



**FACULTAD DE INGENIERIA ARQUITECTURA Y
URBANISMO**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA
MECANICA ELECTRICA**

TESIS

**MODELAMIENTO DEL FLUJO DE CARGA DE LA S.E.
COSCOMBA INSERTANDO CARGAS INDUSTRIALES
DESDE EL PUENTE LAS MONJAS HASTA EL KM.
1020 DE LA CARRETERA PANAMERICANA NORTE.**

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

Autores:

**Bach. Ramírez Frías Simon Pedro
Bach. Tume Estrada Cristhian William**

Asesor:

Ing. Sosa Victoriano José Javier

**Línea de Investigación
Diseño Eléctrico**

Chiclayo – Perú

2017

DEDICATORIAS

Dedicatoria de Cristhian William Tume Estrada

A quienes con su comprensión y sacrificio me apoyaron para culminar este proyecto de desarrollo personal, con todo mi amor les dedico este trabajo.

A Elizabeth,

Brenda Elizabeth,

Pamela Elizabeth, y Christian Alonso.

Dedicatoria de Simón Pedro Ramírez Frías

A Dios, por darme la alegría de vivir, por ser el amigo incondicional que siempre está a mi lado en los buenos y malos momentos que a diario vivimos; que me permite tener una familia maravillosa, unos amigos y compañeros de trabajo que siempre están dispuestos a motivarme y apoyarme en los logros y objetivos que me propongo.

AGRADECIMIENTOS

Agradecimiento de Cristhian William Tume Estrada

Agradezco a Dios por todas las oportunidades que me ha brindado a lo largo de mi existencia.

A mis padres, por su gran esfuerzo y decisión de brindarnos siempre la mejor educación.

A todas las personas que durante mi trayectoria profesional me brindaron su invaluable consejo, apoyo y bendiciones, donde quiera que estén, los llevo presente en mi corazón.

Agradecimiento de Simón Pedro Ramírez Frías

Agradezco a mis hermanos por apoyarme en todo momento, y a mis padres por haberme dado la oportunidad de tener una excelente educación en el transcurso de mi vida, por los valores que me han inculcado, como la humildad la cual siempre me predispone a ser una persona de bien al servicio de los demás. A mi esposa Sory Anabeli y a mis hijos Gianella y Fernando por ser los pilares que me motivan siempre a la mejora continua como persona, esposo, padre y profesional, son y serán siempre lo más importante en mi vida. A mis amigos y profesores por el apoyo desinteresado que siempre me han brindado para cumplir con mis objetivos durante toda mi trayectoria profesional.

RESUMEN

La investigación denominada “Modelamiento del flujo de carga de la S.E. Coscomba insertando cargas industriales desde el puente Las Monjas hasta el Km. 1020 de la carretera Panamericana Norte”, tuvo como objetivo general modelar el flujo de carga de un nuevo alimentador para la atención de cargas presentes actualmente no abastecidas, y de potenciales cargas futuras del sector de la Panamericana Norte de Piura en la salida a Sullana, en diversos escenarios, haciendo uso del software NEPLAN.

El estudio siguió una metodología experimental aplicada con diseño propositivo evaluativo. La población de estudio la conformaron tres centros poblados, cinco empresas y predios eriazos ubicados al largo de la ruta carretera Piura – Sullana y que sumaron a efectos de la muestra a 250 personas. Para recoger la información se utilizó la inspección ocular in situ y la técnica de la encuesta. El modelamiento de la red eléctrica se hizo con ayuda del software NEPLAN.

