



UNIVERSIDAD
DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERÍA

Estudio de impactos de la generación distribuida renovable en redes eléctricas

Tesis para optar el Título de
Ingeniero Mecánico - Eléctrico

Ricardo Enrique Lorren Delgado

Asesor(es):

Dr. Ing. Justo Ernesto Oquelis Cabredo; Ing. Paul Ian Nicola Villar Yacila

Piura, mayo de 2021



Dedicatoria

A Dios por guiarme con su sabiduría

Y acompañarme siempre

A mis padres, Mariela y Ricardo, por apoyarme siempre

y confiar en mí

A mis hermanas, Mayra y Flavia que me enseñaron

el buen camino



Resumen Analítico-Informativo

Estudio de impactos de la generación distribuida renovable en redes eléctricas

Lorren Delgado, Ricardo Enrique

Asesor(es): **Dr. Ing. Justo Ernesto Oquelis Cabredo; Ing. Paul Ian Nicola Villar Yacila**
Tesis.

Ingeniero Mecánico - Eléctrico

Universidad de Piura. Facultad de Ingeniería.

Piura, mayo de 2021

Palabras claves: Generación distribuida / OpenDSS / simulación / energía renovable / Panel solar

Introducción: Actualmente, el mundo se encuentra en continuo desarrollo y crecimiento poblacional, esto implica que la demanda de energía eléctrica experimenta un constante aumento. En ese sentido, esta realidad motiva un abastecimiento eléctrico de mayores magnitudes, en primer lugar, de fuentes convencionales, las cuales se están agotando; por lo tanto, se debe generar energía eléctrica a partir de otras fuentes para llegar a completar esta creciente demanda. Además, es sabido que las fuentes no convencionales producen considerables cantidades de gases de efecto invernadero. Por lo cual, una solución ante esta doble problemática es la integración de generación distribuida. Además, este nuevo tipo de generación está relacionada, pero no limitada, a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, mitigando así la emisión de gases contaminantes al ambiente.

Metodología: Este trabajo fue realizado sobre una red basada en el alimentador de 123 nodos de la IEEE, las cargas presentes en esta red fueron brindadas por ENOSA y sus valores corresponden a su máxima demanda en un día determinado. Respecto a la generación distribuida, la tecnología utilizada fue la solar fotovoltaica (paneles solares), la cual es renovable y tiene gran potencial en nuestra región. Para poder analizar dicha red se usó OpenDSS que es un software libre que sirve como una herramienta para el desarrollo de simulaciones de flujo de potencia, las cuales nos permitieron demostrar qué impactos ocasiona la generación distribuida sobre las redes eléctricas.

Resultados: Se verificó que la generación distribuida no solo disminuye las pérdidas si no también mejora el perfil de tensiones de la red. Se estudiaron diversos escenarios sobre los cuales fueron comparados para observar qué soluciones son las mejores y en qué consisten estas mejoras en la red. Así mismo, se contribuye al cuidado del ambiente, ya que se trabaja con paneles solares, como consecuencia, se limitaría el uso de generadores tradicionales que producen dióxido de carbono y otras emisiones perjudiciales para el ambiente y la salud de las personas.

Conclusiones: Queda demostrado que la adecuada ubicación de generación distribuida favorece a la operación de la red de distribución en la que se inserta y, para el caso estudio planteado, esta integración representa una solución ecoamigable.

Fecha: 12 de diciembre del 2020

Analytical-Informative Summary

Estudio de impactos de la generación distribuida renovable en redes eléctricas

Lorren Delgado, Ricardo Enrique

Asesor(es): **Dr. Ing. Justo Ernesto Oquelis Cabredo; Ing. Paul Ian Nicola Villar Yacila**
Tesis.

Ingeniero Mecánico - Eléctrico

Universidad de Piura. Facultad de Ingeniería.

Piura, mayo de 2021

Keywords: Distributed generation / OpenDSS / simulation / renewable energy / solar panel

Introduction: Nowadays, the world is in continuous development and growing population, this implies that the demand of electric energy is constantly increasing. In this way, the world is experiencing a constant increase in the demand for electricity. This reality has caused a greater supply of electricity, firstly from conventional sources, which are running out; therefore, electricity has to be generated from other sources in order to satisfy this growing demand. In addition, it is known that non-conventional sources produce considerable amounts of greenhouse gases. Therefore, a solution to this double problem is the integration of distributed generation. Furthermore, this new type of generation is involved, but not limited, the production of electricity from renewable sources, thus mitigating the emission of contaminating gases into the environment.

Methodology: This work was performed on a network based on the IEEE 123-node feeder. The loads present in this network were provided by ENOSA and their values correspond to their maximum demand on a given day. Regarding distributed generation, the technology used was solar photovoltaic (solar panels), which is renewable and has great potential in our region. In order to analyze this network, OpenDSS was used, which is a free software that serves as a tool for the development of power flow simulations, which allowed us to demonstrate what impacts distributed generation has on the electrical networks.

Results: It was verified that distributed generation not only reduces losses but also improves the voltage profile of the network. Several scenarios were studied and compared to see which solutions are the best and what these improvements in the network consist of. Likewise, it contributes to the care of the environment, since it works with solar panels. As a consequence, the use of traditional generators that produce carbon dioxide and other emissions harmful to the environment and people's health would be limited.

Conclusions: It is demonstrated that the adequate location of distributed generation favors the operation of the distribution network where it is inserted and for the case study showed, this integration represents an eco-friendly solution.

Date: December 12th, 2020

Tabla de contenido

Introducción	1
Capítulo 1 Marco teórico.....	3
1.1 Definición de generación distribuida.....	3
1.2 Tipos de tecnología generación distribuida	4
1.2.1 Pila de combustible	5
1.2.2 Turbinas a gas.....	6
1.2.3 Sistemas fotovoltaicos (PVs)	6
1.2.4 Energía eólica	8
1.2.5 Energía geotérmica.....	9
1.2.6 Microturbinas de agua.....	10
1.2.7 Biomasa.....	11
1.3 Impactos técnicos de la generación distribuida en redes eléctricas.....	11
1.3.1 Disminución de pérdidas de potencia.....	11
1.3.2 Perfil de tensión.....	12
1.3.3 Confiabilidad de redes eléctricas.....	13
1.3.4 Mejoras en la confiabilidad con generación distribuida implementada	14
1.4 Software para simulación y modelación.....	14
1.4.1 Qué es OpenDSS	15
Capítulo 2 Descripción de la red	17
2.1 Estructura y modelado de la red	17
2.2 Características de la red.....	18
2.2.1 Número de cargas.....	18
2.2.2 Nivel de tensión.....	20

2.2.3	Líneas de distribución	20
2.2.4	Transformadores.....	24
2.3	Generador de energía renovable: PVsystem en OpenDSS	24
2.3.1	Modelación de PVsystem en OpenDSS	25
Capítulo 3 Simulación del caso estudio		27
3.1	Inicio de la simulación.....	27
3.2	Proceso de simulación	28
3.3	Escenarios de análisis para simulación.....	30
3.3.1	Generación distribuida ubicadas en líneas de mayores pérdidas de potencia	31
3.3.2	Generación distribuida ubicadas en puntos de mayor caída de tensión	33
Capítulo 4 Resultados.....		39
4.1	Resultado de los escenarios analizados	39
4.1.1	Resultados de la red sin implementar la generación distribuida	40
4.1.2	Resultados del primer escenario: paneles solares ubicados en las líneas con mayores pérdidas.....	41
4.1.3	Resultados del segundo escenario: paneles solares ubicados en las barras de menor nivel de tensión.....	61
4.2	Resumen de resultados	83
Conclusiones		85
Referencias bibliográficas		87
Anexos.....		89
Anexo 1. Tabla de códigos de cargas en OpenDSS en la red IEEE original		90
Anexo 2. Tabla de códigos de cargas de la red IEEE123 modificados.....		94
Anexo 3. LineCodes originales		97
Anexo 4. LineCodes modificados		99
Anexo 5. Código de las líneas de transmisión.		101
Anexo 6. Carga del caso estudio		104

Lista de tablas

Tabla 1. Tecnologías y potencias producidas.....	11
Tabla 2. Pérdidas al 0% y 10% de inyección de energía.....	46
Tabla 3. Pérdidas al 0% y 20% de inyección de energía.....	51
Tabla 4. Inyección de Pérdidas al 0% y 30% de inyección de energía	56
Tabla 5: Pérdidas al 0% y 40% de inyección de energía	61
Tabla 6. Perfil de tensión sin unidades de paneles solares	62
Tabla 7. Perfiles de tensión 0% y 10%.....	67
Tabla 8. Perfiles de tensión 0% y 20%.....	72
Tabla 9. Perfiles de tensión 0% y 30%.....	77
Tabla 10. Perfiles de tensión 0% y 40%.....	82
Tabla 11. Pérdidas escenario 1 Vs escenario 2	83
Tabla 12. Aumento de perfil de tensión respecto a las pérdidas	84
Tabla 13. Mejora de perfiles de Tensión en escenario 2 respecto al perfil de tensión.....	84



Lista de figuras

Figura 1. Tecnologías de generación distribbuida	4
Figura 2. Partes de la pila de combustible.....	6
Figura 3. Punto de funcionamiento	7
Figura 4. Conexión a la red de un sistema fotovoltaico	7
Figura 5. Instalación de energía eólica.....	9
Figura 6. Conexión de una turbina	9
Figura 7. Interfaz de OpenDSS	15
Figura 8. Estructura de la red	18
Figura 9. Código de cargas OpenDss	19
Figura 10. Códigos de cargas de la red IEEE123 en OpenDSS	19
Figura 11. Códigos de cargas modificadas para el caso de estudio	19
Figura 12. Ubicación de las cargas.....	20
Figura 13. Scrip de equivalente de Thevenin para el alimentador	20
Figura 14. Código para hallar los parámetros de línea.....	23
Figura 15. Códigos para parámetros de línea	23
Figura 16. Código de líneas de transmisión	24
Figura 17. Código de transformador	24
Figura 18. Código para insertar curvas	25

Figura 19. Implementación de generador solar	26
Figura 20. Esquema de funcionamiento	27
Figura 21. Archivos para simulación	28
Figura 22. Ubicación del archivo RUN.....	29
Figura 23. Compilación de código master	30
Figura 24. Redirección de código	31
Figura 25. Gráfica de pérdida de potencia	32
Figura 26. Ubicación de los paneles solares continuos.....	33
Figura 27. ubicación de Paneles solares con mayor caída de tensión	34
Figura 28. Pérdidas de potencia en las líneas.....	35
Figura 29. Perfiles de tensión del caso estudio	36
Figura 30. Perfiles de tensión del caso estudio	37
Figura 31. Perfiles de tensión del caso estudio	38
Figura 32. Estructura final de red.....	39
Figura 33. Diagrama indicador de pérdidas en las líneas.....	40
Figura 34. Resultados de las pérdidas	41
Figura 35. Script al 10% de la potencia	43
Figura 36. Diagrama indicador de pérdidas en las líneas para una penetración de 10%	44
Figura 37. Pérdidas de las líneas con una penetración del 10%.....	45
Figura 38. script al 20% de la potencia	48
Figura 39. Diagrama de pérdidas para una penetración de 20%	49
Figura 40. Pérdidas de las líneas con una penetración del 20%.....	50
Figura 41. Script de paneles solares a 30%.....	53
Figura 42. Diagrama de pérdidas para una penetración de 30%.....	54
Figura 43. Pérdidas de las líneas con una penetración del 30%.....	55

Figura 44. Script de paneles solares a 40%	58
Figura 45. Diagrama de pérdidas para una penetración de 40%	59
Figura 46. Pérdidas de las líneas con una penetración del 40%	60
Figura 47. Script de paneles solares a 10%	64
Figura 48. Diagrama de pérdidas para una penetración de 10%	65
Figura 49. Pérdidas de las líneas con una penetración del 10%	66
Figura 50. Script de paneles solares a 20%	69
Figura 51. Diagrama de pérdidas para una penetración de 20%	70
Figura 52. Pérdidas de las líneas con una penetración del 20%	71
Figura 53. Script de paneles solares a 30%	74
Figura 54. Diagrama de pérdidas para una penetración de 30%	75
Figura 55. Pérdidas de las líneas con una penetración del 30%	76
Figura 56. Script de paneles solares a 40%	79
Figura 57. Diagrama de pérdidas para una penetración de 40%	80
Figura 58. Pérdidas de las líneas con una penetración del 40%	81



Introducción

Actualmente, la ciudad de Piura se encuentra en crecimiento y desarrollo, por lo cual no se llega a abastecer de energía eléctrica a todo el departamento. En la mayoría de casos, se realiza la compra de la energía necesaria a las empresas generadoras, pero en otros casos, la falta de infraestructura eléctrica (líneas de transmisión) impide atender esta demanda cada vez más creciente. Para atender este incremento de demanda, son las centrales térmicas que entran en operación, las cuales funcionan con combustibles fósiles produciendo cantidades considerables de CO_2 , que es perjudicial para el ambiente y la vida de las personas.

Ante esta problemática, el presente trabajo de investigación propone un estudio analítico de la integración de unidades de Generación Distribuida, como paneles solares, en redes eléctricas aprovechando el nivel de irradiación solar que presenta la región Piura. Para este fin se realizó el análisis de un caso estudio utilizando datos provenientes de fuentes reales.



Capítulo 1

Marco teórico

En este capítulo se revisarán los principales conceptos de Generación Distribuida (GD), tipos de generación distribuida, impactos y beneficios de la implementación de esta tecnología en redes de distribución.

Además, se darán a conocer los componentes necesarios del software OpenDSS, para obtener resultados relevantes, haciendo una modelación de la red IEEE123 Node Test Feeder y las correspondientes simulaciones de flujo de potencia.

1.1 Definición de generación distribuida

La generación distribuida se refiere a la inyección descentralizada de energía eléctrica a las cargas (Dulău, 2014).

Las tecnologías de la generación distribuida provienen, en su mayoría, del aprovechamiento de recursos renovables y también procesos de cogeneración. Actualmente, la producción de energía renovable se genera de recursos naturales como: viento, radiación solar, mares y biomasa (Dulău, 2014).

La característica principal de la generación distribuida es que no está presente de forma centralizada, es decir que está en ubicaciones libres de la red cerca de las cargas. Otra característica que posee este tipo de generación está en relación con la mejora de la confiabilidad de la red, ya que descongestiona las redes y mejora la calidad de energía (Salazar, 2015).

En el aspecto ambiental, la generación distribuida contribuye a reducir la emisión de gases de efecto invernadero al utilizar tecnología que proporciona energía limpia y eficiente (El-

Fadel, 2003).

1.2 Tipos de tecnología de generación distribuida

Los sistemas de generación distribuida son plantas de generación de energía que están hechas a pequeña escala que llegan a producir entre 3 kW a 100 MW (Dulău, 2014), dependiendo de la tecnología implementada. Están directamente conectadas en baja y/o media tensión de los sistemas de distribución.

En la figura 1 se indican los tipos de generadores. Los generadores convencionales son las alternativas de producción de energía eléctrica tradicionales, estos sirven para aumentar la capacidad de energía eléctrica o también como generadores de emergencia en caso suceda algún corte de energía. Estos generadores aprovechan la energía mecánica de la rotación de turbinas (térmicas o hidráulicas) o motores. Los generadores no convencionales son los que utilizan recursos renovables, como los paneles solares, aerogeneradores, etc., o funcionan con procesos químicos como las celdas de combustible.

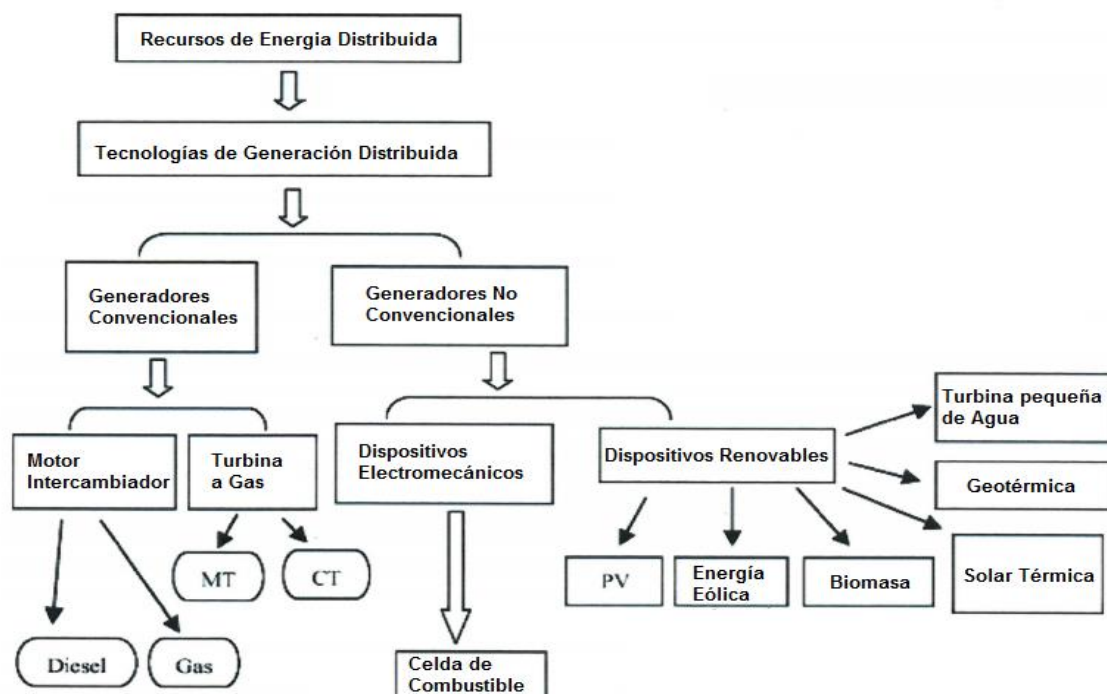


Figura 1. Tecnologías de generación distribuida

Fuente: Akorede, M. F., Hizam, H., & Pouresmaeil, E. (2010)

1.2.1 Pila de combustible

La pila de combustible convierte la energía química en energía eléctrica y calor. Este sistema puede ser comparado con las baterías, ya que los dos usan el mismo proceso electroquímico. En los dos dispositivos se encuentran dos electrodos, separados por un electrolito (Akorede, 2010).

Para la generación distribuida, la pila de combustible tiene diferentes electrolitos para obtener energía eléctrica.

El sistema básicamente es conformado por 3 partes:

- a) Un procesador de combustible, en esta parte se remueven las impurezas del combustible e incrementa la cantidad de hidrógeno presente en el combustible.
- b) Sección de potencia, esta parte se encarga de generar energía eléctrica. Está formado por un conjunto de pilas que contienen electrodos catalíticos.
- c) Condicionador de energía, esta última parte se encarga de convertir la corriente continua que genera la sección de potencia en corriente alterna para la conexión en la red.

Este sistema puede generar entre 50 kW y 3 MW y como ventajas se pueden mencionar que es altamente eficiente y tiene muy bajas emisiones de gases letales para el medio ambiente (Akorede, 2010).

Ya que este sistema produce electricidad en corriente continua, para realizar una conexión a la red es necesario instalar un inversor DC/AC

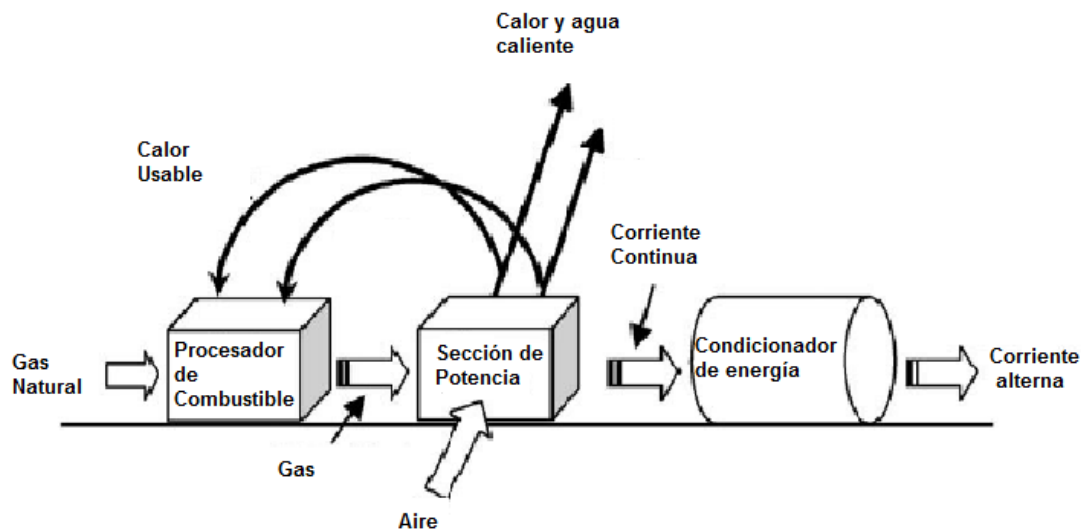


Figura 2. Partes de la pila de combustible

Fuente: Akorede, M. F., Hizam, H., & Pouresmaeil, E. (2010)

1.2.2 Turbinas a gas

Las turbinas a gas consisten en un motor rotatorio que extrae energía del flujo del gas de combustión. Se clasifican en tres: aeroderivado, marco pesado y microturbina. Tiene aplicaciones en trenes, barcos pequeños, generadores y algunos tanques.

Las microturbinas pueden generar entre 30 a 400 kW (Dulău, 2014), aunque existen unas turbinas a gas que llegan a generar entre 500 kW y 300 MW, además estas generan energía en AC con altas frecuencias que son convertidas usando electrónica de potencia. Los avances en electrónica de potencia permiten la operación desatendida e interacción con la red eléctrica comercial, tienen una eficiencia entre 33% y 37% (Dulău, 2014).

1.2.3 Sistemas fotovoltaicos (PVs)

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de celdas fotovoltaicas que transforman la energía solar en energía eléctrica de corriente continua, la que debe ser conectada a un inversor para poder obtener corriente alterna que podrá ser inyectada a la red. Los dispositivos encargados de absorber la irradiancia son las celdas solares (Akorede, 2010).

La salida de la energía de los paneles fotovoltaicos está directamente relacionada con el área de la superficie que absorbe los rayos solares. Según la ubicación se aprovecha mejor este sistema, ya que es recomendable instalarse en zonas de alta irradiación.

El punto óptimo de funcionamiento es donde la potencia generada por el panel solar es

máxima, que es el resultado de multiplicar voltaje por corriente.

El punto de funcionamiento óptimo de trabajo de las celdas fotovoltaicas está en función del voltaje y la corriente de salida, ver figura 3:

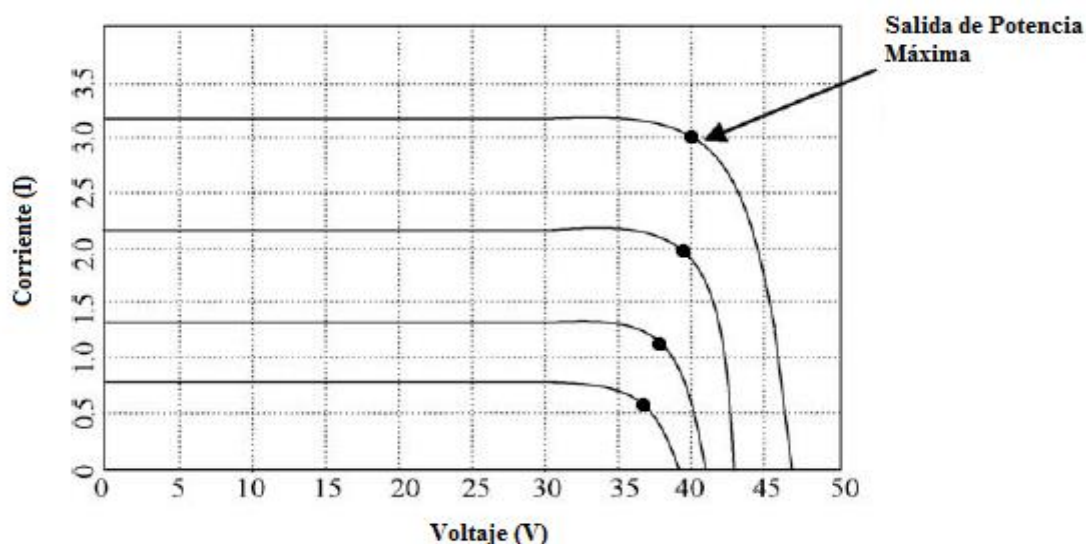


Figura 3. Punto de funcionamiento

Fuente: Akorede, M. F., Hizam, H., & Pouresmaeil, E. (2010)

En la figura 4 se aprecia la conexión a la red de un sistema fotovoltaico, también podrían usarse estos sistemas utilizando baterías como dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica. En los paneles solares se genera la energía eléctrica que se rectifica en el transformador DC/DC luego pasa por el inversor para obtener corriente alterna y por último se eleva la tensión a la necesaria que esta la red.

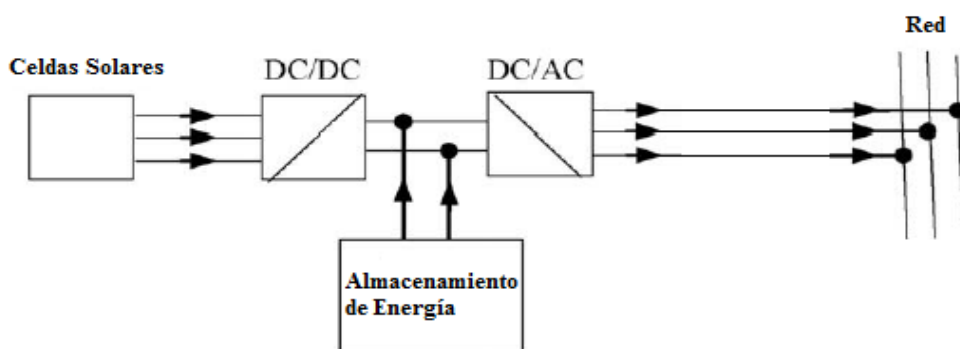


Figura 4. Conexión a la red de un sistema fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia, Basado en: Akorede, M. F., Hizam, H., & Pouresmaeil, E. (2010)

1.2.4 Energía eólica

El principio del funcionamiento de la energía eólica es la transformación de energía cinética del viento en energía eléctrica con ayuda de un aerogenerador que es posicionado para aprovechar al máximo la energía del viento (ver figura 5). El viento hace girar los álabes que están conectados al rotor y éste está conectado a una caja de cambios multiplicadora que eleva la velocidad de giro a más de 1000 rpm (Adinolfi, 2013, June).

Esta es una de las energías limpias más usadas en el mundo gracias a sus características, no produce emisiones de dióxido de carbono (CO_2) durante su operación. En promedio una turbina comercial puede producir entre 300 kW hasta 5 MW (Akorede, 2010).

La potencia mecánica puede ser calculada con la ecuación:

$$P = \frac{1}{2} K \rho V^3 A$$

Donde:

P=Potencia (W)

K=Coeficiente de Potencia

ρ =Densidad (kg/m^3)

V=Velocidad (m/s)

A=Área de giro de los alabes (m^2)



Figura 5. Instalación de energía eólica

Fuente: Cengel Yunus, Mecánica de Fluidos

En la figura 6 se muestra la instalación de esta tecnología a la red. Está conformada por un rectificador, un inversor para convertir la corriente continua en corriente alterna y un elevador para conectarse al nivel de tensión de la red.

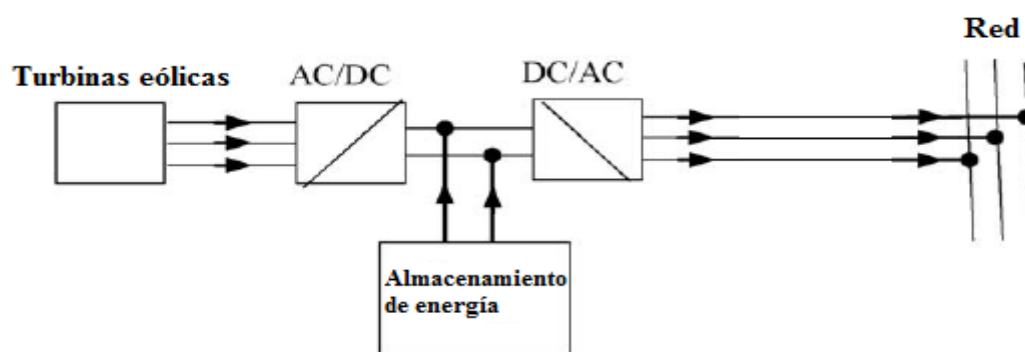


Figura 6. Conexión de una turbina

Fuente: Elaboración propia, Basado en: Akorede, M. F., Hizam, H., & Pouresmaeil, E. (2010)

1.2.5 Energía geotérmica

La energía geotérmica es la energía de calor de la tierra, esta es una de las energías renovables más explotadas en el mundo llegando a producir hasta 6000 MW por día en todo el mundo (Akorede, 2010).

Las plantas geotérmicas para obtener energía primero deben hacer un agujero hasta encontrar un foco caliente, una vez encontrado el lugar adecuado se inserta un tubo por donde subirá vapor, este vapor de agua llegará hasta una turbina acoplada a un generador que producirá energía eléctrica a través de las rotaciones. Para terminar el proceso, otra tubería permite el ingreso de agua la cual se evaporará por la actividad geotérmica y se repetirá el proceso.

