	1	10	1.5
6	Laptop	3	0.20	2	30	36.0
7	TV de 50	1	0.14	6	30	25.2
8	Plancha	1	1.00	1	4	4.0
9	Lavadora	1	0.50	1	15	7.5
10	Bomba de agua	1	0.75	1	15	11.3
11	Foco LED	2	0.01	4	30	2.4
12	Modem	1	0.01	12	30	3.6
Consumo aproximado de energía:						122.75 kWh

Características de un usuario típico

4.1.1. Participantes del proceso de microgeneración distribuida

Los participantes en el proceso de microgeneración distribuida son:

- a) “Consumidor de energía eléctrica en un punto de suministro, puede ser individual o colectivo”.

- b) “Productor quien, a su vez, podrá ser uno de los consumidores en las instalaciones con excedentes, y también se desempeña como titular de la instalación”.
- c) “Propietario de la instalación de generación en autoconsumo: puede ser una persona natural o jurídica diferente del consumidor y del productor”.
- d) “Empresa instaladora habilitada: son personas naturales o jurídicas especializadas en instalaciones eléctricas y que tienen la respectiva habilitación para implementar instalaciones de autoconsumo”.
- e) “Empresa distribuidora: son los propietarios de la red de distribución de energía eléctrica, son los responsables de la operación y mantenimiento de la red eléctrica, así como de aceptar o denegar las solicitudes de acceso y conexión. También son responsables de proporcionar a las empresas comercializadoras, los datos necesarios para que se pueda realizar la facturación correspondiente”.
- f) “Empresa comercializadora: son los que realizan la venta de energía a los consumidores a través de los contratos de suministro que se firman con ellos”. Existen 2 tipos de comercializadores:
 - Comercializadora de mercado libre, que pactan un precio libre con sus clientes.
 - Comercializadora de mercado regulado.

4.1.2. Tecnología a utilizar

La energía fotovoltaica aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica. Se basa en la absorción de la radiación solar por parte de un material semiconductor, que constituye las denominadas células fotovoltaicas, provocando un desplazamiento de cargas en su interior y originando la generación de una corriente continua, para el caso propuesto, teniendo en cuenta la energía que se requiere diariamente, que es de aproximadamente 4,1 kWh, se utiliza el Kit Solar Conectado Red 700W 4050 Wh/día-SolaX, que consiste en un kit de conexión a red, es decir que funciona si y solo si la red eléctrica está presente en el lugar; tiene como característica que la energía producida por los paneles solares se aprovecha directamente cuando esta se produce, ya que no permiten

acumular energía, esto lo hace más económico debido a que no hay que sustituir baterías al cabo del tiempo; y cuyo valor en el mercado alcanza los S/ 5 205,81.

4.1.3. Características del Kit Solar

Energía captada en un día: 2430 Wh/día en invierno y 5670 Wh/día en verano. La estimación de producción se ha tomado con un mínimo de 3 horas de sol pico para invierno, mientras que, en verano, se han tomado 7 horas de sol.

Tabla 4. Características del equipo fotovoltaico

Especificaciones técnicas	
Número de paneles solares del kit solar	3
Potencia de los paneles solares	270 W
Dimensiones de los paneles	1640 x 992 x 35 mm
Eficiencia de los paneles	16,5%
Células	60 pcs multicrystalline
Potencia generada al día:	4050Wh al día de media anual
Potencia máxima del inversor:	700 W
Inyección cero:	No
Máxima corriente de entrada del inversor:	10 A
Mínima tensión de entrada del inversor:	70 V
Máxima tensión de entrada:	380 V
Número de seguidores MPP:	1
Número de entradas CC:	1
Factor de potencia del inversor:	0.85
Dimensiones del inversor:	248 x 350 x 124 mm
Información adicional:	Protección IP65

4.1.4. Componentes del Kit Solar

a. 3x Panel Solar 270 W de conexión a red era solar: “panel solar con 10 años de garantía, fabricado con silicio policristalino, ofrece una gran fiabilidad en el sistema fotovoltaico. Este panel solar tiene 60 células, por lo que también se les llama "de conexión a red" y deben usarse con reguladores maximizadores MPPT o sistemas especiales de conexión a red. Es capaz de proporcionar aproximadamente 950 W al día en invierno a la instalación solar y prácticamente el doble en el verano. Tiene incluido un metro de cableado por cada polo con terminales incluidos. Incorpora la caja de conexiones por la parte trasera de la placa solar. Estas placas solares se conectan en serie a la entrada del regulador del inversor-cargador” (48).

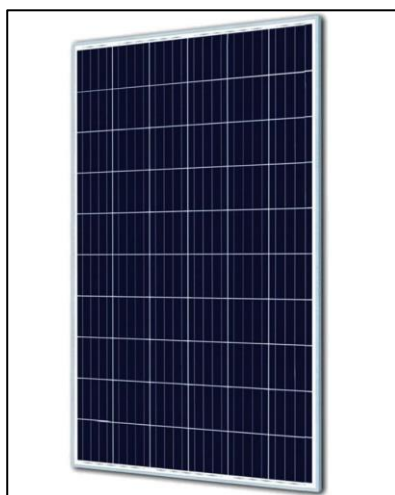


Figura 3. Panel solar de 270 W. Tomada de Autosolar Energía del Perú (2021)

b. 1x inversor de conexión a la red SolaX X1 mini 700 VA: es un inversor de interconexión monofásico de la marca SolaX. Este componente del kit se encarga de sincronizar con la red eléctrica existente y aportar a los consumos la energía que generan los paneles solares en tiempo real. Esta gama de acceso de los inversores X1 de SolaX permiten que se tenga unos sistemas fotovoltaicos muy económicos que aportan la energía solar que captan los paneles que tienen conectados directamente para consumo. Para ello, el inversor lleva un seguidor MPP con un amplio rango de funcionamiento y un seguimiento rápido de la producción fotovoltaica. Este tipo de inversores son perfectos para pequeñas instalaciones residenciales y domésticas con todas las funciones de instalaciones de coste superior. El inversor incorpora conectividad inalámbrica *WiFi* para poder monitorizar el funcionamiento del sistema desde la web o el celular con la aplicación del fabricante. No tiene partes móviles, su tamaño es compacto y no precisa de ningún mantenimiento.



Figura 4. Inversor Red SolaX X1 Mini 700VA. Tomada de Autosolar Energía del Perú (2021)

- c. 1x Estructura sobre cubierta metálica o de tejas:** la estructura sobre cubierta plana que se ofrece en el kit resulta excelente para estar fijada sobre cualquier superficie, ya sea en nave industrial o vivienda particular que tenga cubierta plana con una ligera caída hacia el norte. La estructura cuenta con todos los certificados y normativas de carga. Incluye manual de montaje, así como la tornillería necesaria para poderse anclar a los paneles solares.

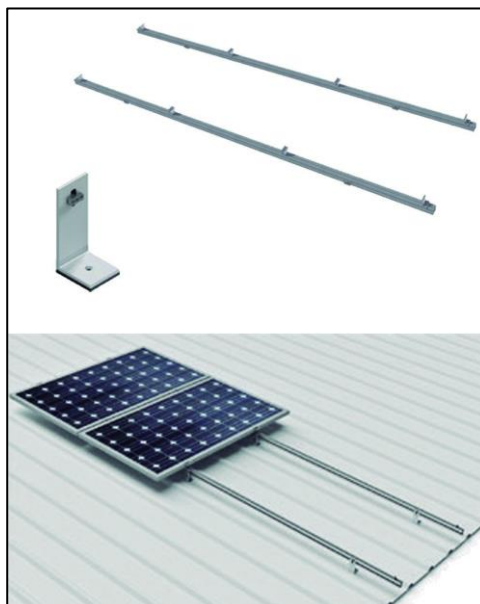


Figura 5. Estructura cubierta metálica. Tomada de Autosolar Energía del Perú (2021)

d. Vatímetro monofásico Growatt SPM: o medidor bidireccional de energía, se emplea para medir energía monofásica tanto residenciales como de servicios públicos e industriales. El medidor mide y muestra varios parámetros eléctricos importantes; además, proporciona un puerto de comunicación para lectura y monitoreo remotos. La medición de energía bidireccional (funciona en dos direcciones) hace que el equipo sea una gran alternativa para la medición de energía eléctrica generada a partir de un sistema fotovoltaico y con ello haciendo posible la venta de excedentes de energía solar a la red eléctrica de la concesionaria.



Figura 6. Vatímetro monofásico Growatt SPM. Tomada de Autosolar Energía del Perú (2021)

e. 10 metros de cable rojo y 10 metros de cable negro ZZ-F Solar PV de 6 mm²: el cable de 6 mm² es utilizado en las instalaciones solares como cable de transporte de la corriente desde los paneles hasta el regulador de carga o repartidor de corriente. En el caso de que exista más de un panel solar en paralelo, es conveniente que se instale este tipo de cable únicamente hacia el repartidor, dado que un cable de sección menor para el paralelo de varios paneles podría llegar a calentarse debido a la elevada intensidad de corriente. El cable ZZ-F Solar PV de 6 mm² tiene doble aislamiento de goma libre de halógenos. Diseñado para satisfacer los requisitos industriales más exigentes, el conductor es de cobre electrolítico estañado, y se puede usar para conexiones industriales de baja tensión, redes urbanas, instalaciones

en edificios, etc. Su flexibilidad lo hace particularmente adecuado en trazados difíciles.



Figura 7. Cable rojo / negro ZZ-F Solar PV de 6 mm². Tomada de Autosolar Energía del Perú (2021)

f. 2x conectores MC4 multicontact: “son un tipo de conector estándar para los paneles solares. El juego macho y hembra dispone de los dos conectores y dos vástagos metálicos a los que se deben crimpar el cable que tendrán conectado. Una vez introducido en el cuerpo del conector, se rosca el extremo del cable para que la conexión quede asegurada. Este conector garantiza un empalme sellado y seguro, preparado para resistir a la intemperie sin ningún problema. El cableado soporta una sección máxima de cableado de 10 mm” (48).



Figura 8. Conectores macho-hembra multicontact MC4 4-6 mm. Tomada de Autosolar Energía del Perú (2021)

Características técnicas

Se tiene en vista un equipo de generación solar prevista para la instalación en los techos de 460 usuarios en el alimentador A4401, el

equipo generador es un kit solar conectado a la red 700W 4050 Wh/día-SolaX.

4.1.5. Cálculo de energía diaria generada por usuario

Al año existen 4 épocas diferenciadas de radiación solar en los distritos de Pilcomayo, Huamancaca Chico y Tres de Diciembre, cada una de ellas con diferentes valores de energía incidente que van de 5,0 kWh/m² hasta 6,0 kWh/m², y que permiten generar como mínimo 5,16 kWh por día y como máximo 6,20 kWh por día, tal como se muestra en la tabla 5.

Tabla 5. Cálculo de energía diaria generada

<i>Estación del año</i>	<i>Largo (m)</i>	<i>Ancho (m)</i>	<i>Área (m²)</i>	<i>Energía incidente (kWh/m²)</i>	<i>Eficiencia</i>	<i>Factor de potencia</i>	<i>Energía generada (kWh)</i>	<i>Número de paneles</i>	<i>Energía total (kWh)</i>
1	1.640	0.992	1.627	5.5	0.153	0.85	1.89	3	5.68
2	1.640	0.992	1.627	5.5	0.153	0.85	1.89	3	5.68
3	1.640	0.992	1.627	5.0	0.153	0.85	1.72	3	5.16
4	1.640	0.992	1.627	6.0	0.153	0.85	2.07	3	6.20

Del total de energía diaria generada, el usuario utiliza en promedio de 2,05 kWh durante el día, precisamente durante el funcionamiento del sistema fotovoltaico; por lo que quedará un remanente de energía que será entregada a la red comercial desde un mínimo de 3,11 kWh hasta un máximo de 4,15 kWh, valores que se detallan en la tabla 6; en el horario nocturno el usuario utilizará la energía de la red comercial de la empresa Electrocentro S. A.

Tabla 6. Cálculo de energía entregada

<i>Épocas de radiación anual</i>	<i>Producción de energía diaria</i>	<i>Consumo de energía diaria (en el día)</i>	<i>Diferencia</i>
Estación 1	5.68	2.05	3.63
Estación 2	5.68	2.05	3.63
Estación 3	5.16	2.05	3.11
Estación 4	6.20	2.05	4.15

Con los datos mostrados en la tabla 6, se calcula la cantidad de usuarios adicionales que pueden ser alimentados a partir de la microgeneración distribuida de los prosumidores.

Considerando la diferencia mínima diaria de 3.11 kWh por cada sistema de microgeneración, y el consumo promedio diario de 2.05 kWh de cada suministro residencial durante el día; entonces, cada sistema de microgeneración se puede alimentar a:

$$3.11 / 2.05 = 1.5 \text{ usuarios}$$

Entonces, el total de usuarios beneficiados sería: $1.5 \times 460 = 690$

Es decir, con la energía generada durante el día por los 460 paneles solares, se tiene energía suficiente para alimentar adicionalmente a 690 usuarios que no cuentan con paneles solares.

4.1.6. Cálculo de aporte de energía al sistema interconectado

Para tener una generación distribuida considerable en la presente investigación, se implementarán 460 kits solares en igual número de viviendas; así, el sistema entregará una potencia total de 276 kW.

Aprovechando el aporte mínimo de 3,11 kWh en los meses de menor radiación solar hasta un máximo de 4,15 kWh en los meses de mayor radiación solar correspondiente a cada usuario a la red diariamente, mediante la generación distribuida con energía fotovoltaica, en un promedio de 460 viviendas por sistema de paneles solares; se aportaría un promedio mínimo de 2375 kWh hasta un máximo de 2850 kWh diariamente a la red, los datos se muestran en la tabla 7.

Tabla 7. Cálculo del aporte de energía diaria

<i>Épocas de radiación anual</i>	<i>Aporte individual energía diario (kWh)</i>	<i>Cantidad de usuarios</i>	<i>Aporte total energía diario (kWh)</i>
Estación 1	5.68	460	2612.5
Estación 2	5.68	460	2612.5
Estación 3	5.16	460	2375.0
Estación 4	6.20	460	2850.0

4.1.7. Evaluación económica

El consumo promedio mensual de un usuario equivale a 120 kWh, con un precio de S/ 0,8281 por kWh, llega a un costo de pago mensual promedio de S/ 102,56 en las localidades de Pilcomayo, Huamancaca Chico y Tres de Diciembre. Con la generación distribuida de sus propios paneles solares tendría un ingreso económico anual diferenciado en las 4 estaciones del año; según se puede apreciar en la tabla 8.

Tabla 8. Evaluación económica individual

<i>Épocas de radiación anual</i>	<i>Venta de energía (kWh)</i>	<i>Costo unitario (S/)</i>	<i>Días x estación</i>	<i>Monto total (S/)</i>
Estación 1	3.63	0.8281	90	270.50
Estación 2	3.63	0.8281	90	270.50
Estación 3	3.11	0.8281	90	232.02
Estación 4	4.15	0.8281	90	308.98
Monto anual				1081,99

En los 3 meses de la estación 1 y en los 3 meses de la estación 2 con un sistema de paneles solares en casa, se tendría un excedente de 3,63 kWh que se inyectaría a la red diariamente, que en cada estación sería un promedio de 108,9 kWh y en costos viene a recibir un reembolso a su favor de S/ 270,5 por cada estación. Asimismo, en la estación 3 se tendría un excedente de 3,11 kWh que se inyectaría a la red diariamente, que en toda la estación sería un promedio de 279,9 kWh y en costos viene a recibir un reembolso a su favor de S/ 232,02; de igual forma en la estación 4 se tendría un excedente de 4,15 kWh que se inyectaría a la red diariamente, que en toda la estación sería un promedio de 373,5 kWh y en costos viene a recibir un reembolso a su favor de S/ 308,98.

Se puede ver que el ingreso anual que obtendrá cada usuario con un sistema de paneles será de S/ 1081,99; y como la inversión inicial realizada fue de S/ 5 205,81 se tendría una recuperación de la inversión inicial en el período de 4,8 años con lo cual se demuestra que el proyecto sería muy rentable para los usuarios.

En el año cero, se tiene la inversión inicial de S/ 5205.81 y a partir del año 1 se tendrán ingresos, se inicia con S/ 1081.99 y luego son

ajustados por efectos de la inflación (se consideró una tasa anual de 2,05%), el horizonte de evaluación es de 6 años, tal como se indica en la tabla 9.

Tabla 9. Flujo económico del proyecto

<i>Descripción</i>	<i>Año 0</i>	<i>Año 1</i>	<i>Año 2</i>	<i>Año 3</i>	<i>Año 4</i>	<i>Año 5</i>	<i>Año 6</i>
Ingresos		1081.99	1104.17	1126.81	1149.91	1173.48	1197.54
Inversión	-5205.81						
Flujo neto	-5205.81	1081.99	1104.17	1126.81	1149.91	1173.48	1197.54

Determinación del valor actual neto (VAN)

El VAN es un indicador económico que permite determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo que genera un proyecto y comparar esa equivalencia con el desembolso inicial, se aplica la siguiente fórmula.

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FN_j}{(1+i)^j}$$

Donde:

I_0 : inversión del proyecto

FN: flujos de caja futuros obtenidos del proyecto

i : tasa interna de rentabilidad (TIR)

n : número de periodos del proyecto

Utilizando los datos de la tabla 9 y considerando una tasa de descuento del 8%, se obtiene el valor del VAN = S/ 33,05; como el valor obtenido es mayor que cero, se dice que el proyecto es rentable para el horizonte de 6 años.

Determinación de la tasa interna de retorno (TIR)

La TIR es un indicador financiero que mide el rendimiento de los fondos que se pretenden invertir en un proyecto, para ello se aplica la siguiente fórmula:

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n} = 0$$

Donde:

F_n : es el flujo de caja en el periodo n

n : es el número de períodos

i : es el valor de la inversión inicial

Utilizando los datos de la tabla 9 y aplicando la fórmula se obtiene el valor de la TIR = 8,22%, si se compara con la mayor tasa pasiva de las entidades financieras que asciende a 5,25%, se nota que el valor obtenido es mucho mayor (8,22% > 5,25%); concluyendo que el proyecto tiene una mejor rentabilidad que la mayor tasa de interés que pagan las entidades financieras.

4.1.8. Limitaciones regulatorias

La potencia de 276 kW generada por la microgeneración distribuida por paneles solares en 460 viviendas aproximadamente, se conectará directamente a las redes de baja tensión mediante medidores bidireccionales que permita determinar el flujo de corriente desde y hacia la red de baja y media tensión.

4.2. Resultados del tratamiento y análisis de la información

4.2.1. Análisis de la caída de tensión

Se han seleccionado los 7 puntos más alejados de la troncal para verificar la caída de tensión, tal como se indica en la tabla 10; asimismo verificar, si se cumple con la NTCSE que establece que la caída máxima permisible es del 5% así como la sobretensión no debe superar el 5% del valor nominal.

Tabla 10. Distribución de los puntos de análisis de caída de tensión

Orden	Código	Subestación
1	CT1	E408981
2	CT2	E408994
3	CT3	E408033
4	CT4	E408831
5	CT5	E408983
6	CT6	E408910
7	CT7	E409000

A continuación, se muestran los diagramas generados por el software DigSilent, donde se muestran los niveles de tensión en cada uno de los puntos seleccionados para la simulación.

En primer lugar, se identifican los diagramas antes de implementar los sistemas de microgeneración distribuida, es decir, con las condiciones actuales; esto permitirá observar si las caídas de tensión se encuentran dentro de los niveles aceptados por la normatividad vigente y a partir de ello realizar las mejoras necesarias. Luego, se muestran los diagramas después de la implementación de los paneles solares, esto permitirá realizar una comparación antes-después para ver el efecto de la microgeneración distribuida en el alimentador A4401.