La sub estación Coscomba forma parte del circuito eléctrico de la empresa Electronoroeste S.A., se encuentra ubicada en la carretera Piura – Paita y está conformada por equipamiento de celdas de línea en 220 KV, del tipo convencional, con pórticos y barras en 220 V y configuración de doble barra. Los resultados del presente estudio permitieron establecer, que dicha sub estación si está en condiciones de soportar el abastecimiento de la red eléctrica modelada, proyectada sobre un trazo de 18.420 Km. que corren paralelos al trazo existente de la carretera Piura – Sullana, en línea recta y con un total de 15 puntos de carga, entre el trébol vial a la salida de Piura hacia Sullana, hasta el sector del Peaje Piura – Sullana, donde culmina la línea de media tensión que alimenta al local de la empresa Telefónica del Perú S.A. Asimismo, el análisis de la demanda eléctrica permitió establecer que si se hace necesaria la línea proyectada para atender a los centros poblados y las empresas Casa - H&H (requieren 200 KW para su predio de Construcción y Administración S.A. ubicado en el Km 107+100 en la panamericana Norte – carretera Piura Sullana); Yaksetig Guerrero (demanda de 350 KW) y Agropecuaria Chimú (requiere una demanda eléctrica de 500 KW), entre otros.

Asimismo, el flujo de carga para los tres escenarios demostró una reducida pérdida de potencia activa de toda la red, fue de 0.090265 Pérd. MW; la pérdida de potencia reactiva fue de 0.264983 Pérd. MVAR. Asimismo, se determinó que el área más débil en cuanto a estabilidad de tensión de la red, se ubica entre el nodo 11B2 localizado y asociado al sector Backus2 con 0.4 PMV, la línea 7 asociada al Grifo Lauros y Uniblock con 0.0049 MVA% de sobrecarga, el transformador T13 asociado al centro poblado Señor Cautivo de Ayabaca y el T12 asociado al sector Las Gatitas. En general, se demostró que la red presenta una adecuada estabilidad de voltaje y que los niveles de cortocircuito son aceptables, puesto que la red se recupera ante cada eventualidad, en función al incremento exponencial de carga en los tres escenarios previstos

Palabras claves: modelamiento, sub estación eléctrica, red eléctrica, flujo de carga.

Los autores.

ABSTRACT

The research called "Load flow modeling of the S.E. Coscomba inserting industrial loads from the bridge Las Monjas to Km. 1020 Panamerican Highway North", had as its overall objective model the flow of loading a new feeder for the attention of charges present currently not served, and potential future burdens of the sector Panamerican Highway North of Piura in Sullana output, in various scenarios, using the software NEPLAN.

The study followed an experimental methodology applied evaluative propositional design. Study population conformed three population centers, five companies and vacant land located at along the road route Piura - Sullana and joined effects of sample to 250 people. To gather information in situ visual inspection and survey technique was used. The modeling of the electrical grid was made using the software NEPLAN

The results allowed to establish that the Coscomba sub station, part of the electrical circuit of the company ENOSA and is located on the road Piura - Paita and equipment is comprised of cell line 220 KV, the conventional type, with porticos and 220 KV bars and double bar configuration. The results of this study allowed to establish, that the sub station if it is able to withstand supply, projected on a plot of 18,420 Km patterned grid that run parallel to the existing line of the highway Piura - Sullana, straight and a total of 15 points between the vial clover off Piura to Sullana, to sector Toll Piura – Sullana, where culminates the medium voltage line that feeds the local Telefonica del Peru S.A. Also, analysis of electricity demand established that if the line is necessary projected to serve population centers and businesses Casa - H & H (require 200 KW for farm Construction and Management S.A. located at Km 107 + 100 North Panamericana - Piura Sullana road); Yaksetig Guerrero (demand 350 KW) and Agropecuaria Chimú (requires an electrical demand of 500 kw), among others.

Also, the load flow for the three scenarios demonstrated a reduced active power losses of the entire network was 0.090265 Loss Pkg. MW; reactive power losses was 0.264983 Loss Pkg. Mvar. It was also determined that the weakest in terms of voltage stability of the network area is located between the 11B2 node located and associated with Backus sector 2 with 0.4 PMV, line 7 associated with the tap Lauros and Uniblock with 0.0049 Mva % overload, the associated transformer T13 captive population center Señor Cautivo de Ayabaca, and T12 associated with sector Las Gatitas). Overall, it was shown that the network has adequate stability and voltage and short-circuit levels are acceptable, since the network recovers to each event according to the exponential increase in loading the three predicted scenarios.