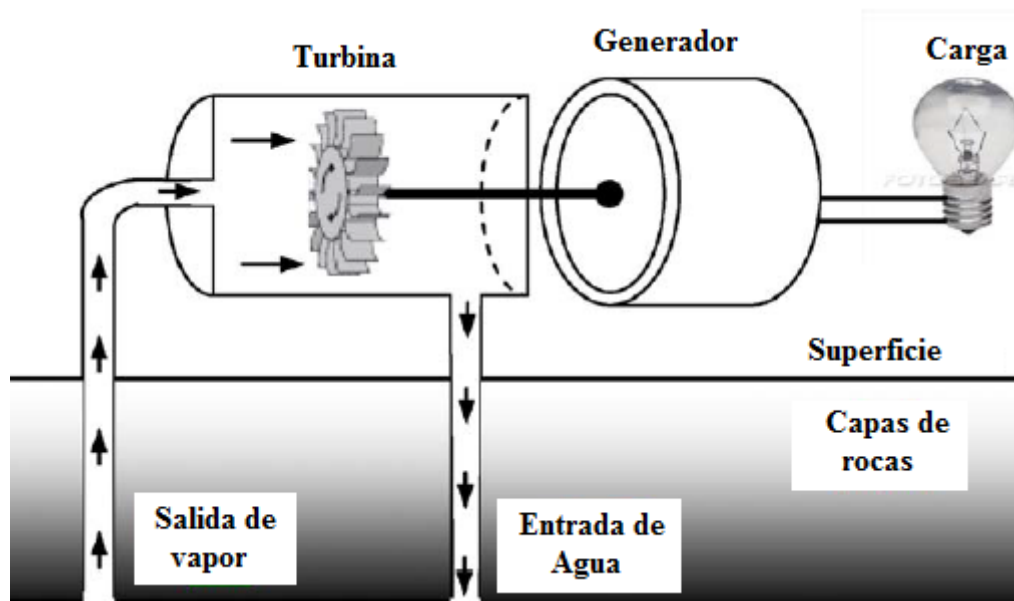


Figura 7. Funcionamiento de la planta geotérmica

Fuente: Elaboración propia, Basado en: Akorede, M. F., Hizam, H., & Pouresmaeil, E. (2010)

El sistema se instala como se observa en la figura 7. Se acopla una turbina a un generador que producirá la energía eléctrica, la turbina tendrá una entrada de vapor y una salida de agua que entrará de en las capas de roca.

1.2.6 Microturbinas de agua

Las hidro-turbinas en pequeña escala han sido diseñadas para la producción de energía eléctrica a bajo nivel de potencia. Normalmente las micro hidro-turbinas están en el rango de producción de 5-100 kW, mientras que las estaciones de mini turbinas de agua llegan a los 10 MW (Akorede, 2010).

En las estaciones mini turbinas de agua se ha optado por tener un sistema robusto y simple, lo mayor posible para reducir costos y tener menores paradas por mantenimiento. Estas se instalan en ríos donde desvían el agua del río hacia la planta y se devuelve el agua al cauce del río.

1.2.7 Biomasa

La biomasa es considerada la energía de un futuro próximo. Esta se obtiene de residuos de plantas y animales. Una ventaja de la biomasa es que siempre existirán residuos mientras las plantas y los animales existan (Akorede, 2010).

A partir de la biomasa se puede producir vapor bajo ciertas condiciones, el vapor se dirige hacia una turbina para generar electricidad, al mismo tiempo se puede poner en un biodigestor para obtener biogás que sirve para los automóviles.

A continuación, se presenta la tabla 1 a manera de resumen de las tecnologías que se pueden usar y sus respectivas potencias generadas.

Tabla 1. Tecnologías y potencias producidas

Tecnología de Generación Distribuida	Potencia Promedio Producida
Pila de combustible, ácido fosfórico	200 kW-2 MW
Pila de combustible, carbonato fundido	250 kW-2 MW
Pila de combustible, intercambio de protones	1-250 kW
Pila de combustible, Óxido sólido	250 kW-5 MW
Pequeña planta hidroeléctrica	1-100 MW
Micro planta hidroeléctrica	25 kW-1 MW
Turbina de viento	200 W-3 MW
Panel fotovoltaico	20 W-100 kW
Solar térmica, Receptor central	1-10 MW
Gasificación de biomasa	100 kW-20 MW

Fuente: Dulău, L. I., Abrudean, M., & Bică, D. (2014)

1.3 Impactos técnicos de la generación distribuida en redes eléctricas

1.3.1 Disminución de pérdidas de potencia.

Durante la transmisión y distribución de la energía existen pérdidas de energía en las líneas, principalmente, hay pérdidas por efecto joule y, en menor medida, pérdidas por corriente de fuga y pérdidas por efecto corona. El efecto corona se produce por la ionización del fluido que rodea al conductor cargado, se manifiesta en forma de halo luminoso. En tensiones altas, las pérdidas por corriente fuga y pérdidas por efecto corona son más significativas (Quezada,

2006).

Una forma de disminuir las pérdidas por efecto joule es aumentar la tensión de la operación de la línea, así disminuye el paso de la corriente por el conductor (1), también se pueden disminuir las pérdidas aumentando la sección del conductor y así disminuyendo la resistencia (2).

$$P\acute{e}rdidas = I^2 R \quad (1)$$

Donde:

I=corriente

R=Resistencia del conductor

$$R \downarrow = \frac{\rho l}{A \uparrow} \quad (2)$$

Donde:

R: Resistencia del conductor

A: Área del conductor

L: largo del conductor

ρ : Resistividad del conductor

Si se tienen estratégicamente ubicadas las unidades de la generación distribuida, estas producirán una significativa reducción de pérdidas en las líneas más vulnerables (Dulău, 2014). Para situar estas tecnologías se deben colocar cerca de las cargas, ya que si el generador se sitúa lejos del centro de la carga las pérdidas podrían aumentar. Si están bien ubicadas, la generación distribuida puede llegar a reducir entre el 10% y 20% de las pérdidas eléctricas (Reddy, 2018).

Cuando se conectan pequeñas cantidades de generación distribuida, las pérdidas empiezan a reducirse antes de llegar a su nivel mínimo. Si alguna vez se llegara a alcanzar el nivel mínimo y la penetración de la generación distribuida incrementa, se puede producir el aumento de las pérdidas hasta 5 veces más comparado con el caso en que la red no cuenta con generación distribuida (Quezada, 2006).

1.3.2 Perfil de tensión

Así como las pérdidas en la línea disminuyen, al ubicar óptimamente las unidades de

generación distribuida es posible obtener una mejora en el rendimiento del sistema. Uno de los criterios para escoger la ubicación es la mayor desviación de tensión (Dulău, 2014).

Una técnica para determinar las ubicaciones adecuadas es usar el índice de voltaje, se puede calcular a partir de la ecuación:

$$VI_i = \sum_{k=1}^{Nbus} (1 - V_k)^2$$

Donde

i=bus que se asume donde se instaló la generación distribuida.

K=variante desde 1 hasta el número de todos los buses críticos

V_k =voltaje por unidad en el K bus

Nbus=número de buses totales.

1.3.3 Confiabilidad de redes eléctricas

La definición de confiabilidad es la probabilidad que un sistema o componente cumpla su función de forma satisfactoria durante un periodo de tiempo.

La confiabilidad en sistemas de distribución de energía eléctrica es la capacidad de abastecer de servicio de suministro de electricidad con el mínimo de interrupciones.

1.3.3.1 Índice de confiabilidad.

Para poder medir la confiabilidad es necesario valorar las cargas mediante los índices de confiabilidad en los puntos de carga. Se tienen los siguientes índices de confiabilidad para valorar la carga (Reddy, 2018).

a) Índice medio de frecuencia de interrupción del sistema (SAIFI).

$$SAIFI = \frac{\text{Número de interrupciones a los usuarios}}{\text{Número total de usuarios atendidos}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i}$$

Donde:

λ_i : tasa de fallas del punto de carga i.

N_i : número de carga de usuarios del punto de carga i.

b) Índice medio de duración de interrupción del sistema (SAIDI).

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones}}{\text{Número total de usuarios atendidos}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i}$$

Donde:

U_i : Tiempo de interrupción anual del punto de carga i.

N_i : número de usuarios del punto de carga i.

c) Índice medio de tiempo requerido para reconexión (CAIDI).

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones}}{\text{Número total de usuarios atendidos}} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \frac{\text{horas}}{\text{interrupcion}}$$

d) Índice medio de disponibilidad del sistema (ASAI).

$$ASAI = \frac{\text{horas de servicio al cliente disponibles}}{\text{horas del clientes demandas}} = \frac{8760N_t - \sum_{i=1}^n U_i N_i}{8760N_t}$$

Donde:

i : Interrupción i-ésima

U_i : Tiempo de interrupción anual del punto de carga i.

N_i : número de usuarios.

1.3.4 Mejoras en la confiabilidad con generación distribuida implementada.

La implementación de unidades de generación distribuida trae consigo grandes beneficios para el sistema de distribución. Ofrece una mejorada calidad de potencia, reduce la caída de tensión en las líneas de transmisión, y provee servicios auxiliares como potencia reactiva y soporte de voltaje. Se puede mejorar la confiabilidad directa e indirectamente (Reddy, 2018).

Si se tiene presente la generación distribuida como alternativa de alimentación para la red, el tiempo de interrupción por falla permanente disminuye para usuarios aguas abajo, ya que el tiempo de interrupción sería el tiempo que lleva en aislar la falla, mas no en la reparación de esta.

1.4 Software para simulación y modelación

Para el desarrollo del presente trabajo se utilizó un programa como herramienta para

analizar la implementación de la generación distribuida, el programa se llama OpenDSS.

1.4.1 Qué es OpenDSS

OpenDSS es un software libre de simulación de sistemas de distribución de energía eléctrica desarrollado por EPRI (Electric Power Research Institute). Se ha convertido en una importante herramienta para las etapas de planeación, análisis, mantenimiento, y actualización de redes de alta, media y baja tensión. Este programa fue diseñado originalmente como una herramienta para el análisis de la interconexión de generación distribuida, pero se ha ido mejorando, desarrollando más funciones (EPRI, Online).

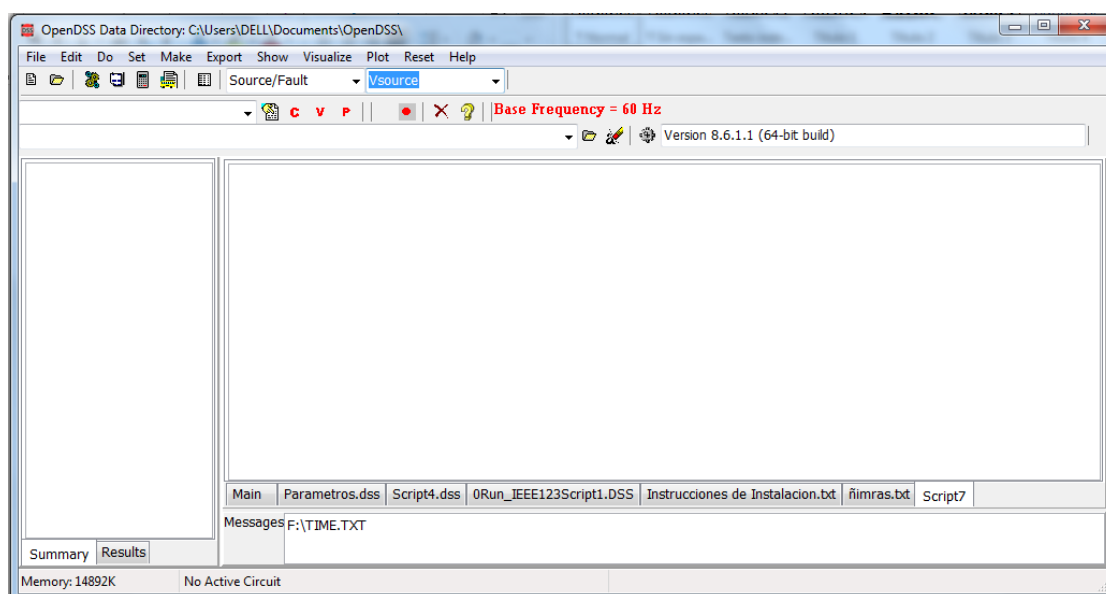


Figura 7. Interfaz de OpenDSS

Fuente: Elaboración propia



Capítulo 2

Descripción de la red

En este capítulo se describirá la red de distribución que se utilizó para la inserción de unidades de generación distribuida fotovoltaica, así como también los componentes de la red, sus cargas, nivel de tensión y tipo de conexión de las cargas de esta red.

2.1 Estructura y modelado de la red

El caso estudiado está basado en la red IEEE123 Node Test Feeder, el cual es un modelo desarrollado por la Sociedad de Potencia y Energía (PES) de la IEEE.

Una de las modificaciones hechas en dicha red tiene que ver con el reemplazo de algunas líneas aéreas por líneas subterráneas, para tener un análisis más amplio de la generación distribuida.

En la figura 8 se muestran los recorridos de las líneas subterráneas considerados en este trabajo. Se puede ver que este tipo de líneas recorren los trechos que van desde la barra 36 hasta la barra 39, incluyendo la barra 37, y, desde la barra 62 hasta la barra 66, incluyendo la barra 60.

Además, en las barras 25, 9, 67 y 150 se encuentran reguladores de tensión, y existen switches entre las barras: 150-149, 13-152, 54-94, 18-135, 250-251, 151-300, 60-160, 61-610, 450-451.

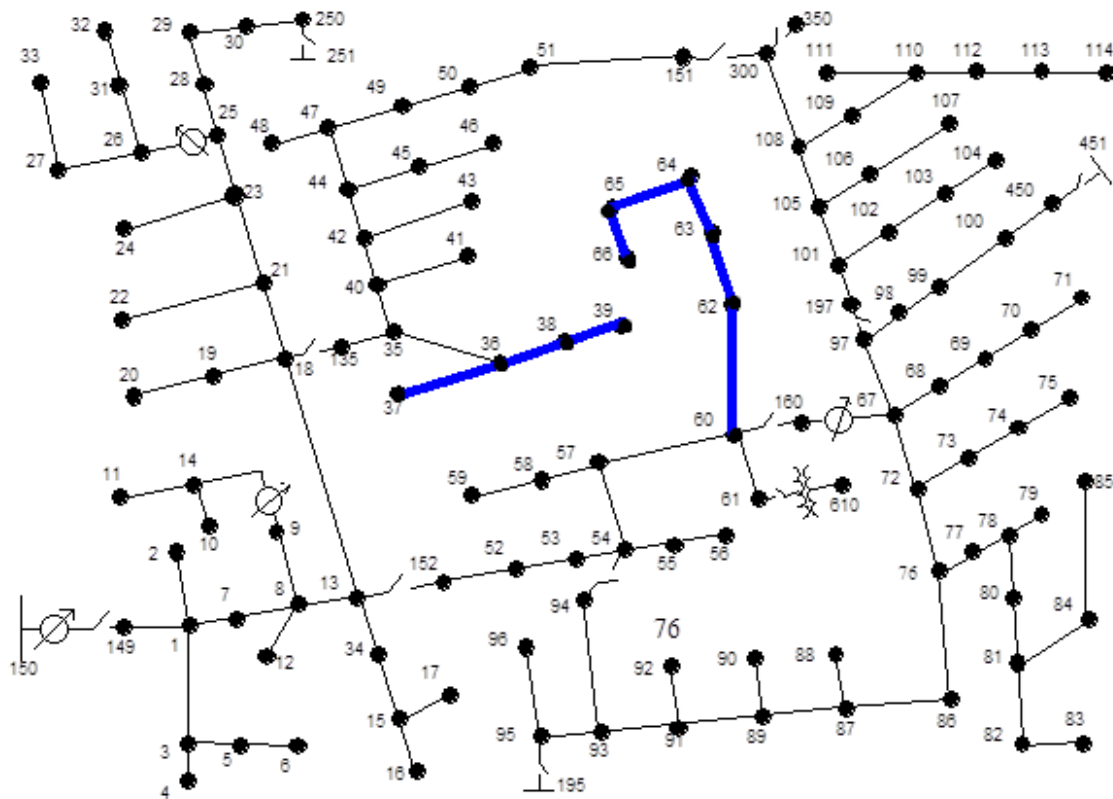


Figura 8. Estructura de la red

Fuente: IEEE123 NODE TESTER

2.2 Características de la red

Esta red IEEE123 contiene componentes tales como: barras, interruptores, cargas eléctricas, líneas eléctricas, reguladores de voltaje y transformadores.

2.2.1 Número de cargas

Son 100 cargas trifásicas instaladas en diferentes barras de la red, repartidas como se observa en la figura 9. Los datos correspondientes a estas cargas han sido proporcionados por ENOSA y trabajan a una frecuencia de 60 Hz.

En OpenDSS se ingresan las cargas colocando en “Bus1” en que barra se conectará; “Conn” indica la forma de conexión, si es delta o estrella; kV, el nivel de tensión en que está conectado; kW es la potencia activa consumida por la carga y kvar es la potencia reactiva consumida por la carga; además, “Model” indica la forma de operación de la carga, registrando Model=1, la carga consume potencias activa y reactiva constantes, usando Model=2 la impedancia de la carga se mantiene constante, con Model=3 se mantiene constante la potencia

activa y la potencia reactiva se hace cuadrática (como un motor), Model=4 la potencia activa es lineal y la potencia reactiva es cuadrática y por último en Model=5, la corriente que consume la carga es constante. El código completo se escribe de la siguiente forma:

```
New Load.S1a Bus1=1 Phases=3 Conn=Wye kV=4.16 kW=50 kvar=18 Model=1
```

Figura 9. Código de cargas OpenDss

Fuente: Elaboración propia

Las cargas del script original de la red IEEE123 tienen cargas desbalanceadas, tanto monofásicas como trifásicas, Código completo en el anexo 1.

```
New Load.S1a Bus1=1.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
New Load.S2b Bus1=2.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=20.0 kvar=10.0
New Load.S4c Bus1=4.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
New Load.S5c Bus1=5.3 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV=2.4 kW=20.0 kvar=10.0
New Load.S6c Bus1=6.3 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV=2.4 kW=40.0 kvar=20.0
```

Figura 10. Códigos de cargas de la red IEEE123 en OpenDSS

Fuente: IEEE123 (2006)

El código con las modificaciones con los datos brindados por ENOSA quedaría de la siguiente forma, (Código completo en el anexo 2):

```
New Load.S1a Bus1=1 Phases=3 Conn=Wye kV=4.16 kW=50 kvar=18 Model=1
New Load.S2b Bus1=2 Phases=3 Conn=Wye kV=4.16 kW=25 kvar=9 Model=1
New Load.S4c Bus1=4 Phases=3 Conn=Wye kV=4.16 kW=62 kvar=22 Model=1
New Load.S5c Bus1=5 Phases=3 Conn=Wye kV=4.16 kW=25 kvar=9 Model=5
New Load.S6c Bus1=6 Phases=3 Conn=Wye kV=4.16 kW=50 kvar=18 Model=2
```

Figura 11. Códigos de cargas modificadas para el caso de estudio

Fuente: Elaboración Propia

Se modificaron las potencia activas y reactivas según los datos brindados en OpenDSS, también las cargas se hicieron balanceadas y trabajan a 4.16 kV. En total son 100 cargas, cuyos valores corresponden al horario de máxima demanda registrado hasta setiembre del 2019. Los datos de las potencias activas y reactivas se muestran a continuación en el anexo 6. Los datos de los valores de las cargas han sido brindados por Enosa y se ha colocado diferentes modelos de carga, de tal manera que se pueda diversificar el comportamiento de las mismas en la red (ver anexo 6).

En la Figura 12 se pudo apreciar las barras de color azul donde se han modificado las nuevas potencias instaladas del anexo 6, según los datos brindados.

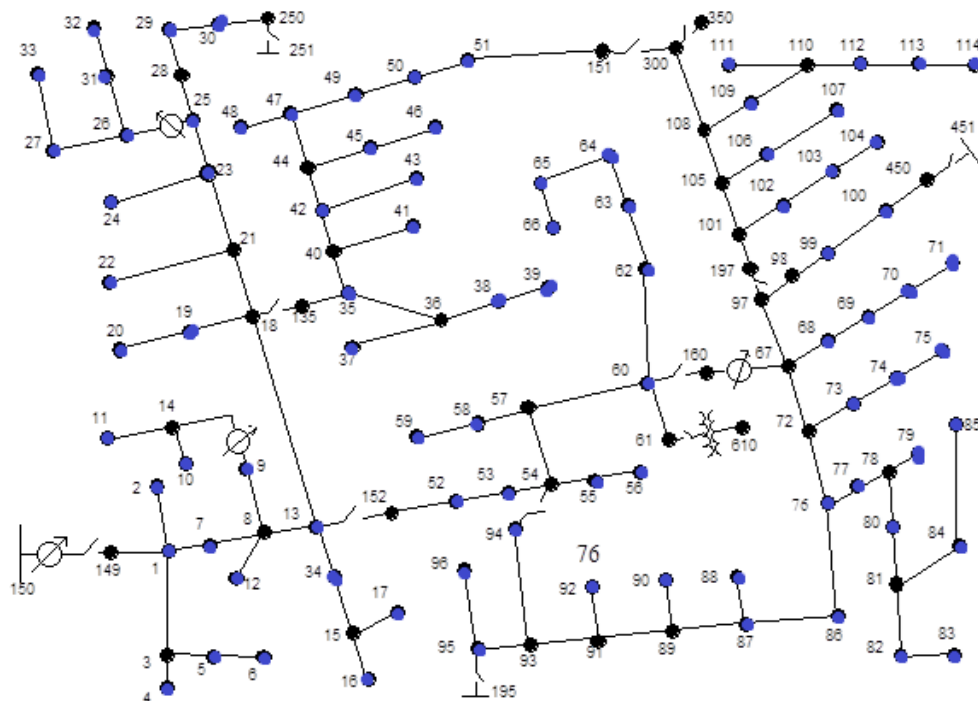


Figura 12. Ubicación de las cargas

Fuente: Elaboración propia, Basado en: IEEE123 NODE TESTER

2.2.2 Nivel de tensión

El nivel de tensión usado para esta red es 4.16 kV, como se indica en el script del caso estudio. Se usó esta tensión ya que el conjunto de cargas del script original, es parecido al conjunto de cargas brindadas por ENOSA. La base es de 1 p.u., estos datos se indican al inicio de script.

```
New object=circuit.ieee123
~ basekv=4.16 Bus1=150 pu=1.00 R1=0 X1=0.0001 R0=0 X0=0.0001
```

Figura 13. Script de equivalente de Thevenin para el alimentador

Fuente: Elaboración propia

2.2.3 Líneas de distribución

Las líneas de distribución son cables conectados de barra a barra que transportan energía eléctrica, existen de diferentes calibres y materiales. Estos factores (tipo de material y dimensiones) sirven para determinar la resistencia, inductancia y admitancia de las líneas

eléctricas, estos parámetros nos permiten conocer las características eléctricas de dichas líneas.

Existen ecuaciones para calcular los parámetros de líneas, estas son (Zanetta Jr, 2006):

- a. Resistencia: Los conductores físicos tienen resistencia eléctrica que es causante de las pérdidas de energía, esta se manifiesta en forma de calor. Además, este parámetro es de suma importancia en los estudios económicos de distribución de energía eléctrica.

$$R = \frac{\rho l}{A} [\Omega]$$

R=Resistencia Óhmica [Ω]

ρ =Resistividad del conductor [$\frac{\Omega mm^2}{m}$]

A=Área del conductor [mm^2]

l=Longitud del conductor [m]

- b. Inductancia: Este parámetro caracteriza el efecto del campo magnético que rodea a los conductores, el cual produce en ellos efectos de autoinducción e inducción mutua.

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{DMG}{RMG} [H/m]$$

Donde:

L=Inductancia

μ_0 =permeabilidad al vacío

DMG=Diámetro Medio Geométrico

RMG=Radio Medio Geométrico

La reactancia inductiva se halla de la siguiente forma:

$$X_l = \frac{\omega \mu_0}{2\pi} \ln \frac{DMG}{RMG} [\Omega/m]$$

Donde:

$\omega=2\pi f$

f=Frecuencia

- c. Capacidad: Representa el efecto del campo eléctrico existente entre los conductores y entre conductores y tierra.

$$C_n = \frac{2\pi\epsilon_0 10^9}{\ln \frac{DMG}{RMG}} [\mu F / m]$$

Donde:

C_n =Capacidad

ϵ_0 =Permitividad del vacío

La reactancia capacitiva será:

$$X_c = \frac{10^9}{4\pi^2 \epsilon_0 f} \ln \frac{DMG}{RMG} [M\Omega / m]$$

La reactancia capacitiva considerando tierra será:

$$X_c = \frac{10^9}{4\pi^2 \epsilon_0 f} \ln \frac{2DMG HMG}{RMG \sqrt{4HMG^2 + DMG^2}} [M\Omega / m]$$

Donde:

HMG=Altura media geométrica

En OpenDSS es posible obtener los parámetros de las líneas a partir de un código. Ver figura 14.

```

New Wiredata.Phase GMR=2.14 DIAM=5.88 RAC=0.927
~ NormAmps=180
~ Runits=km radunits=mm gmrunits=mm

New Linegeometry.PoleExample nconds=3 nphases=3 reduce=Yes
~ cond=1 Wire=Phase x= 0.7      h=1.5 units=m
~ cond=2 Wire=Phase x= 0        h=1.5 units=m
~ cond=3 Wire=Phase x= -0.7     h=1.5 units=m
!~ cond=4 Wire=Neutral x= 0      h=3.5 units=m

New Line.LineExample bus1=K.1.2.3 bus2=L.1.2.3
~ Geometry=PoleExample
~ Length=1 units=kft
~ EarthModel=Carson

Solve

Dump Line.LineExample debug

```

Figura 14. Código para hallar los parámetros de línea

Fuente: Elaboración propia

En la figura 14 se usan los códigos *Wiredata* que toma los datos de las líneas como el RMG, diámetro del conductor y longitud de la línea, *Linegeometry* se encarga de poner las distancias de las fases de las líneas de transmisión, el comando *Line* es el que calcula los parámetros y *Dump* se encarga de mostrar las matrices de parámetros de la línea.

Para poder simular las líneas en OpenDSS se crea un script con el código de los parámetros de las líneas, estos se llaman *Linecodes*, se representa así en el software:

```

New linecode.1 nphases=3 BaseFreq=60

~ rmatrix = (0.088205 | 0.0312137 0.0901946 | 0.0306264 0.0316143 0.0889665 )
~ xmatrix = (0.20744 | 0.0935314 0.200783 | 0.0760312 0.0855879 0.204877 )
~ cmatrix = (2.90301 | -0.679335 3.15896 | -0.22313 -0.481416 2.8965 )

```

Figura 15. Códigos para parámetros de línea

Fuente: Elaboración propia

En el código de la figura 15 “nphases” es el número de fases que tiene la línea y “BaseFreq” es la frecuencia de trabajo del sistema. “rmatrix” es la matriz de resistencias, “xmatrix” es la matriz de reactancias inductivas y “cmatrix” es la matriz de capacitancias.

La forma de escribir las matrices es el recorte de una matriz 3x3 inferior, de la siguiente forma

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & 0 & 0 \\ a_{12} & a_{22} & 0 \\ a_{13} & a_{23} & a_{33} \end{bmatrix} = [a_{11}|a_{12} \ a_{22}|a_{13} \ a_{23} \ a_{33}]$$

En el Anexo 3 se encuentra el código de los “linecodes” originales del script y el Anexo 4 tiene los “linecodes” modificados.

Para implementar las líneas al software se utilizan los “linecodes”. La figura 16 muestra como es el código de la línea.

```
New Line.L1 Phases=1 Bus1=1.2 Bus2=2.2 LineCode=10 Length=0.175
```

Figura 16. Código de líneas de transmisión

Fuente: Elaboración propia

El código indica que en “Phases”, las fases de la línea, “Bus1 ” y “Bus2” indican la barra de inicio y la barra de fin respectivamente, “LineCode” es el código de la figura 16 que contiene los parámetros de la línea y “Length” es la longitud del conductor.

2.2.4 Transformadores

Los transformadores son máquinas eléctricas que sirven para subir o bajar el nivel de tensión por medio de la acción de campo eléctrico, de corriente alterna de un circuito según la aplicación que va a tener. En OpenDSS se simula de la siguiente forma.

```
New Transformer.XFM1 Phases=3 Windings=2 Xhl=2.72
~ wdg=1 bus=61s conn=Delta kv=4.16 kva=150 %r=0.635
~ wdg=2 bus=610 conn=Delta kv=0.48 kva=150 %r=0.635
```

Figura 17. Código de transformador

Fuente: Elaboración propia

En “phases” se coloca si es trifásico o monofásico, “Windings” son las conexiones que tiene, en “wdg” es uno de los devanados, indica donde se conecta la barra, “conn” es el tipo de conexión delta o estrella y “kv” es el voltaje nominal correspondiente a cada arrollamiento (“wdg”).

2.3 Generador de energía renovable: PVsystem en OpenDSS

En OpenDSS es muy sencillo modelar plantas solares fotovoltaicas y realizar diferentes análisis en un sistema de distribución.

Lo primero que se debe hacer es definir varias curvas, las cuales son:

- Eficiencia del inversor
- Irradiancia solar
- Temperatura de operación fotovoltaico
- Potencia de generador

La configuración del panel solar se realiza de forma similar que cualquier otro dispositivo en OpenDSS. Para el PVsystem, el suministro potencia activa P es una relación entre la irradiancia solar (kW/m^2) y la temperatura ambiente (T). Por último, se aplica la eficiencia al inversor en la potencia de funcionamiento y el voltaje de funcionamiento.