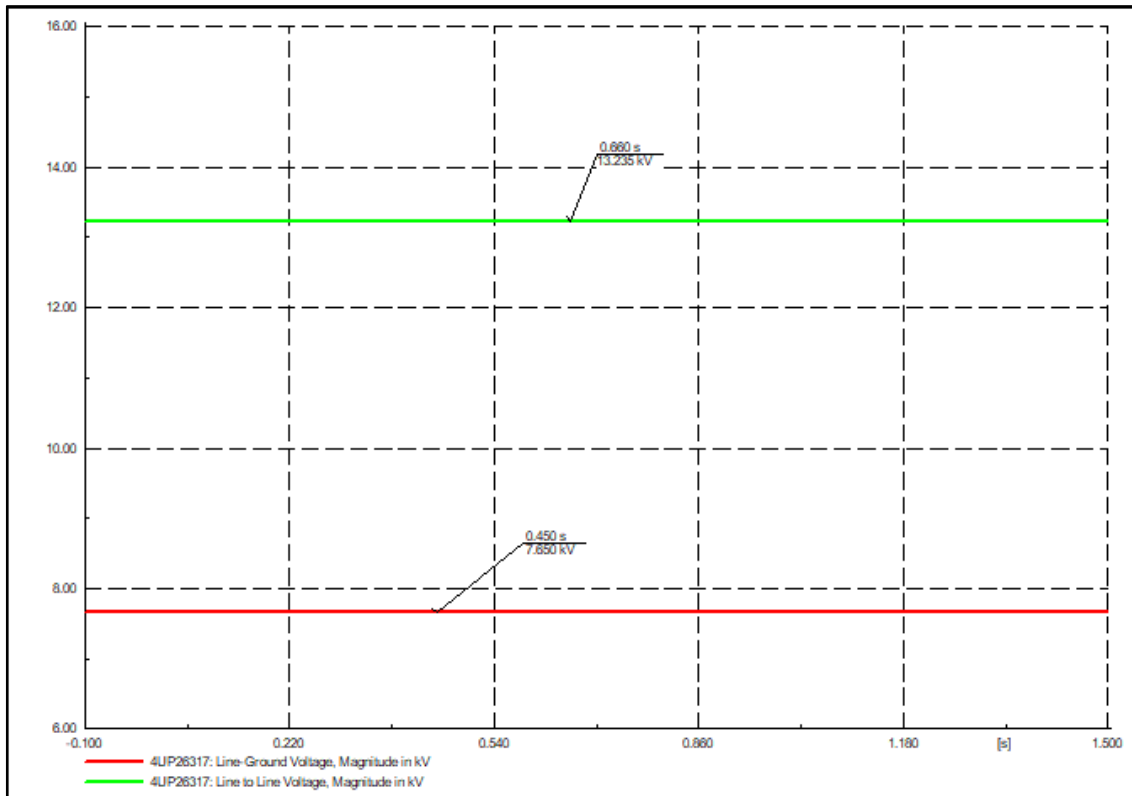


Figura 9. Caída de tensión en el punto CT1, antes de la implementación de los paneles

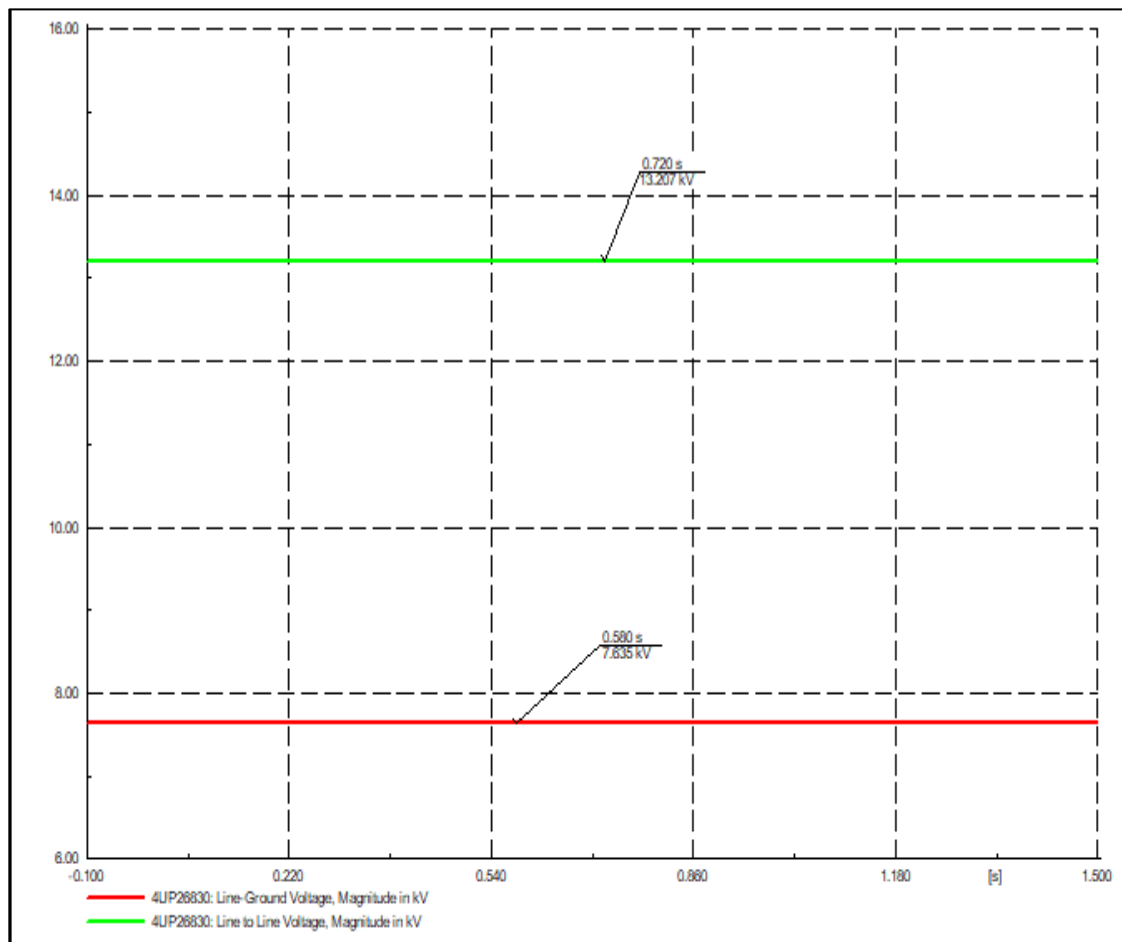


Figura 10. Caída de tensión en el punto CT2, antes de la implementación de los paneles

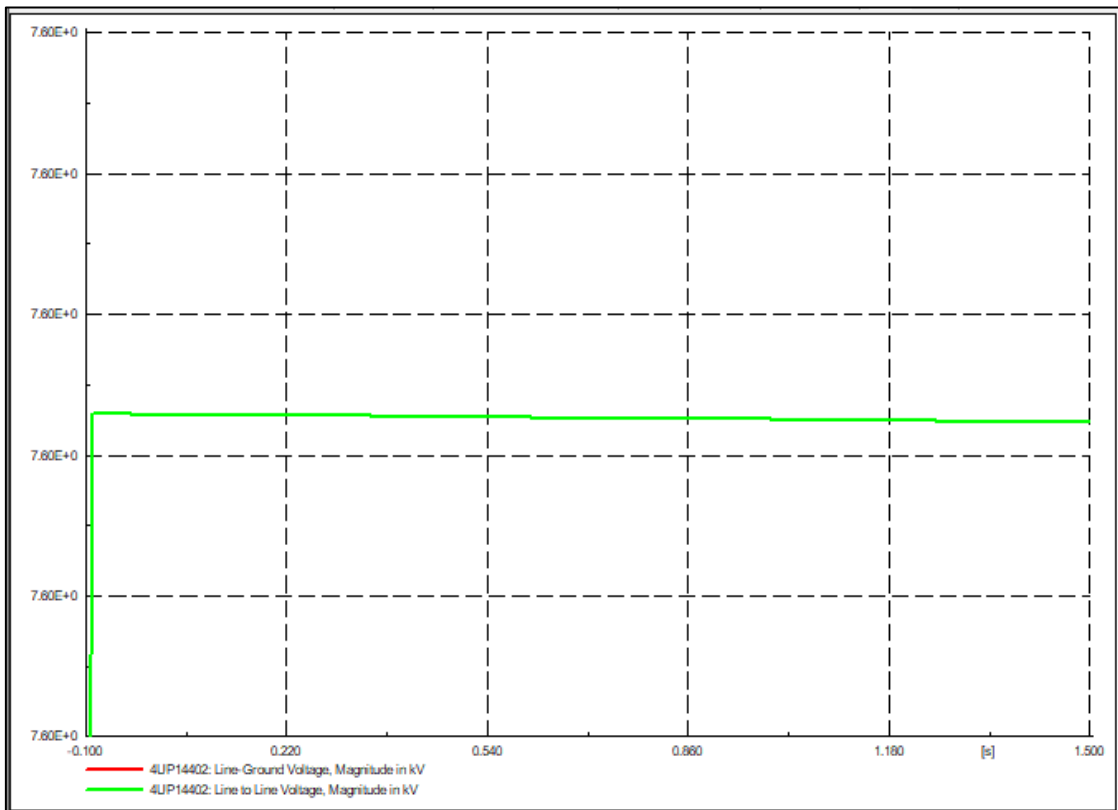


Figura 11. Caída de tensión en el punto CT3, antes de la implementación de los paneles

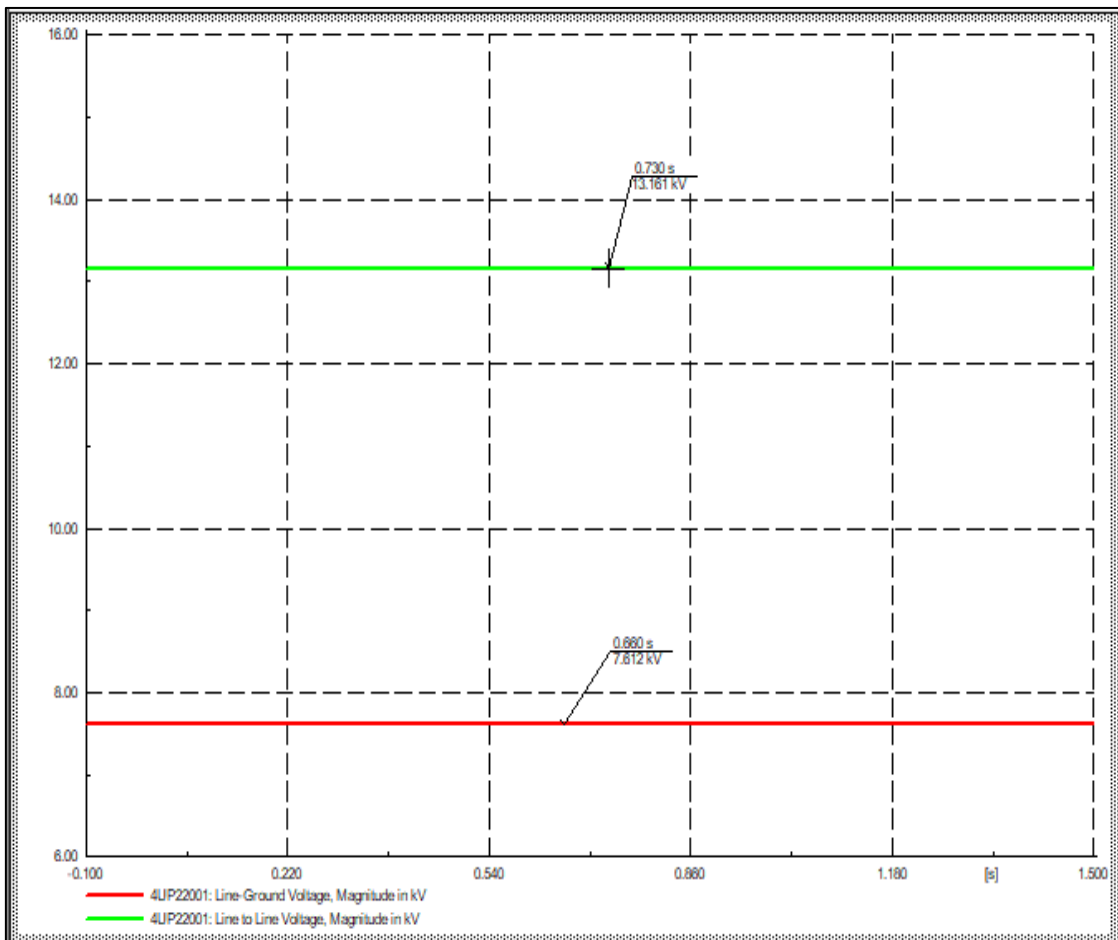


Figura 12. Caída de tensión en el punto CT4, antes de la implementación de los paneles

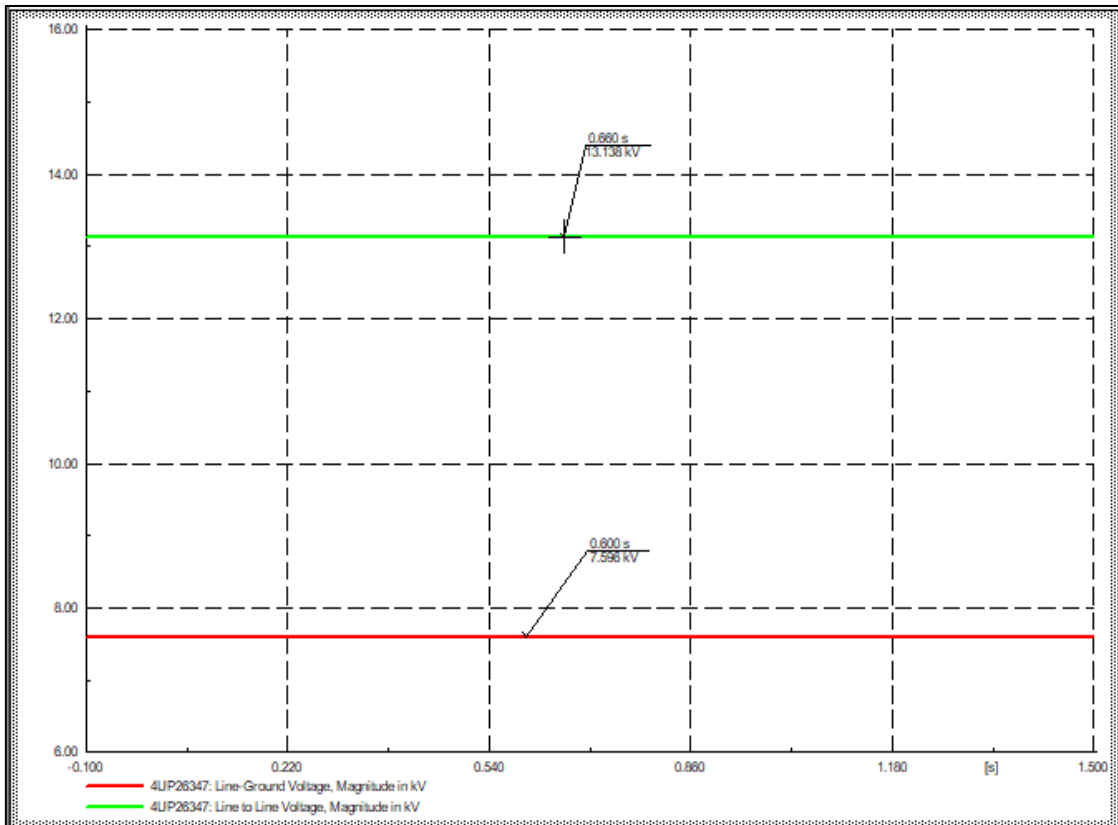


Figura 13. Caída de tensión en el punto CT5, antes de la implementación de los paneles

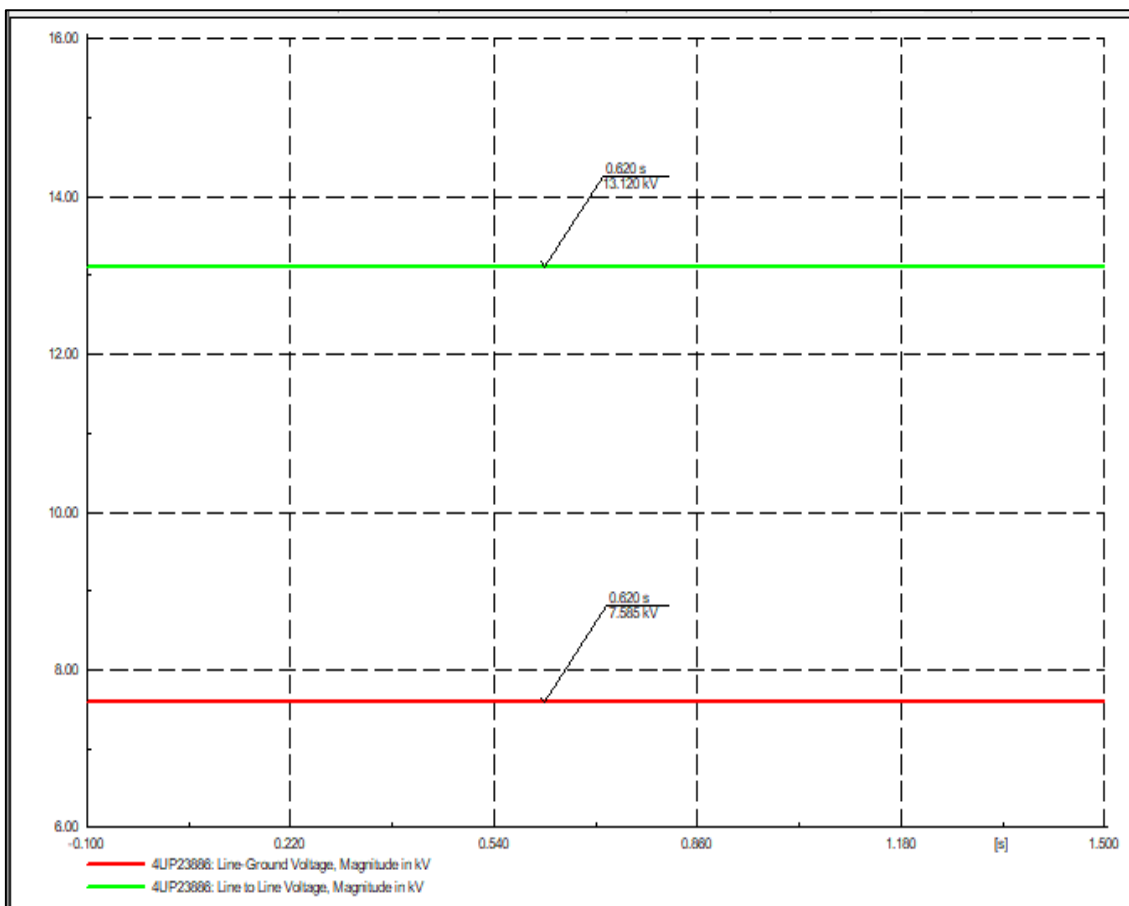


Figura 14. Caída de tensión en el punto CT6, antes de la implementación de los paneles