Keywords: modeling, sub power station, power supply, load flow.

The authors.

INDICE DE CONTENIDOS

INDICE DE TABLAS	8
INDICE DE FIGURAS	9
INTRODUCCION	12
CAPÍTULO I	13
PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	13
1.1. Realidad problemática	13
1.2. Justificación e importancia de la investigación	15
1.3. Objetivos de la investigación	15
1.3.1. Objetivo general	15
1.3.2. Objetivos específicos	15
1.4. Limitaciones de la investigación	16
CAPITULO II	17
MARCO TEÓRICO	17
2.1. Antecedentes de estudios	17
2.2. Teoría científica	20
2.2.1. Modelamiento	20
2.2.2. Sistema de distribución eléctrica	20
2.2.3. Subestación	21
2.2.4. Elementos de un sistema eléctrico de potencia	22
2.2.5. Modelamiento de elementos activos	23
2.2.6. Modelos de los elementos en un sistema eléctrico de potencia	25
2.2.7. Modelamiento de líneas de transmisión	26
2.2.8. Modelamiento de transformadores	28
2.2.9. Flujo de potencia en un sistema eléctrico	31
2.2.10. Formulación del problema de flujo de potencia	33
2.2.11. Análisis de corto circuito	35
2.2.12. Estabilidad del flujo de carga	37
2.3. Definición conceptual de la terminología empleada	41

CAPITULO III	43
MARCO METODOLÓGICO	43
3.1. Tipo y diseño de investigación.....	43
3.1.1. Tipo de Investigación.....	43
3.1.2. Diseño de la Investigación.....	44
3.2. Población y muestra	45
3.3. Hipótesis	46
3.3.1. Escenario 1: Análisis de línea base principal.....	46
3.3.2. Escenario 2: Análisis de línea base y centros poblados	46
3.3.3. Escenario 3: Análisis de línea base y empresas industriales	46
3.4. Variables – Operacionalización	46
3.4.1. Variable independiente.....	46
3.4.2. Variables dependientes.....	46
3.4.3. Operacionalización de variables.....	46
3.5. Métodos y Técnicas de Investigación	49
3.6. Descripción del instrumento utilizado	49
3.6.1. Diagrama de cargas	49
3.6.2. NEPLAN.....	49
CAPITULO IV.....	52
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS	52
4.1. Objetivo N° 01 Obtener datos actuales de la SED Coscomba	52
4.2. Objetivo N° 02: Estimar la Demanda Eléctrica actual del sector	54
4.3. Objetivo N° 03: Evaluar la proyección de la demanda futura	61
4.4. Cálculos básicos para una nueva línea	66
4.5. Modelamiento del flujo de carga.....	93
CAPÍTULO V.....	109
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	109
5.1. Conclusiones.....	109
5.2. Recomendaciones.....	110
ANEXOS.....	115

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Clasificación de predios en la zona de influencia del estudio..	51
Tabla 2.- Operacionalización de variables..	53
Tabla 3.- Disponibilidad de energía eléctrica en la zona.	65
Tabla 4.- Proyección de la demanda (MW) Años 2010 – 2027.	67
Tabla 5.- Condiciones de la factibilidad para CASA – HH..	¡Error! Marcador no definido.68
Tabla 6.- Condiciones de la factibilidad para Yaksetig Guerrero..	688
Tabla 7.- Condiciones de la factibilidad para Chimú Agropecuaria..	69
Tabla 8.- Demanda de principales industriales en la zona del proyecto..	71
Tabla 9.- Escenario 1: Análisis de línea base principal..	72
Tabla 10.- Escenario 2: Análisis de línea base y centros poblados..	75
Tabla 11.- Escenario 3: Análisis de línea base y empresas industriales..	78
Tabla 12.- Tabla resumen de los tres escenarios.	81
Tabla 13.- Análisis de cortocircuito de la red modelada.	82
Tabla 14.- Sensibilidades propias.	85
Tabla 15.- Valores propios. Sensibilidades propias.	86
Tabla 16.- Factores de participación de nodos. Sensibilidades propias.	87
Tabla 17.- Participación de líneas. Sensibilidades propias.	88
Tabla 18.- Participación de generadores. Sensibilidades propias.	91