En OpenDSS, para crear las curvas que relacionen irradiancia y temperatura, se utilizarán los objetos *LoadShape* y *Tshape*, estas nos permitirán hacer análisis en simulaciones diarias, anuales y por un ciclo de trabajo. Esto nos permite proporcionar una entrada de energía variable al modelo para los análisis de tiempo secuenciales. Se puede definir el *LoadShape* para trabajar en forma anual, o modo diario, si no se considera ninguno de los dos OpenDSS lo considerará una constante, no habrá variación de energía entregada.

La representación en OpenDSS del *LoadShape* es con el objeto *XYcurve*, estos objetos se usan para modelar el PVsystem. El objeto *XYcurve* representa una curva, que servirá para definir los perfiles de cargas, la irradiancia solar, la temperatura de operación fotovoltaica y potencia de generador. Puede ser escrita de forma de matriz de puntos o matrices separadas en valores x e y . En la figura 18 se muestran los dos ejemplos.

```
// Curva separada en x e y
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1.0] yarray =[0.86 0.9 0.93 0.97]
// Curva con los puntos juntos
New XYCurve.MyEff npts=4 points=[0.1, 0.86 0.2, 0.9 0.4, 0.93 1.0, 0.97]
```

Figura 18. Código para insertar curvas

Fuente: Elaboración propia

2.3.1 Modelación de PVsystem en OpenDSS

Para el caso estudio propuesto, se va a usar un modelo sencillo de generador solar que será introducido en diferentes puntos de dicha red. Para esto, se debe crear la curva que relacione temperatura ambiente y potencia de los paneles, y otra que relacione la eficiencia del panel solar por unidad de potencia. Además, es necesario registrar la curva de irradiancia y una curva de temperaturas. En la figura 19 se observa cómo se han definido las curvas para un generador solar.

```

// La curva P-T representa Pmpp por unidad frente a la temperatura
// En este caso es un Pmpp por cada 25 grados
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray =[1.2 1.0 0.8 0.6]

// La curva de eficiencia representa unidad de eficiencia por unidad de potencia
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray =[.86 .9 .93 .97]

// Curva por unidad de irradiancia
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval =1
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0]

// Curva de temperatura para 24 horas
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
~ temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]

```

Figura 19. Implementación de generador solar

Fuente: Elaboración propia



Capítulo 3

Simulación del caso estudio

En este capítulo se va a enfocar en explicar la forma de simulación de la red bajo estudio, la inserción de los generadores solares en diferentes puntos del sistema de distribución, la forma en que se ejecuta una simulación en OpenDSS y cómo se entrelazan los códigos mencionados anteriormente.

3.1 Inicio de la simulación

Para simular en OpenDSS se debe mantener un orden con los archivos para iniciar la simulación, quiere decir que se tendrá un script que englobe las demás tanto los códigos de los objetos del sistema a simular y los códigos de los datos de los objetos. Un ejemplo como esquema se muestra en la figura 20.

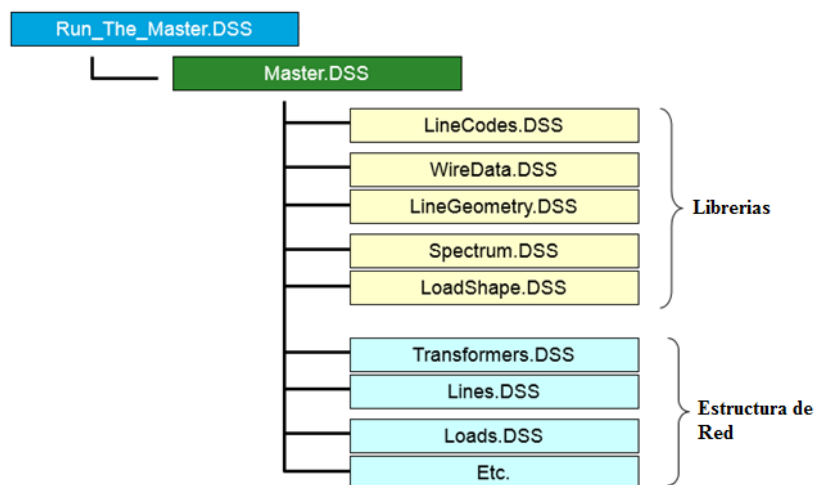


Figura 20. Esquema de funcionamiento

Fuente: Elaboración propia, Basado en: OpenDSS User Manual (2017)

3.2 Proceso de simulación

Para esta red se tienen los archivos respectivos para que la simulación funcione en el software OpenDSS. Estos archivos contienen las rutinas y/o códigos de las líneas, conductores, nodos, etc. Paso seguido, se procede a simular según lo indica OpenDSS. Se debe abrir el archivo que se ha llamado ‘Run_IEEE123Bus.DSS’ que es el que compilará las demás librerías.

Nombre	Fecha de modifica...	Tipo	Tamaño
BusCoords.dat	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DAT	3 KB
CircuitPlottingScripts.dss	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB
IEEE123Loads.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	9 KB
IEEE123Master.dss	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	16 KB
IEEE123Regulators.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB
IEEELineCodes.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	12 KB
P174_Run_SolarRamp.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB
P174_Run_VoltageProfile.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB
PaperLoadShape	19/09/2018 07:42 ...	Archivo TXT	60 KB
PV5sdata1	19/09/2018 07:42 ...	Archivo de valores...	29 KB
RevRegTest.dss	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB
Run_IEEE123Bus.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	5 KB
Run_YearlySim.dss	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB
SetDailyLoadShape.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	3 KB
SolarRamp	19/09/2018 07:42 ...	Archivo de valores...	2 KB
SolarRamp.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB
SolarRamp-Mack.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	3 KB
StorageRamp	19/09/2018 07:42 ...	Archivo de valores...	2 KB
WindRamp.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB
WindRampRevRegTest.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB

Figura 21. Archivos para simulación

Fuente: Elaboración propia

Nombre	Fecha de modifica...	Tipo	Tamaño
BusCoords.dat	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DAT	3 KB
CircuitPlottingScripts.dss	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB
IEEE123Loads.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	9 KB
IEEE123Master.dss	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	16 KB
IEEE123Regulators.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB
IEEELineCodes.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	12 KB
P174_Run_SolarRamp.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB
P174_Run_VoltageProfile.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB
PaperLoadShape	19/09/2018 07:42 ...	Archivo TXT	60 KB
PV5sdata1	19/09/2018 07:42 ...	Archivo de valores...	29 KB
RevRegTest.dss	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB
Run_IEEE123Bus.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	5 KB
Run_YearlySim.dss	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB
SetDailyLoadShape.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	3 KB
SolarRamp	19/09/2018 07:42 ...	Archivo de valores...	2 KB
SolarRamp.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB
SolarRamp-Mack.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	3 KB
StorageRamp	19/09/2018 07:42 ...	Archivo de valores...	2 KB
WindRamp.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB
WindRampRevRegTest.DSS	19/09/2018 07:42 ...	Archivo DSS	2 KB

Figura 22. Ubicación del archivo RUN

Fuente: Elaboración propia

Al momento de abrir el archivo RUN en OpenDSS nos indica que lo primero que hace es compilar el archivo IEEE123Master.DSS, que contiene el código que redirecciona las librerías presentes para el correcto funcionamiento del programa. Además, redirecciona los códigos con los datos tanto de las líneas como los demás componentes, los cuales son las ubicaciones de las barras, nodos, las cargas presentes en la red, la conexión de los paneles solares, etc.

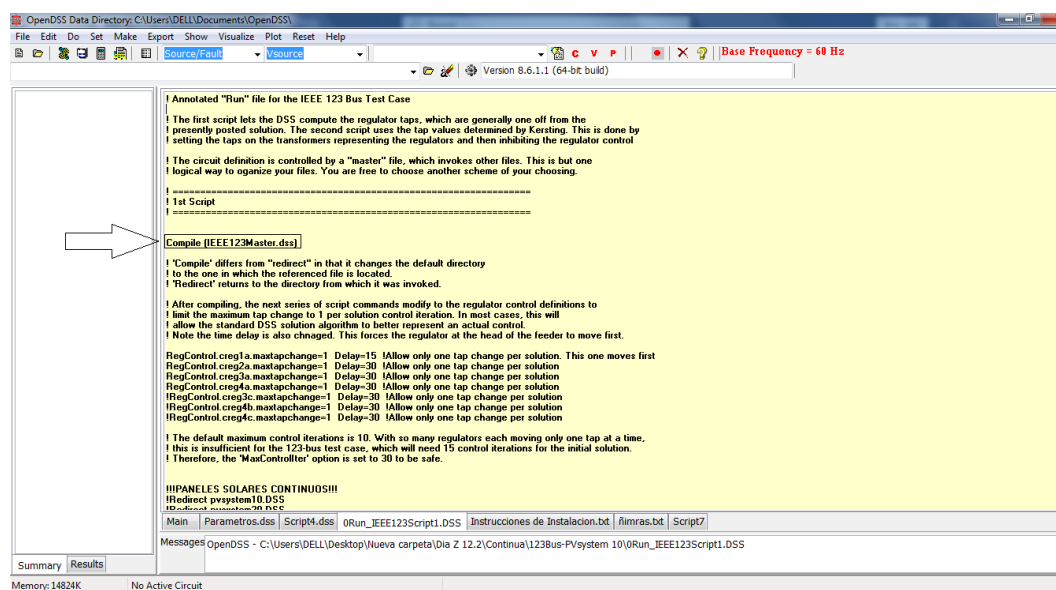


Figura 23. Compilación de código master

Fuente: Elaboración propia

3.3 Escenarios de análisis para simulación

Para el análisis de la penetración de la generación distribuida se usaron 2 escenarios. En el **escenario 1** se colocarán unidades de generación distribuida a lo largo de las líneas que presentan mayor pérdida de potencia y el **escenario 2** se conectarán estos generadores fotovoltaicos en las barras que presenten las mayores caídas de tensión. La inserción de generación distribuida en estos dos escenarios, nos ayudarán a reconocer diferentes impactos de este tipo de generación en una red eléctrica.

Los códigos de los paneles solares se desarrollan en 4 archivos. Para poder hacer que el archivo RUN los redirija se creó un script con comentarios que deshabiliten su operación en el script principal ('Run_IEEE123Bus.DSS'), de tal manera que se puede realizar una evaluación por cada escenario, de la siguiente forma (Ver figura 24).

```

41
42 !!!PANELES SOLARES CONTINUOS!!!
43 !Redirect pvsystem10.DSS
44 !Redirect pvsystem20.DSS
45 !Redirect pvsystem30.DSS
46 !Redirect pvsystem40.DSS
47
48 !!!PANELES SOLARES DISCONTINUOS!!!
49 !Redirect pvsystem110.DSS
50 !Redirect pvsystem120.DSS
51 !Redirect pvsystem130.DSS
52 !Redirect pvsystem140.DSS
53

```

Figura 24. Redirección de código

Fuente: Elaboración propia

Para el escenario 1, que es donde las unidades de paneles solares serán colocadas respecto a la mayor pérdida de potencia, se usarán los códigos: “Redirect pvsystem10.DSS, Redirect pvsystem20.DSS, Redirect pvsystem30.DSS y Redirect pvsystem40.DSS”. Para el escenario 2, que es donde las unidades de paneles solares se colocaran respecto a las caídas de tensión, se usaran los códigos: “Redirect pvsystem110.DSS, Redirect pvsystem120.DSS, Redirect pvsystem130.DSS y Redirect pvsystem140.DSS”.

Como se puede observar, para poder hacer uso del código se debe quitar la forma de comentario que es un signo de admiración al inicio de la línea (“!”).

Para simular en OpenDSS se debe tener en cuenta que todos los archivos estén correctamente re direccionados con sus nombres, según sea el análisis comentar y quitar de comentarios el código. Por último, para ejecutar la simulación OpenDSS debe tener abierto el archivo RUN, una vez ahí seleccionar todo el contenido dentro y presionar *CTRL + M* o sino *Clic Derecho + Do select*

3.3.1 Generación distribuida ubicadas en líneas de mayores pérdidas de potencia

En la simulación del caso estudio sin presencia de generación distribuida, se pudo ver los trechos de la red donde hay mayor pérdida de potencia eléctrica. A partir de esta primera simulación y con ayuda de la figura 25, podemos diferenciar los recorridos de línea que presentan mayor pérdida de potencia. Las líneas de mayor grosor son las que se tienen mayor pérdida en toda la red.

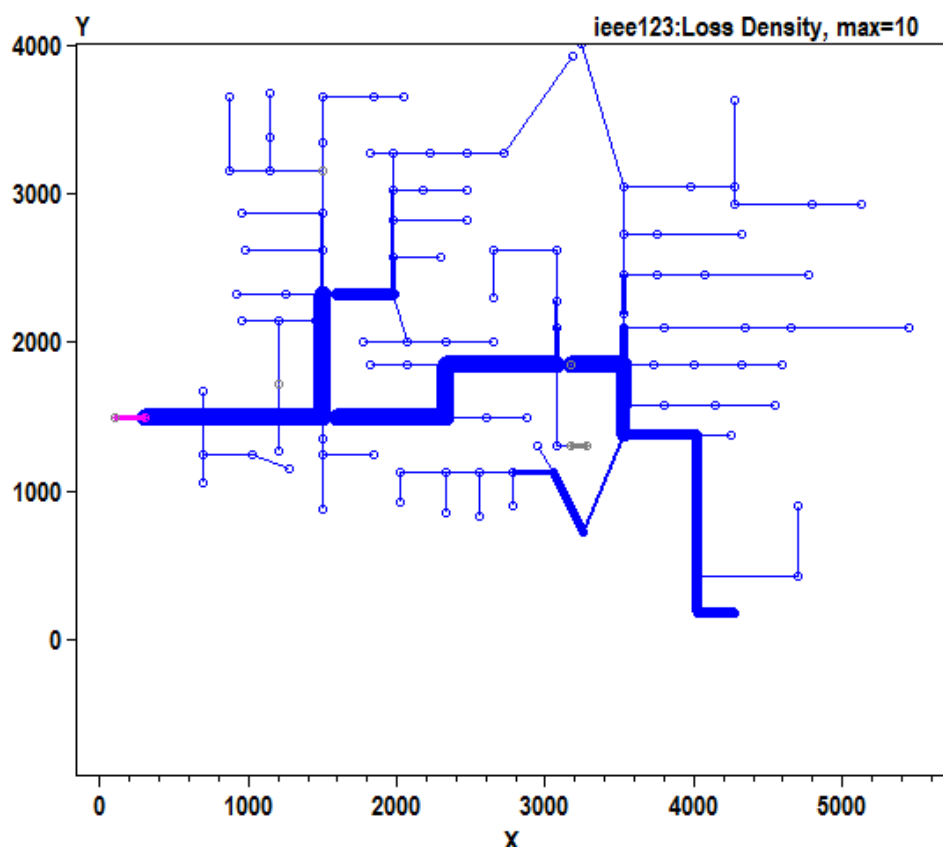


Figura 25. Gráfica de pérdida de potencia

Fuente: Resultados de OpenDSS

Para realizar el análisis de la presencia de generación distribuida en este escenario, se procede a ubicar los paneles solares en las barras 1, 7, 8, 13, 149, 152, 52, 53, 54 y 57. Ubicados según la figura 26.

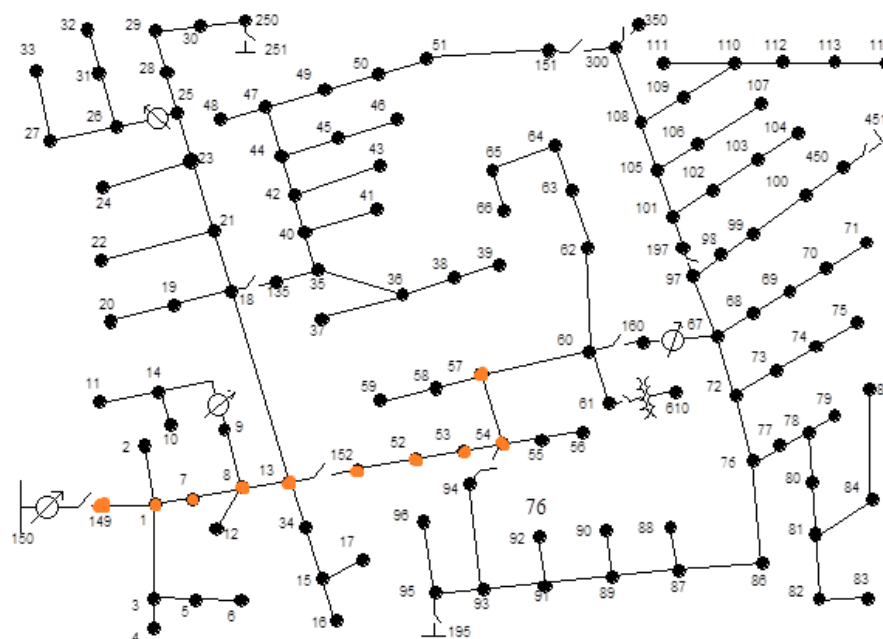


Figura 26. Ubicación de los paneles solares continuos

Fuente: Elaboración propia, Basado en: IEEE123 NODE TESTER

3.3.2 Generación distribuida ubicadas en puntos de mayor caída de tensión

Las figuras 27 y 28 muestran los resultados de la simulación de la red sin ningún escenario, quiere decir que es la red sin instalación de paneles solares. En este escenario se va a colocar las unidades de paneles solares en barras teniendo en cuenta que las barras tengan menor perfil de tensión por unidad (pu), y este se menor a 0.95pu.

Entonces según el criterio de este escenario se van a ubicar los paneles solares, que es la tecnología que se va a utilizar para el análisis, en las barras 58, 59, 60, 62, 63, 64, 65, 66, 92 y 99. Marcadas con puntos naranjas para su diferenciación.

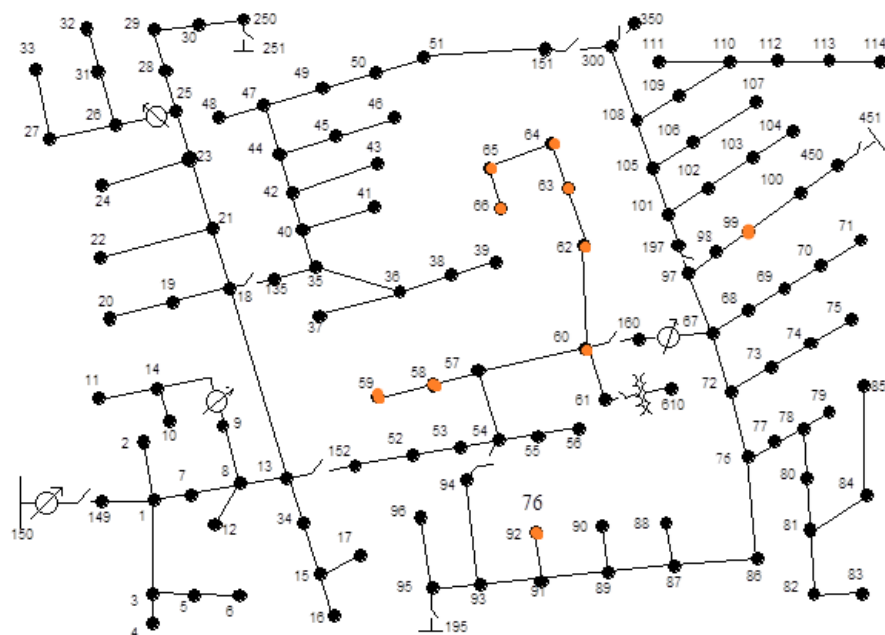
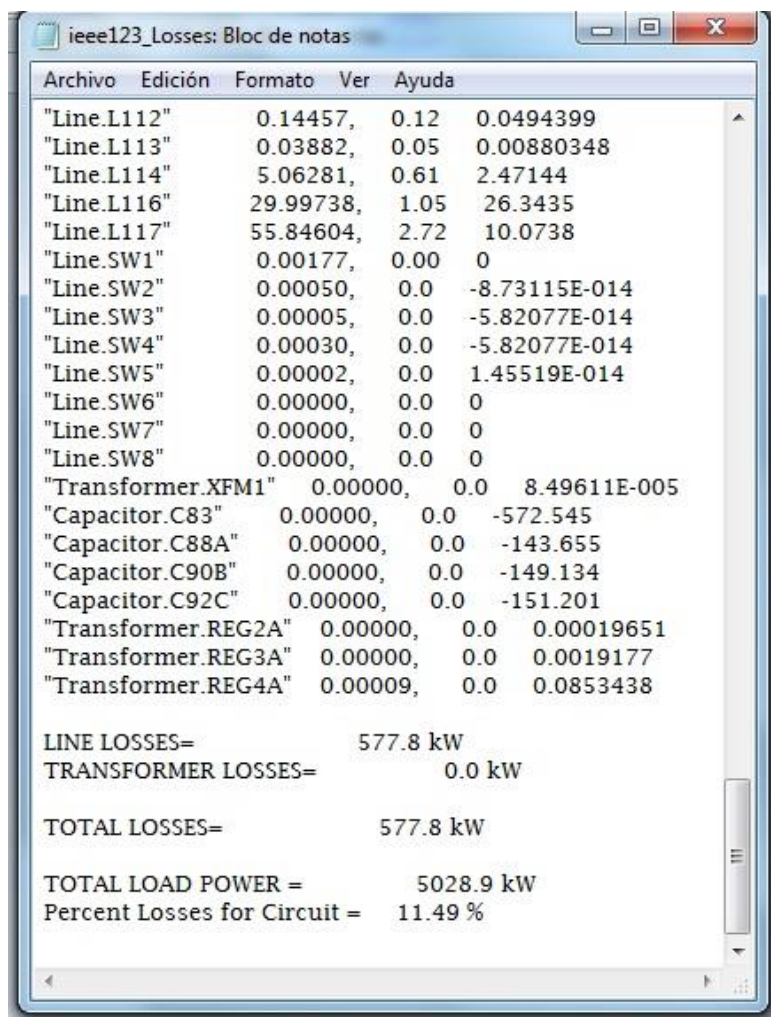


Figura 27. ubicación de Paneles solares con mayor caída de tensión

Fuente: Elaboración propia, Basado en: IEEE123 NODE TESTER



Component	Loss 1 (kW)	Loss 2 (kW)	Loss 3 (kW)
"Line.L112"	0.14457,	0.12	0.0494399
"Line.L113"	0.03882,	0.05	0.00880348
"Line.L114"	5.06281,	0.61	2.47144
"Line.L116"	29.99738,	1.05	26.3435
"Line.L117"	55.84604,	2.72	10.0738
"Line.SW1"	0.00177,	0.00	0
"Line.SW2"	0.00050,	0.0	-8.73115E-014
"Line.SW3"	0.00005,	0.0	-5.82077E-014
"Line.SW4"	0.00030,	0.0	-5.82077E-014
"Line.SW5"	0.00002,	0.0	1.45519E-014
"Line.SW6"	0.00000,	0.0	0
"Line.SW7"	0.00000,	0.0	0
"Line.SW8"	0.00000,	0.0	0
"Transformer.XFM1"	0.00000,	0.0	8.49611E-005
"Capacitor.C83"	0.00000,	0.0	-572.545
"Capacitor.C88A"	0.00000,	0.0	-143.655
"Capacitor.C90B"	0.00000,	0.0	-149.134
"Capacitor.C92C"	0.00000,	0.0	-151.201
"Transformer.REG2A"	0.00000,	0.0	0.00019651
"Transformer.REG3A"	0.00000,	0.0	0.0019177
"Transformer.REG4A"	0.00009,	0.0	0.0853438
LINE LOSSES=	577.8 kW		
TRANSFORMER LOSSES=	0.0 kW		
TOTAL LOSSES=	577.8 kW		
TOTAL LOAD POWER =	5028.9 kW		
Percent Losses for Circuit =	11.49 %		

Figura 28. Pérdidas de potencia en las líneas

Fuente: Resultados de OpenDSS

En las figuras 29, 30 y 31 se pueden ver los datos que se usaron para determinar las barras en donde se conectarán los paneles solares se hizo un gráfico para resumir los datos de los perfiles de tensión en por unidad (pu).

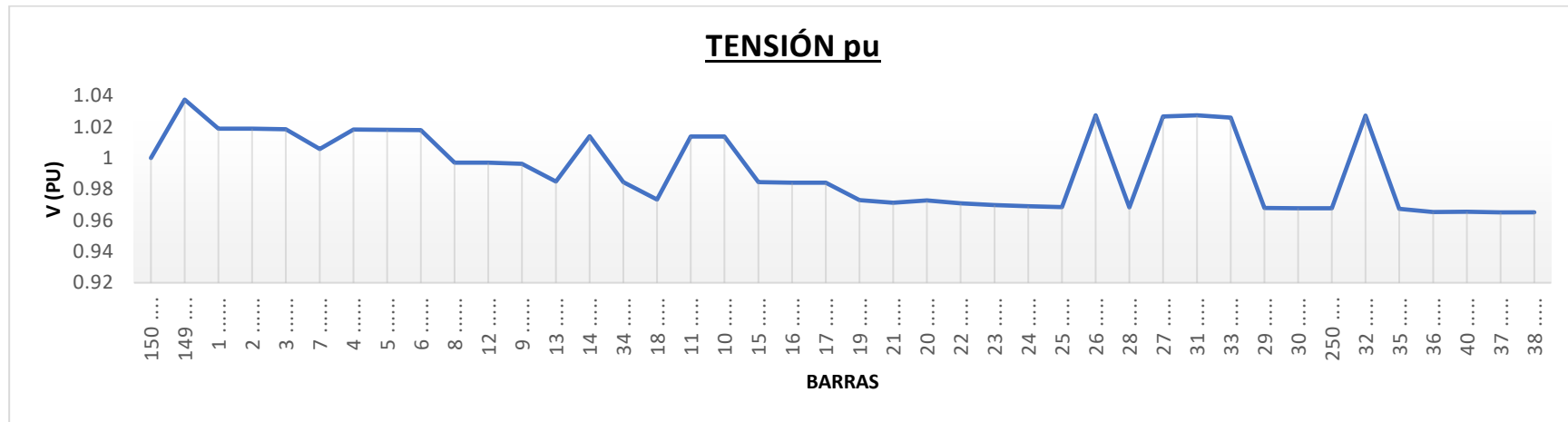


Figura 29. Perfiles de tensión del caso estudio

Fuente: Elaboración propia

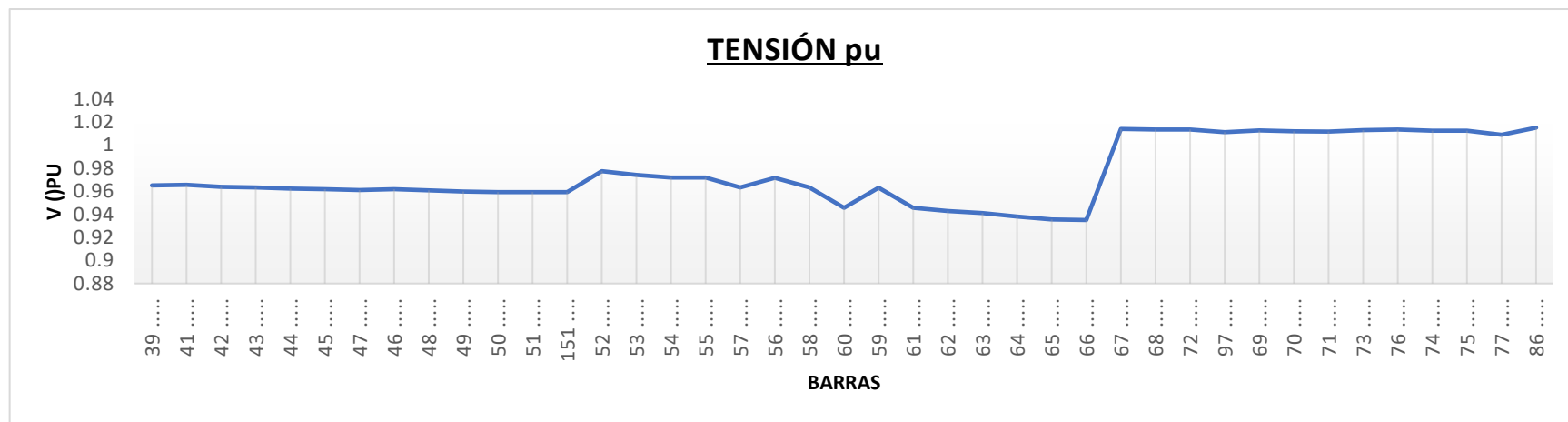


Figura 30. Perfiles de tensión del caso estudio

Fuente: Elaboración propia



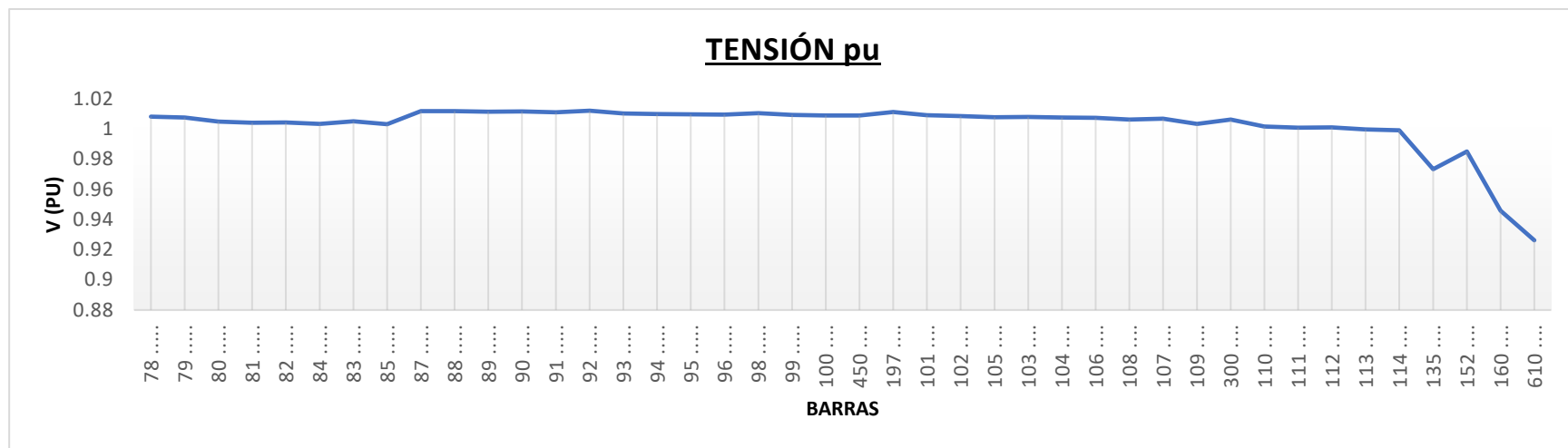


Figura 31. Perfiles de tensión del caso estudio

Fuente: Elaboración propia

Capítulo 4

Resultados

Teniendo las modificaciones de los códigos con la implementación de los paneles solares, se procede a simular las nuevas redes. Para estas redes, la estructura en OpenDSS quedaría de la siguiente forma, Ver figura 32

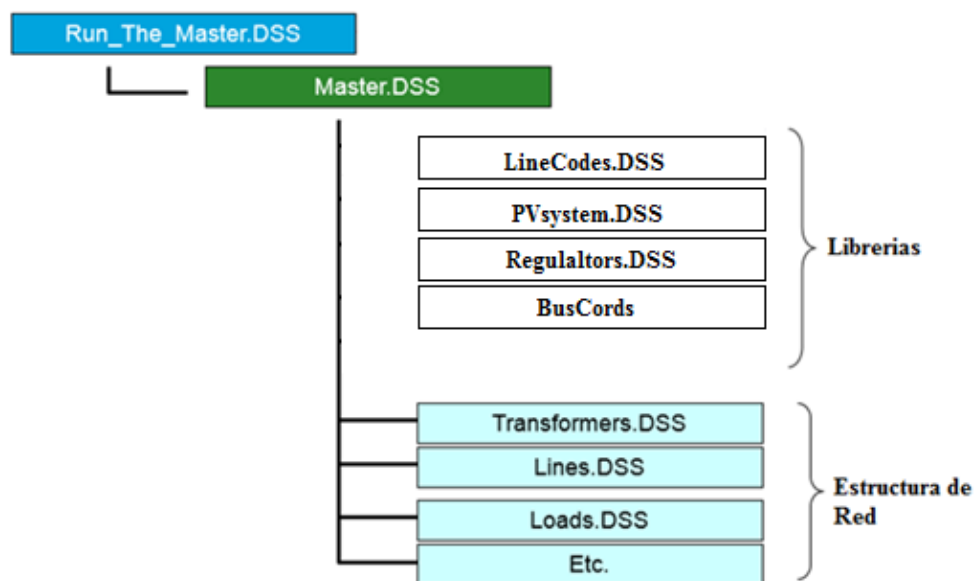


Figura 32. Estructura final de red

Fuente: Elaboración propia, basado en: OpenDSS User Manual (2017)

4.1 Resultado de los escenarios analizados

Una vez en OpenDSS, con el archivo RUN se procede a evaluar la red con una penetración de generación distribuida del 10%, 20%, 30% y 40% de la potencia total suministrada a la red.