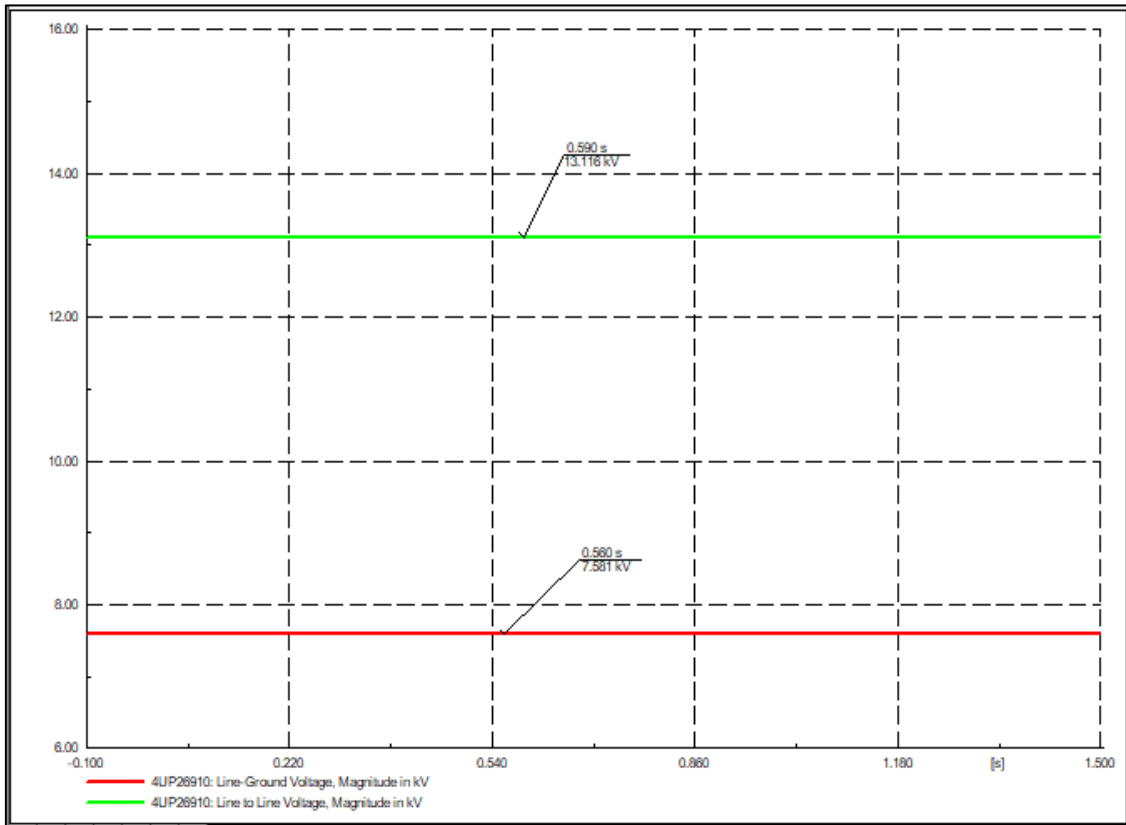


Figura 15. Caída de tensión en el punto CT7, antes de la implementación de los paneles

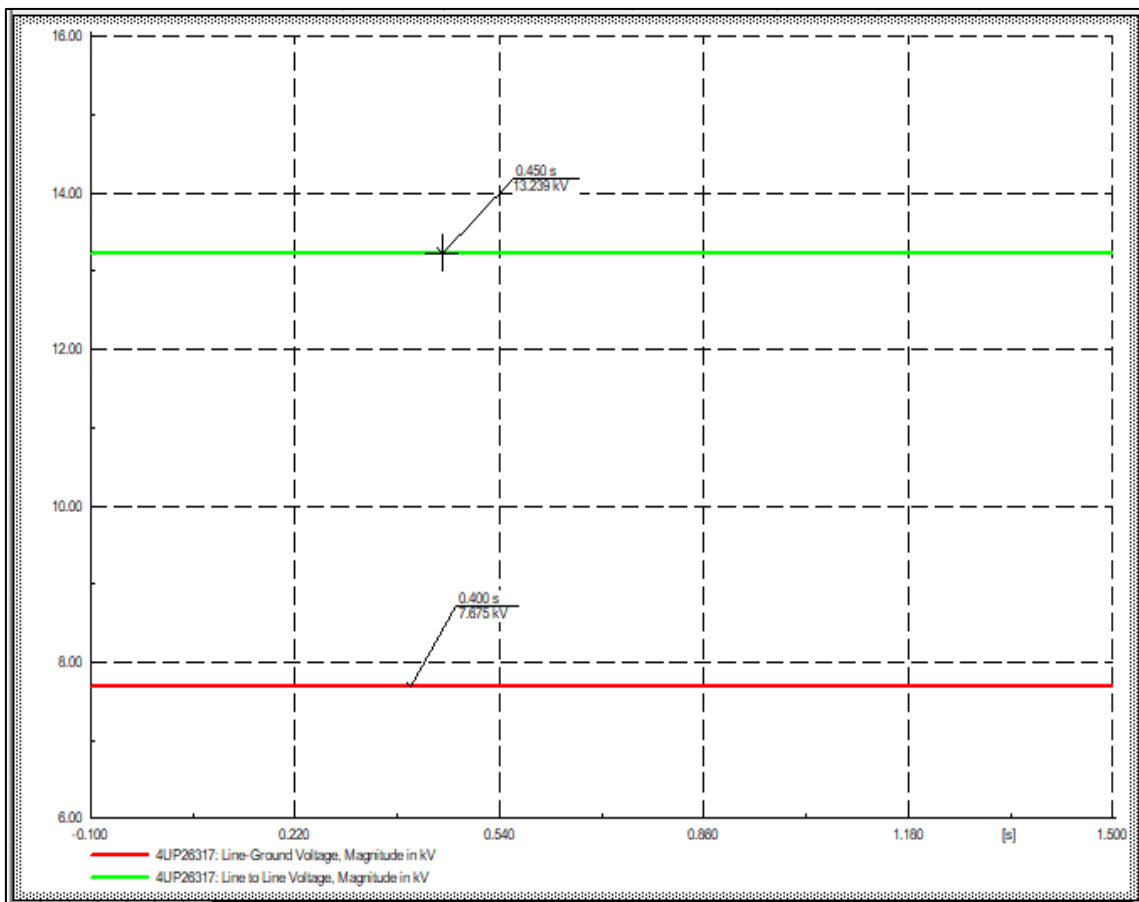


Figura 16. Caída de tensión en el punto CT1, después de la implementación de los paneles

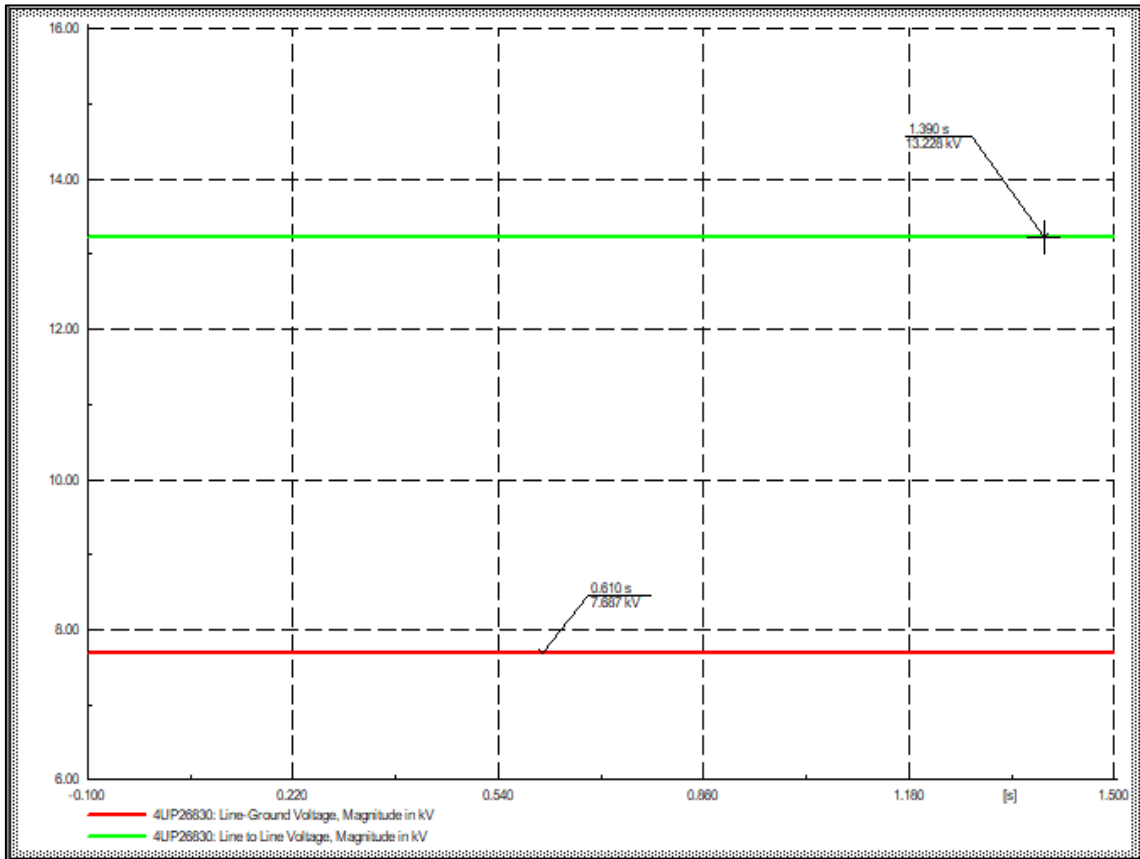


Figura 17. Caída de tensión en el punto CT2, después de la implementación de los paneles

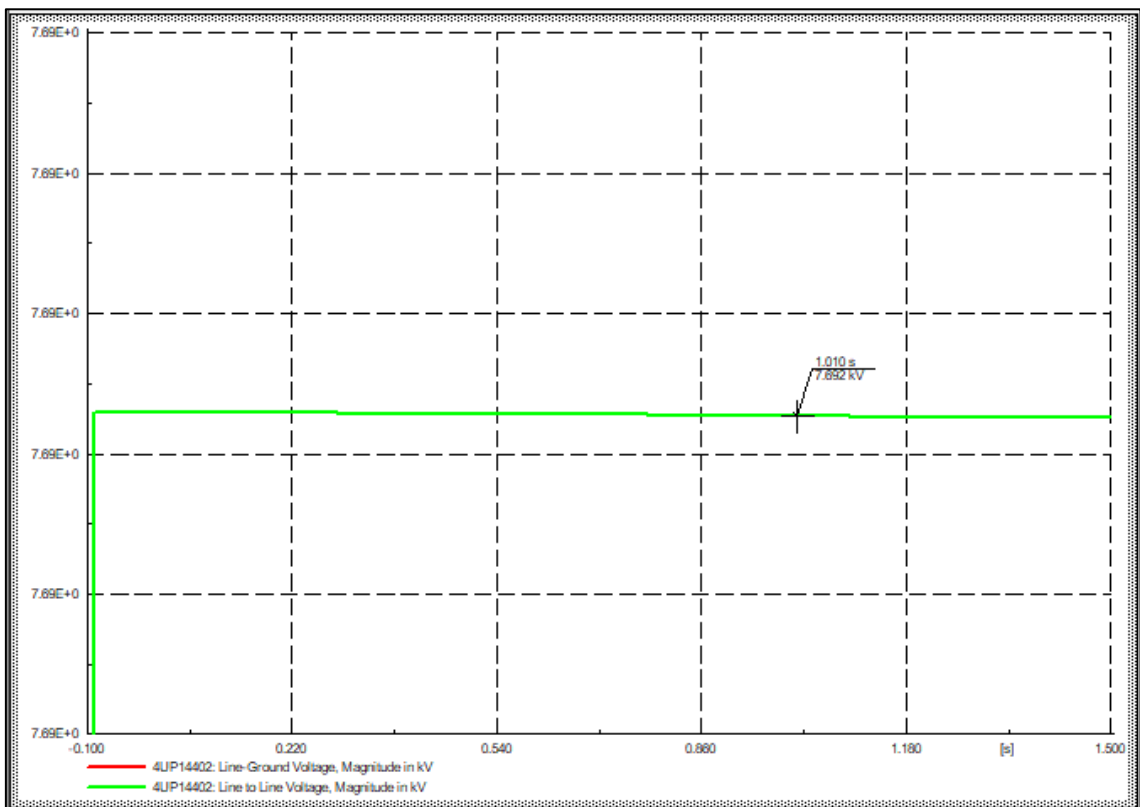


Figura 18. Caída de tensión en el punto CT3, después de la implementación de los paneles

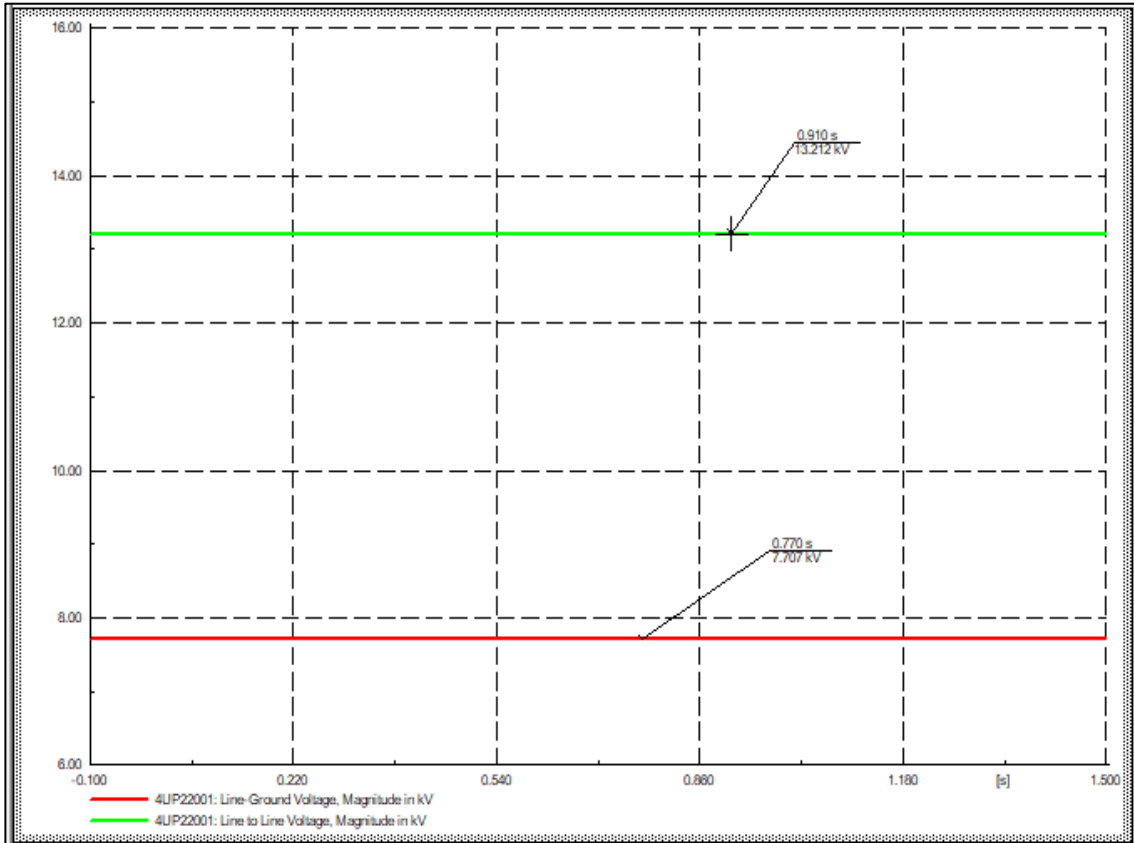


Figura 19. Caída de tensión en el punto CT4, después de la implementación de los paneles

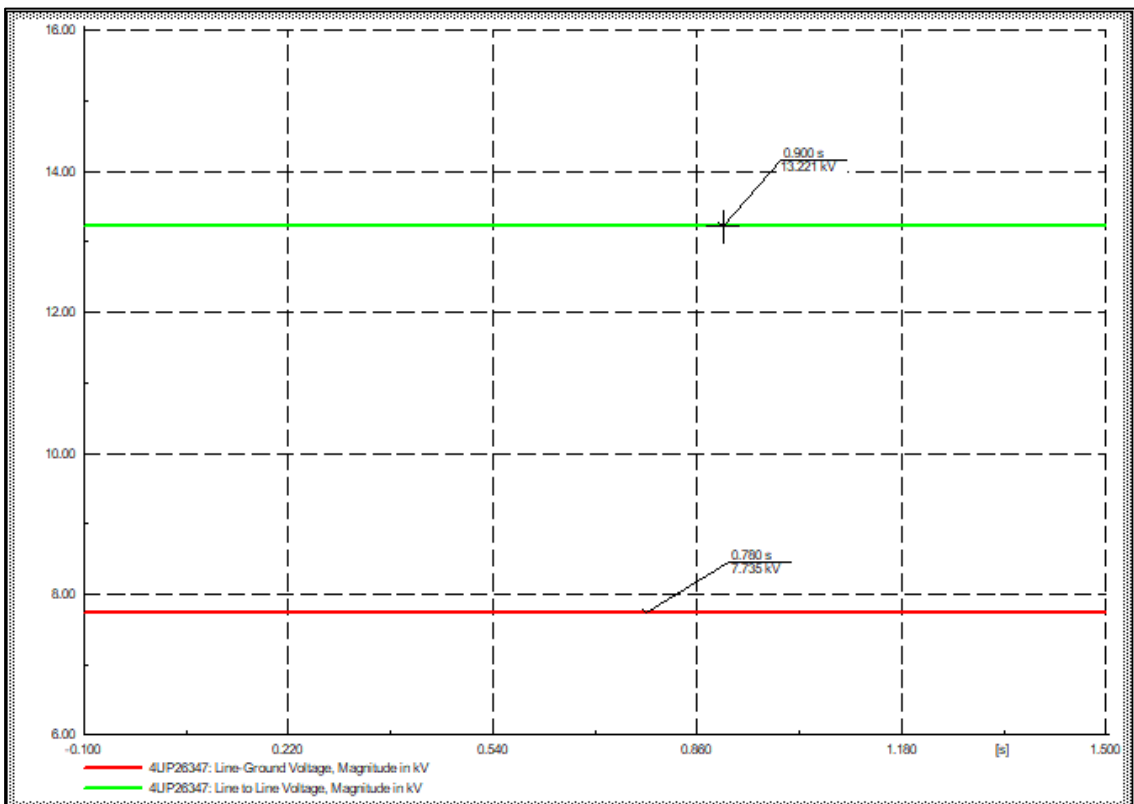


Figura 20. Caída de tensión en el punto CT5, después de la implementación de los paneles

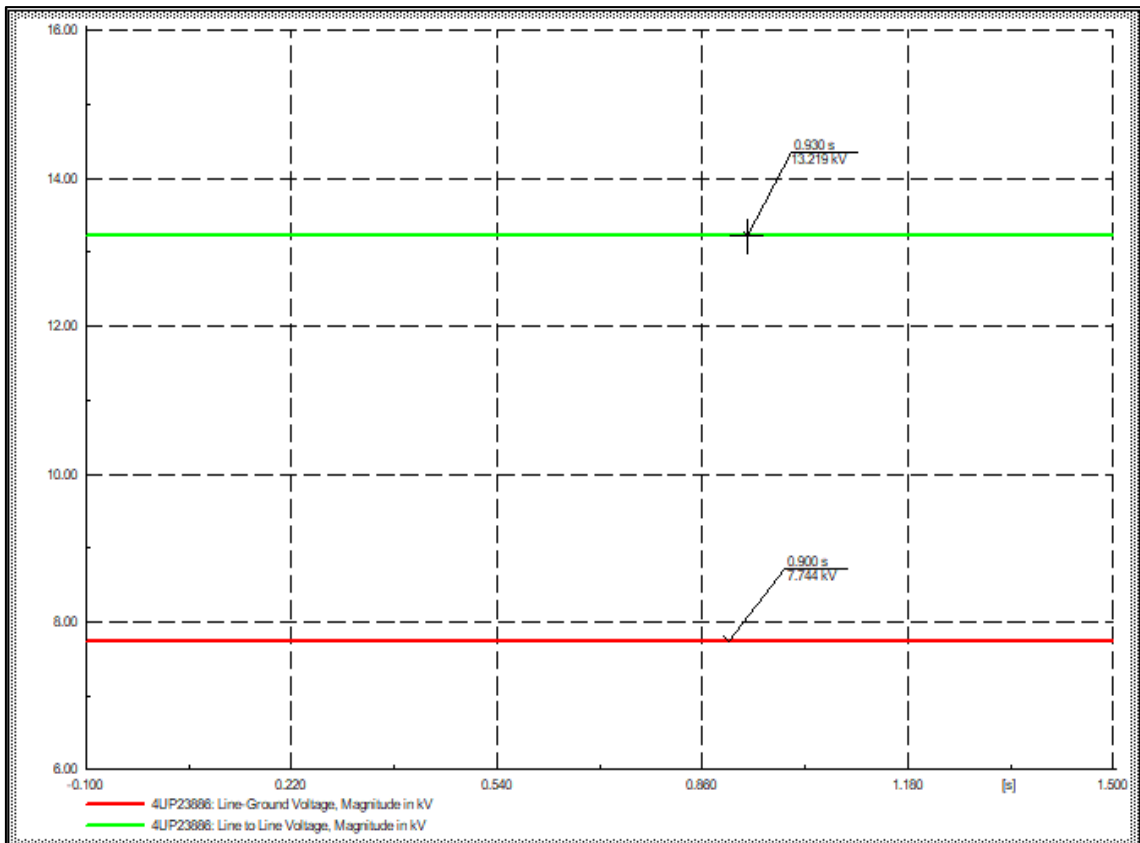


Figura 21. Caída de tensión en el punto CT6, después de la implementación de los paneles

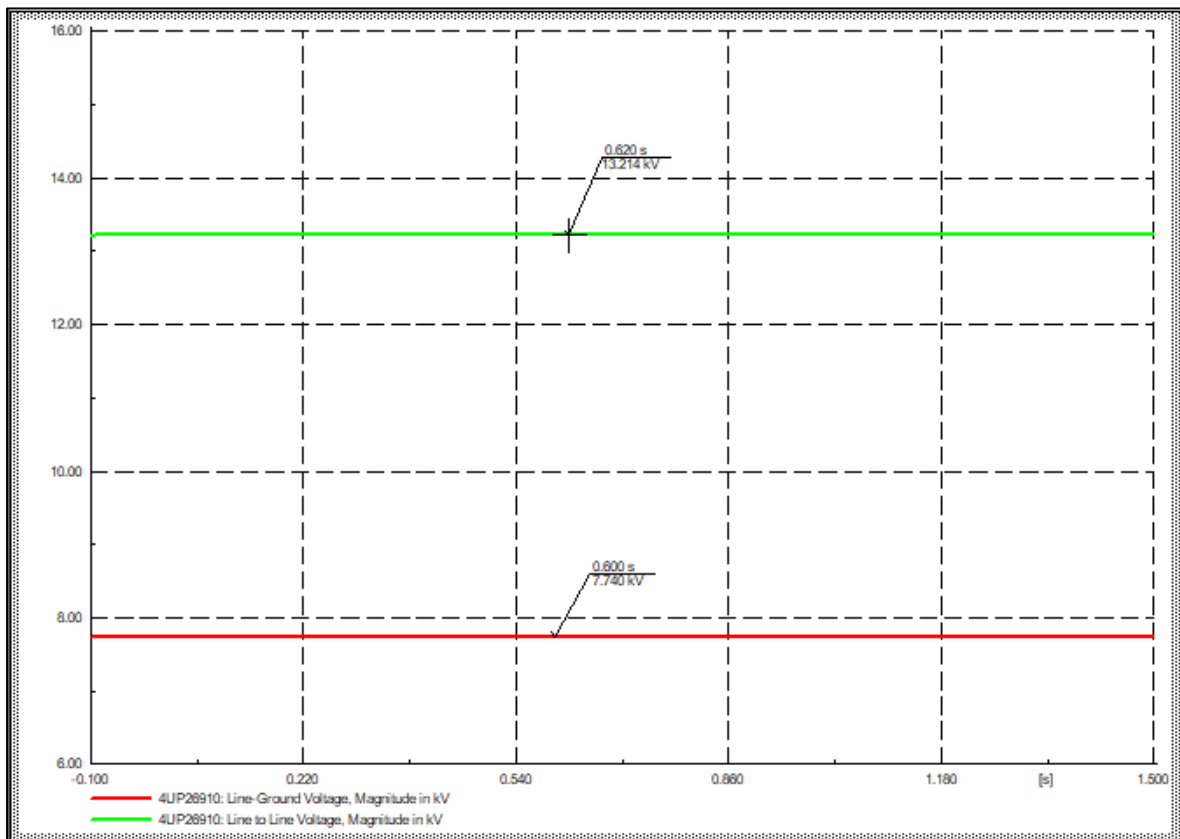


Figura 22. Caída de tensión en el punto CT7, después de la implementación de los paneles

Tabla 11. Distribución de los puntos de análisis de caída de tensión

Punto de análisis	Valor nominal		Antes de la implementación de los paneles				Después de la implementación de los paneles			
	Tensión de línea	Tensión de fase	Tensión de línea	% Diferencia	Tensión de fase	% Diferencia	Tensión de línea	% Diferencia	Tensión de fase	% Diferencia
CT1	13.200	7.621	13.235	0.27	7.650	0.38	13.239	0.30	7.675	0.71
CT2	13.200	7.621	13.207	0.05	7.635	0.18	13.228	0.21	7.687	0.87
CT3	7.621	7.621	7.595	-0.34	7.595	-0.34	7.692	0.93	7.692	0.93
CT4	13.200	7.621	13.161	-0.30	7.612	-0.12	13.212	0.09	7.707	1.13
CT5	13.200	7.621	13.138	-0.47	7.596	-0.33	13.221	0.16	7.735	1.50
CT6	13.200	7.621	13.120	-0.61	7.585	-0.47	13.219	0.14	7.744	1.61
CT7	13.200	7.621	13.116	-0.64	7.581	-0.53	13.214	0.11	7.740	1.56

De acuerdo con los datos mostrados en la tabla 11, se puede notar que:

CT1: antes de la implementación de los paneles solares se tiene una tensión de línea de 13,235 kV (sobretensión de 0.27%), se tiene una tensión de fase de 7,675 kV (sobretensión de 0.38%); después de la implementación de los paneles solares se tiene una tensión de línea de 13,239 kV (sobretensión de 0.30%), se tiene una tensión de fase de 7,675 kV (sobretensión de 0.71%).

CT2: antes de la implementación de los paneles solares se tiene una tensión de línea de 13,207 kV (sobretensión de 0.05%), se tiene una tensión de fase de 7,635 kV (sobretensión de 0.18%); después de la implementación de los paneles solares se tiene una tensión de línea de 13,228 kV (sobretensión de 0.21%), se tiene una tensión de fase de 7,687 kV (sobretensión de 0.87%).

CT3: se tiene un evento en circuito monofásico, antes de la implementación de los paneles solares se tiene una tensión de fase 7,595 kV (caída de tensión de -0.34%); después de la implementación de los paneles solares se tiene una tensión de fase de 7,692 kV (sobretensión de 0.93%).

CT4: antes de la implementación de los paneles solares se tiene una tensión de línea de 13,161 kV (caída de tensión de -0.30%), se tiene una tensión de fase de 7,612 kV (caída de tensión de -0.12%); después de la implementación de los paneles solares se tiene una tensión de línea de

13,212 kV (sobretensión de 0.09%), se tiene una tensión de fase de 7,707 kV (sobretensión de 1.13%).

CT5: antes de la implementación de los paneles solares se tiene una tensión de línea de 13,235 kV (sobretensión de 0.3%), se tiene una tensión de fase de 7,675 kV (sobretensión de 0.7%); después de la implementación de los paneles solares se tiene una tensión de línea de 13,239 kV (sobretensión de 0.3%), se tiene una tensión de fase de 7,675 kV (sobretensión de 0.7%).

CT6: antes de la implementación de los paneles solares se tiene una tensión de línea de 13,235 kV (sobretensión de 0.3%), se tiene una tensión de fase de 7,675 kV (sobretensión de 0.7%); después de la implementación de los paneles solares se tiene una tensión de línea de 13,239 kV (sobretensión de 0.3%), se tiene una tensión de fase de 7,675 kV (sobretensión de 0.7%).

CT7: antes de la implementación de los paneles solares se tiene una tensión de línea de 13,235 kV (sobretensión de 0.3%), se tiene una tensión de fase de 7,675 kV (sobretensión de 0.7%); después de la implementación de los paneles solares se tiene una tensión de línea de 13,239 kV (sobretensión de 0.3%), se tiene una tensión de fase de 7,675 kV (sobretensión de 0.7%).

4.2.2. Continuidad del sistema eléctrico

Para analizar la continuidad del sistema eléctrico, se realizó la simulación de un evento de apertura del relé I4035186K durante 0.33 segundos, tiempo durante el cual se quedan sin servicio todos los suministros que se encuentran ubicados en el ramal aguas abajo del relé, con excepción de los 50 suministros residenciales que cuentan con microgeneración distribuida.

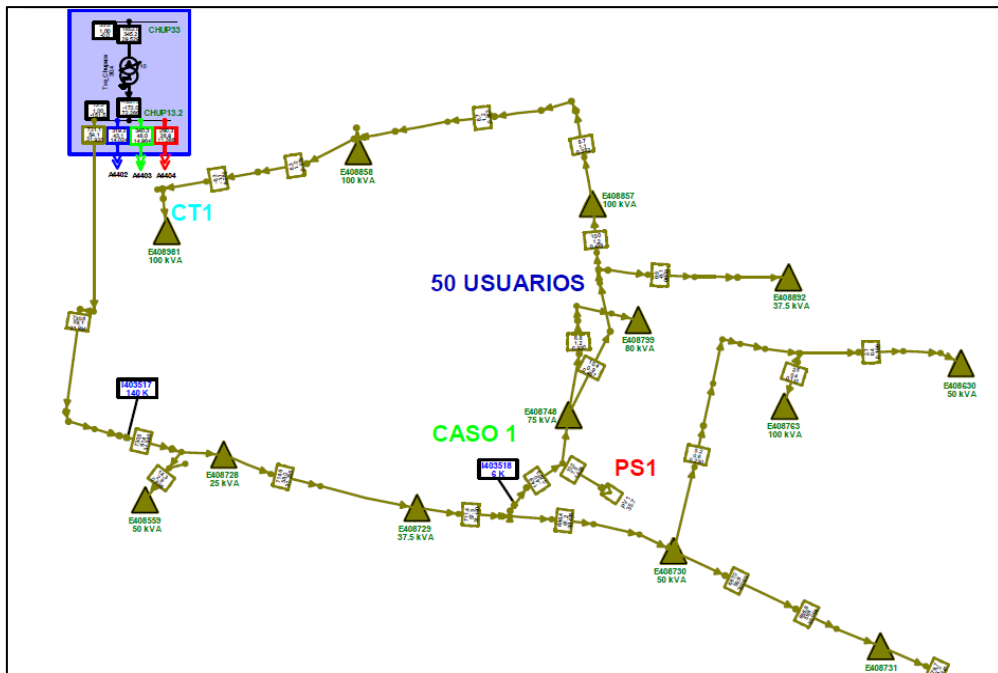


Figura 23. Ubicación de relé I4035186K, ramal del caso 1, en donde se encuentra ubicado el primer grupo de paneles solares (50)

Total System Summary		Study Case: Max. Dem. 2019(Proteccion)		Annex: / 1
Generation	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA
External Infeed	=	1744.81 kW	418.09 kvar	1794.20 kVA
Load P(U)	=	1637.56 kW	332.52 kvar	1670.98 kVA
Load P(Un)	=			
Load P(Un-U)	=			
Motor Load	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA
Grid Losses	=	107.25 kW	85.57 kvar	
Line Charging	=			
Compensation ind.	=		0.00 kvar	
Compensation cap.	=		0.00 kvar	
Installed Capacity	=			
Spinning Reserve	=			
Total Power Factor:				
Generation	=	0.00 [-]		
Load/Motor	=	0.98 / 0.00 [-]		

Figura 24. Simulación de apertura del relé I4035186K, sin paneles solares

Total System Summary		Study Case: Max. Dem. 2019(Proteccion)		Annex: / 1
Generation	=	275.99 kW	133.67 kvar	306.66 kVA
External Infeed	=	1466.17 kW	270.92 kvar	1490.99 kVA
Load P(U)	=	1637.53 kW	332.51 kvar	1670.95 kVA
Load P(Un)	=			
Load P(Un-U)	=			
Motor Load	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA
Grid Losses	=	104.63 kW	72.08 kvar	
Line Charging	=			
Compensation ind.	=		0.00 kvar	
Compensation cap.	=		0.00 kvar	
Installed Capacity	=			
Spinning Reserve	=			
Total Power Factor:				
Generation	=	0.90 [-]		
Load/Motor	=	0.98 / 0.00 [-]		

Figura 25. Simulación de apertura del relé I4035186K, con paneles solares

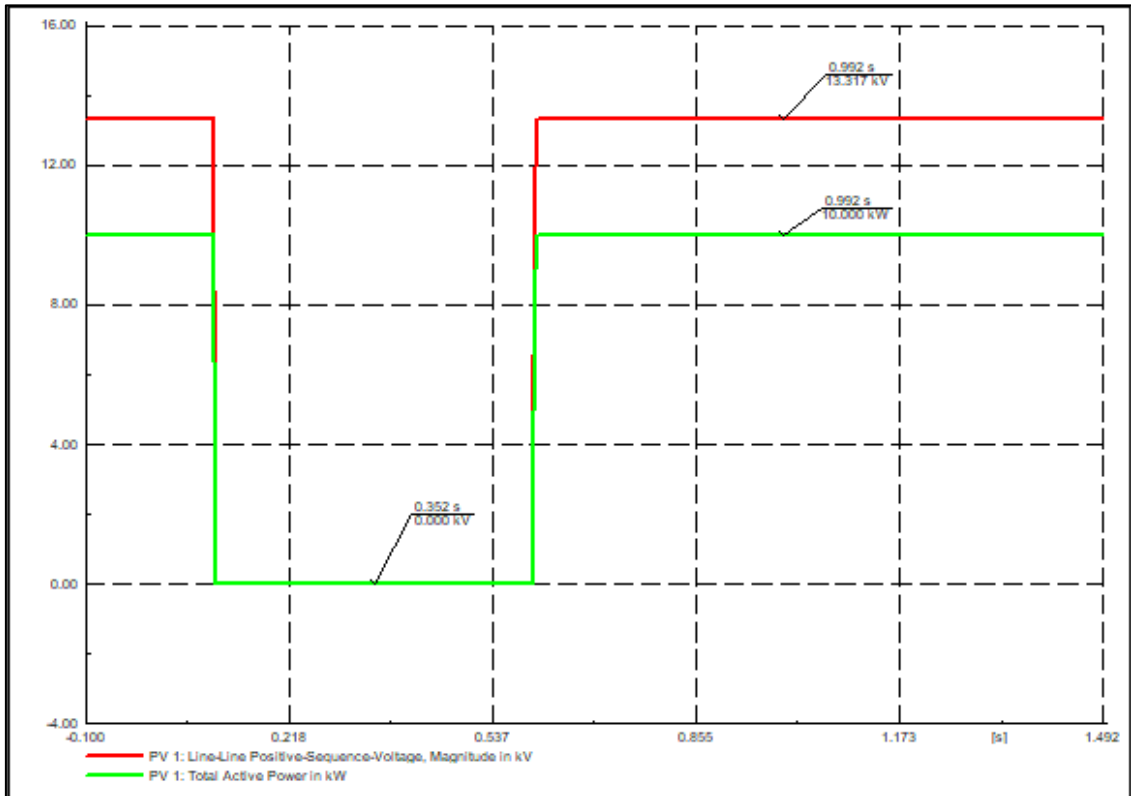


Figura 26. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en "PS 1"