4.1.1 Resultados de la red sin implementar la generación distribuida

A modo de mostrar cómo es la red originalmente, se muestran algunos resultados en las figuras 29, 30 y 31.

En la figura 33 se puede observar las líneas con mayor grosor son las líneas que presentan pérdidas mayores, mientras que en las líneas de grosor delgado tienen pérdidas menores.

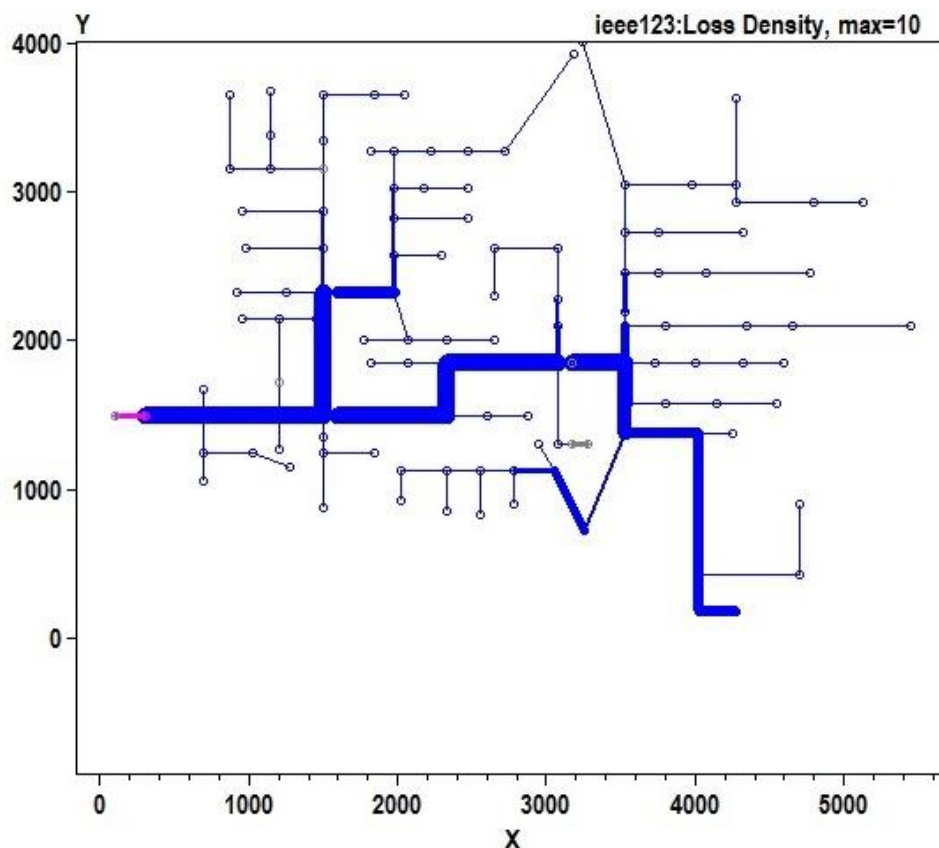


Figura 33. Diagrama indicador de pérdidas en las líneas

Fuente: Resultados de OpenDSS

Como se puede observar en la figura 34, se tiene una pérdida de 577,8 kW en las líneas y una potencia activa total de la red de 5028,9 kW. Lo que se va a inyectar a la red con los paneles solares son 10%, 20%, 30% y 40% de la potencia total repartida en los paneles. Esto quiere decir:

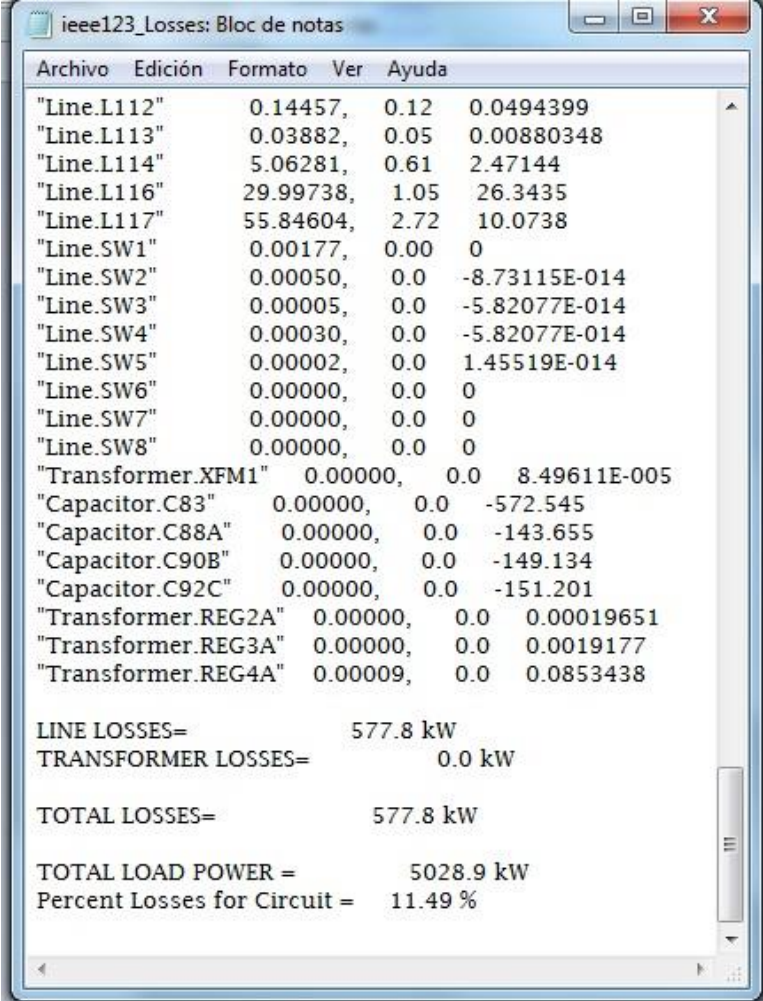
$$P_{\text{Paneles solares}} = P_{\text{Total}} N\% [kW]$$

Como se aplican 10 paneles solares a la red:

$$P_{\text{Panel solar}} = \frac{P_{\text{Total}}}{10} N\% [kW]$$

Donde:

- $P_{\text{Paneles solares}}$ =Potencia que entregaran los paneles solares
- $P_{\text{Panel solar}}$ =Potencia que entregará un Panel Solar
- P_{Total} =Potencia inicial de la red (Sin paneles solares)
- $N\%$ =Porcentaje de la Potencia total según el caso



Component	Loss 1	Loss 2	Loss 3
"Line.L112"	0.14457,	0.12	0.0494399
"Line.L113"	0.03882,	0.05	0.00880348
"Line.L114"	5.06281,	0.61	2.47144
"Line.L116"	29.99738,	1.05	26.3435
"Line.L117"	55.84604,	2.72	10.0738
"Line.SW1"	0.00177,	0.00	0
"Line.SW2"	0.00050,	0.0	-8.73115E-014
"Line.SW3"	0.00005,	0.0	-5.82077E-014
"Line.SW4"	0.00030,	0.0	-5.82077E-014
"Line.SW5"	0.00002,	0.0	1.45519E-014
"Line.SW6"	0.00000,	0.0	0
"Line.SW7"	0.00000,	0.0	0
"Line.SW8"	0.00000,	0.0	0
"Transformer.XFM1"	0.00000,	0.0	8.49611E-005
"Capacitor.C83"	0.00000,	0.0	-572.545
"Capacitor.C88A"	0.00000,	0.0	-143.655
"Capacitor.C90B"	0.00000,	0.0	-149.134
"Capacitor.C92C"	0.00000,	0.0	-151.201
"Transformer.REG2A"	0.00000,	0.0	0.00019651
"Transformer.REG3A"	0.00000,	0.0	0.0019177
"Transformer.REG4A"	0.00009,	0.0	0.0853438
LINE LOSSES=		577.8 kW	
TRANSFORMER LOSSES=		0.0 kW	
TOTAL LOSSES=		577.8 kW	
TOTAL LOAD POWER =		5028.9 kW	
Percent Losses for Circuit =		11.49 %	

Figura 34. Resultados de las pérdidas

Fuente: Resultados de OpenDSS

4.1.2 Resultados del primer escenario: paneles solares ubicados en las líneas con mayores pérdidas.

En este escenario se tiene una penetración de la Generación Distribuida del 10%, 20%, 30% y 40%

1) Penetración del 10%

Al ser una penetración del 10% cada panel solar producirá 50.28kW, según:

$$P_{Panel\ solar} = \frac{5028.9}{10} 10\% [kW]$$

$$P_{Panel\ solar} = 50.28 [kW]$$

Se presenta la figura 35 donde está el script de los paneles solares a 10%

```
// La curva P-T representa Pmpp por unidad frente a la temperatura .
// En este caso simple es un Pmpp por cada 25 grados .
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray =[1.2 1.0 0.8 0.6]

// La curva de eficiencia representa unidad de eficiencia por unidad de potencia .
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray =[.86 .9 .93 .97]

// Curva por unidad de irradiancia
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval =1
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]

// Curva de temperatura para 24 horas
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
~ temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 1.
New PVSystem.pvsystem1 phases=3 bus1=1 kVA=4.16 kVA=50 irrads=0.8 Pmpp=500
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 7.
New PVSystem.pvsystem7 phases=3 bus1=7 kVA=4.16 kVA=50 irrads=0.8 Pmpp=500
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

```
// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 8.
New PVSystem.pvsystem8 phases=3 bus1=8 kVA=4.16 kVA=50 irrads=0.8 Pmpp=500
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 13.
New PVSystem.pvsystem13 phases=3 bus1=13 kVA=4.16 kVA=50 irrads=0.8 Pmpp=500
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 149.
New PVSystem.pvsystem149 phases=3 bus1=149 kVA=4.16 kVA=50 irrads=0.8 Pmpp=500
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 152.
New PVSystem.pvsystem152 phases=3 bus1=152 kVA=4.16 kVA=50 irrads=0.8 Pmpp=500
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 52.
New PVSystem.pvsystem52 phases=3 bus1=52 kVA=4.16 kVA=50 irrads=0.8 Pmpp=500
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 53.
New PVSystem.pvsystem53 phases=3 bus1=53 kVA=4.16 kVA=50 irrads=0.8 Pmpp=500
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 54.
New PVSystem.pvsystem54 phases=3 bus1=54 kVA=4.16 kVA=50 irrads=0.8 Pmpp=500
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 57.
New PVSystem.pvsystem57 phases=3 bus1=57 kVA=4.16 kVA=50 irrads=0.8 Pmpp=500
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

Figura 35. Script al 10% de la potencia

Fuente: Elaboración propia

En la figura 36 se está inyecta energía eléctrica a través de paneles solares al 10%, se puede apreciar que en las líneas con mayor grosor tienen pérdidas mayores. Mientras que en las líneas de grosor delgado tienen pérdidas menores.

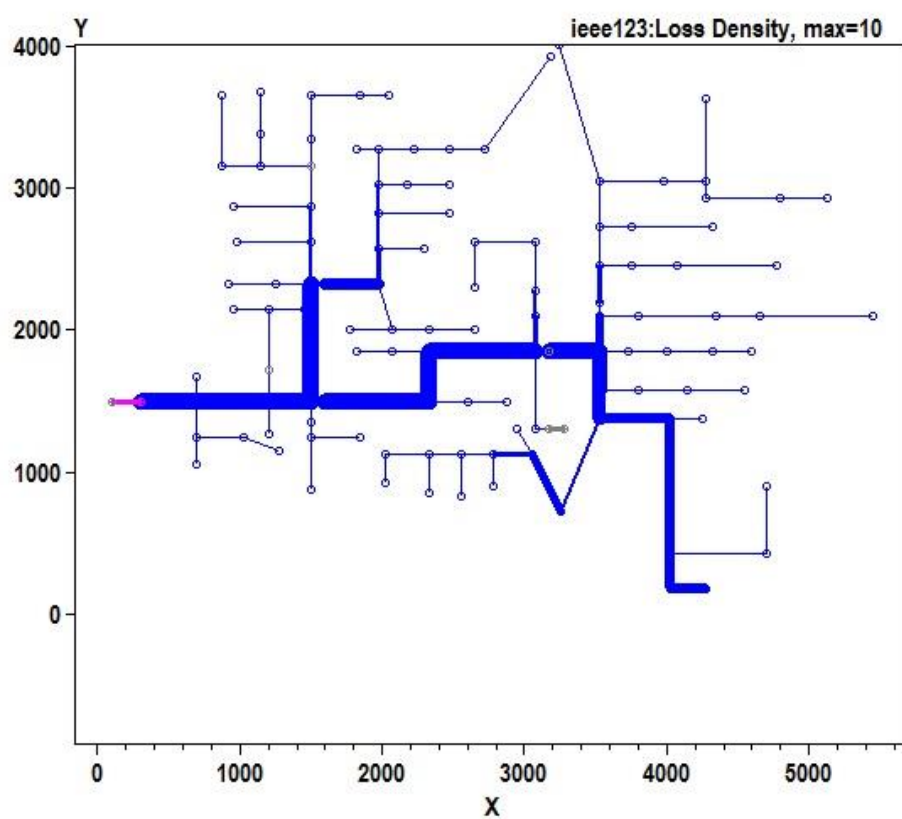
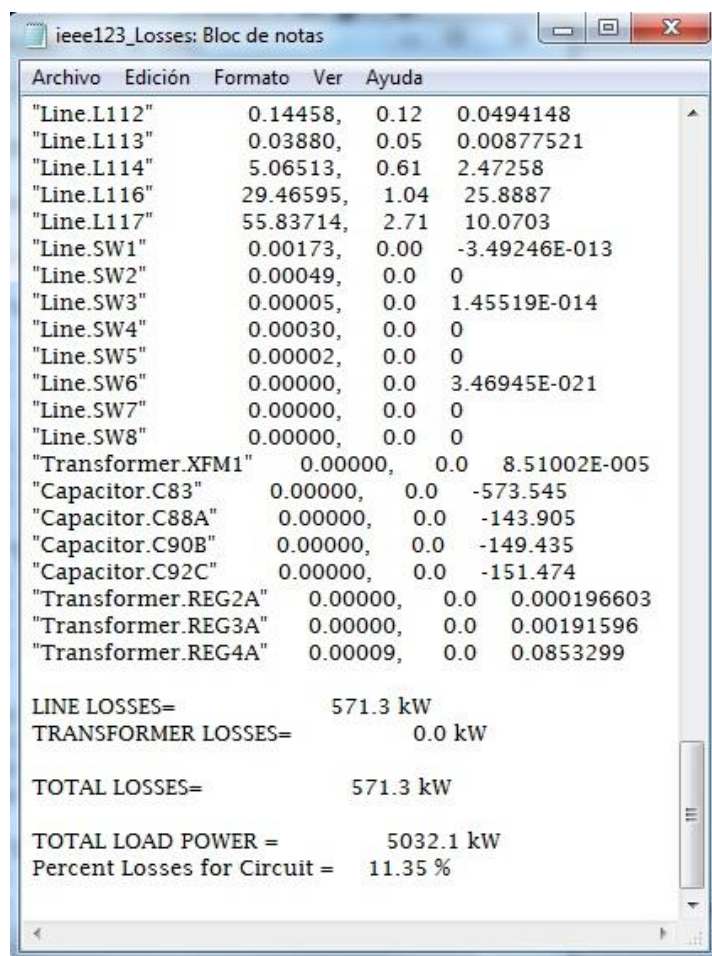


Figura 36. Diagrama indicador de pérdidas en las líneas para una penetración de 10%

Fuente: Resultados de OpenDSS

En la figura 37 se observan los resultados, de la información ya mencionada, de los resultados



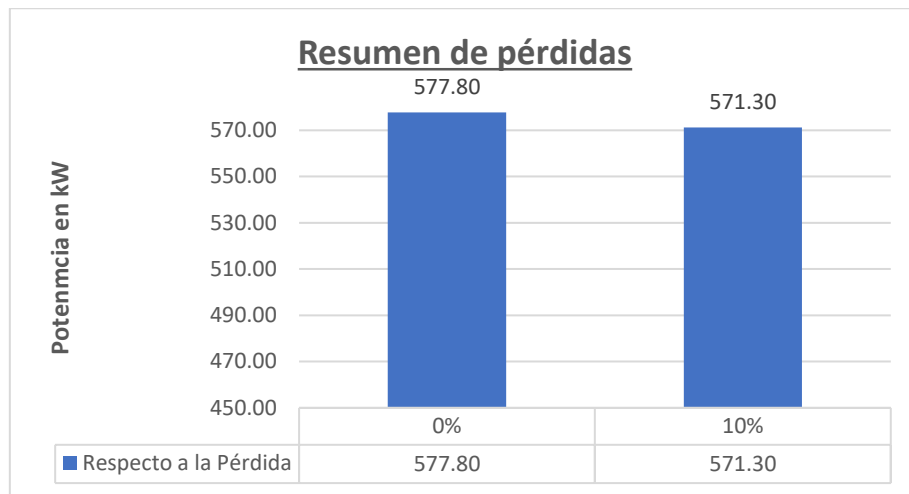
Component	Losses (kW)	Losses (kVA)	Losses (kWh)
"Line.L112"	0.14458	0.12	0.0494148
"Line.L113"	0.03880	0.05	0.00877521
"Line.L114"	5.06513	0.61	2.47258
"Line.L116"	29.46595	1.04	25.8887
"Line.L117"	55.83714	2.71	10.0703
"Line.SW1"	0.00173	0.00	-3.49246E-013
"Line.SW2"	0.00049	0.0	0
"Line.SW3"	0.00005	0.0	1.45519E-014
"Line.SW4"	0.00030	0.0	0
"Line.SW5"	0.00002	0.0	0
"Line.SW6"	0.00000	0.0	3.46945E-021
"Line.SW7"	0.00000	0.0	0
"Line.SW8"	0.00000	0.0	0
"Transformer.XFM1"	0.00000	0.0	8.51002E-005
"Capacitor.C83"	0.00000	0.0	-573.545
"Capacitor.C88A"	0.00000	0.0	-143.905
"Capacitor.C90B"	0.00000	0.0	-149.435
"Capacitor.C92C"	0.00000	0.0	-151.474
"Transformer.REG2A"	0.00000	0.0	0.000196603
"Transformer.REG3A"	0.00000	0.0	0.00191596
"Transformer.REG4A"	0.00009	0.0	0.0853299
LINE LOSSES=	571.3 kW		
TRANSFORMER LOSSES=	0.0 kW		
TOTAL LOSSES=	571.3 kW		
TOTAL LOAD POWER =	5032.1 kW		
Percent Losses for Circuit =	11.35 %		

Figura 37. Pérdidas de las líneas con una penetración del 10%

Fuente: Resultados de OpenDSS

El resultado muestra una mejora en la línea con una disminución de la pérdida de 6.5 kW.

Tabla 2. Pérdidas al 0% y 10% de inyección de energía



Fuente: Elaboración propia

En la tabla 2 se puede observar que ha habido una reducción en las pérdidas de potencia, significa que nuestras unidades sirven para su objetivo.

2) Penetración del 20%

Se modifica el script para 20% inyectando 100 kW por panel solar

Al ser una penetración del 20% cada panel solar producirá 100.578kW, según:

$$P_{Panel\ solar} = \frac{5028.9}{10} 20\% [kW]$$

$$P_{Panel\ solar} = 100.578 [kW]$$

```

// La curva P-T representa Pmpp por unidad frente a la temperatura .
// En este caso simple es un Pmpp por cada 25 grados .
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray =[1.2 1.0 0.8 0.6]

// La curva de eficiencia representa unidad de eficiencia por unidad de potencia .
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray =[.86 .9 .93 .97]

// Curva por unidad de irradiancia
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval =1
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]

// Curva de temperatura para 24 horas
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
~ temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 1.
New PVSystem.pvsystem1 phases=3 bus1=1 kVA=4.16 kVA=100 irrad=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 7.
New PVSystem.pvsystem7 phases=3 bus1=7 kVA=4.16 kVA=100 irrad=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 8.
New PVSystem.pvsystem8 phases=3 bus1=8 kVA=4.16 kVA=100 irrad=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 13.
New PVSystem.pvsystem13 phases=3 bus1=13 kVA=4.16 kVA=100 irrad=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 149.
New PVSystem.pvsystem149 phases=3 bus1=149 kVA=4.16 kVA=100 irrad=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

```

```
// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 152.
New PVSystem.pvsystem152 phases=3 bus1=152 kVA=4.16 kVA=100 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 52.
New PVSystem.pvsystem52 phases=3 bus1=52 kVA=4.16 kVA=100 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 53.
New PVSystem.pvsystem53 phases=3 bus1=53 kVA=4.16 kVA=100 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 54.
New PVSystem.pvsystem54 phases=3 bus1=54 kVA=4.16 kVA=100 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 57.
New PVSystem.pvsystem57 phases=3 bus1=57 kVA=4.16 kVA=100 irrads=0.8 Pmpp=500
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

Figura 38. script al 20% de la potencia

Fuente: Elaboración propia



En la figura 39 se inyecta energía eléctrica a través de paneles solares al 20%, se puede apreciar que en las líneas con mayor grosor tienen pérdidas mayores. Mientras que en las líneas de grosor delgado tienen pérdidas menores.

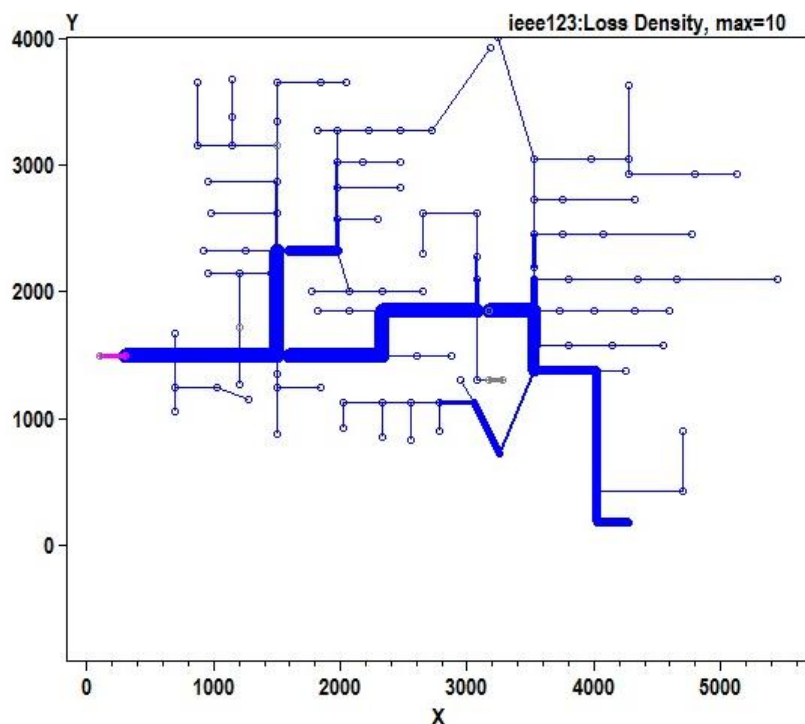
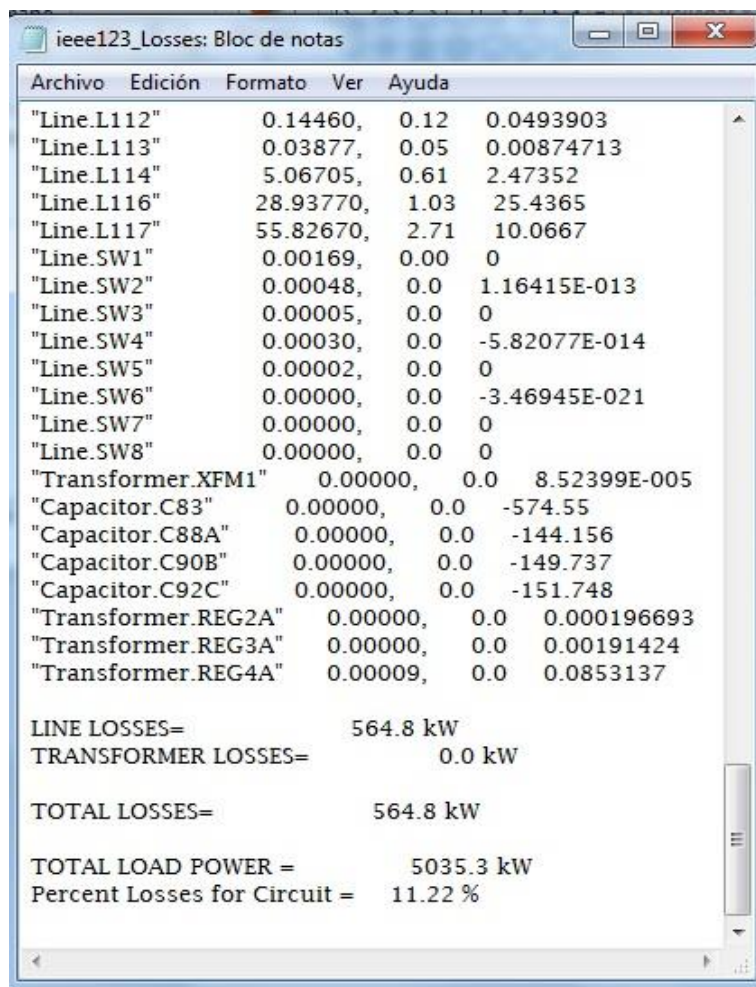


Figura 39. Diagrama de pérdidas para una penetración de 20%

Fuente: Resultados de OpenDSS

En la figura 40 se observan los resultados, de la información ya mencionada, de los resultados



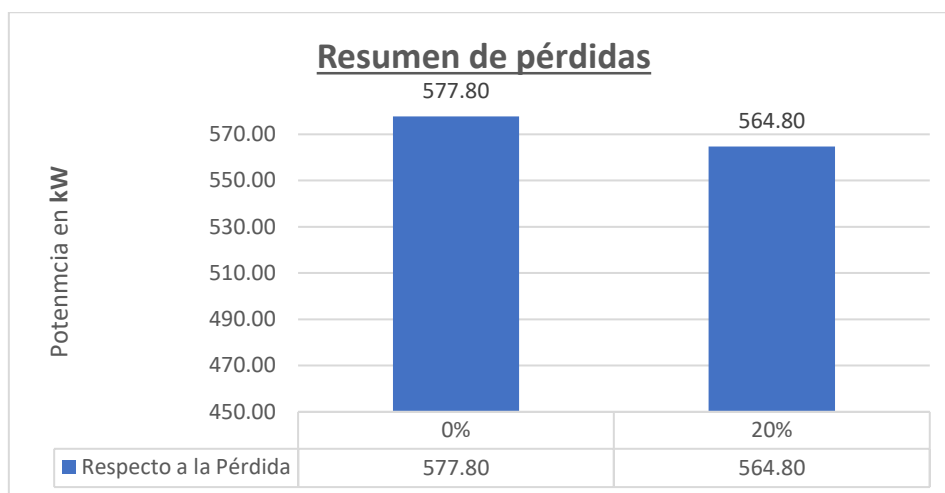
Component	Losses (kW)	Losses (kVAr)	Losses (kVA)
"Line.L112"	0.14460,	0.12	0.0493903
"Line.L113"	0.03877,	0.05	0.00874713
"Line.L114"	5.06705,	0.61	2.47352
"Line.L116"	28.93770,	1.03	25.4365
"Line.L117"	55.82670,	2.71	10.0667
"Line.SW1"	0.00169,	0.00	0
"Line.SW2"	0.00048,	0.0	1.16415E-013
"Line.SW3"	0.00005,	0.0	0
"Line.SW4"	0.00030,	0.0	-5.82077E-014
"Line.SW5"	0.00002,	0.0	0
"Line.SW6"	0.00000,	0.0	-3.46945E-021
"Line.SW7"	0.00000,	0.0	0
"Line.SW8"	0.00000,	0.0	0
"Transformer.XFM1"	0.00000,	0.0	8.52399E-005
"Capacitor.C83"	0.00000,	0.0	-574.55
"Capacitor.C88A"	0.00000,	0.0	-144.156
"Capacitor.C90B"	0.00000,	0.0	-149.737
"Capacitor.C92C"	0.00000,	0.0	-151.748
"Transformer.REG2A"	0.00000,	0.0	0.000196693
"Transformer.REG3A"	0.00000,	0.0	0.00191424
"Transformer.REG4A"	0.00009,	0.0	0.0853137
LINE LOSSES=	564.8 kW		
TRANSFORMER LOSSES=	0.0 kW		
TOTAL LOSSES=	564.8 kW		
TOTAL LOAD POWER =	5035.3 kW		
Percent Losses for Circuit =	11.22 %		

Figura 40. Pérdidas de las líneas con una penetración del 20%

Fuente: Resultados de OpenDSS

El resultado muestra una mejora en la línea con una disminución de la pérdida de 13 kW

Tabla 3. Pérdidas al 0% y 20% de inyección de energía



Fuente: Elaboración propia

En la tabla 3 se observa la comparación entre una inyección de 20% de energía eléctrica y la red sin unidades de generación distribuida con 0% de inyección de energía eléctrica.

3) Penetración del 30%

Acá se modifica los kW a 150 para 30% de la potencia total

Al ser una penetración del 30% cada panel solar producirá 150.867kW, según:

$$P_{Panel\ solar} = \frac{5028.9}{10} 30\% [kW]$$

$$P_{Panel\ solar} = 150.867 [kW]$$