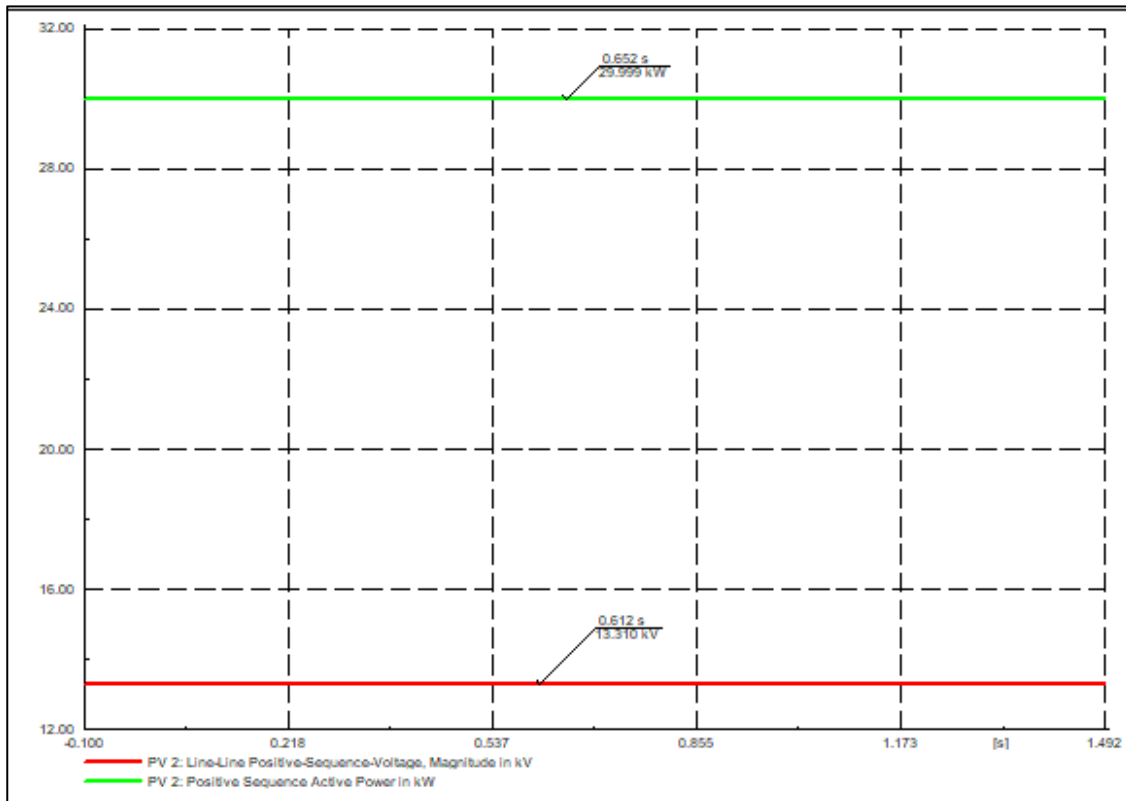


Figura 27. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 2

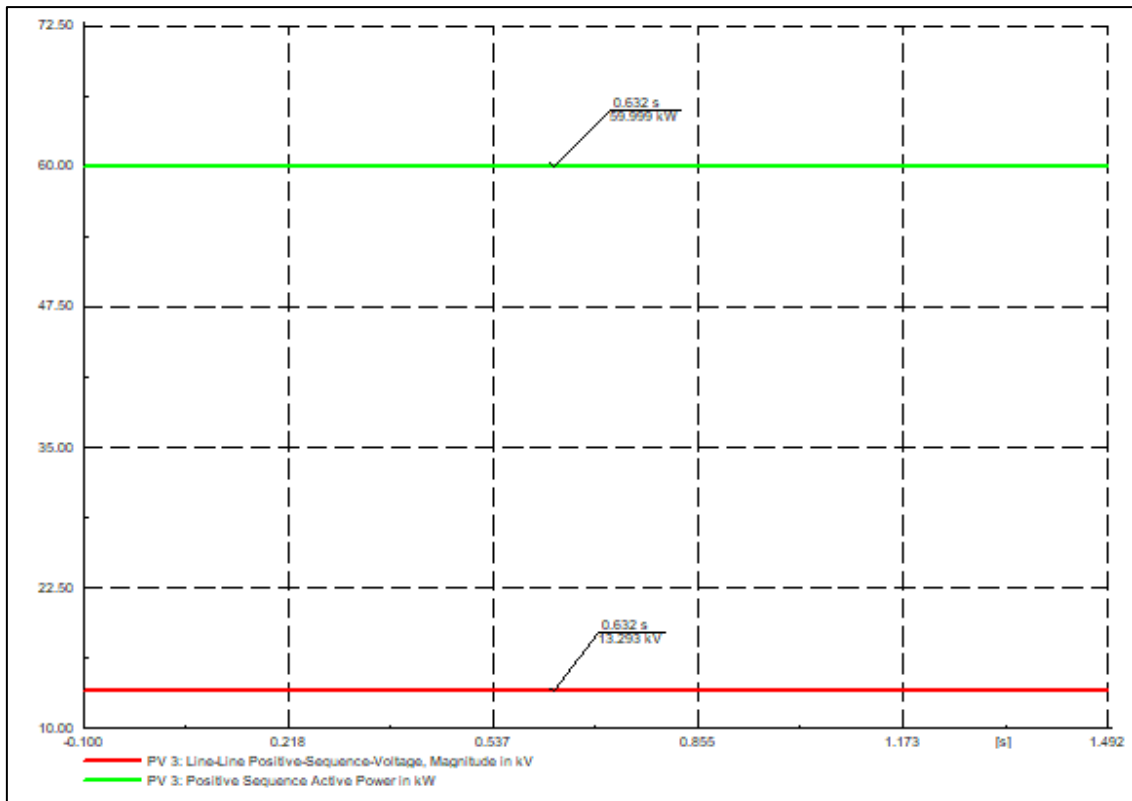


Figura 28. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 3

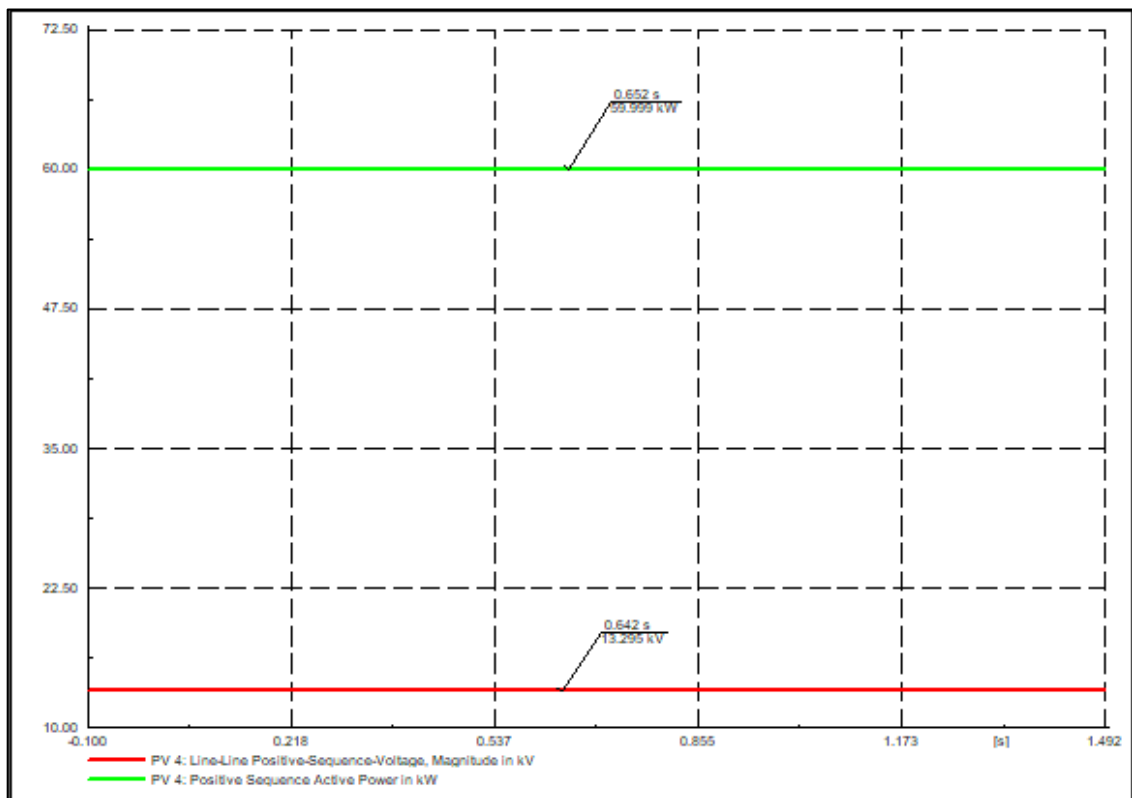


Figura 29. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 4

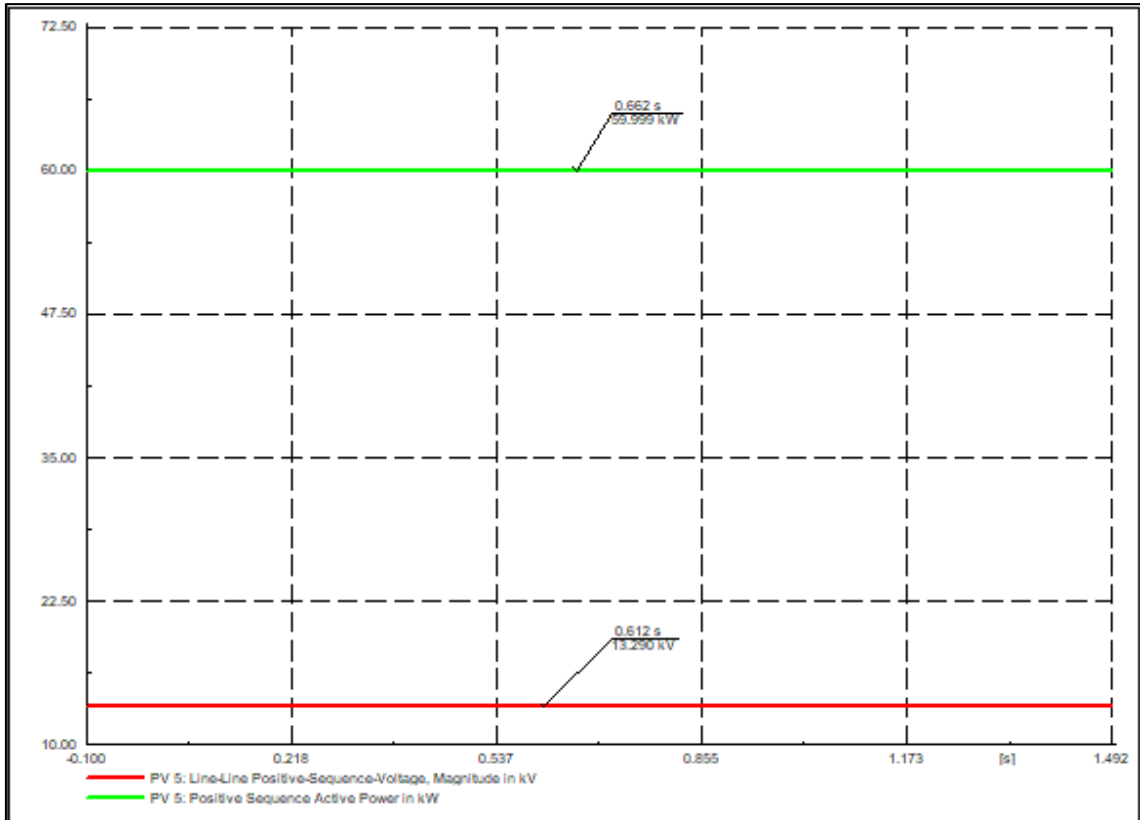


Figura 30. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 5

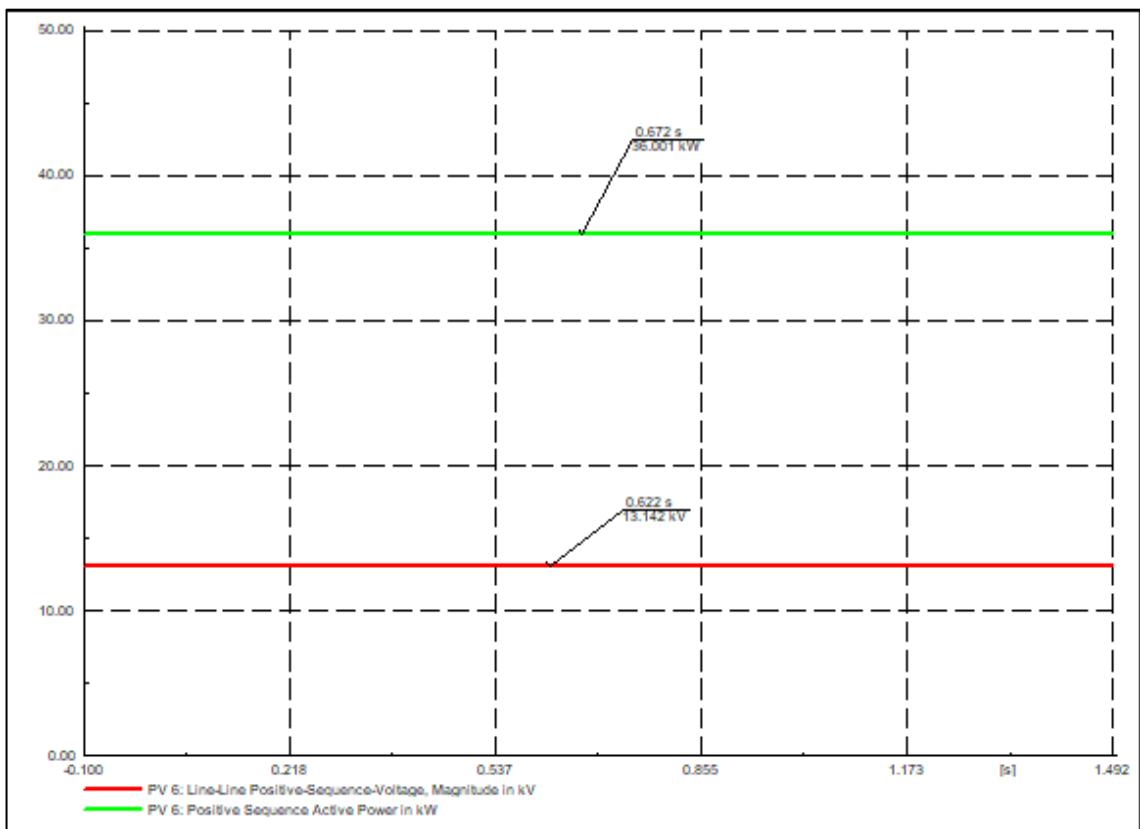


Figura 31. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 6

Para realizar el análisis de continuidad a partir de la apertura del relé principal ante un evento de falla; se tiene dos situaciones, el primero se da con las condiciones actuales, sin la instalación del sistema de microgeneración distribuida y, el segundo, luego de la instalación de los paneles solares. En la figura 24 se tiene el resultado mostrado por el software DigSilent antes de la implementación, se nota un valor de generación = 0, pérdidas de potencia activa = 107.25 kW, pérdida de potencia reactiva = 85.57 kvar. Después de la implementación de los paneles (figura 25) el resultado es el valor de generación = 275.99, pérdidas de potencia activa = 104.63 kW, en cuanto a la pérdida de potencia reactiva = 72.08 kvar; esto indica que las pérdidas ante una eventualidad de apertura del relé I4035186 son menores cuando se tienen instalados los paneles solares.

De igual manera, observando las figuras 26 al 31 se puede notar que una apertura del relé I4035186 afecta a todo el circuito del alimentador A4401, en la figura 26 se ve la caída de potencia en el ramal donde se produce la falla, en los demás ramales se presenta una leve caída de potencia durante el tiempo que dura la falla.

4.3. Prueba de hipótesis

4.3.1. Hipótesis específica 1

Mediante la propuesta de microgeneración distribuida fotovoltaica se mejorarán los indicadores SAIDI en el sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.

Para probar la hipótesis se utilizó el evento de apertura del relé principal, es decir que todo el alimentador sale de servicio (todos los suministros se quedan sin energía eléctrica).

Indicadores SAIDI

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

Caso a: SAIDI sin paneles

$$\begin{aligned} SAIDI_s &= \frac{t1x6141 + t2x6141 + t3x6141 + \dots + tnx6141}{6141} \\ &= \frac{6141(t1 + t2 + t3 + \dots + tn)}{6141} = (t1 + t2 + t3 + \dots + tn) \end{aligned}$$

Caso b: SAIDI con paneles

Se determina el número de usuarios alimentados con la microgeneración distribuida: $460 + 690 = 1150$

Luego, el número de usuarios afectados en cada interrupción:

$$u_i = 6141 - 1150 = 4991$$

Ahora, cada vez que ocurra una interrupción del servicio eléctrico en todo el alimentador, solamente se verán afectados 5861 suministros residenciales, por lo tanto, el nuevo valor del SAIDI, será:

$$\begin{aligned} SAIDI_c &= \frac{t1x4991 + t2x4991 + t3x4991 + \dots + tnx4991}{6141} \\ &= \frac{4991(t1 + t2 + t3 + \dots + tn)}{6141} = 0,813(t1 + t2 + t3 + \dots + tn) \end{aligned}$$

Conclusión: después de implementar los paneles solares, se consigue un SAIDI menor en: $SAIDI_s - SAIDI_c = 1 - 0,813 = 0.187$; es decir, el indicador SAIDI ha mejorado por efecto de la implementación de la microgeneración distribuida, quedando demostrada la hipótesis.

4.3.2. Hipótesis específica 2

Mediante la propuesta de microgeneración distribuida fotovoltaica se mejorarán los indicadores SAIFI en el sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.

Para probar la hipótesis se utilizó el evento de cortocircuito que apertura el relé principal, es decir, que todo el alimentador sale de servicio (todos los suministros se quedan sin energía eléctrica).

Indicadores SAIFI

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

Caso a: SAIFI sin paneles

$$SAIFIs = \frac{n \times 6141}{6141} = n$$

Caso b: SAIFI con paneles

Se determina el número de usuarios alimentados con la microgeneración distribuida: $460 + 690 = 1150$

Luego, el número de usuarios afectados en cada interrupción:

$$u_i = 6141 - 1150 = 4991$$

$$SAIFIs = \frac{n \times (4991)}{6141} = 0,813n$$

Conclusión: después de implementar los paneles solares, se consigue un SAIFI menor en: $SAIFIs - SAIFlc = 1n - 0,813n = 0.187n$; es decir, el indicador SAIFI ha mejorado por efecto de la implementación de la microgeneración distribuida, quedando demostrada la hipótesis.

4.3.3. Hipótesis específica 3

Mediante la propuesta de microgeneración distribuida fotovoltaica se reducirá la caída de tensión en los usuarios cercanos a los postes de fin de línea del sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.

Tabla 12. Sobretensión y caída de tensión en los puntos de análisis

<i>Punto de análisis</i>	<i>Antes de la implementación de los paneles</i>		<i>Antes de la implementación de los paneles</i>	
	<i>% Diferencia tensión de línea</i>	<i>% Diferencia tensión de fase</i>	<i>% Diferencia tensión de línea</i>	<i>% Diferencia tensión de fase</i>
CT1	0.27	0.38	0.30	0.71
CT2	0.05	0.18	0.21	0.87
CT3	-0.34	-0.34	0.93	0.93
CT4	-0.30	-0.12	0.09	1.13
CT5	-0.47	-0.33	0.16	1.50
CT6	-0.61	-0.47	0.14	1.61
CT7	-0.64	-0.53	0.11	1.56

Conclusión: de acuerdo con los datos mostrados en la tabla 12, antes de la implementación de los paneles solares se observa que en los puntos CT1 y CT2 se tenían pequeñas sobretensiones que se encuentran dentro de la norma y en los puntos CT3, CT4, CT5, CT6 Y CT7 se tenían caídas de tensión, aunque dentro del rango permitido por la norma; después de la implementación se tienen leves sobretensiones en todos los puntos que también se encuentran dentro de la norma; lo que indica que los paneles solares inyectan potencia estabilizando la tensión de la red y manteniéndolo dentro del rango permitido por la norma técnica de calidad; quedando demostrada la hipótesis.

4.3.4. Hipótesis específica 4

Mediante la propuesta de microgeneración distribuida fotovoltaica se mejorará la continuidad del sistema eléctrico ante contingencias en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.

Para probar la hipótesis de la continuidad del sistema eléctrico se ha seleccionado una eventualidad de apertura del relé principal del alimentador A4401, que puede ser causado por cortocircuito, sobretensión atmosférica, sobretensión en maniobra; por ejemplo, en la subestación principal o de distribución durante el día.

- La falla ocurre en el momento 0,1 segundos, en ese instante se apertura el relé principal y se desconecta todo el sistema aguas abajo.
- La falla tiene una duración de 0,33 segundos inmediatamente se reconecta el relé luego de eliminar la falla, porque tienen reconexión

automática; en el caso de falla permanente se activarán todos los relés a los 0,47 segundos.

- Simulación es de un ciclo (0,1 s a 0,25 s).

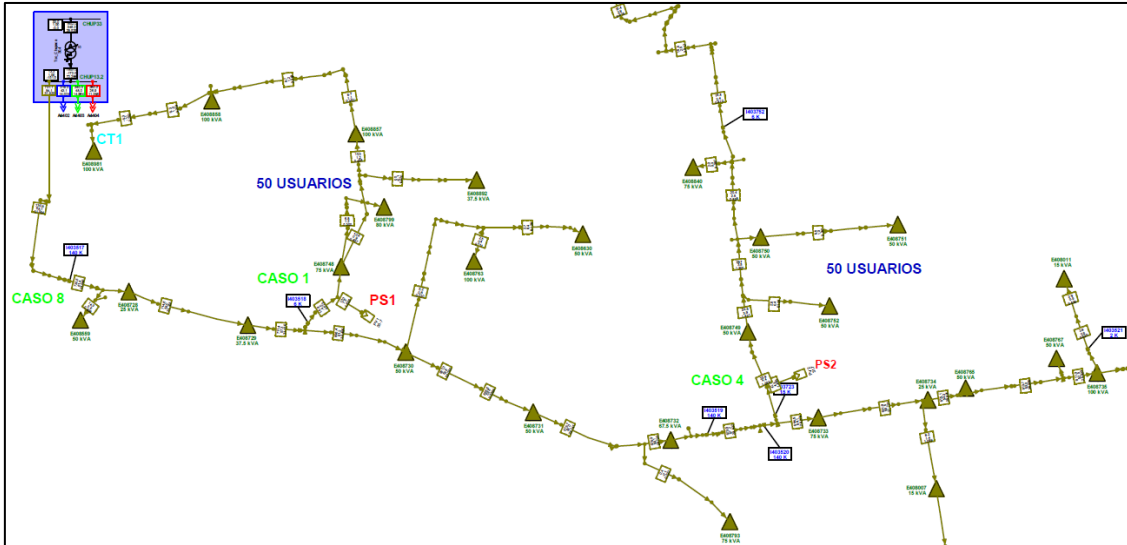


Figura 32. Caso 8, apertura de relé principal del alimentador A4401

Total System Summary		Study Case: Max. Dem. 2019(Proteccion)		Annex:	/ 1
Generation	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA	
External Infeed	=	1745.59 kW	418.28 kvar	1795.00 kVA	
Load P(U)	=	1638.29 kW	332.67 kvar	1671.72 kVA	
Load P(Un)	=				
Load P(Un-U)	=				
Motor Load	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA	
Grid Losses	=	107.30 kW	85.61 kvar		
Line Charging	=				
Compensation ind.	=		0.00 kvar		
Compensation cap.	=		0.00 kvar		
Installed Capacity	=				
Spinning Reserve	=				
Total Power Factor:					
Generation	=	0.00	[-]		
Load/Motor	=	0.98 / 0.00	[-]		

Figura 33. Simulación de apertura de relé principal del alimentador A4401, sin paneles solares

Total System Summary		Study Case: Max. Dem. 2019(Proteccion)			Annex: / 1
Generation	=	276.03 kW	133.69 kvar	306.70 kVA	
External Infeed	=	1466.66 kW	271.03 kvar	1491.49 kVA	
Load P(U)	=	1638.04 kW	332.61 kvar	1671.47 kVA	
Load P(Un)	=				
Load P(Un-U)	=				
Motor Load	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA	
Grid Losses	=	104.66 kW	72.10 kvar		
Line Charging	=				
Compensation ind.	=		0.00 kvar		
Compensation cap.	=		0.00 kvar		
Installed Capacity	=				
Spinning Reserve	=				
Total Power Factor:					
Generation	=	0.90			[-]
Load/Motor	=	0.98 / 0.00			[-]