```

// La curva P-T representa Pmpp por unidad frente a la temperatura .
// En este caso simple es un Pmpp por cada 25 grados .
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray =[1.2 1.0 0.8 0.6]

// La curva de eficiencia representa unidad de eficiencia por unidad de potencia .
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray =[.86 .9 .93 .97]

// Curva por unidad de irradiancia
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval =1
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0]

// Curva de temperatura para 24 horas
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
~ temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 1.
New PVSystem.pvsystem1 phases=3 bus1=1 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 7.
New PVSystem.pvsystem7 phases=3 bus1=7 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 8.
New PVSystem.pvsystem8 phases=3 bus1=8 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 13.
New PVSystem.pvsystem13 phases=3 bus1=13 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 149.
New PVSystem.pvsystem149 phases=3 bus1=149 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

```

```

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 152.
New PVSystem.pvsystem152 phases=3 bus1=152 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 52.
New PVSystem.pvsystem52 phases=3 bus1=52 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 53.
New PVSystem.pvsystem53 phases=3 bus1=53 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

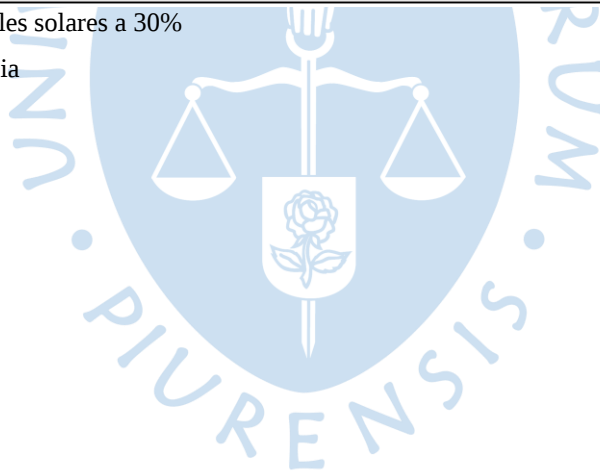
// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 54.
New PVSystem.pvsystem54 phases=3 bus1=54 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 57.
New PVSystem.pvsystem57 phases=3 bus1=57 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=500
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

```

Figura 41. Script de paneles solares a 30%

Fuente: Elaboración propia



En la figura 42 se inyecta energía eléctrica a través de paneles solares al 30%, se puede apreciar que en las líneas con mayor grosor tienen pérdidas mayores. Mientras que en las líneas de grosor delgado tienen pérdidas menores.

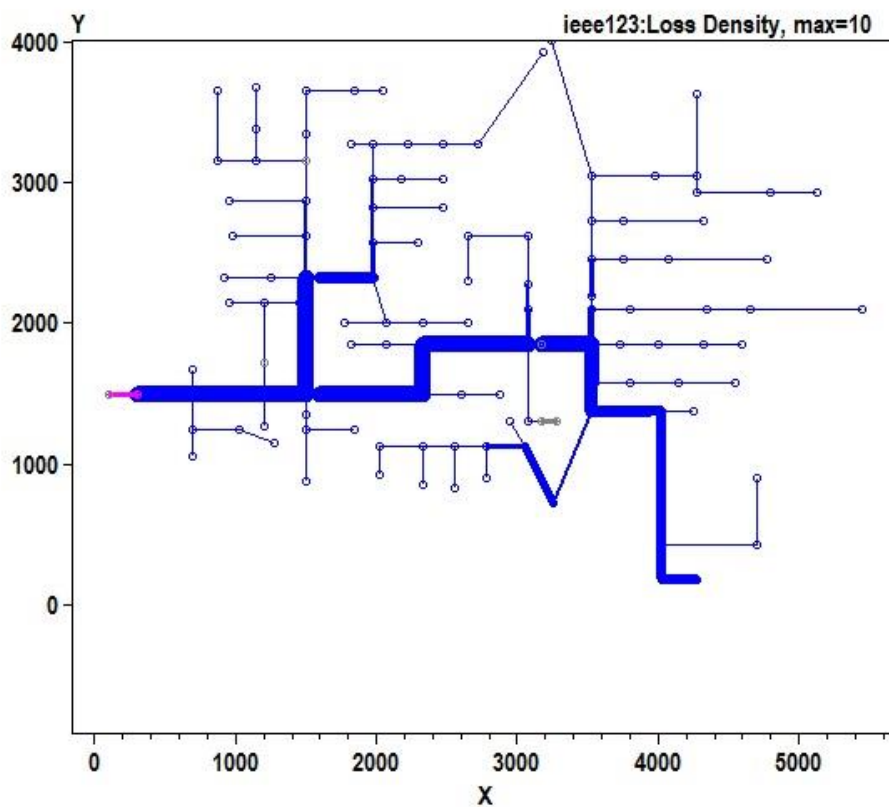
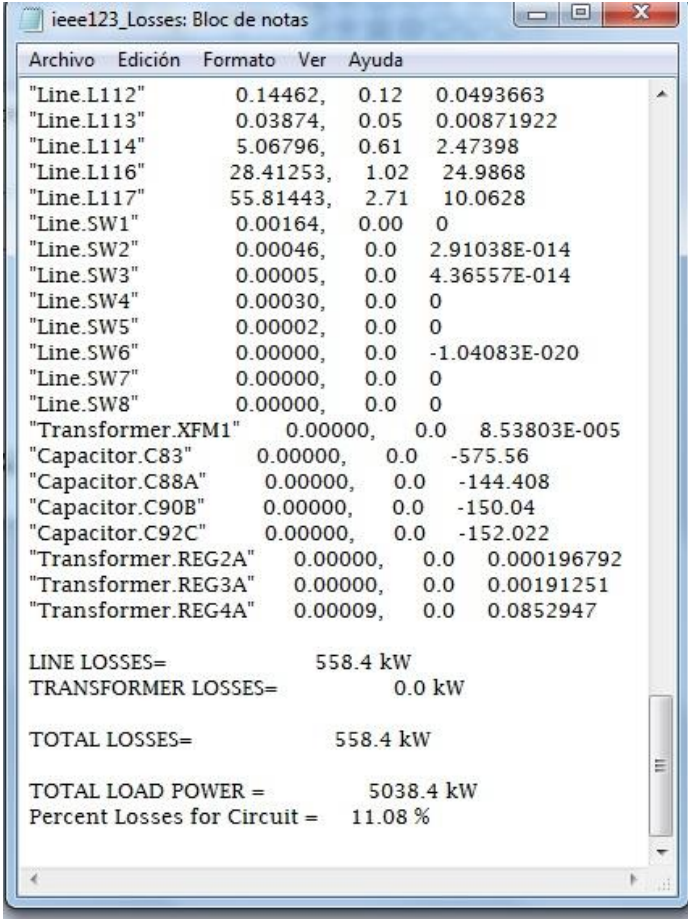


Figura 42. Diagrama de pérdidas para una penetración de 30%

Fuente: Resultados de OpenDSS

En la figura 43 se observan los resultados, de la información ya mencionada, de los resultados



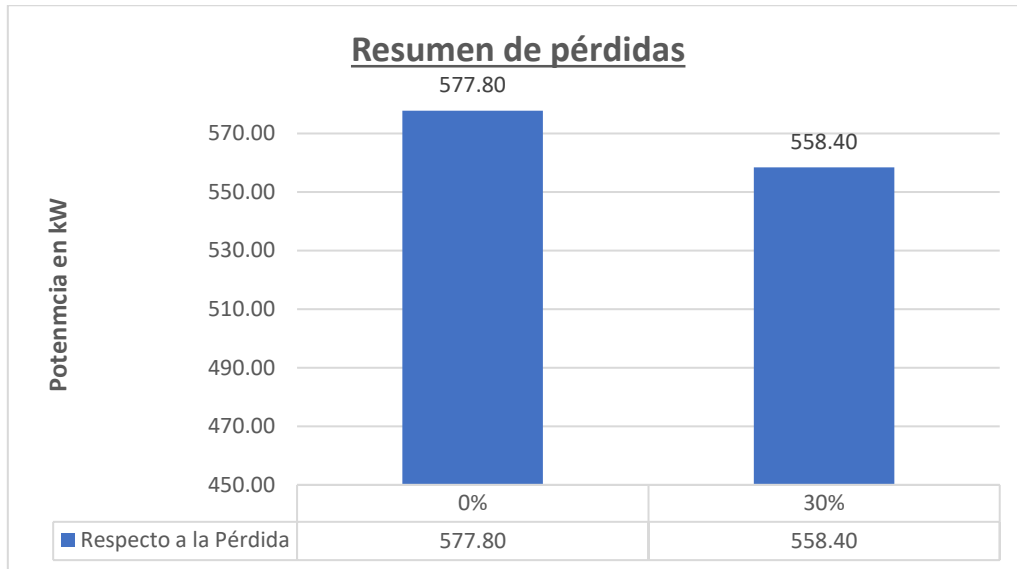
Component	Losses (kW)	Losses (kVAr)	Losses (kVA)
"Line.L112"	0.14462	0.12	0.0493663
"Line.L113"	0.03874	0.05	0.00871922
"Line.L114"	5.06796	0.61	2.47398
"Line.L116"	28.41253	1.02	24.9868
"Line.L117"	55.81443	2.71	10.0628
"Line.SW1"	0.00164	0.00	0
"Line.SW2"	0.00046	0.0	2.91038E-014
"Line.SW3"	0.00005	0.0	4.36557E-014
"Line.SW4"	0.00030	0.0	0
"Line.SW5"	0.00002	0.0	0
"Line.SW6"	0.00000	0.0	-1.04083E-020
"Line.SW7"	0.00000	0.0	0
"Line.SW8"	0.00000	0.0	0
"Transformer.XFM1"	0.00000	0.0	8.53803E-005
"Capacitor.C83"	0.00000	0.0	-575.56
"Capacitor.C88A"	0.00000	0.0	-144.408
"Capacitor.C90B"	0.00000	0.0	-150.04
"Capacitor.C92C"	0.00000	0.0	-152.022
"Transformer.REG2A"	0.00000	0.0	0.000196792
"Transformer.REG3A"	0.00000	0.0	0.00191251
"Transformer.REG4A"	0.00009	0.0	0.0852947
LINE LOSSES=	558.4 kW		
TRANSFORMER LOSSES=	0.0 kW		
TOTAL LOSSES=	558.4 kW		
TOTAL LOAD POWER =	5038.4 kW		
Percent Losses for Circuit =	11.08 %		

Figura 43. Pérdidas de las líneas con una penetración del 30%

Fuente: Resultados de OpenDSS

El resultado muestra mejora en la línea con una disminución de la pérdida de 19.4kW

Tabla 4. Inyección de Pérdidas al 0% y 30% de inyección de energía



Fuente: Elaboración propia

Se observa en la tabla 4 que sigue disminuyendo las pérdidas mientras se le inyecta más potencia a través de las unidades de generación distribuida.

4) Penetración del 40%

En este punto se cambia a la potencia de 40% del total siendo 200 kW

Al ser una penetración del 40% cada panel solar producirá 201.156 kW, según:

$$P_{Panel\ solar} = \frac{5028.9}{10} 40\% [kW]$$

$$P_{Panel\ solar} = 201.156 [kW]$$

```

// La curva P-T representa Pmpp por unidad frente a la temperatura .
// En este caso simple es un Pmpp por cada 25 grados .
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray =[1.2 1.0 0.8 0.6]

// La curva de eficiencia representa unidad de eficiencia por unidad de potencia .
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray =[.86 .9 .93 .97]

// Curva por unidad de irradiancia
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]

// Curva de temperatura para 24 horas
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
~ temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25 25]

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 1.
New PVSystem.pvsystem1 phases=3 bus1=1 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 7.
New PVSystem.pvsystem7 phases=3 bus1=7 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 8.
New PVSystem.pvsystem8 phases=3 bus1=8 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 13.
New PVSystem.pvsystem13 phases=3 bus1=13 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 149.
New PVSystem.pvsystem149 phases=3 bus1=149 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

```

```
// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 152.
New PVSystem.pvsystem152 phases=3 bus1=152 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 52.
New PVSystem.pvsystem52 phases=3 bus1=52 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

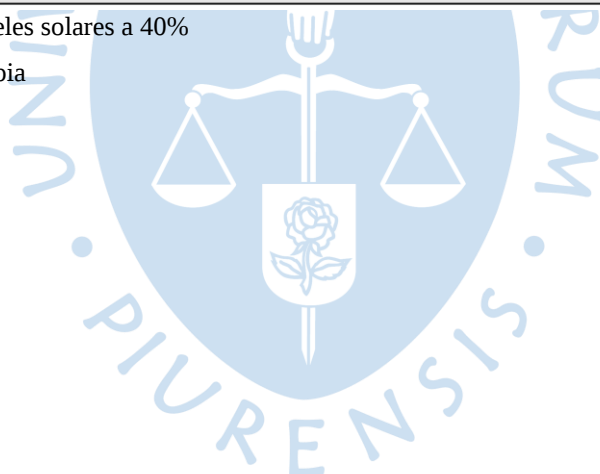
// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 53.
New PVSystem.pvsystem53 phases=3 bus1=53 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 54.
New PVSystem.pvsystem54 phases=3 bus1=54 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 57.
New PVSystem.pvsystem57 phases=3 bus1=57 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=500
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

Figura 44. Script de paneles solares a 40%

Fuente: Elaboración propia



En la figura 45 se inyecta energía eléctrica a través de paneles solares al 40%, se puede apreciar que en las líneas con mayor grosor tienen pérdidas mayores. Mientras que en las líneas de grosor delgado tienen pérdidas menores.

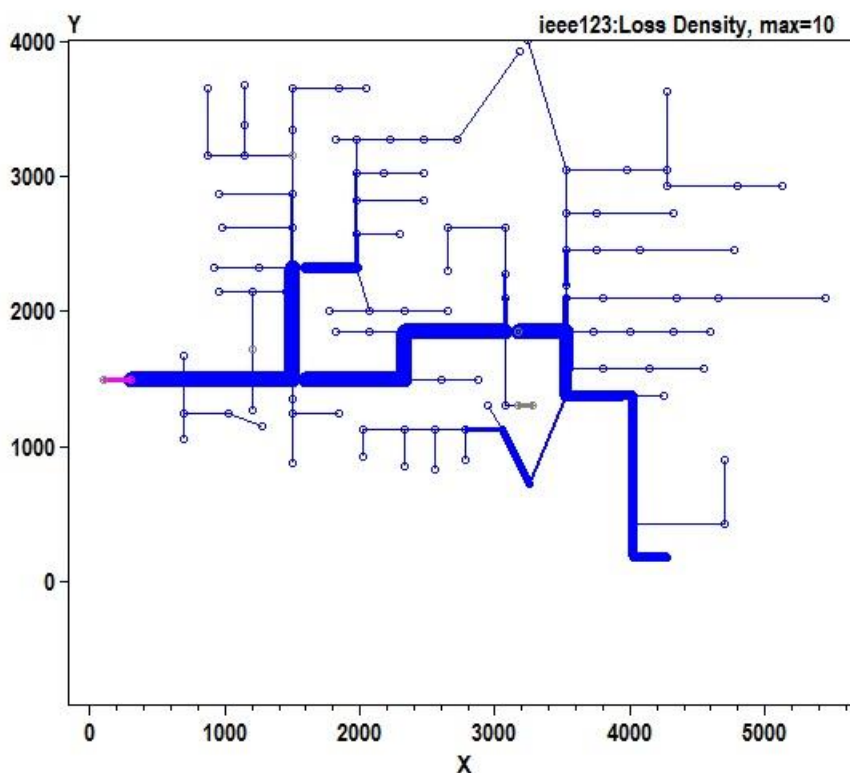
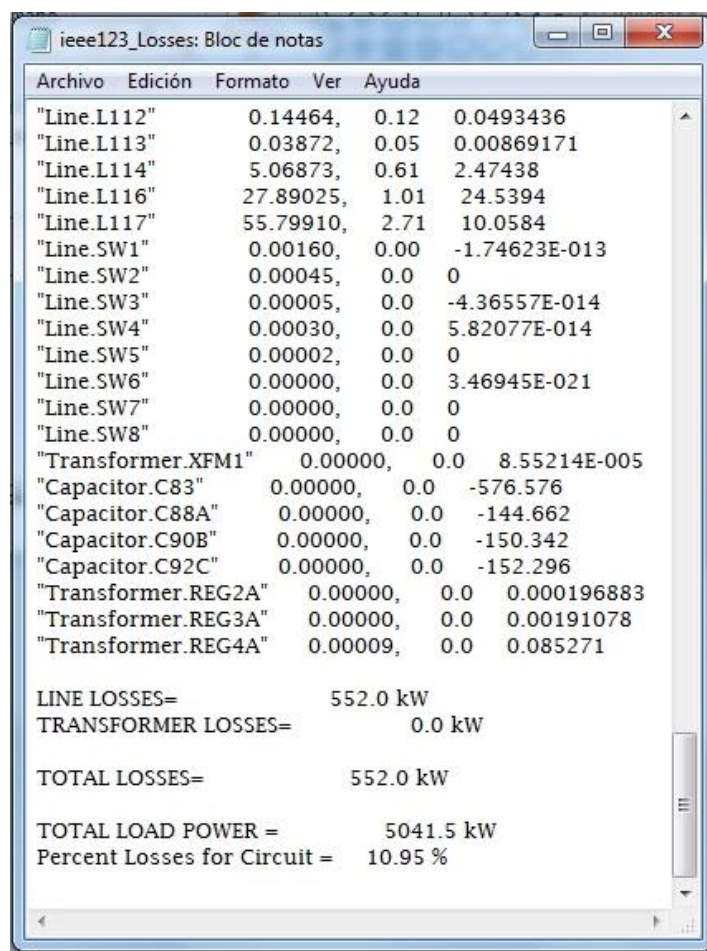


Figura 45. Diagrama de pérdidas para una penetración de 40%

Fuente: Resultados de OpenDSS

En la figura 46 se observan los resultados, de la información ya mencionada, de los resultados



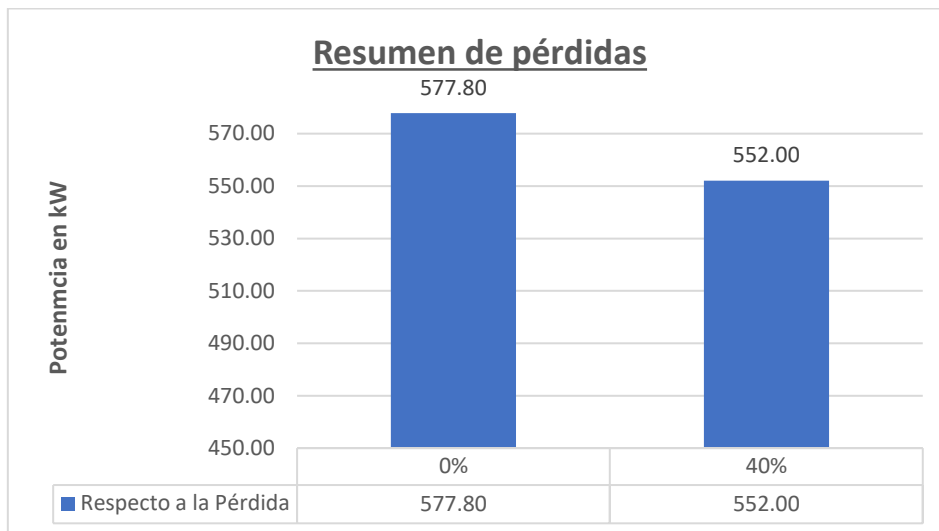
Component	Losses (kW)	Losses (kVAr)	Losses (kVA)
"Line.L112"	0.14464	0.12	0.0493436
"Line.L113"	0.03872	0.05	0.00869171
"Line.L114"	5.06873	0.61	2.47438
"Line.L116"	27.89025	1.01	24.5394
"Line.L117"	55.79910	2.71	10.0584
"Line.SW1"	0.00160	0.00	-1.74623E-013
"Line.SW2"	0.00045	0.0	0
"Line.SW3"	0.00005	0.0	-4.36557E-014
"Line.SW4"	0.00030	0.0	5.82077E-014
"Line.SW5"	0.00002	0.0	0
"Line.SW6"	0.00000	0.0	3.46945E-021
"Line.SW7"	0.00000	0.0	0
"Line.SW8"	0.00000	0.0	0
"Transformer.XFM1"	0.00000	0.0	8.55214E-005
"Capacitor.C83"	0.00000	0.0	-576.576
"Capacitor.C88A"	0.00000	0.0	-144.662
"Capacitor.C90B"	0.00000	0.0	-150.342
"Capacitor.C92C"	0.00000	0.0	-152.296
"Transformer.REG2A"	0.00000	0.0	0.000196883
"Transformer.REG3A"	0.00000	0.0	0.00191078
"Transformer.REG4A"	0.00009	0.0	0.085271
LINE LOSSES=	552.0 kW		
TRANSFORMER LOSSES=	0.0 kW		
TOTAL LOSSES=	552.0 kW		
TOTAL LOAD POWER =	5041.5 kW		
Percent Losses for Circuit =	10.95 %		

Figura 46. Pérdidas de las líneas con una penetración del 40%

Fuente: Resultados de OpenDSS

El resultado muestra una mejora en la línea con una disminución de la pérdida de 25.8 kW.

Tabla 5. Pérdidas al 0% y 40% de inyección de energía



Fuente: Elaboración propia

En la tabla 5 se observa la última prueba en este escenario, los resultados indican que hay descenso en las pérdidas de potencia eléctrica. Estos resultados demuestran que el uso de la tecnología de generación distribuida, en este caso paneles solares, nos permite mejorar la distribución de energía eléctrica en las redes eléctricas.

4.1.3 Resultados del segundo escenario: paneles solares ubicados en las barras de menor nivel de tensión.

En este escenario se tiene una penetración de la generación distribuida del 10%, 20%, 30% y 40%.

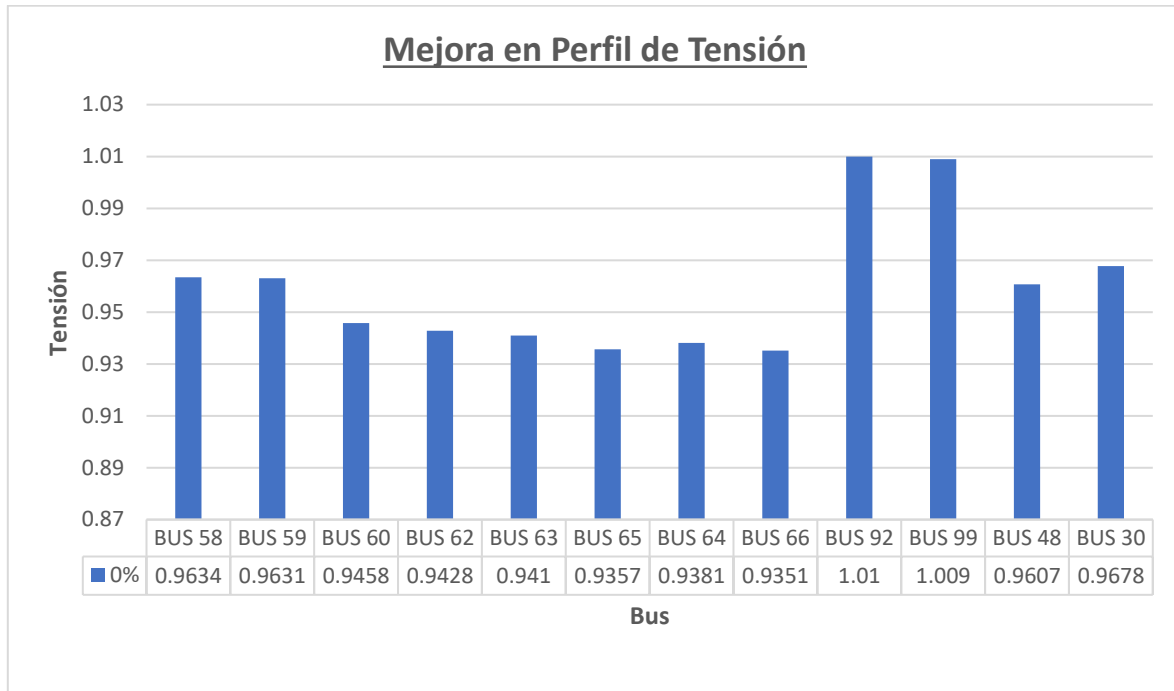
En estos escenarios se pretende mejorar el perfil de tensión, no sólo en las barras donde estén conectados las unidades de generación distribuida, sino también en otras barras donde no tienen conectados unidades de paneles solares.

Como se dijo anteriormente, las barras en donde se tendrán conectados los paneles solares de la red estudiada son los siguientes: 58, 59, 60, 62, 63, 64, 65, 66, 92 y 99. Además, se verá el caso de 2 barras adicionales en las cuales no se colocó generación distribuida para demostrar que el perfil de tensión aumenta en puntos donde no necesariamente hayan conectados paneles solares.

Se presentarán los datos de los perfiles de tensión en un gráfico de barras para comparar

los valores con cada escenario como en la tabla 6. Esta figura nos presenta en un inicio como son los perfiles de tensión por unidad (pu) en donde se conectarán los paneles solares, además de 2 barras de estudio donde no se colocarán paneles solares.