Figura 34. Simulación de apertura de relé principal del alimentador A4401, con paneles solares

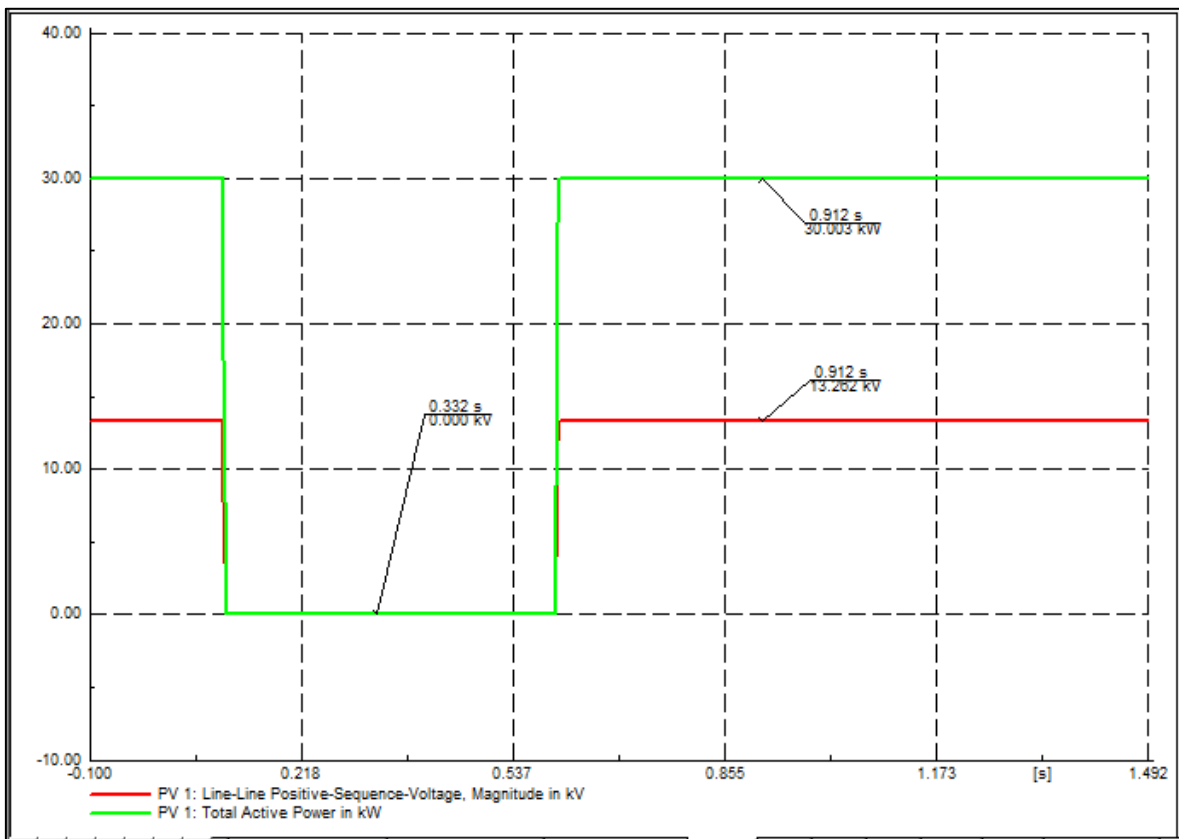


Figura 35. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 1

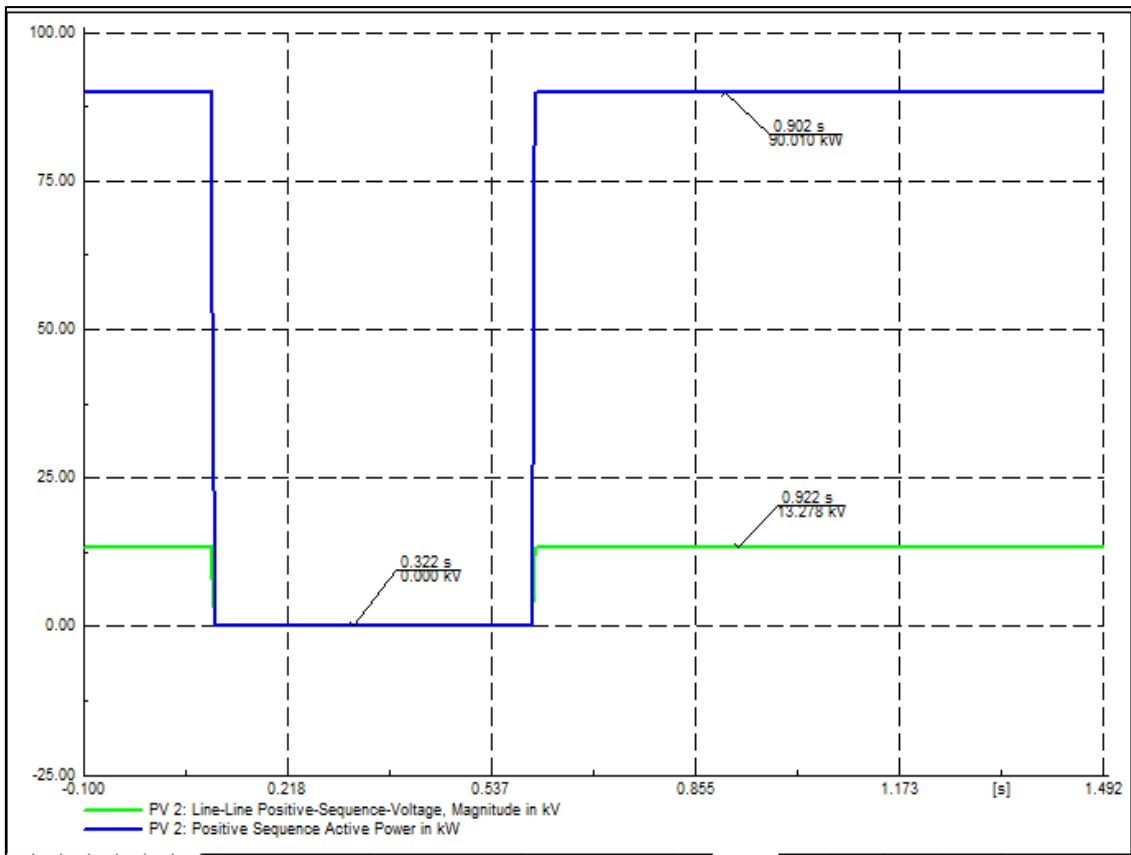


Figura 36. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 2

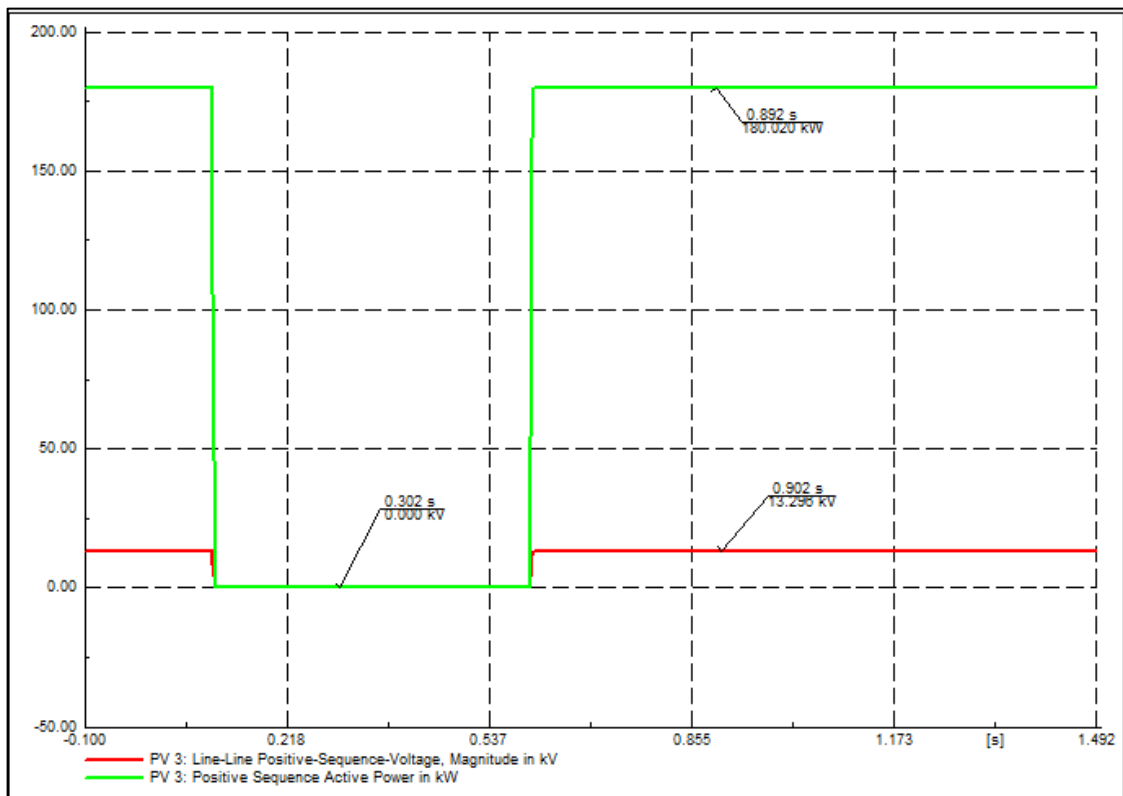


Figura 37. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 3

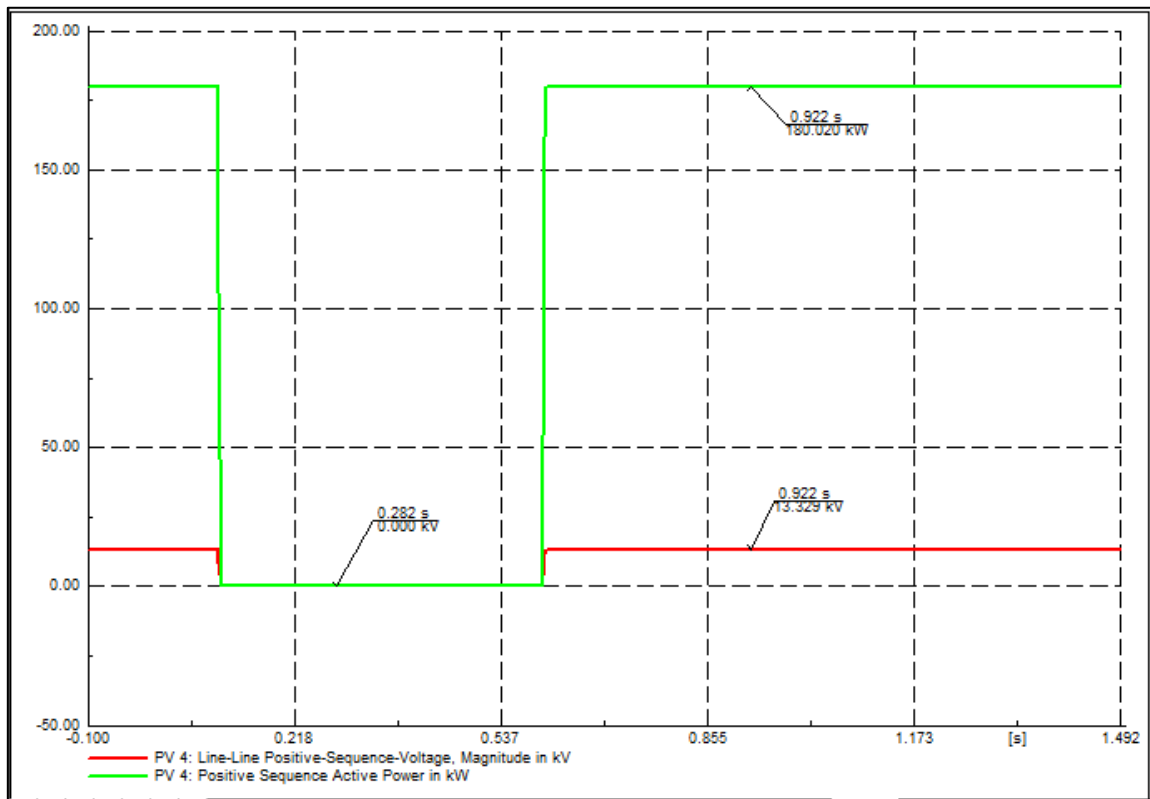


Figura 38. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 4

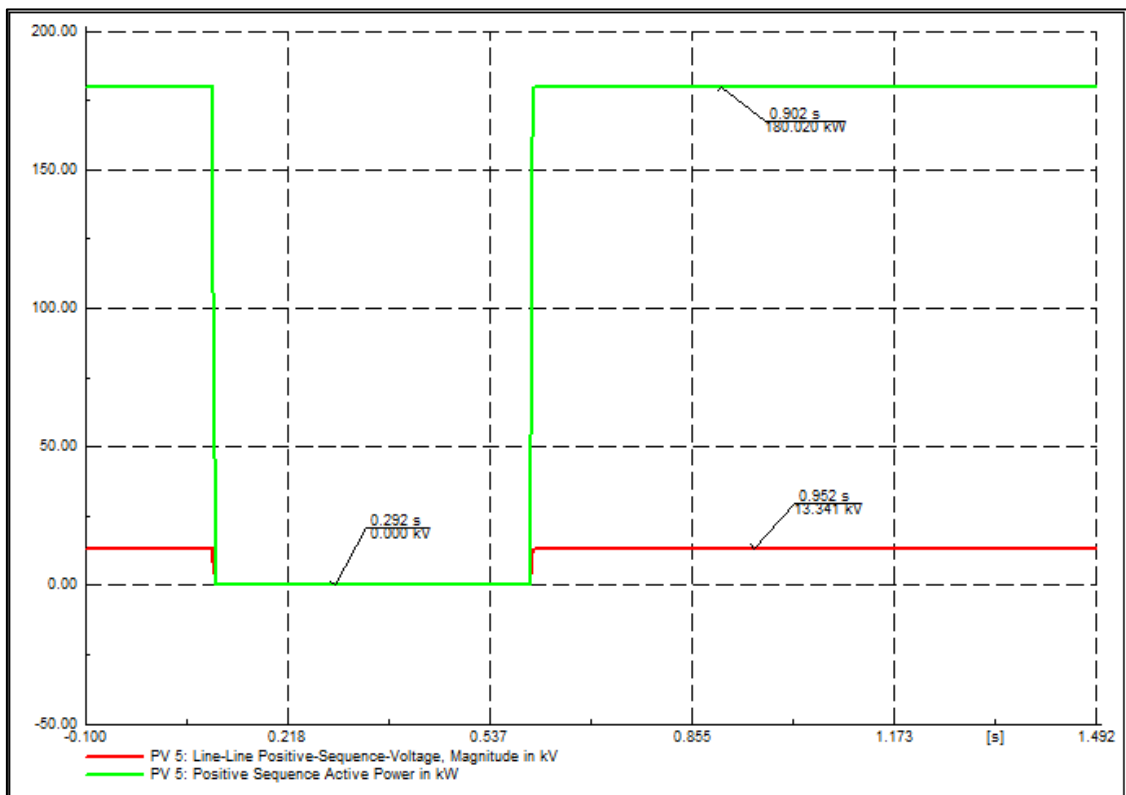


Figura 39. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 5

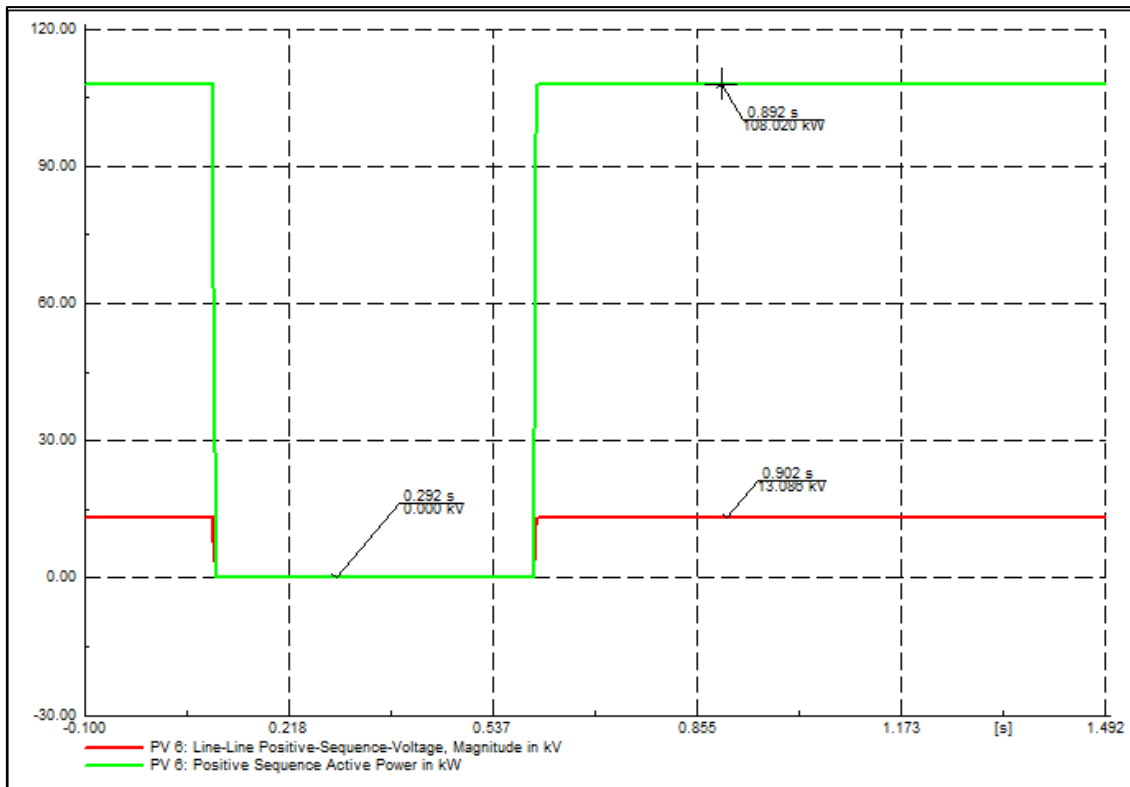


Figura 40. Tiempo de apertura/cierre del medidor bidireccional en PS 6

A partir de los datos obtenidos mediante la simulación realizada con el software DigSilent se puede notar que, en caso de eventualidades de corte, se tienen dos situaciones:

Sin generación fotovoltaica, todos los suministros del alimentador A4401 se quedarán sin energía eléctrica por el tiempo que dure la solución del problema que generó el evento.

Con generación fotovoltaica, los usuarios que tienen generación fotovoltaica (460 suministros) siguen con energía eléctrica, y al inyectar a la red el excedente de energía producida, esta podría ser utilizada por los suministros contiguos; y los adicionales que se beneficiarían (690 suministros) también continuarían con el servicio. Sin embargo, el sistema se ve afectado porque no existe inyección externa de energía a la red por un período breve, según la descripción siguiente: el grupo de paneles 1 durante 0,332 s, el grupo 2 durante 0,322 s, el grupo 3 durante 0,302 s el grupo 4 durante 0,282 s, el grupo 5 durante 0,292 s y el grupo 6 durante

0,292 s; estas variaciones de tiempo dependen de la densidad y la ubicación de los paneles.

Es decir, el sistema de microgeneración distribuida garantiza la continuidad del servicio eléctrico en aquellos suministros donde se instalaron los paneles solares y los contiguos (1150 en total) siempre que se produzca la falla durante el día, con lo cual queda demostrada la hipótesis que mediante la propuesta de microgeneración distribuida fotovoltaica se mejorará la continuidad del sistema eléctrico ante contingencias en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.

4.4. Discusión de resultados

1. En cuanto a la hipótesis específica relacionada con la mejora de los indicadores SAIDI en el sistema eléctrico en el alimentador A4401, se realizó una comparación del indicador antes de la implementación del sistema de microgeneración distribuida fotovoltaica con el valor del indicador después de la implementación; siendo el nuevo valor del indicador superior en 0.187, demostrando la hipótesis que, mediante la propuesta de microgeneración distribuida fotovoltaica, se mejorarán los indicadores SAIDI en el sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.

Los resultados obtenidos son similares a los de Ordaya en su tesis "*Mejoramiento de la confiabilidad implantando un sistema de generación distribuida en los sistemas eléctricos críticos de la empresa Electrocentro S. A.*" (3), donde, a partir de una investigación de tipo aplicada de nivel explicativo concluye que la implementación de un sistema eficiente de generación distribuida permitió la reducción considerable de la duración de las interrupciones, mejorando de esta forma el indicador de confiabilidad SAIDI para cada uno de estos sistemas.

2. En cuanto a la hipótesis específica relacionada con la mejora de los indicadores SAIFI en el sistema eléctrico en el alimentador A4401, se realizó una comparación del indicador antes de la implementación del sistema de microgeneración distribuida fotovoltaica con el valor del indicador después de

la implementación; siendo el nuevo valor del indicador superior en $0.187n$ (donde n el número de veces de ocurrencia de falla), demostrando la hipótesis que, mediante la propuesta de microgeneración distribuida fotovoltaica, se mejorarán los indicadores SAIFI en el sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.

Estos resultados obtenidos concuerdan con los de Gaviria en su trabajo de investigación "*Metodología para mejorar los índices de confiabilidad de un sistema de distribución utilizando generación distribuida*" (11), en donde se ilustra un algoritmo genético como estrategia de optimización, también se describe el método de simulación Montecarlo para predecir los índices de confiabilidad SAIDI - SAIFI y, por último, se utiliza un flujo de carga monofásico para evaluar estos parámetros; concluyendo que al evaluar la metodología descrita en este trabajo en un sistema de prueba demostraron la efectividad del procedimiento al reducir los índices de SAIDI y SAIFI, ya que, luego de comparar los tres escenarios fue posible determinar que la integración de la generación distribuida disminuye los índices de confiabilidad.

3. En cuanto a la hipótesis relacionada con la reducción de la caída de tensión en los usuarios cercanos a los postes de fin de línea del sistema eléctrico en el alimentador A4401, se realizó una comparación de las mediciones de tensión en 7 puntos de fin de línea antes de implementar la microgeneración distribuida con los valores obtenidos después de la implementación; en todos los casos los niveles de tensión se incrementaron y, por lo tanto, las pequeñas caídas de tensión que existían fueron eliminadas, demostrando la hipótesis de que mediante la propuesta de microgeneración distribuida fotovoltaica se reducirá la caída de tensión en los usuarios cercanos a los postes de fin de línea del sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.

Los resultados son corroborados por Chusin y Escobar en su tesis "*Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida*" (13), en donde manifiestan que al inyectar corriente producida en base a la generación distribuida, es posible

disminuir las caídas de tensión, porque se disminuye la intensidad por las ramas, así como también disminuyen las pérdidas; sin embargo, si el nivel de penetración de la generación distribuida aumenta las capacidades térmicas de los conductores se verán afectados y se incrementarán las pérdidas.

Estos resultados también concuerdan con los de López en su trabajo de investigación "*Mejoramiento del perfil de tensión en sistemas de distribución usando generación distribuida*" (4), en donde propone una metodología para encontrar la localización y el dimensionamiento óptimo de generadores distribuidos; y concluye que en todos los casos se mejoraron los niveles de tensión de todos los nodos, garantizando siempre que estos valores estuvieran dentro de los límites permitidos por la normativa vigente.

4. En cuanto a la hipótesis relacionada con la mejora de la continuidad del sistema eléctrico del alimentador A4401, se efectuaron dos análisis de apertura de relé debido a un evento de falla durante el día, en el primer caso se analizó la apertura del relé principal durante 0,33 segundos, viéndose afectados los 6141 suministros residenciales, con excepción de los 460 suministros que cuentan con microgeneración distribuida. En el segundo caso se analizó un evento de apertura del relé I4035186K durante 0.33 segundos, tiempo durante el cual se quedan sin servicio todos los suministros que se encuentran en el ramal aguas debajo de este con excepción de los 50 suministros residenciales que cuentan con microgeneración distribuida. Es decir, el sistema de microgeneración distribuida garantiza la continuidad del servicio eléctrico en aquellos suministros donde se instalaron los paneles solares, siempre que se produzca la falla durante el día, demostrando la hipótesis que mediante la propuesta de microgeneración distribuida fotovoltaica se mejorará la continuidad del sistema eléctrico ante contingencias en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021.

Estos resultados concuerdan con los de Ordaya en su tesis "*Mejoramiento de la confiabilidad implantando un sistema de generación distribuida en los sistemas eléctricos críticos de la empresa Electrocentro S. A.*" (3), donde a partir de un diseño cuasiexperimental de nivel explicativo concluye

favorablemente respecto a la confiabilidad de los sistemas eléctricos, ya que disminuye el tiempo de reposición del servicio eléctrico (continuidad del servicio eléctrico) durante una interrupción, permitiendo la operación en modo isla intencional.

CONCLUSIONES

1. Con la implementación del sistema de microgeneración distribuida fotovoltaica se logró mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021, esto se concluye a partir la disminución de las caídas de tensión, mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI y mejora de la continuidad del sistema eléctrico ante contingencias en el alimentador.
2. La implementación de la microgeneración distribuida permite mejorar los indicadores SAIDI en 0.187 en el sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021, esto se concluye a partir de la comparación de los valores antes y después de la implementación de la microgeneración distribuida.
3. La implementación de la microgeneración distribuida permite mejorar los indicadores SAIFI en 0.187 veces la interrupción del servicio en el sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021, esto se concluye a partir de la comparación de los valores antes y después de la implementación de la microgeneración distribuida.
4. Se logró reducir la caída de tensión en los usuarios cercanos a los postes de fin de línea del sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021 a partir de la implementación de la microgeneración distribuida, esto debido al menor flujo de corriente por la red, sin embargo, se debe tener en cuenta que, si la potencia generada es superior, puede llegar a producir pérdidas por efecto térmico en los conductores.
5. Con la implementación del sistema de microgeneración distribuida se logró mejorar la continuidad del sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca 2021, esto se concluye porque ante cualquier evento de apertura del relé principal o salida de servicio de algunos de los ramales donde se encuentran instalados los paneles solares, solo se verán afectados los usuarios que no tengan instalados este sistema [5681] y los demás [460] que

representan el 7,5% del total, continuarán con el servicio eléctrico de manera normal y la continuidad mejorará en esa proporción.

LISTA DE REFERENCIAS

1. **Grupo Tecma Red.** Generación distribuida. [En línea] Grupo Tecma Red, enero de 2021. [Citado el: 2 de febrero de 2021.]
<https://www.smartgridsinfo.es/generacion-distribuida>.
2. **LÓPEZ, A. y JULIÁN, D.** *Algunas reflexiones acerca de las implicaciones de la inclusión de generación distribuida sobre el AGC en el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista colombiano.* Medellín, Colombia : s.n., 2019.
3. **ORDAYA, R.** *Mejoramiento de la confiabilidad implantando un sistema de generación distribuida en los sistemas eléctricos críticos de la empresa Electrocentro S. A.* Huancayo, Perú : s.n., 2019. Tesis de grado.
4. **LÓPEZ, M., GALLEGO R. y HINCAPIÉ R.** *Mejoramiento del perfil de tensión en sistemas de distribución usando generación distribuida.* Pereira, Colombia : *Scientia Et Technica*, 2015, Vol. XVI.
5. **RUBIÑOS, S.** *Generación distribuida mediante energías renovables como factor de sostenibilidad de las redes eléctricas de distribución.* Lima, Perú : s.n., 2013.
6. **LEÓN, J.** *Generación distribuida mediante el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución en el Instituto ISA - Chiclayo.* Lambayeque, Perú : s.n., 2019.
7. **CIEZA, W.** *Factibilidad de la Interconexión de la central de generación fotovoltaica de 10 kW al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para aumentar la confiabilidad de la energía en Jaén.* Chiclayo, Perú : s.n., 2019.
8. **CALLASI, J.** *Impactos por la integración de la generación distribuida con energía solar fotovoltaica en redes de media tensión de la ciudad del Cusco.* Cusco, Perú : s.n., 2020.
9. **ORGA, G.** *Análisis de la generación distribuida y su tratamiento regulatorio en el Perú.* Huancayo, Perú : s.n., 2019.
10. **FLORES, M.** *Impactos eléctricos de la micro y minigeneración distribuida solar fotovoltaica conectadas a la red de distribución en la región Sur.* Arequipa, Perú : s.n., 2020.

11. **GAVIRIA, J.** *Metodología para mejorar los índices de confiabilidad de un sistema de distribución utilizando generación distribuida.* Pereira, Colombia : s.n., 2019.
12. **SÁNCHEZ, O.** *Impacto de la generación distribuida en la confiabilidad de redes de distribución.* Ciudad de México : s.n., 2016.
13. **CHUSIN, L. y ESCOBAR, B.** *Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida.* Quito, Ecuador : s.n., 2015.
14. **Osinergmin.** *Reporte de analisis economico sectorial electricidad - Generacion Distribuida: Marco Normativo comparado para Perú, Chile, Colombia y México.* Lima, Perú : s.n., 2018, Vol. 6.
15. **Fundación Endesa.** *Generación distribuida.* [En línea] Fundación Endesa. [Citado el: 27 de junio de 2021.] <https://fenoge.com/fuentes-no-convencionales-de-energia/>.
16. **Atria Energía.** *Generación distribuida.* [En línea] Atria Energía. [Citado el: 27 de junio de 2021.] <https://atriaenergia.com/blog/que-es-la-generacion-distribuida-descubre-aqui-los-mecanismos-utilizados/>.
17. **RAMOS, E.** La generación distribuida: el camino hacia la producción descentralizada de electricidad y pautas para su reglamentación. Lima, Perú : Forseti, *Revista de Derecho*, 2020, Vol. 8.
18. **Ingemecánica.** *Instalación solar fotovoltaica para vivienda.* [En línea] Ingemecánica, Ingeniería, Consultoría y Formación. [Citado el: 7 de julio de 2021.] <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html>.
19. **Grupo Selectra.** *Instalación de sistemas solares.* [En línea] Grupo Selectra. [Citado el: 7 de julio de 2021.] <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/componentes>.
20. **ZAPATA, C.** *Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia.* Pereira, Colombia : s.n., 2011.
21. **ORTIZ, R.** *Confiabilidad de un Sistema de Generación Eléctrica.* [En línea] Revista IMG, 25 de marzo de 2020. [Citado el: 15 de julio de 2021.] <https://www.revistaimg.com/como-se-mide-la-confiabilidad-de-un-sistema-de-generacion-electrica/>.

22. **VALENCIA, J.** *Confiabilidad del sistema eléctrico más allá de la generación.* [En línea] Grupo Energía Bogotá, 13 de mayo de 2021. [Citado el: 16 de julio de 2021.]

<https://www.grupoenergiabogota.com/transmision/revista-inergia/invitado/la-confiabilidad-del-sistema-electrico-mas-alla-de-la-generacion>.

23. **Osinermin.** *Mercados de capacidad y confiabilidad en el sector eléctrico: aspectos conceptuales y experiencias internacionales.* Lima, Perú : s.n., 2014.

24. **PLC Madrid S. L. U.** *La importancia de la caída de tensión.* [En línea] [Citado el: 24 de 6 de 2021.] <https://www.plcmadrid.es/la-importancia-de-la-caida-de-tension/>.

25. **Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad.** *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.* Lima, Perú : s.n., 1997.

26. **Sector Electricidad.** *Confiabilidad de un sistema eléctrico (SAIFI y SAIDI).* [En línea] 11 de agosto de 2016. [Citado el: 24 de junio de 2021.] <https://www.sectorelectricidad.com/15471/como-se-mide-la-confiabilidad-de-un-sistema-electrico-que-son-los-indicadores-saifi-y-saidi/>.

27. **Colaboradores de Wikipedia.** *Sistema de suministro eléctrico.* [En línea] [Citado el: 30 de julio de 2021.]

https://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_suministro_el%C3%A9ctrico#Continuidad_de_suministro.

28. **Ministerio de Energía y Minas.** *Normas para asegurar la continuidad del servicio eléctrico.* [En línea] 20 de marzo de 2020. [Citado el: 11 de agosto de 2021.] <https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/109682-minem-emite-normas-para-asegurar-la-continuidad-del-servicio-electrico-durante-el-estado-de-emergencia-a-consecuencia-del-covid-19>.

29. **Osinermin.** *Plan de contingencias operativas de los sistemas de transmisión eléctrica.* [En línea] Osinermin. [Citado el: 11 de agosto de 2021.] <https://www.osinermin.gob.pe/empresas/electricidad/transmision/planes-continencia>.

30. **Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad.** *Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento.* Lima, Perú : s.n., 1992.

31. **Osinermin.** *Ley N.º 28832- Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica.* Perú : s.n., 2006.

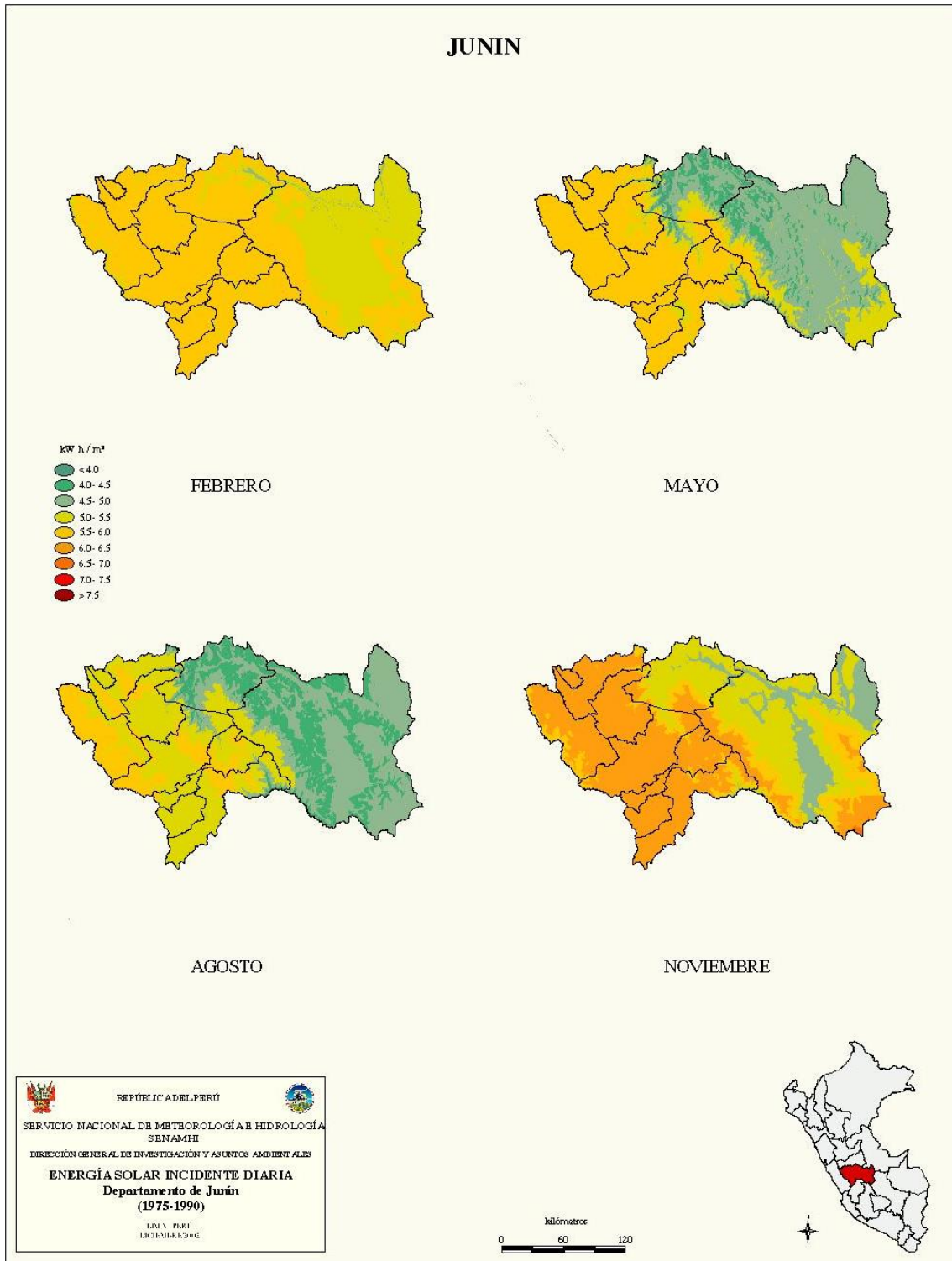
32. **Ministerio de Energía y Minas.** D. S. N.º 012-2011-EM. *Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.* Lima, Perú : s.n., 2011.
33. —. D. L. N.º 1221. *Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú.* Lima, Perú : s.n., 2015.
34. —. Decreto Legislativo N.º 1002. *Decreto legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.* Lima, Perú : s.n., 2010.
35. **Minagri.** *Energía Renovable.* [En línea] 2015. [Citado el: 12 de junio de 2021.] <https://www.minagri.gob.pe/portal/45-sector-agrario/recurso-energetico/337-energia-renovable>.
36. **Fenoge.** *Fuentes no convencionales de energía.* [En línea] [Citado el: 20 de julio de 2021.] <https://fenoge.com/fuentes-no-convencionales-de-energia/>.
37. **Educa LAB.** *Desarrollo sostenible.* [En línea] [Citado el: 21 de julio de 2021.] http://recursostic.educacion.es/secundaria/edad/3esohistoria/quincena7/quincena7_contenidos_5e.htm#:~:text=Se%20llama%20desarrollo%20sostenible%20aqu%C3%A9l,puede%20mantener%20en%20el%20futuro..
38. **IAGUA.** *Efecto Invernadero.* [En línea] [Citado el: 21 de julio de 2021.] <https://www.iagua.es/respuestas/que-es-efecto-invernadero>.
39. **Osinergmin.** *Compensación Social Eléctrica (FOSE).* [En línea] 10 de marzo de 2016. [Citado el: 21 de julio de 2021.] <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/RE2123-2001-OS-Procedimiento.pdf>.
40. **Comunica RSE.** *Prosumidores de energía.* [En línea] 10 de septiembre de 2018. [Citado el: 10 de agosto de 2021.] <https://www.comunicarseweb.com/noticia/que-son-los-prosumidores-de-energia>.
41. **Twenergy.** *Desarrollo Sostenible.* [En línea] [Citado el: 21 de julio de 2021.] https://twenergy.com/ecologia-y-reciclaje/que-es-desarrollo-sostenible/#Definicion_del_desarrollo_sostenible.
42. —. *Política Energética.* [En línea] [Citado el: 21 de julio de 2021.] <https://twenergy.com/eficiencia-energetica/consejos-sobre-ahorro-de-energia/politica-energetica-828/>.