Tabla 6. Perfil de Tensión sin unidades de paneles solares



Fuente: Elaboración propia

1) Penetración del 10%

Para este escenario se va a usar 50KW que es el 10% del total

Al ser una penetración del 10% cada panel solar producirá 201.156 kW, según:

$$P_{Panel\ solar} = \frac{5028.9}{10} 10\% [kW]$$

$$P_{Panel\ solar} = 50.289 [kW]$$

```

// La curva P-T representa Pmpp por unidad frente a la temperatura .
// En este caso simple es un Pmpp por cada 25 grados .
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray =[1.2 1.0 0.8 0.6]

// La curva de eficiencia representa unidad de eficiencia por unidad de potencia .
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray =[.86 .9 .93 .97]

// Curva por unidad de irradiancia
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
~ mult=[0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]

// Curva de temperatura para 24 horas
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
~ temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 58.
New PVSystem.pvsystem58 phases=3 bus1=58 kVA=4.16 kVA=50 irrad=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 59.
New PVSystem.pvsystem59 phases=3 bus1=59 kVA=4.16 kVA=50 irrad=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 60.
New PVSystem.pvsystem60 phases=3 bus1=60 kVA=4.16 kVA=50 irrad=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 62.
New PVSystem.pvsystem62 phases=3 bus1=62 kVA=4.16 kVA=50 irrad=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 63.
New PVSystem.pvsystem63 phases=3 bus1=63 kVA=4.16 kVA=50 irrad=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

```

```
// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 64.
New PVSystem.pvsystem64 phases=3 bus1=64 kVA=4.16 kVA=50 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 65.
New PVSystem.pvsystem65 phases=3 bus1=65 kVA=4.16 kVA=50 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

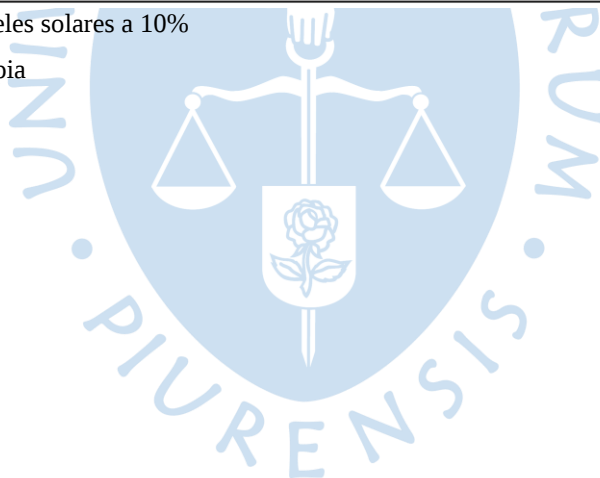
// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 66.
New PVSystem.pvsystem66 phases=3 bus1=66 kVA=4.16 kVA=50 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 92.
New PVSystem.pvsystem92 phases=3 bus1=92 kVA=4.16 kVA=50 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 99.
New PVSystem.pvsystem99 phases=3 bus1=99 kVA=4.16 kVA=50 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

Figura 47. Script de paneles solares a 10%

Fuente: Elaboración propia



En la figura 48 se inyecta energía eléctrica a través de paneles solares al 10%, se puede apreciar que en las líneas con mayor grosor tienen pérdidas mayores. Mientras que en las líneas de grosor delgado tienen pérdidas menores.

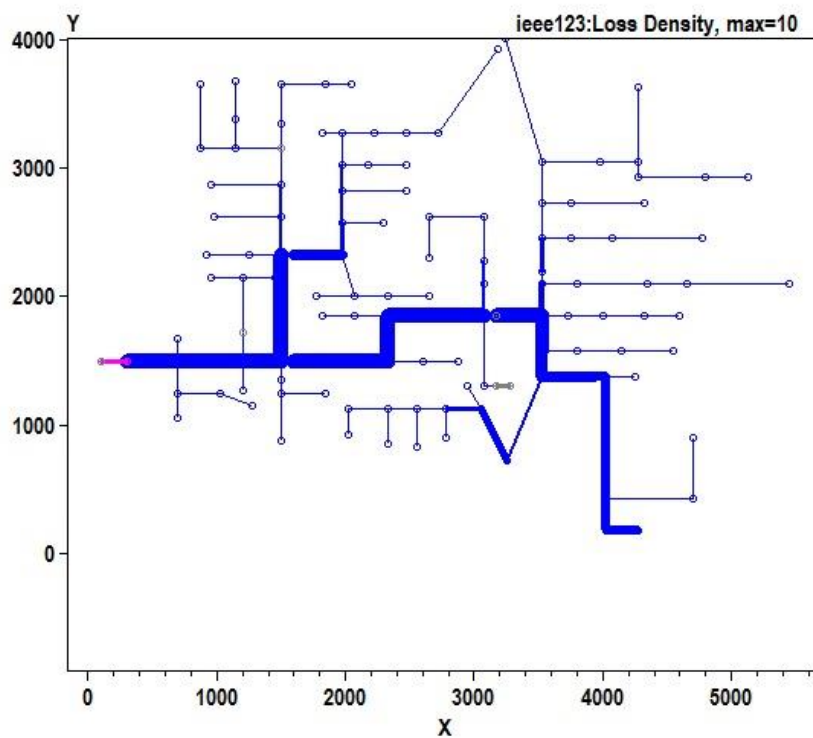


Figura 48. Diagrama de pérdidas para una penetración de 10%

Fuente: Resultados de OpenDSS

En la figura 49 se observan los resultados, de la información ya mencionada, de los resultados

Component	Loss 1 (kW)	Loss 2 (kW)	Loss 3 (kW)
"Line.L112"	0.14460	0.12	0.0493593
"Line.L113"	0.03874	0.05	0.00871759
"Line.L114"	5.06574	0.61	2.47289
"Line.L116"	28.67659	1.03	25.2166
"Line.L117"	55.09350	2.69	9.93214
"Line.SW1"	0.00173	0.00	-2.32831E-013
"Line.SW2"	0.00048	0.0	-2.91038E-014
"Line.SW3"	0.00005	0.0	-2.91038E-014
"Line.SW4"	0.00029	0.0	8.73115E-014
"Line.SW5"	0.00002	0.0	1.45519E-014
"Line.SW6"	0.00000	0.0	-6.93889E-021
"Line.SW7"	0.00000	0.0	0
"Line.SW8"	0.00000	0.0	0
"Transformer.XFM1"	0.00000	0.0	8.53366E-005
"Capacitor.C83"	0.00000	0.0	-575.516
"Capacitor.C88A"	0.00000	0.0	-144.448
"Capacitor.C90B"	0.00000	0.0	-150.124
"Capacitor.C92C"	0.00000	0.0	-152.138
"Transformer.REG2A"	0.00000	0.0	0.000196638
"Transformer.REG3A"	0.00000	0.0	0.00191531
"Transformer.REG4A"	0.00008	0.0	0.0841922
LINE LOSSES=			563.0 kW
TRANSFORMER LOSSES=			0.0 kW
TOTAL LOSSES=			563.0 kW
TOTAL LOAD POWER =			5036.4 kW
Percent Losses for Circuit =			11.18 %

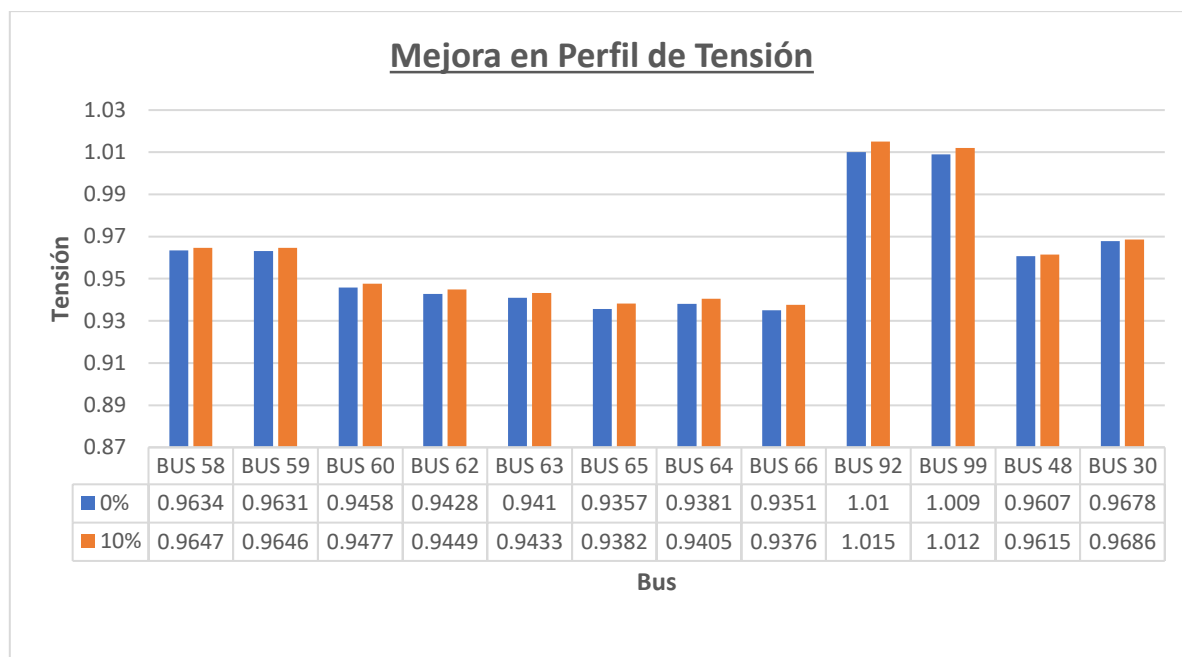
Figura 49. Pérdidas de las líneas con una penetración del 10%

Fuente: Resultados de OpenDSS

El resultado muestra una mejora en la línea con una disminución de la pérdida de 14.8 kW.

En la tabla 7 se aprecia los valores del perfil de tensión al añadir unidades de paneles solares al 10% de la potencia máxima, se puede apreciar también que incluso en los nodos donde no hay unidades de paneles solares mejora el perfil de tensión.

Tabla 7. Perfiles de tensión 0% y 10%



Fuente: Elaboración propia

2) Penetración del 20%

En este escenario se inyectará 100KW

Al ser una penetración del 20% cada panel solar producirá 100.578kW, según la ecuación:

$$P_{Panel\ solar} = \frac{5028.9}{10} 20\% [kW]$$

$$P_{Panel\ solar} = 100.578 [kW]$$

```

// La curva P-T representa Pmpp por unidad frente a la temperatura .
// En este caso simple es un Pmpp por cada 25 grados .
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray =[1.2 1.0 0.8 0.6]

// La curva de eficiencia representa unidad de eficiencia por unidad de potencia .
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray =[.86 .9 .93 .97]

// Curva por unidad de irradiancia
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval =1
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]

// Curva de temperatura para 24 horas
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
~ temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 58.
New PVSystem.pvsystem58 phases=3 bus1=58 kVA=4.16 kVA=100 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 59.
New PVSystem.pvsystem59 phases=3 bus1=59 kVA=4.16 kVA=100 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 60.
New PVSystem.pvsystem60 phases=3 bus1=60 kVA=4.16 kVA=100 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 62.
New PVSystem.pvsystem62 phases=3 bus1=62 kVA=4.16 kVA=100 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 63.
New PVSystem.pvsystem63 phases=3 bus1=63 kVA=4.16 kVA=100 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 64.
New PVSystem.pvsystem64 phases=3 bus1=64 kVA=4.16 kVA=100 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

```

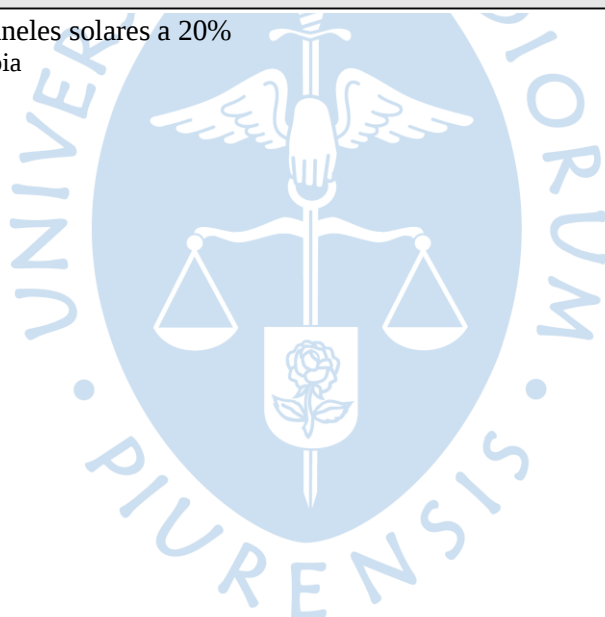
```
// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 65.
New PVSystem.pvsystem65 phases=3 bus1=65 kVA=4.16 kVA=100 irrad=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 66.
New PVSystem.pvsystem66 phases=3 bus1=66 kVA=4.16 kVA=100 irrad=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 92.
New PVSystem.pvsystem92 phases=3 bus1=92 kVA=4.16 kVA=100 irrad=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 99.
New PVSystem.pvsystem99 phases=3 bus1=99 kVA=4.16 kVA=100 irrad=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

Figura 50. Script de paneles solares a 20%
Fuente: Elaboración propia



En la figura 51 se inyecta energía eléctrica a través de paneles solares al 20%, se puede apreciar que en las líneas con mayor grosor tienen pérdidas mayores. Mientras que en las líneas de grosor delgado tienen pérdidas menores.

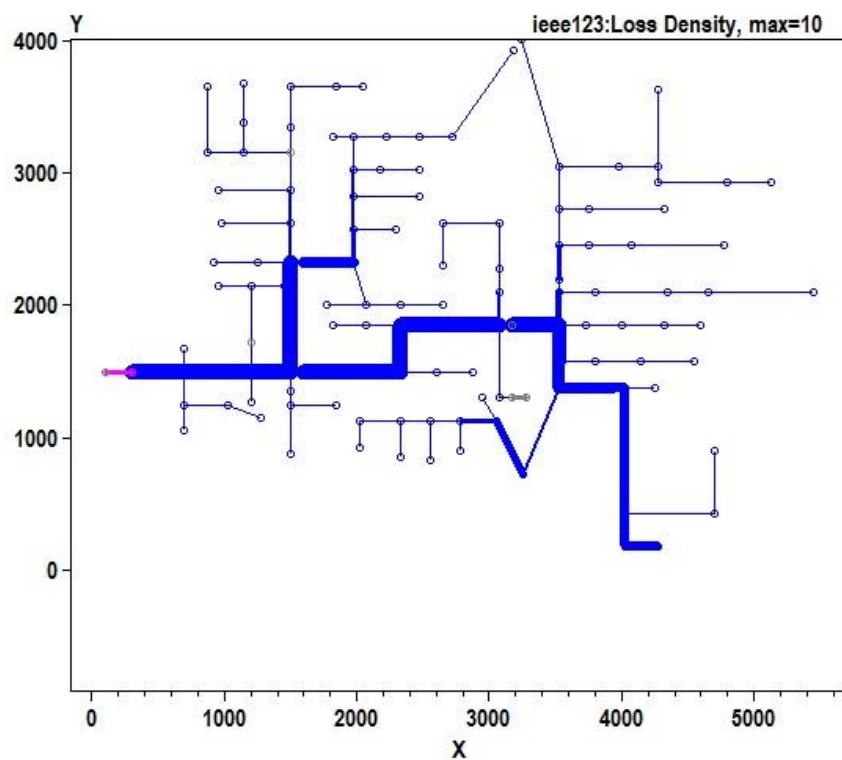
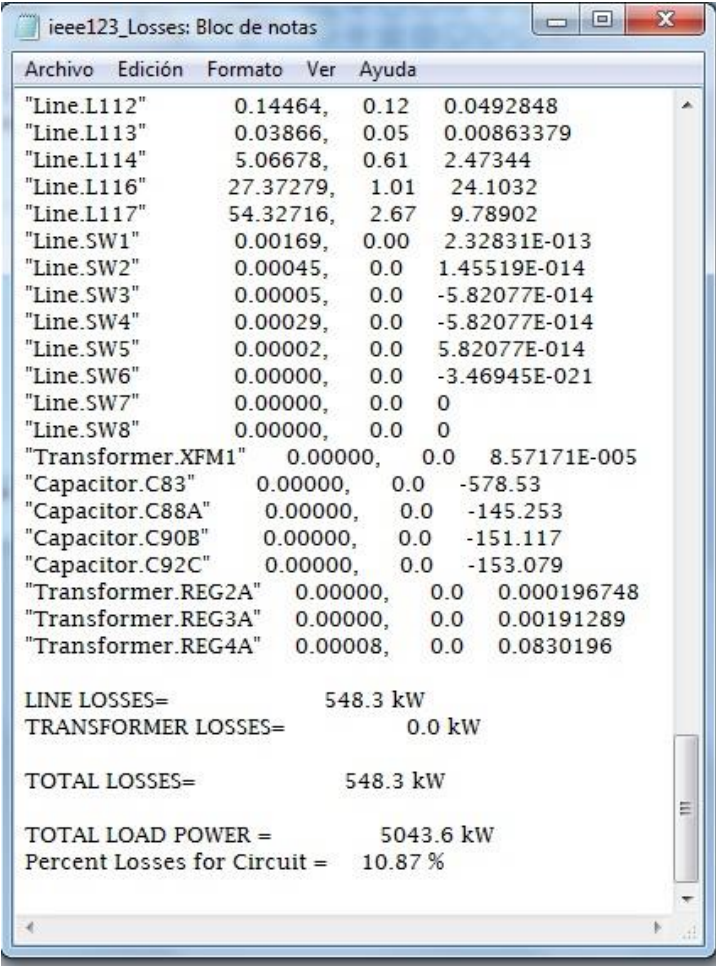


Figura 51. Diagrama de pérdidas para una penetración de 20%

Fuente: Resultados de OpenDSS

En la figura 52 se observan los resultados, de la información ya mencionada, de los resultados



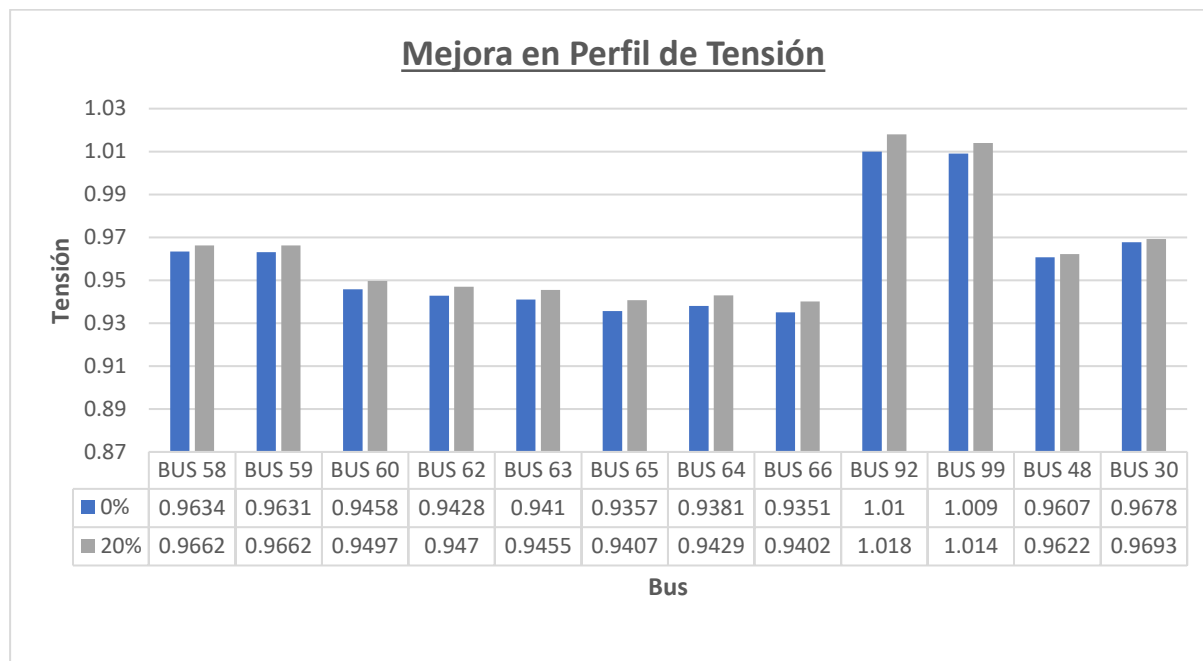
Archivo	Edición	Formato	Ver	Ayuda
"Line.L112"	0.14464,	0.12	0.0492848	
"Line.L113"	0.03866,	0.05	0.00863379	
"Line.L114"	5.06678,	0.61	2.47344	
"Line.L116"	27.37279,	1.01	24.1032	
"Line.L117"	54.32716,	2.67	9.78902	
"Line.SW1"	0.00169,	0.00	2.32831E-013	
"Line.SW2"	0.00045,	0.0	1.45519E-014	
"Line.SW3"	0.00005,	0.0	-5.82077E-014	
"Line.SW4"	0.00029,	0.0	-5.82077E-014	
"Line.SW5"	0.00002,	0.0	5.82077E-014	
"Line.SW6"	0.00000,	0.0	-3.46945E-021	
"Line.SW7"	0.00000,	0.0	0	
"Line.SW8"	0.00000,	0.0	0	
"Transformer.XFM1"	0.00000,	0.0	8.57171E-005	
"Capacitor.C83"	0.00000,	0.0	-578.53	
"Capacitor.C88A"	0.00000,	0.0	-145.253	
"Capacitor.C90B"	0.00000,	0.0	-151.117	
"Capacitor.C92C"	0.00000,	0.0	-153.079	
"Transformer.REG2A"	0.00000,	0.0	0.000196748	
"Transformer.REG3A"	0.00000,	0.0	0.00191289	
"Transformer.REG4A"	0.00008,	0.0	0.0830196	
LINE LOSSES=	548.3 kW			
TRANSFORMER LOSSES=	0.0 kW			
TOTAL LOSSES=	548.3 kW			
TOTAL LOAD POWER =	5043.6 kW			
Percent Losses for Circuit =	10.87 %			

Figura 52. Pérdidas de las líneas con una penetración del 20%

Fuente: Resultados de OpenDSS

El resultado muestra una mejora en la línea con una disminución de la pérdida de 29.5kW. Se puede observar en la tabla 8 los resultados de esta prueba comparados con una inyección de 0%, los valores de tensión van aumentando mejorando la tensión en la red.

Tabla 8. Perfiles de tensión 0% y 20%



Fuente: Elaboración propia

3) Penetración del 30%

En este escenario el 30% de la potencia total es de 150KW

Al ser una penetración del 30% cada panel solar producirá 150.867kW, según la ecuación:

$$P_{Panel\ solar} = \frac{5028.9}{10} 30\%[kW]$$

$$P_{Panel\ solar} = 150.867[kW]$$

```

// La curva P-T representa Pmpp por unidad frente a la temperatura .
// En este caso simple es un Pmpp por cada 25 grados .
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray =[1.2 1.0 0.8 0.6]

// La curva de eficiencia representa unidad de eficiencia por unidad de potencia .
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray =[.86 .9 .93 .97]

// Curva por unidad de irradiancia
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0]

// Curva de temperatura para 24 horas
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
~ temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 58.
New PVSystem.pvsystem58 phases=3 bus1=58 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 59.
New PVSystem.pvsystem59 phases=3 bus1=59 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 60.
New PVSystem.pvsystem60 phases=3 bus1=60 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 62.
New PVSystem.pvsystem62 phases=3 bus1=62 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 63.
New PVSystem.pvsystem63 phases=3 bus1=63 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 64.
New PVSystem.pvsystem64 phases=3 bus1=64 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

```

```
// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 65.
New PVSystem.pvsystem65 phases=3 bus1=65 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

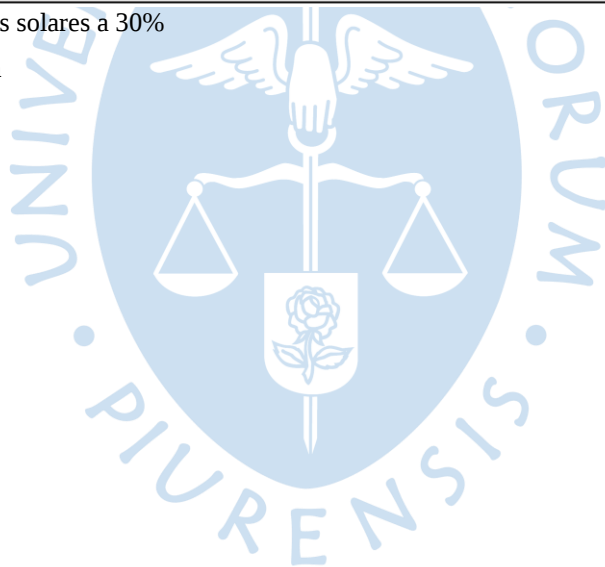
// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 66.
New PVSystem.pvsystem66 phases=3 bus1=66 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 92.
New PVSystem.pvsystem92 phases=3 bus1=92 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 99.
New PVSystem.pvsystem99 phases=3 bus1=99 kVA=4.16 kVA=150 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

Figura 53. Script de paneles solares a 30%

Fuente: Elaboración propia



En la figura 54 se inyecta energía eléctrica a través de paneles solares al 30%, se puede apreciar que en las líneas con mayor grosor tienen pérdidas mayores. Mientras que en las líneas de grosor delgado tienen pérdidas menores.

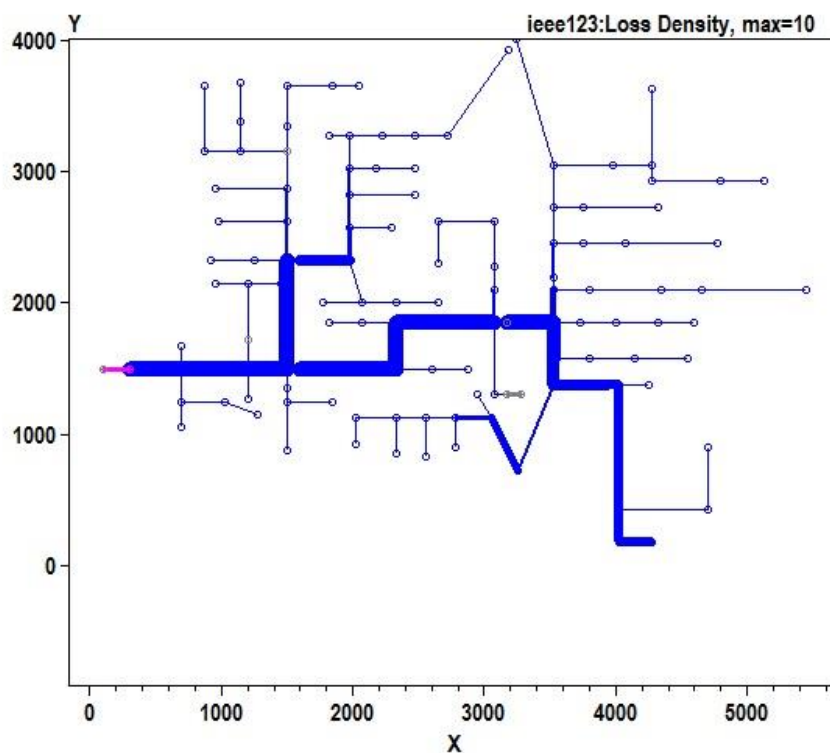
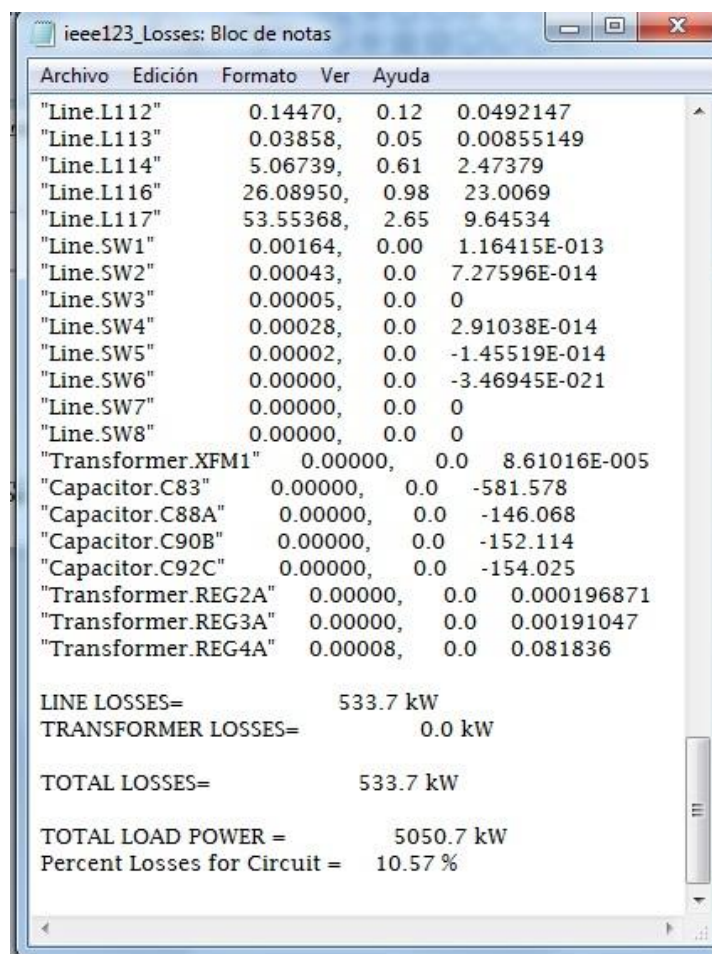


Figura 54. Diagrama de pérdidas para una penetración de 30%

Fuente: Resultados de OpenDSS

En la figura 55 se observan los resultados, de la información ya mencionada, de los resultados



Archivo	Edición	Formato	Ver	Ayuda
"Line.L112"	0.14470,	0.12	0.0492147	
"Line.L113"	0.03858,	0.05	0.00855149	
"Line.L114"	5.06739,	0.61	2.47379	
"Line.L116"	26.08950,	0.98	23.0069	
"Line.L117"	53.55368,	2.65	9.64534	
"Line.SW1"	0.00164,	0.00	1.16415E-013	
"Line.SW2"	0.00043,	0.0	7.27596E-014	
"Line.SW3"	0.00005,	0.0	0	
"Line.SW4"	0.00028,	0.0	2.91038E-014	
"Line.SW5"	0.00002,	0.0	-1.45519E-014	
"Line.SW6"	0.00000,	0.0	-3.46945E-021	
"Line.SW7"	0.00000,	0.0	0	
"Line.SW8"	0.00000,	0.0	0	
"Transformer.XFM1"	0.00000,	0.0	8.61016E-005	
"Capacitor.C83"	0.00000,	0.0	-581.578	
"Capacitor.C88A"	0.00000,	0.0	-146.068	
"Capacitor.C90B"	0.00000,	0.0	-152.114	
"Capacitor.C92C"	0.00000,	0.0	-154.025	
"Transformer.REG2A"	0.00000,	0.0	0.000196871	
"Transformer.REG3A"	0.00000,	0.0	0.00191047	
"Transformer.REG4A"	0.00008,	0.0	0.081836	
LINE LOSSES=	533.7 kW			
TRANSFORMER LOSSES=	0.0 kW			
TOTAL LOSSES=	533.7 kW			
TOTAL LOAD POWER =	5050.7 kW			
Percent Losses for Circuit =	10.57 %			

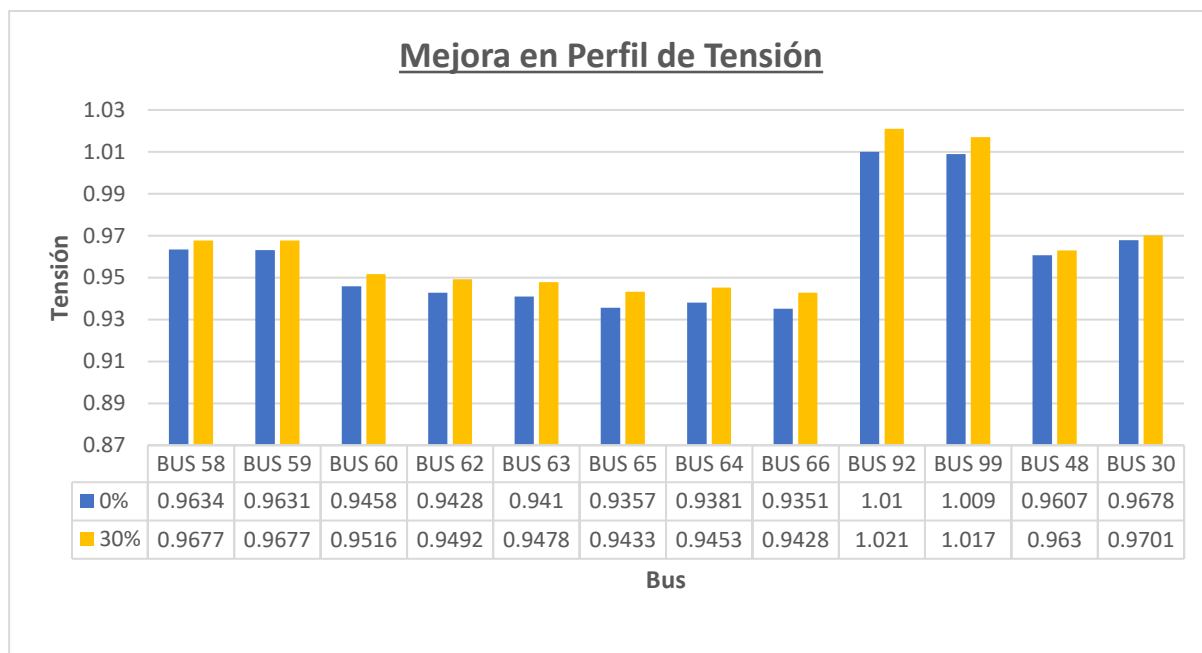
Figura 55. Pérdidas de las líneas con una penetración del 30%

Fuente: Resultados de OpenDSS

La simulación del caso estudiado da como resultado una mejora en la línea con una disminución de la pérdida de 44.1kW

En la tabla 9 se observa que los valores aumentan respecto al escenario cero, donde no hay unidades de generación distribuida. Incluso los nodos donde no se conectaron las unidades de paneles solares mejora el perfil de tensión.

Tabla 9. Perfiles de tensión 0% y 30%



Fuente: Elaboración propia

4) Penetración del 40%

En este escenario la potencia al 40% es de 200KW

Al ser una penetración del 40% cada panel solar producirá 201.156kW, según la ecuación:

$$P_{Panel\ solar} = \frac{5028.9}{10} 40\% [kW]$$

$$P_{Panel\ solar} = 201.156 [kW]$$

```

// La curva P-T representa Pmpp por unidad frente a la temperatura .
// En este caso simple es un Pmpp por cada 25 grados .
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray =[1.2 1.0 0.8 0.6]

// La curva de eficiencia representa unidad de eficiencia por unidad de potencia .
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray =[.86 .9 .93 .97]

// Curva por unidad de irradiancia
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval =1
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]

// Curva de temperatura para 24 horas
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
~ temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 58.
New PVSystem.pvsystem58 phases=3 bus1=58 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 59.
New PVSystem.pvsystem59 phases=3 bus1=59 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 60.
New PVSystem.pvsystem60 phases=3 bus1=60 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 62.
New PVSystem.pvsystem62 phases=3 bus1=62 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 63.
New PVSystem.pvsystem63 phases=3 bus1=63 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 64.
New PVSystem.pvsystem64 phases=3 bus1=64 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

```

```
// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 65.
New PVSystem.pvsystem65 phases=3 bus1=65 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

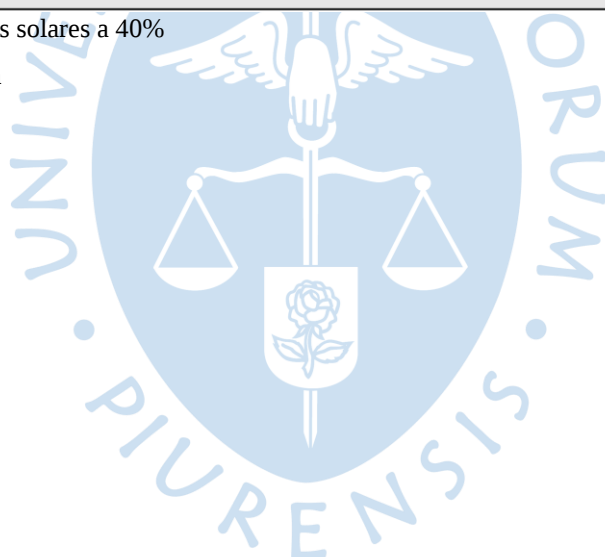
// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 66.
New PVSystem.pvsystem66 phases=3 bus1=66 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 92.
New PVSystem.pvsystem92 phases=3 bus1=92 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo 99.
New PVSystem.pvsystem99 phases=3 bus1=99 kVA=4.16 kVA=200 irrads=0.8 Pmpp=5000
temperature=25 PF=1
~ effcurve =Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

Figura 56. Script de paneles solares a 40%

Fuente: Elaboración propia



En la figura 57 se inyecta energía eléctrica a través de paneles solares al 40%, se puede apreciar que en las líneas con mayor grosor tienen pérdidas mayores. Mientras que en las líneas de grosor delgado tienen pérdidas menores.

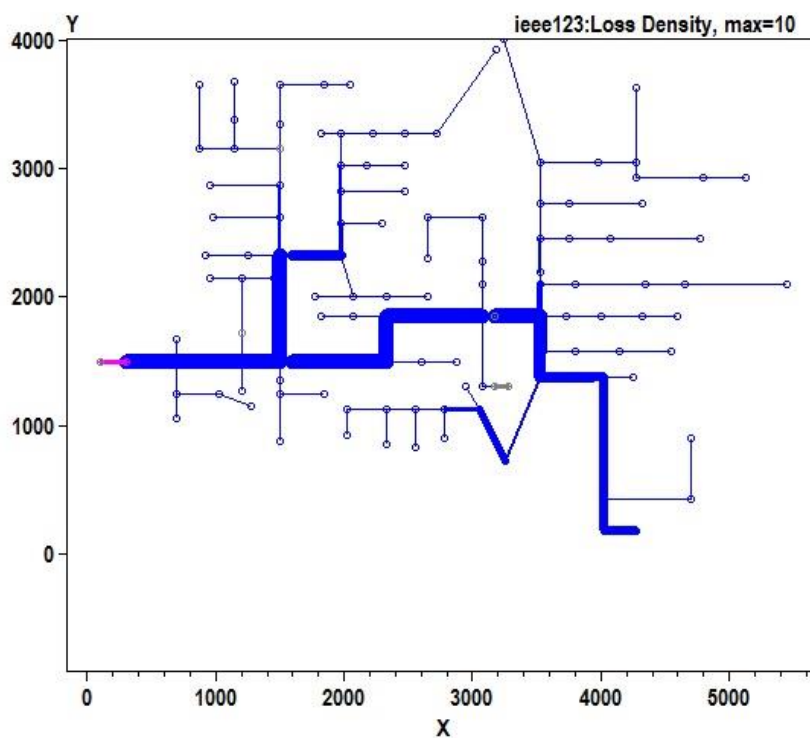
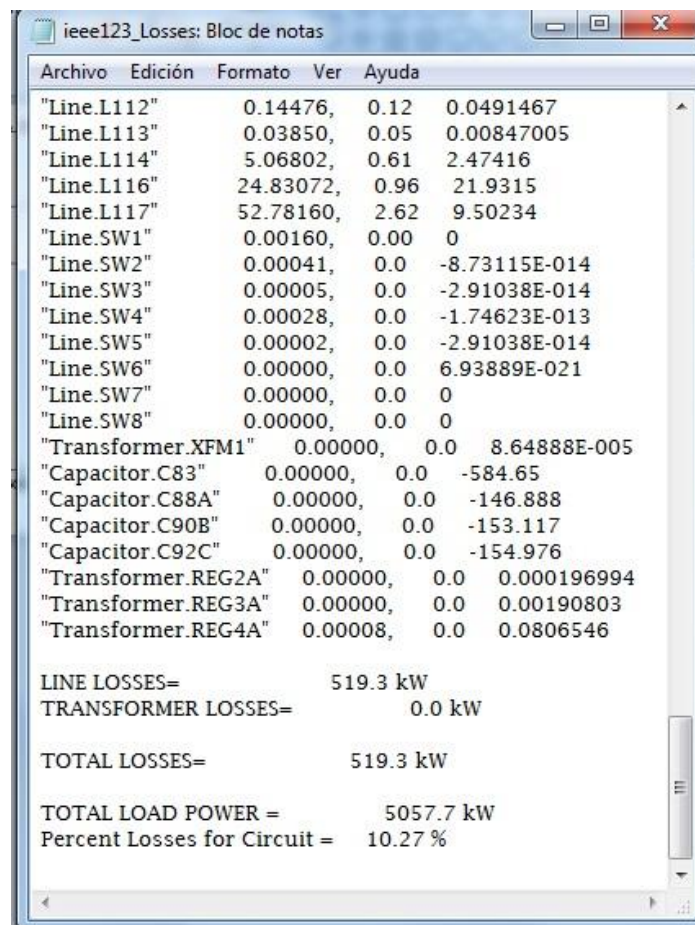


Figura 57. Diagrama de pérdidas para una penetración de 40%

Fuente: Resultados de OpenDSS

En la figura 58 se observan los resultados, de la información ya mencionada, de los resultados



Component	Value 1	Value 2	Value 3
"Line.L112"	0.14476,	0.12	0.0491467
"Line.L113"	0.03850,	0.05	0.00847005
"Line.L114"	5.06802,	0.61	2.47416
"Line.L116"	24.83072,	0.96	21.9315
"Line.L117"	52.78160,	2.62	9.50234
"Line.SW1"	0.00160,	0.00	0
"Line.SW2"	0.00041,	0.0	-8.73115E-014
"Line.SW3"	0.00005,	0.0	-2.91038E-014
"Line.SW4"	0.00028,	0.0	-1.74623E-013
"Line.SW5"	0.00002,	0.0	-2.91038E-014
"Line.SW6"	0.00000,	0.0	6.93889E-021
"Line.SW7"	0.00000,	0.0	0
"Line.SW8"	0.00000,	0.0	0
"Transformer.XFM1"	0.00000,	0.0	8.64888E-005
"Capacitor.C83"	0.00000,	0.0	-584.65
"Capacitor.C88A"	0.00000,	0.0	-146.888
"Capacitor.C90B"	0.00000,	0.0	-153.117
"Capacitor.C92C"	0.00000,	0.0	-154.976
"Transformer.REG2A"	0.00000,	0.0	0.000196994
"Transformer.REG3A"	0.00000,	0.0	0.00190803
"Transformer.REG4A"	0.00008,	0.0	0.0806546
LINE LOSSES=	519.3 kW		
TRANSFORMER LOSSES=	0.0 kW		
TOTAL LOSSES=	519.3 kW		
TOTAL LOAD POWER =	5057.7 kW		
Percent Losses for Circuit =	10.27 %		

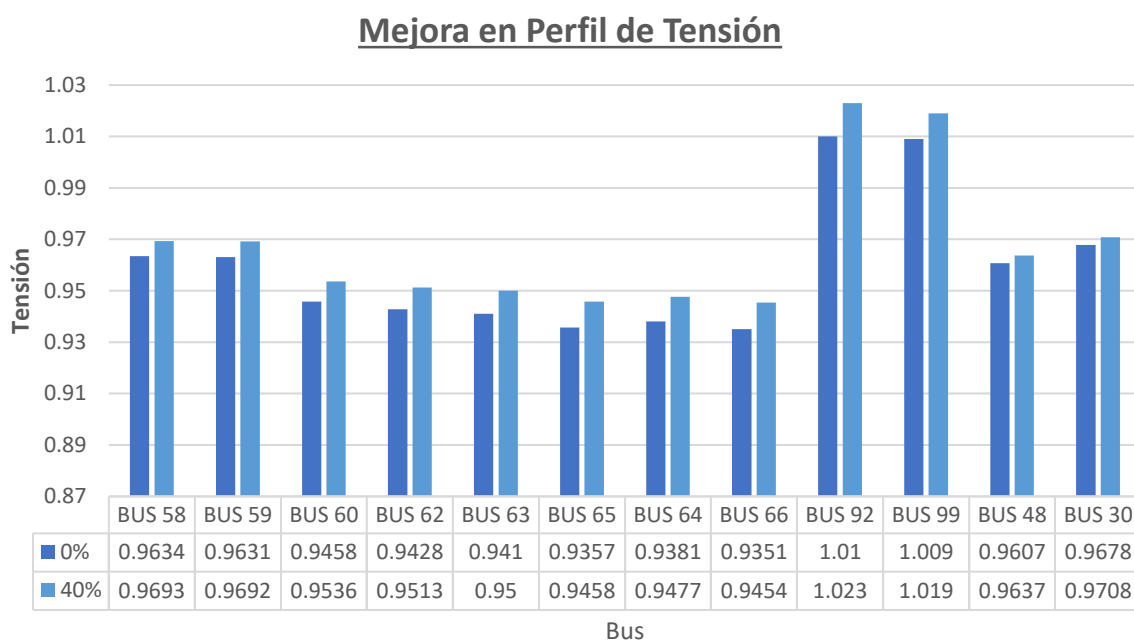
Figura 58. Pérdidas de las líneas con una penetración del 40%

Fuente: Resultados de OpenDSS

El resultado muestra una mejora en la línea con una disminución de la pérdida de 58.5kW

En los perfiles de tensión se obtienen los resultados mostrados en la tabla 10 los que indican que si hay una mejora tanto en los nodos que están conectados las unidades de generación distribuida y los nodos libres.

Tabla 10. Perfiles de tensión 0% y 40%



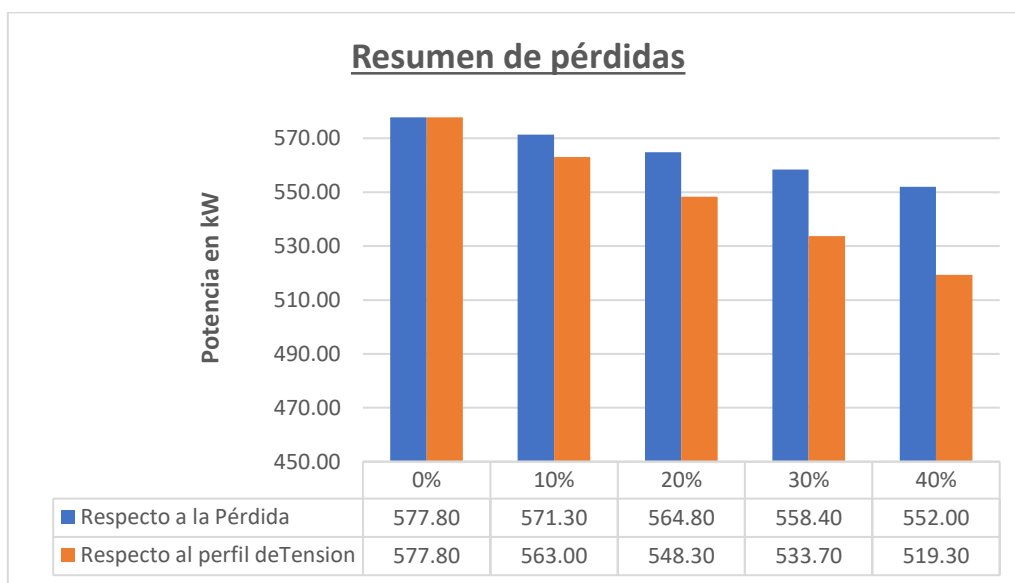
Fuente: Elaboración propia



4.2 Resumen de resultados

A manera de comparación, se resumirá en la tabla 11 las pérdidas en los dos escenarios para cada porcentaje de inyección de energía eléctrica. Se puede ver claramente que en los diferentes porcentajes se obtiene una menor pérdida en el escenario 2 que se evaluó respecto al perfil de tensión

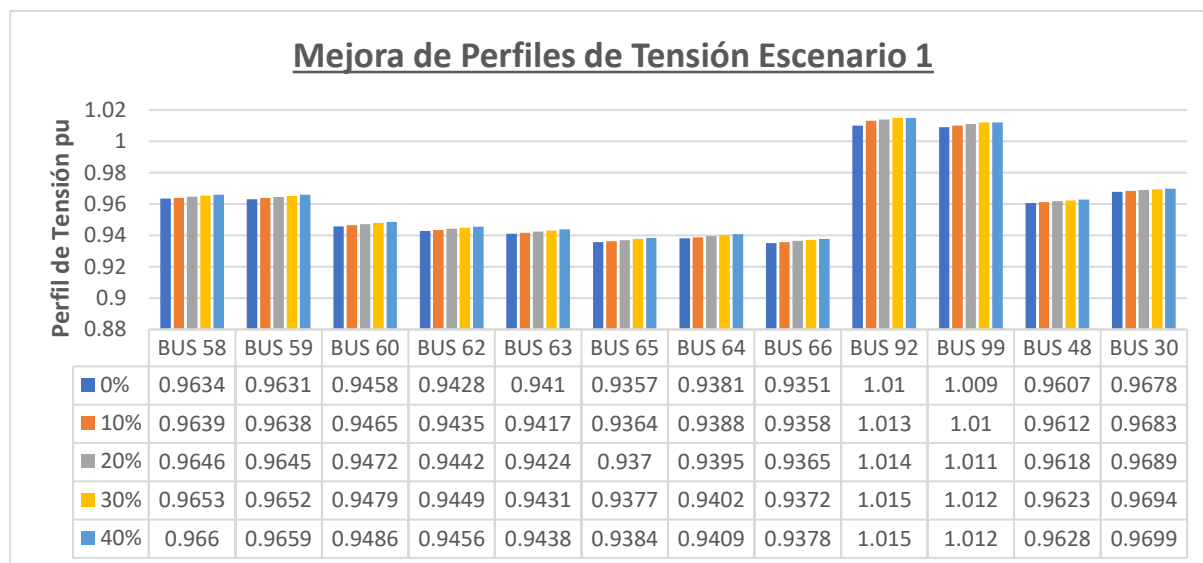
Tabla 11. Pérdidas Escenario 1 Vs Escenario 2



Fuente: Elaboración propia

En la tabla 12 se observan los resultados del escenario 1, donde se analizó los paneles solares localizados según la mayor pérdida en las líneas. los perfiles de tensión van en aumento por la aplicación de unidades de generación distribuida.

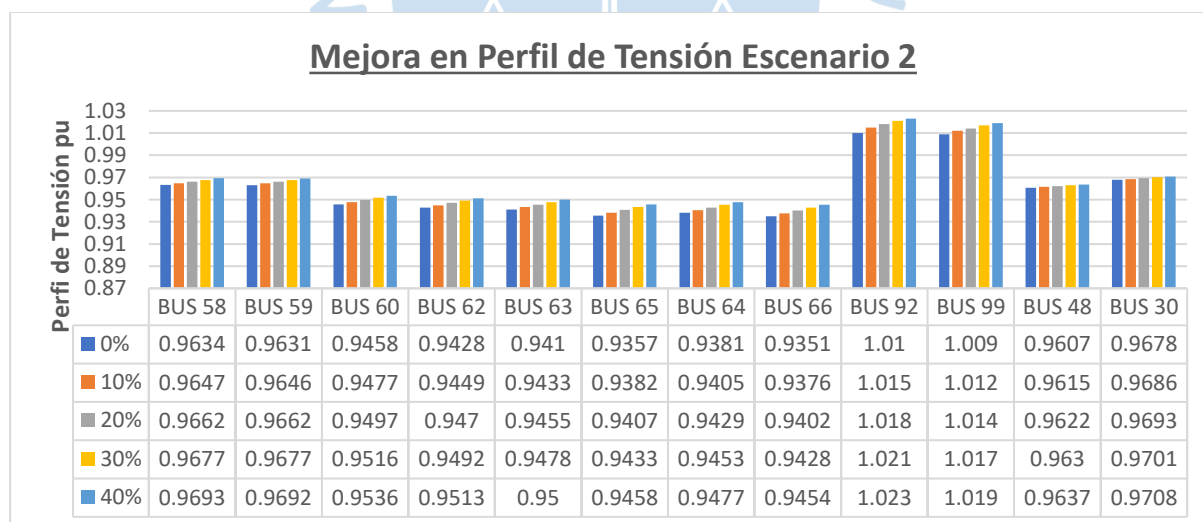
Tabla 12. Aumento de perfil de tensión respecto a las pérdidas



Fuente: Elaboración propia

En la tabla 13 se observan los resultados del escenario 2, donde se analizó los paneles solares localizados según los menores perfiles de tensión en las barras. los perfiles de tensión van en aumento por la aplicación de unidades de generación distribuida.

Tabla 13. Mejora de perfiles de Tensión en escenario 2 respecto al perfil de tensión



Fuente: Elaboración propia

Si se comparan las tablas 12 y 13 podemos observar que el perfil de tensión es mejor en el segundo escenario, cabe resaltar que en los dos escenarios mejora, pero en uno más que el otro. Los datos de perfil de tensión están por unidad (pu) y son tomadas de una de las fases del sistema.

Conclusiones

La localización de las unidades de generación distribuida presenta influencia en la red en la cual inyecta energía eléctrica. Niveles de penetración como los mostrados en este trabajo producen menores pérdidas de potencia y mejoran el perfil de tensiones del sistema eléctrico bajo estudio.

En el primer escenario de simulación, la ubicación de las unidades de generación distribuida hizo posible que las pérdidas de energía eléctrica en las líneas de distribución descendieran entre 1.12 y 4.47% respecto de las pérdidas reportadas en el caso base (sin generación distribuida).

En el segundo escenario de simulación, la ubicación de las unidades de generación distribuida hizo posible que las pérdidas de energía eléctrica en las líneas de distribución descendieran entre 2.57 y 10.12% respecto de las pérdidas eléctricas en la red sin presencia de generación distribuida.

Al analizar los resultados obtenidos en este estudio se aprecia claramente que, a pesar de inyectar potencia eléctrica distribuida en las inmediaciones de las líneas que presentan mayor congestión eléctrica (primer escenario de simulación), mejores resultados se aprecian en cuanto a disminución de pérdidas y perfil tensiones, se presentan cuando se ubican las unidades de generación distribuida fotovoltaica en las barras cuya tensión es menor (segundo escenario de simulación).

En ambos escenarios se pudo experimentar que la generación distribuida descongestiona las líneas eléctricas que componen una red, ocasionando la disminución de pérdidas eléctricas

en dichas líneas y provocando que el perfil de tensiones en la red sea más regular.

OpenDSS es una herramienta muy intuitiva, de rápida convergencia y de libre acceso que fue diseñada, especialmente, para estudios relacionados a generación distribuida. Este software sirve para futuros estudios acerca de este tema, pudiéndose estudiar la implementación de otras tecnologías diferentes a los paneles solares. En la región norte se puede aprovechar muy bien la energía solar

Se usaron paneles solares en este estudio porque la región norte del país cuenta con un potencial solar considerable y, porque se procuró conocer su integración con datos de cargas y líneas distribución usuales en la ciudad de Piura.



Referencias bibliográficas

- Adinolfi, G. C. (2013, June). Grid integration of distributed energy resources: Technologies, potentials contributions and future prospects. In *2013 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, 509-515.
- Akorede, M. F. (2010). Distributed energy resources and benefits to the environment. *Renewable and sustainable energy reviews*, 14(2), 724-734.
- Claro Báez, J. P. (2016). *Modelado y simulación de Smart Grid con OpenDSS y Matlab*.
- Ding, M. X. (2016). A review on China's large-scale PV integration: Progress, challenges and recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 639-652.
- Dulău, L. I. (2014). Effects of distributed generation on electric power systems. *Procedia Technology*, 12, 681-686.
- El-Fadel, M. C. (2003). Mitigating energy-related GHG emissions through renewable energy. *Renewable Energy*, 28(8), 1257-1276.
- EPRI. (Online). *Model, O. P., & Element, O. S. Opendss manual*. Obtenido de <http://sourceforge.net/apps/mediawiki/electricdss/index.php>.
- Keane, A. O.-R. (2012). State-of-the-art techniques and challenges ahead for distributed generation planning and optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 1493-1502.
- Lopes, J. P. (2007). Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric power systems research*, 77(9), 1189-

1203.

Martínez-Velasco, J. A. (2015). Analysis of large distribution networks with distributed energy resources. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 23(4), 594-608.

Quezada, V. M. (2006). Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. *IEEE Transactions on power systems*, 21(2), 533-540.

Ramachandran, V. (2011). *Modeling of utility distribution feeder in OpenDSS with steady state impact analysis of distributed generation*.

Ramírez Acero, J. C. (2019). *Desarrollo de una aplicación en el software Open DSS orientada a la simulación de un sistema de distribución en diferentes escenarios de operación*.

Reddy, S. S. (2018). Emergency reserve activation considering demand-side resources and battery storage in a hybrid power system. *Electrical Engineering*, 100(3), 1589-1599.

Salazar, G. B. (2015). Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica con Penetración de Generación Distribuida. *Revista Politecnica*, 36(1), 35-35.

Sheikhi, A. M. (2013, March). Distributed generation penetration impact on distribution networks loss. *In International conference on renewable energies and power quality*.

Singh, S. N. (2009). Distributed generation in power systems: An overview and key issues. *In 24rth Indian Engineering Congress*.

Zanetta Jr, L. C. (2006). *Fundamentos de sistemas elétricos de potência*. Editora Livraria da Física.