43. **República Media Group.** *Evaluación de un sistema fotovoltaico.* [En línea] [Citado el: 20 de julio de 2021.]
44. **RODRÍGUEZ, A. y PÉREZ, A.** *Métodos científicos de indagación y de construcción del conocimiento.* Artemisa, Cuba : Revista EAN, 2017.
45. **MEJÍA, E.** *Metodología de la investigación científica.* Lima, Perú : Centro de producción editorial e imprenta de la universidad nacional mayor de san marcos, 2005. 9972-46-285-4.
46. **HERNÁNDEZ, R., y FERNÁNDEZ, C.** *Metodología de la investigación.* México : McGraw-Hill / Interamericana Editores, S. A., 2014. 978-1-4562-2396-0.
47. **ESPINOZA, C.** *Metodología de la investigación tecnológica.* Huancayo, Perú : Soluciones Gráficas S. A. C., 2014. 978-612-00-1667-1.
48. **Autosolar.** *Autosolar.* [En línea] [Citado el: 2021 de octubre de 13.] [https://autosolar.pe/paneles-solares-de-red/panel-solar-era-solar-270w-policristalino.](https://autosolar.pe/paneles-solares-de-red/panel-solar-era-solar-270w-policristalino)

ANEXOS

Anexo 1

Nivel de radiación por estación del año en la región Junín



Anexo 2

Evento corto circuito con eliminación de falla

Cortocircuito: 0,3 s duración de la falla.

Relés: se encuentran configurados para apertura en 0,45 s

Total System Summary		Study Case: Max. Dem. 2019(Proteccion)			Annex:	/ 1
Generation	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA		
External Infeed	=	1744.00 kW	417.90 kvar	1793.37 kVA		
Load P(U)	=	1636.80 kW	332.36 kvar	1670.20 kVA		
Load P(Un)	=					
Load P(Un-U)	=					
Motor Load	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA		
Grid Losses	=	107.20 kW	85.53 kvar			
Line Charging	=					
Compensation ind.	=		0.00 kvar			
Compensation cap.	=		0.00 kvar			
Installed Capacity	=					
Spinning Reserve	=					
Total Power Factor:						
Generation	=	0.00 [-]				
Load/Motor	=	0.98 / 0.00 [-]				

Total System Summary		Study Case: Max. Dem. 2019(Proteccion)			Annex:	/ 1
Generation	=	275.93 kW	133.64 kvar	306.58 kVA		
External Infeed	=	1465.39 kW	270.76 kvar	1490.19 kVA		
Load P(U)	=	1636.74 kW	332.35 kvar	1670.14 kVA		
Load P(Un)	=					
Load P(Un-U)	=					
Motor Load	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA		
Grid Losses	=	104.58 kW	72.04 kvar			
Line Charging	=					
Compensation ind.	=		0.00 kvar			
Compensation cap.	=		0.00 kvar			
Installed Capacity	=					
Spinning Reserve	=					
Total Power Factor:						
Generation	=	0.90 [-]				
Load/Motor	=	0.98 / 0.00 [-]				

Sin los paneles se tiene una pérdida en la red de 107.20 kW ante la ocurrencia de un cortocircuito, en cambio, después de la instalación de los paneles las pérdidas son de 104,58 kW, es decir, son menores debido a que la impedancia de cortocircuito se fortalece con la inclusión de los paneles solares.

Anexo 3

Diagramas de casos del evento cortocircuito después de la implementación de los paneles solares

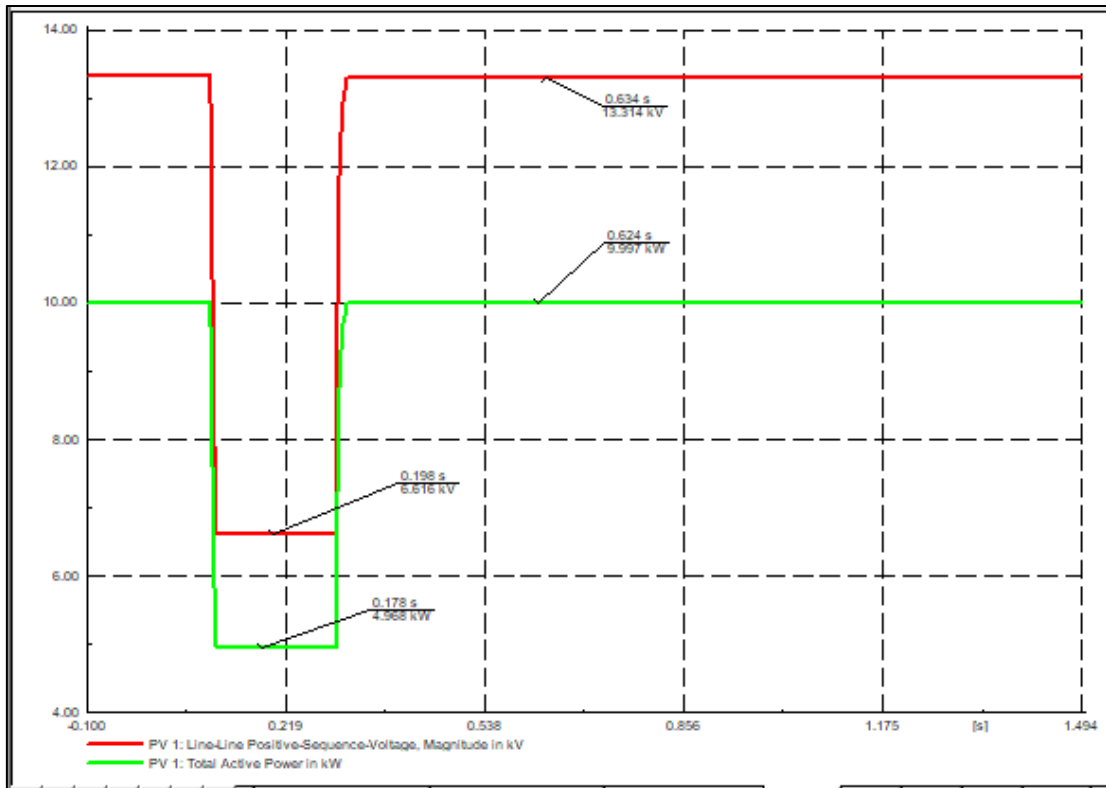


Figura 41. Panel 1

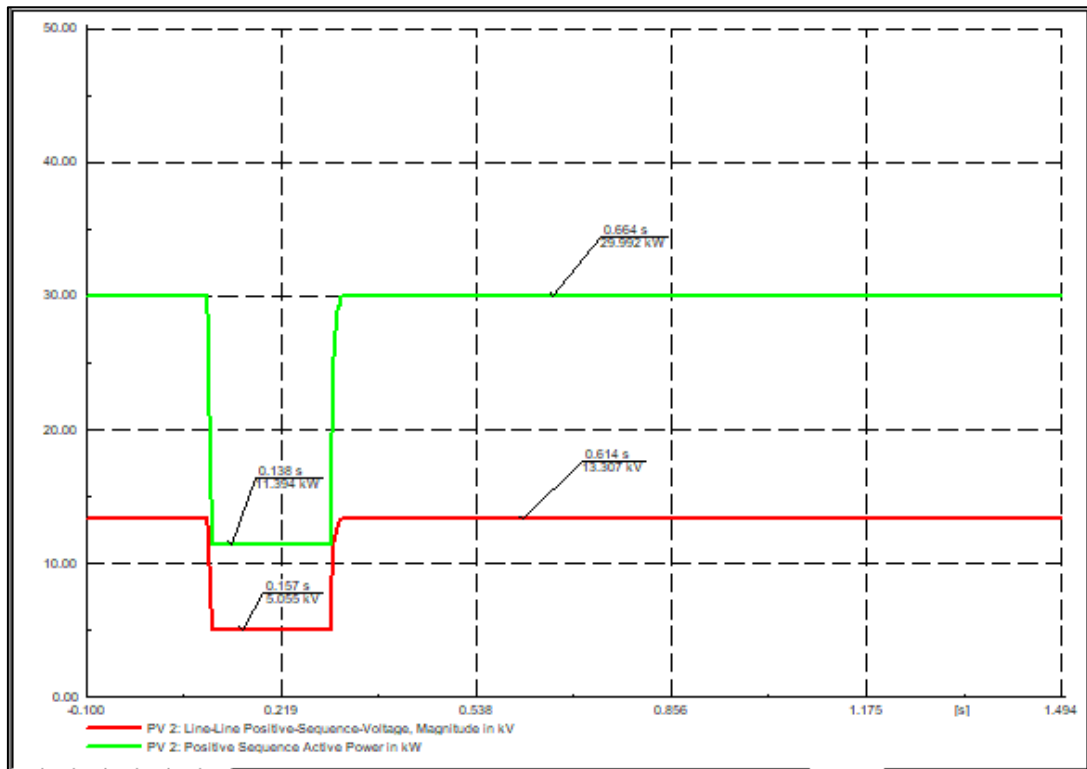


Figura 42. Panel 2

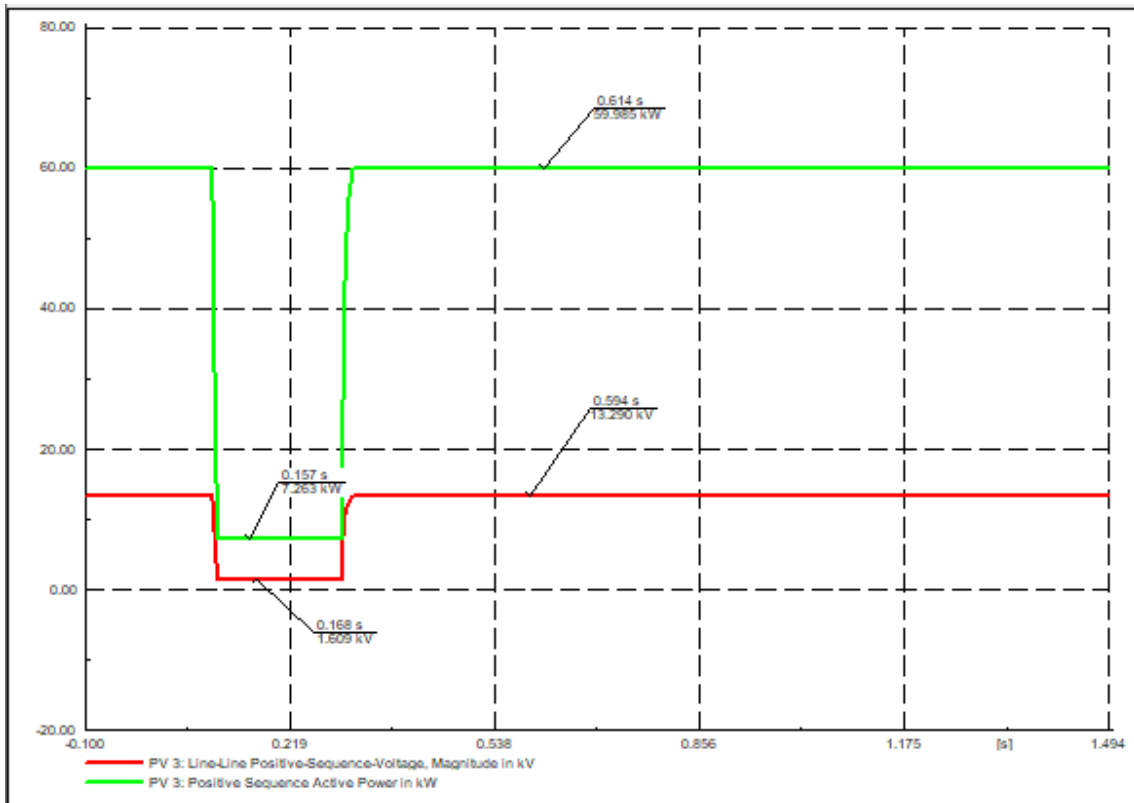


Figura 43. Panel 3

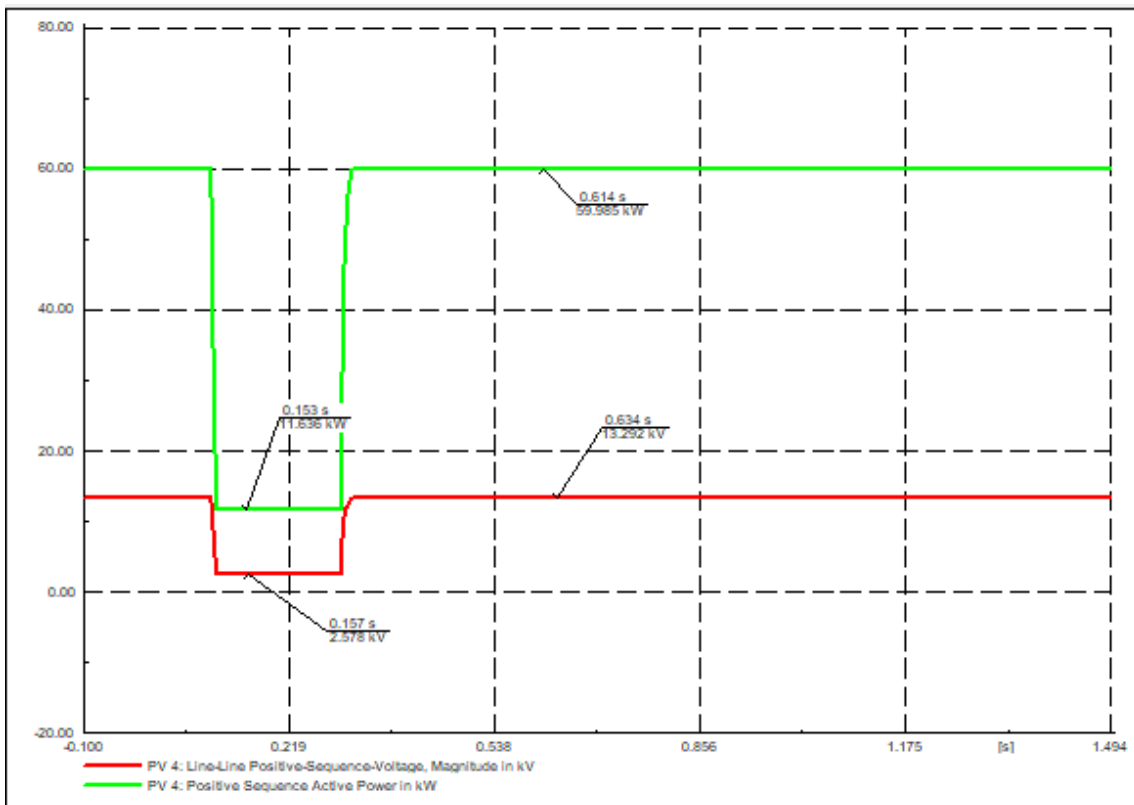


Figura 44. Panel 4

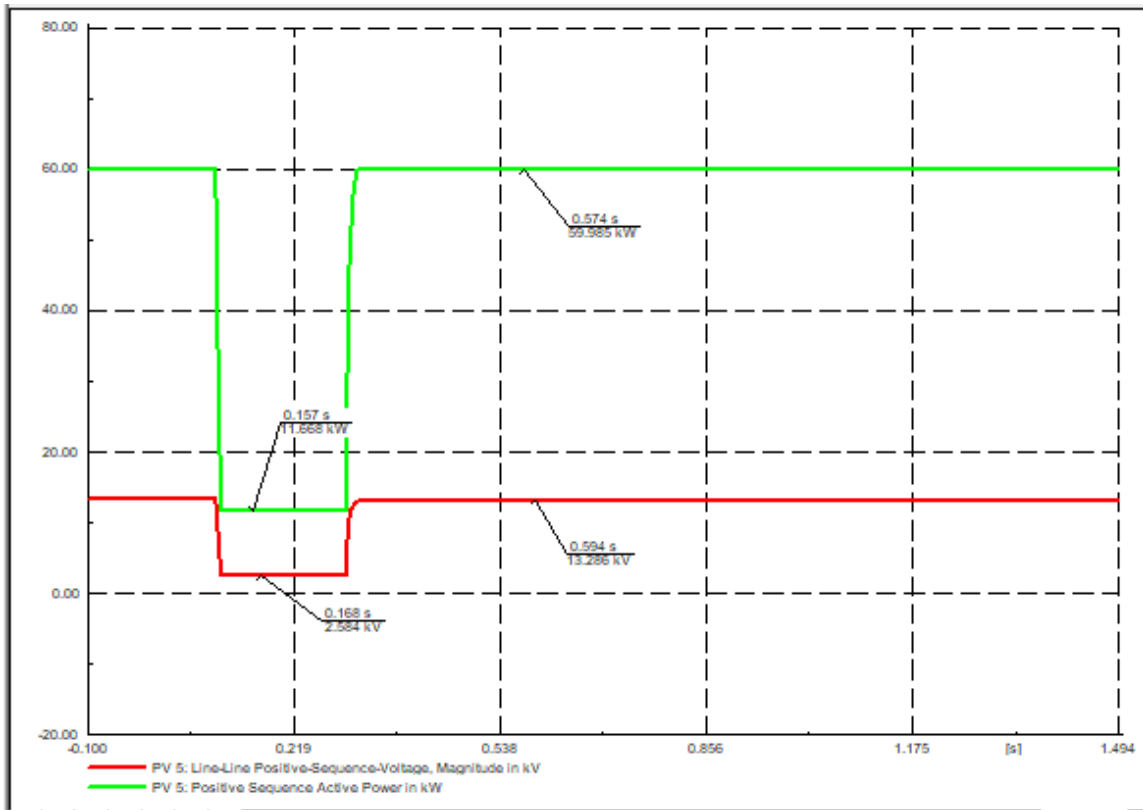


Figura 45. Panel 5

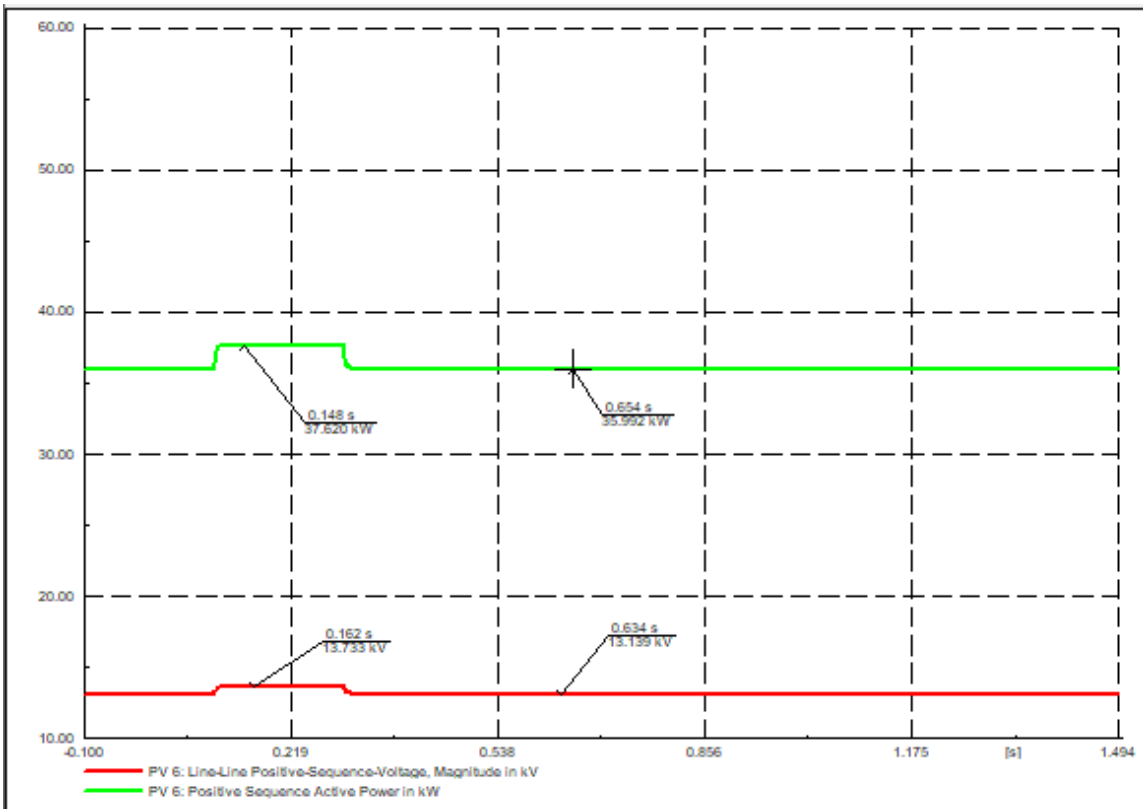


Figura 46. Panel 6