Anexos





Anexo 1. Tabla de códigos de cargas en OpenDSS en la red IEEE original

New Load.S1a	Bus1=1.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S2b	Bus1=2.2	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S4c	Bus1=4.3	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S5c	Bus1=5.3	Phases=1 Conn=Wye	Model=5 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S6c	Bus1=6.3	Phases=1 Conn=Wye	Model=2 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S7a	Bus1=7.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S9a	Bus1=9.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S10a	Bus1=10.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=5 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S11a	Bus1=11.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=2 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S12b	Bus1=12.2	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S16c	Bus1=16.3	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S17c	Bus1=17.3	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S19a	Bus1=19.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S20a	Bus1=20.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=5 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S22b	Bus1=22.2	Phases=1 Conn=Wye	Model=2 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S24c	Bus1=24.3	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S28a	Bus1=28.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=5 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S29a	Bus1=29.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=2 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S30c	Bus1=30.3	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S31c	Bus1=31.3	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S32c	Bus1=32.3	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S33a	Bus1=33.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=5 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S34c	Bus1=34.3	Phases=1 Conn=Wye	Model=2 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S35a	Bus1=35.1.2	Phases=1 Conn=Delta	Model=1 kV=4.160	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S37a	Bus1=37.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=2 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S38b	Bus1=38.2	Phases=1 Conn=Wye	Model=5 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S39b	Bus1=39.2	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S41c	Bus1=41.3	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S42a	Bus1=42.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S43b	Bus1=43.2	Phases=1 Conn=Wye	Model=2 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S45a	Bus1=45.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=5 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S46a	Bus1=46.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S47	Bus1=47	Phases=3 Conn=Wye	Model=5 kV=4.160	kW=105.0	kvar=75.0
New Load.S48	Bus1=48	Phases=3 Conn=Wye	Model=2 kV=4.160	kW=210.0	kVAR=150.0
New Load.S49a	Bus1=49.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=35.0	kvar=25.0
New Load.S49b	Bus1=49.2	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=70.0	kvar=50.0
New Load.S49c	Bus1=49.3	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=35.0	kvar=20.0 !
New Load.S50c	Bus1=50.3	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S51a	Bus1=51.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S52a	Bus1=52.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S53a	Bus1=53.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S55a	Bus1=55.1	Phases=1 Conn=Wye	Model=2 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S56b	Bus1=56.2	Phases=1 Conn=Wye	Model=1 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S58b	Bus1=58.2	Phases=1 Conn=Wye	Model=5 kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0

New Load.S56b	Bus1=56.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S58b	Bus1=58.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=5	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S59b	Bus1=59.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S60a	Bus1=60.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S62c	Bus1=62.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S63a	Bus1=63.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S64b	Bus1=64.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=5	kV=2.4	kW=75.0	kvar=35.0
New Load.S65a	Bus1=65.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV=4.160	kW=35.0	kvar=25.0
New Load.S65b	Bus1=65.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV=4.160	kW=35.0	kvar=25.0
New Load.S65c	Bus1=65.3.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV=4.160	kW=70.0	kvar=50.0
New Load.S66c	Bus1=66.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=75.0	kvar=35.0
New Load.S68a	Bus1=68.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S69a	Bus1=69.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S70a	Bus1=70.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S71a	Bus1=71.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S73c	Bus1=73.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S74c	Bus1=74.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S75c	Bus1=75.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S76a	Bus1=76.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=5	kV=4.160	kW=105.0	kvar=80.0
New Load.S76b	Bus1=76.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=5	kV=4.160	kW=70.0	kvar=50.0
New Load.S76c	Bus1=76.3.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=5	kV=4.160	kW=70.0	kvar=50.0
New Load.S77b	Bus1=77.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S79a	Bus1=79.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S80b	Bus1=80.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S82a	Bus1=82.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S83c	Bus1=83.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S84c	Bus1=84.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S85c	Bus1=85.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S86b	Bus1=86.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S87b	Bus1=87.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S88a	Bus1=88.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S90b	Bus1=90.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=5	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S92c	Bus1=92.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S94a	Bus1=94.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S95b	Bus1=95.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S96b	Bus1=96.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S98a	Bus1=98.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0

New Load.S112a	Bus1=112.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=5	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0
New Load.S113a	Bus1=113.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV=2.4	kW=40.0	kvar=20.0
New Load.S114a	Bus1=114.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV=2.4	kW=20.0	kvar=10.0

Fuente: Elaboración propia



Anexo 2. Tabla de códigos de cargas de la red IEEE123 modificados

New Load.S1a	Bus1=1	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=1
New Load.S2b	Bus1=2	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=25	kvar=9	Model=1
New Load.S4c	Bus1=4	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=62	kvar=22	Model=1
New Load.S5c	Bus1=5	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=25	kvar=9	Model=5
New Load.S6c	Bus1=6	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=2
New Load.S7a	Bus1=7	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=25	kvar=9	Model=1
New Load.S9a	Bus1=9	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=1
New Load.S10a	Bus1=10	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=5
New Load.S11a	Bus1=11	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=2
New Load.S12b	Bus1=12	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=25	kvar=9	Model=1
New Load.S16c	Bus1=16	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=62	kvar=22	Model=1
New Load.S17c	Bus1=17	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=1
New Load.S19a	Bus1=19	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=1
New Load.S20a	Bus1=20	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=31	kvar=11	Model=5
New Load.S22b	Bus1=22	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=2
New Load.S24c	Bus1=24	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=99	kvar=35	Model=1
New Load.S28a	Bus1=28	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=37	kvar=13	Model=5
New Load.S29a	Bus1=29	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=2
New Load.S30c	Bus1=30	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=79	kvar=28	Model=1
New Load.S31c	Bus1=31	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=7	kvar=3	Model=1
New Load.S32c	Bus1=32	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=25	kvar=9	Model=1
New Load.S33a	Bus1=33	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=74	kvar=26	Model=5
New Load.S34c	Bus1=34	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=2
New Load.S35a	Bus1=35	Phases=3	Conn=Delta	kV=4.16	kW=37	kvar=13	Model=1
New Load.S37a	Bus1=37	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=2
New Load.S38b	Bus1=38	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=25	kvar=9	Model=5
New Load.S39b	Bus1=39	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=25	kvar=9	Model=1
New Load.S41c	Bus1=41	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=19	kvar=7	Model=1
New Load.S42a	Bus1=42	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=25	kvar=9	Model=1
New Load.S43b	Bus1=43	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=43	kvar=15	Model=2
New Load.S45a	Bus1=45	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=99	kvar=28	Model=5
New Load.S46a	Bus1=46	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=19	kvar=7	Model=1
New Load.S47	Bus1=47	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=124	kvar=44	Model=5

New Load.S58b	Bus1=58	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=25	kvar=9	Model=5
New Load.S59b	Bus1=59	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=25	kvar=9	Model=1
New Load.S60a	Bus1=60	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=25	kvar=9	Model=1
New Load.S62c	Bus1=62	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=79	kvar=28	Model=2
New Load.S63a	Bus1=63	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=1
New Load.S64b	Bus1=64	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=99	kvar=35	Model=5
New Load.S65a	Bus1=65	Phases=3	Conn=Delta	kV=4.16	kW=153	kvar=54	Model=2
!New Load.S65b	Bus1=65	Phases=3	Conn=Delta	kV=4.16	kW=37	kvar=13	Model=2
!New Load.S65c	Bus1=65	Phases=3	Conn=Delta	kV=4.16	kW=79	kvar=28	Model=2
New Load.S66c	Bus1=66	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=62	kvar=22	Model=1
New Load.S68a	Bus1=68	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=25	kvar=9	Model=1
New Load.S69a	Bus1=69	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=1
New Load.S70a	Bus1=70	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=25	kvar=9	Model=1
New Load.S71a	Bus1=71	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=1
New Load.S73c	Bus1=73	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=1
New Load.S74c	Bus1=74	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=2
New Load.S75c	Bus1=75	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=37	kvar=13	Model=1
New Load.S76a	Bus1=76	Phases=3	Conn=Delta	kV=4.16	kW=140	kvar=85	Model=5
!New Load.S76b	Bus1=76	Phases=3	Conn=Delta	kV=4.16	kW=79	kvar=28	Model=5
!New Load.S76c	Bus1=76	Phases=3	Conn=Delta	kV=4.16	kW=62	kvar=22	Model=5
New Load.S77b	Bus1=77	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=1
New Load.S79a	Bus1=79	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=2
New Load.S80b	Bus1=80	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=79	kvar=28	Model=1
New Load.S82a	Bus1=82	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=1
New Load.S83c	Bus1=83	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=37	kvar=13	Model=1
New Load.S84c	Bus1=84	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=37	kvar=13	Model=1
New Load.S85c	Bus1=85	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=1
New Load.S86b	Bus1=86	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=37	kvar=13	Model=1
New Load.S87b	Bus1=87	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=79	kvar=28	Model=1
New Load.S88a	Bus1=88	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=79	kvar=28	Model=1
New Load.S90b	Bus1=90	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=37	kvar=7	Model=5
New Load.S92c	Bus1=92	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=62	kvar=22	Model=1
New Load.S94a	Bus1=94	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=50	kvar=18	Model=1

New Load.S113a	Bus1=113	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=43	kvar=15	Model=2
New Load.S114a	Bus1=114	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=79	kvar=28	Model=1
New Load.S115a	Bus1=13	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=79	kvar=28	Model=1
New Load.S116a	Bus1=8	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=79	kvar=28	Model=1
New Load.S117a	Bus1=25	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=99	kvar=35	Model=1
New Load.S118a	Bus1=26	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=99	kvar=35	Model=1
New Load.S119a	Bus1=27	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=99	kvar=35	Model=1
New Load.S120a	Bus1=23	Phases=3	Conn=Wye	kV=4.16	kW=99	kvar=35	Model=1

Fuente: Elaboración propia



Anexo 3. LineCodes originales

New linecode.1 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.088205 | 0.0312137 0.0901946 | 0.0306264 0.0316143 0.0889665)

!!!~ xmatrix = (0.20744 | 0.0935314 0.200783 | 0.0760312 0.0855879 0.204877)

!!!~ cmatrix = (2.90301 | -0.679335 3.15896 | -0.22313 -0.481416 2.8965)

~ rmatrix = [0.086666667 | 0.029545455 0.088371212 | 0.02907197 0.029924242 0.087405303]

~ xmatrix = [0.204166667 | 0.095018939 0.198522727 | 0.072897727 0.080227273 0.201723485]

~ cmatrix = [2.851710072 | -0.920293787 3.004631862 | -0.350755566 -0.585011253 2.71134756]

New linecode.2 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.0901946 | 0.0316143 0.0889665 | 0.0312137 0.0306264 0.088205)

!!!~ xmatrix = (0.200783 | 0.0855879 0.204877 | 0.0935314 0.0760312 0.20744)

!!!~ cmatrix = (3.15896 | -0.481416 2.8965 | -0.679335 -0.22313 2.90301)

~ rmatrix = [0.088371212 | 0.02992424 0.087405303 | 0.029545455 0.02907197 0.086666667]

~ xmatrix = [0.198522727 | 0.080227273 0.201723485 | 0.095018939 0.072897727 0.204166667]

~ cmatrix = [3.004631862 | -0.585011253 2.71134756 | -0.920293787 -0.350755566 2.851710072]

New linecode.3 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.0889665 | 0.0306264 0.088205 | 0.0316143 0.0312137 0.0901946)

!!!~ xmatrix = (0.204877 | 0.0760312 0.20744 | 0.0855879 0.0935314 0.200783)

!!!~ cmatrix = (2.8965 | -0.22313 2.90301 | -0.481416 -0.679335 3.15896)

~ rmatrix = [0.087405303 | 0.02907197 0.086666667 | 0.029924242 0.029545455 0.088371212]

~ xmatrix = [0.201723485 | 0.072897727 0.204166667 | 0.080227273 0.095018939 0.198522727]

~ cmatrix = [2.71134756 | -0.350755566 2.851710072 | -0.585011253 -0.920293787 3.004631862]

New linecode.4 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.0889665 | 0.0316143 0.0901946 | 0.0306264 0.0312137 0.088205)

!!!~ xmatrix = (0.204877 | 0.0855879 0.200783 | 0.0760312 0.0935314 0.20744)

!!!~ cmatrix = (2.8965 | -0.481416 3.15896 | -0.22313 -0.679335 2.90301)

~ rmatrix = [0.087405303 | 0.029924242 0.088371212 | 0.02907197 0.029545455 0.086666667]

~ xmatrix = [0.201723485 | 0.080227273 0.198522727 | 0.072897727 0.095018939 0.204166667]

~ cmatrix = [2.71134756 | 0.585011253 3.004631862 | -0.350755566 -0.920293787 2.851710072]

New linecode.6 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.088205 | 0.0306264 0.0889665 | 0.0312137 0.0316143 0.0901946)

!!!~ xmatrix = (0.20744 | 0.0760312 0.204877 | 0.0935314 0.0855879 0.200783)

!!!~ cmatrix = (2.90301 | -0.22313 2.8965 | -0.679335 -0.481416 3.15896)

~ rmatrix = [0.086666667 | 0.02907197 0.087405303 | 0.029545455 0.029924242 0.088371212]

~ xmatrix = [0.204166667 | 0.072897727 0.201723485 | 0.095018939 0.080227273 0.198522727]

~ cmatrix = [2.851710072 | -0.350755566 2.71134756 | -0.920293787 -0.585011253 3.004631862]

New linecode.7 nphases=2 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.088205 | 0.0306264 0.0889665)

!!!~ xmatrix = (0.20744 | 0.0760312 0.204877)

!!!~ cmatrix = (2.75692 | -0.326659 2.82313)

~ rmatrix = [0.086666667 | 0.02907197 0.087405303]

~ xmatrix = [0.204166667 | 0.072897727 0.201723485]

~ cmatrix = [2.569829596 | -0.52995137 2.597460011]

New linecode.8 nphases=2 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.088205 | 0.0306264 0.0889665)

!!!~ xmatrix = (0.20744 | 0.0760312 0.204877)

!!!~ cmatrix = (2.75692 | -0.326659 2.82313)

~ rmatrix = [0.086666667 | 0.02907197 0.087405303]

~ xmatrix = [0.204166667 | 0.072897727 0.201723485]

~ cmatrix = [2.569829596 | -0.52995137 2.597460011]

New linecode.9 nphases=1 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.254428)

!!!~ xmatrix = (0.259546)

!!!~ cmatrix = (2.50575)

~ rmatrix = [0.251742424]

~ xmatrix = [0.255208333]

~ cmatrix = [2.270366128]

New linecode.10 nphases=1 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.254428)

Fuente: Elaboración propia

Anexo 4. LineCodes modificados

New linecode.1 nphases=3 BaseFreq=60

!CU 3X50

~ rmatrix =[0.16862 0.01805 0.01805 |0.01805 0.16862 0.01805 |0.01805 0.01805 0.16862]

~ xmatrix =[0.28711 0.16321 0.14729 |0.16321 0.28711 0.16321 |0.14729 0.16321 0.28711]

~ cmatrix =[2.46 -0.77 -0.42 |-0.77 2.64 -0.75 |-0.42 -0.75 2.51]

New linecode.2 nphases=3 BaseFreq=60

!CU 3X70

~ rmatrix =[0.12229 0.01805 0.01805 |0.01805 0.12229 0.01805 |0.01805 0.01805 0.12229]

~ xmatrix =[0.28439 0.16321 0.14729 |0.16321 0.28439 0.16321 |0.14729 0.16321 0.28439]

~ cmatrix =[2.54 -0.81 -0.44 |-0.81 2.73 -0.79 |-0.44 -0.79 2.58]

New linecode.3 nphases=3 BaseFreq=60

!CU 3X35

~ rmatrix =[0.22166 0.01805 0.01805 |0.01805 0.22166 0.01805 |0.01805 0.01805 0.22166]

~ xmatrix =[0.29262 0.16321 0.14729 |0.16321 0.29262 0.16321 |0.14729 0.16321 0.29262]

~ cmatrix =[2.40 -0.73 -0.41 |-0.73 2.56 -0.71 |-0.41 -0.71 2.44]

New linecode.4 nphases=3 BaseFreq=60

!CU 3X25

~ rmatrix =[0.30060 0.01805 0.01805 |0.01805 0.30060 0.01805 |0.01805 0.01805 0.30060]

~ xmatrix =[0.29628 0.16321 0.14729 |0.16321 0.29628 0.16321 |0.14729 0.16321 0.29628]

~ cmatrix =[2.34 -0.70 -0.40 |-0.70 2.49 -0.68 |-0.40 -0.68 2.38]

New linecode.5 nphases=3 BaseFreq=60

~ rmatrix =[0.22897 0.01805 0.01805 |0.01805 0.22897 0.01805 |0.01805 0.01805 0.22897]

~ xmatrix =[0.28725 0.16321 0.14729 |0.16321 0.28725 0.16321 |0.14729 0.16321 0.28725]

~ cmatrix =[2.52 -0.80 -0.44 |-0.80 2.71 -0.78 |-0.44 -0.78 2.56]

New linecode.6 nphases=3 BaseFreq=60

!AL 3X16

~ rmatrix =[0.67032 0.01805 0.01805 |0.01805 0.67032 0.01805 |0.01805 0.01805 0.67032]

~ xmatrix =[0.29784 0.15443 0.21613 |0.15443 0.29784 0.15549 |0.21613 0.15549 0.29784]

~ cmatrix =[3.30 -0.42 -1.93 |-0.42 2.26 -0.45 |-1.93 -0.45 3.32]

New linecode.8 nphases=3 BaseFreq=60

!CU 3X16

~ rmatrix=[0.46489 0.01805 0.01805 |0.01805 0.46489 0.01805 |0.01805 0.01805 0.46489]

~ xmatrix=[0.30171 0.15443 0.21613 |0.15443 0.30171 0.15549 |0.21613 0.15549 0.30171]

~ cmatrix=[3.16 -0.40 -1.82 |-0.40 2.21 -0.43 |-1.82 -0.43 3.18]

New linecode.9 nphases=3 BaseFreq=60

!CU 3X25

~ rmatrix=[0.30060 0.01805 0.01805 |0.01805 0.30060 0.01805 |0.01805 0.01805 0.30060]

~ xmatrix=[0.29628 0.15443 0.21613 |0.15443 0.29628 0.15549 |0.21613 0.15549 0.29628]

~ cmatrix=[3.36 -0.42 -1.98 |-0.42 2.28 -0.45 |-1.98 -0.45 3.37]

New linecode.10 nphases=3 BaseFreq=60

!CU 3X35

~ rmatrix=[0.22166 0.01805 0.01805 |0.01805 0.22166 0.01805 |0.01805 0.01805 0.22166]

~ xmatrix=[0.29262 0.15443 0.21613 |0.15443 0.29262 0.15549 |0.21613 0.15549 0.29262]

~ cmatrix=[3.51 -0.44 -2.12 |-0.44 2.34 -0.47 |-2.12 -0.47 3.53]

New linecode.11 nphases=3 BaseFreq=60

!CU 3X50

~ rmatrix=[0.16862 0.01805 0.01805 |0.01805 0.16862 0.01805 |0.01805 0.01805 0.16862]

~ xmatrix=[0.28711 0.15443 0.21613 |0.15443 0.28711 0.15549 |0.21613 0.15549 0.28711]

~ cmatrix=[3.69 -0.45 -2.27 |-0.45 2.39 -0.49 |-2.27 -0.49 3.71]

New linecode.12 nphases=3 BaseFreq=60

Fuente: Elaboración propia

Anexo 5. Código de las líneas de transmisión

New Line.L115	Bus1=149	Bus2=1	LineCode=1	Length=0.4
New Line.L1	Phases=3 Bus1=1.1.2.3	Bus2=2.1.2.3	LineCode=10	Length=0.175
New Line.L2	Phases=3 Bus1=1.1.2.3	Bus2=3.1.2.3	LineCode=11	Length=0.25
New Line.L3	Phases=3 Bus1=1.1.2.3	Bus2=7.1.2.3	LineCode=1	Length=0.3
New Line.L4	Phases=3 Bus1=3.1.2.3	Bus2=4.1.2.3	LineCode=11	Length=0.2
New Line.L5	Phases=3 Bus1=3.1.2.3	Bus2=5.1.2.3	LineCode=11	Length=0.325
New Line.L6	Phases=3 Bus1=5.1.2.3	Bus2=6.1.2.3	LineCode=11	Length=0.25
New Line.L7	Phases=3 Bus1=7.1.2.3	Bus2=8.1.2.3	LineCode=1	Length=0.2
New Line.L8	Phases=3 Bus1=8.1.2.3	Bus2=12.1.2.3	LineCode=10	Length=0.225
New Line.L9	Phases=3 Bus1=8.1.2.3	Bus2=9.1.2.3	LineCode=9	Length=0.225
New Line.L10	Phases=3 Bus1=8.1.2.3	Bus2=13.1.2.3	LineCode=1	Length=0.3
New Line.L11	Phases=3 Bus1=9r.1.2.3	Bus2=14.1.2.3	LineCode=9	Length=0.425
New Line.L12	Phases=3 Bus1=13.1.2.3	Bus2=34.1.2.3	LineCode=11	Length=0.15
New Line.L13	Phases=3 Bus1=13.1.2.3	Bus2=18.1.2.3	LineCode=2	Length=0.825
New Line.L14	Phases=3 Bus1=14.1.2.3	Bus2=11.1.2.3	LineCode=9	Length=0.25
New Line.L15	Phases=3 Bus1=14.1.2.3	Bus2=10.1.2.3	LineCode=9	Length=0.25
New Line.L16	Phases=3 Bus1=15.1.2.3	Bus2=16.1.2.3	LineCode=11	Length=0.375
New Line.L17	Phases=3 Bus1=15.1.2.3	Bus2=17.1.2.3	LineCode=11	Length=0.35
New Line.L18	Phases=3 Bus1=18.1.2.3	Bus2=19.1.2.3	LineCode=9	Length=0.25
New Line.L19	Phases=3 Bus1=18.1.2.3	Bus2=21.1.2.3	LineCode=2	Length=0.3
New Line.L20	Phases=3 Bus1=19.1.2.3	Bus2=20.1.2.3	LineCode=9	Length=0.325
New Line.L21	Phases=3 Bus1=21.1.2.3	Bus2=22.1.2.3	LineCode=10	Length=0.525
New Line.L22	Phases=3 Bus1=21.1.2.3	Bus2=23.1.2.3	LineCode=2	Length=0.25
New Line.L23	Phases=3 Bus1=23.1.2.3	Bus2=24.1.2.3	LineCode=11	Length=0.55
New Line.L24	Phases=3 Bus1=23.1.2.3	Bus2=25.1.2.3	LineCode=2	Length=0.275
New Line.L25	Phases=3 Bus1=25r.1.2.3	Bus2=26.1.2.3	LineCode=7	Length=0.35
New Line.L26	Phases=3 Bus1=25.1.2.3	Bus2=28.1.2.3	LineCode=2	Length=0.2
New Line.L27	Phases=3 Bus1=26.1.2.3	Bus2=27.1.2.3	LineCode=7	Length=0.275
New Line.L28	Phases=3 Bus1=26.1.2.3	Bus2=31.1.2.3	LineCode=11	Length=0.225
New Line.L29	Phases=3 Bus1=27.1.2.3	Bus2=33.1.2.3	LineCode=9	Length=0.5
New Line.L30	Phases=3 Bus1=28.1.2.3	Bus2=29.1.2.3	LineCode=2	Length=0.3

New Line.L43	Phases=3 Bus1=42.1.2.3	Bus2=44.1.2.3	LineCode=1	Length=0.2
New Line.L44	Phases=3 Bus1=44.1.2.3	Bus2=45.1.2.3	LineCode=9	Length=0.2
New Line.L45	Phases=3 Bus1=44.1.2.3	Bus2=47.1.2.3	LineCode=1	Length=0.25
New Line.L46	Phases=3 Bus1=45.1.2.3	Bus2=46.1.2.3	LineCode=9	Length=0.3
New Line.L47	Phases=3 Bus1=47.1.2.3	Bus2=48.1.2.3	LineCode=4	Length=0.15
New Line.L48	Phases=3 Bus1=47.1.2.3	Bus2=49.1.2.3	LineCode=4	Length=0.25
New Line.L49	Phases=3 Bus1=49.1.2.3	Bus2=50.1.2.3	LineCode=4	Length=0.25
New Line.L50	Phases=3 Bus1=50.1.2.3	Bus2=51.1.2.3	LineCode=4	Length=0.25
New Line.L51	Phases=3 Bus1=51.1.2.3	Bus2=151.1.2.3	LineCode=4	Length=0.5
New Line.L52	Phases=3 Bus1=52.1.2.3	Bus2=53.1.2.3	LineCode=1	Length=0.2
New Line.L53	Phases=3 Bus1=53.1.2.3	Bus2=54.1.2.3	LineCode=1	Length=0.125
New Line.L54	Phases=3 Bus1=54.1.2.3	Bus2=55.1.2.3	LineCode=1	Length=0.275
New Line.L55	Phases=3 Bus1=54.1.2.3	Bus2=57.1.2.3	LineCode=3	Length=0.35
New Line.L56	Phases=3 Bus1=55.1.2.3	Bus2=56.1.2.3	LineCode=1	Length=0.275
New Line.L57	Phases=3 Bus1=57.1.2.3	Bus2=58.1.2.3	LineCode=10	Length=0.25
New Line.L58	Phases=3 Bus1=57.1.2.3	Bus2=60.1.2.3	LineCode=3	Length=0.75
New Line.L59	Phases=3 Bus1=58.1.2.3	Bus2=59.1.2.3	LineCode=10	Length=0.25
New Line.L60	Phases=3 Bus1=60.1.2.3	Bus2=61.1.2.3	LineCode=5	Length=0.55
New Line.L61	Phases=3 Bus1=60.1.2.3	Bus2=62.1.2.3	LineCode=12	Length=0.25
New Line.L62	Phases=3 Bus1=62.1.2.3	Bus2=63.1.2.3	LineCode=12	Length=0.175
New Line.L63	Phases=3 Bus1=63.1.2.3	Bus2=64.1.2.3	LineCode=12	Length=0.35
New Line.L64	Phases=3 Bus1=64.1.2.3	Bus2=65.1.2.3	LineCode=12	Length=0.425
New Line.L65	Phases=3 Bus1=65.1.2.3	Bus2=66.1.2.3	LineCode=12	Length=0.325
New Line.L66	Phases=3 Bus1=67.1.2.3	Bus2=68.1.2.3	LineCode=9	Length=0.2
New Line.L67	Phases=3 Bus1=67.1.2.3	Bus2=72.1.2.3	LineCode=3	Length=0.275
New Line.L68	Phases=3 Bus1=67.1.2.3	Bus2=97.1.2.3	LineCode=3	Length=0.25
New Line.L69	Phases=3 Bus1=68.1.2.3	Bus2=69.1.2.3	LineCode=9	Length=0.275
New Line.L70	Phases=3 Bus1=69.1.2.3	Bus2=70.1.2.3	LineCode=9	Length=0.325
New Line.L71	Phases=3 Bus1=70.1.2.3	Bus2=71.1.2.3	LineCode=9	Length=0.275
New Line.L72	Phases=3 Bus1=72.1.2.3	Bus2=73.1.2.3	LineCode=11	Length=0.275
New Line.L73	Phases=3 Bus1=72.1.2.3	Bus2=76.1.2.3	LineCode=3	Length=0.2
New Line.L74	Phases=3 Bus1=73.1.2.3	Bus2=74.1.2.3	LineCode=11	Length=0.35
New Line.L75	Phases=3 Bus1=74.1.2.3	Bus2=75.1.2.3	LineCode=11	Length=0.4

New Line.L90	Phases=3 Bus1=89.1.2.3	Bus2=91.1.2.3	LineCode=6	Length=0.225
New Line.L91	Phases=3 Bus1=91.1.2.3	Bus2=92.1.2.3	LineCode=11	Length=0.3
New Line.L92	Phases=3 Bus1=91.1.2.3	Bus2=93.1.2.3	LineCode=6	Length=0.225
New Line.L93	Phases=3 Bus1=93.1.2.3	Bus2=94.1.2.3	LineCode=9	Length=0.275
New Line.L94	Phases=3 Bus1=93.1.2.3	Bus2=95.1.2.3	LineCode=6	Length=0.3
New Line.L95	Phases=3 Bus1=95.1.2.3	Bus2=96.1.2.3	LineCode=10	Length=0.2
New Line.L96	Phases=3 Bus1=97.1.2.3	Bus2=98.1.2.3	LineCode=3	Length=0.275
New Line.L97	Phases=3 Bus1=98.1.2.3	Bus2=99.1.2.3	LineCode=3	Length=0.55
New Line.L98	Phases=3 Bus1=99.1.2.3	Bus2=100.1.2.3	LineCode=3	Length=0.3
New Line.L99	Phases=3 Bus1=100.1.2.3	Bus2=450.1.2.3	LineCode=3	Length=0.8
New Line.L118	Phases=3 Bus1=197.1.2.3	Bus2=101.1.2.3	LineCode=3	Length=0.25
New Line.L100	Phases=3 Bus1=101.1.2.3	Bus2=102.1.2.3	LineCode=11	Length=0.225
New Line.L101	Phases=3 Bus1=101.1.2.3	Bus2=105.1.2.3	LineCode=3	Length=0.275
New Line.L102	Phases=3 Bus1=102.1.2.3	Bus2=103.1.2.3	LineCode=11	Length=0.325
New Line.L103	Phases=3 Bus1=103.1.2.3	Bus2=104.1.2.3	LineCode=11	Length=0.7
New Line.L104	Phases=3 Bus1=105.1.2.3	Bus2=106.1.2.3	LineCode=10	Length=0.225
New Line.L105	Phases=3 Bus1=105.1.2.3	Bus2=108.1.2.3	LineCode=3	Length=0.325
New Line.L106	Phases=3 Bus1=106.1.2.3	Bus2=107.1.2.3	LineCode=10	Length=0.575
New Line.L107	Phases=3 Bus1=108.1.2.3	Bus2=109.1.2.3	LineCode=9	Length=0.45
New Line.L108	Phases=3 Bus1=108.1.2.3	Bus2=300.1.2.3	LineCode=3	Length=1

Fuente: Elaboración propia



Anexo 6. Carga del caso estudio

	P efectiva	Q efectiva		P efectiva	Q efectiva
Carga 1	50	18	Carga 51	50	18
Carga 2	79	28	Carga 52	50	18
Carga 3	37	13	Carga 53	25	9
Carga 4	124	44	Carga 54	25	9
Carga 5	79	28	Carga 55	50	18
Carga 6	62	22	Carga 56	79	28
Carga 7	25	9	Carga 57	40	14
Carga 8	50	18	Carga 58	40	14
Carga 9	62	22	Carga 59	79	28
Carga 10	50	18	Carga 60	50	18
Carga 11	43	15	Carga 61	50	18
Carga 12	79	28	Carga 62	79	28
Carga 13	19	7	Carga 63	50	18
Carga 14	37	13	Carga 64	19	7
Carga 15	25	9	Carga 65	79	28
Carga 16	37	13	Carga 66	79	28
Carga 17	99	35	Carga 67	79	28
Carga 18	50	18	Carga 68	79	28
Carga 19	79	28	Carga 69	50	18
Carga 20	37	13	Carga 70	50	18
Carga 21	62	22	Carga 71	50	18
Carga 22	50	18	Carga 72	37	13
Carga 23	62	22	Carga 73	43	15
Carga 24	50	18	Carga 74	62	22
Carga 25	50	18	Carga 75	7	3
Carga 26	62	22	Carga 76	37	13
Carga 27	25	9	Carga 77	25	9
Carga 28	50	18	Carga 78	25	9
Carga 29	31	11	Carga 79	25	9
Carga 30	50	18	Carga 80	37	13
Carga 31	25	9	Carga 81	37	13
Carga 32	25	9	Carga 82	62	22
Carga 33	19	7	Carga 83	25	9
Carga 34	50	18	Carga 84	50	18
Carga 35	25	9	Carga 85	79	28
Carga 36	79	28	Carga 86	50	18
Carga 37	50	18	Carga 87	37	13
Carga 38	37	13	Carga 88	50	18
Carga 39	99	35	Carga 89	37	13
Carga 40	50	18	Carga 90	19	7
Carga 41	25	9	Carga 91	79	28
Carga 42	25	9	Carga 92	50	18

Carga 43	74	26	Carga 93	79	28
Carga 44	25	9	Carga 94	99	35
Carga 45	62	22	Carga 95	79	28
Carga 46	25	9	Carga 96	99	35
Carga 47	99	35	Carga 97	124	44
Carga 48	40	14	Carga 98	99	35
Carga 49	79	28	Carga 99	99	35
Carga 50	50	18	Carga 100	25	9

Fuente: Elaboración propia