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama esquemática de los diferentes tipos de sub estación eléctrica	26
Figura 2. Sub estación Coscomba forma parte del circuito eléctrico de la empresa ENOSA ubicada en la carretera Piura – Paita	26
Figura 3. Modelo de línea corta	31
Figura 4. Modelo línea mediana	32
Figura 5. Modelo de línea larga	32
Figura 6. Modelo π nominal	33
Figura 7. Transformador de corriente	35
Figura 8. Diagrama Unifilar con Componentes de Red	37
Figura 9. Modelo general de una barra	37
Figura 10. Red sencilla mostrando variables nodales	40
Figura 11. Estabilidad de sistemas de potencia	42
Figura 12. Puntos indicadores de estabilidad e inestabilidad del SEP	45
Figura 13. Potencia reactiva necesaria para mantener el nivel de tensión	46
Figura 14. La región Piura en el contexto eléctrico del Norte, en este diagrama unifilar. 58	
Figura 15. La sub estación Coscomba en el sistema o diagrama unifilar de la ciudad de Piura.....	59
Figura 16. La sub estación Coscomba..	59
Figura 17. Porcentaje de disponibilidad del servicio de energía eléctrica en la actualidad	61
Figura 18. Porcentaje de población que cuenta con aparatos eléctricos . ¡Error! Marcador no definido.	
Figura 19. Tipos de fuentes de abastecimiento de energía eléctrica con que cuenta la población.	62
Figura 20. Porcentaje de población dispuesta a contar con suministro eléctrico convencional	¡Error! Marcador no definido.
Figura 21. Razones de los posibles usuarios para contar con el servicio de energía eléctrica en sus domicilios	63
Figura 22. Evaluación de la importancia otorgada por la población a la construcción de	

una nueva línea eléctrica.....	64
Figura 23. Resumen de posibles cargas en la zona	66
Figura 24. Evaluación de línea base principal	73
Figura 25. Diagrama de flujo Línea Base Principal	74
Figura 26. Evaluación de línea base y centros poblados	76
Figura 27. Resultados flujo de carga de línea base y centros poblados.	77
Figura 28. Evaluación de línea base y empresas industriales	79
Figura 29. Diagrama de flujo de línea base y empresas	80
Figura 30. Nivel de pérdidas en diversos escenarios.	81
Figura 31. Comportamiento en cortocircuito..	83
Figura 32. Sensibilidades mutuas de barras	84
Figura 33. Factores de participación de barras	87
Figura 34. Resultados de participación	88
Figura 35. Factores de participación de ramas	90
Figura 36. Factor de participación de generador principal de red remodelada Coscomba	92
Figura 37. Ventana inicial de NEPLAN	94
Figura 38. Primeros trazos	94
Figura 39. Representación de transformador entre barras	95
Figura 40. Ingreso de datos eléctricos de transformador	95
Figura 41. Representación de líneas entre nodos	96
Figura 42. Ingreso de valores nodales	96
Figura 43. Tratamiento de las cargas en el software	97
Figura 44. Completando modelamiento de línea base principal	98
Figura 45. Inserción de cargas de centros poblados	98
Figura 46. Ingreso de cargas industriales	99
Figura 47. Elementos completos en el proyecto	99
Figura 48. Visualización del proyecto completo	100
Figura 49. Procesamiento de la animación de flujo.	100
Figura 50. Resultado final del proyecto	101

Figura 51. Opción Flujo de carga del menú Análisis	101
Figura 52. Registro de parámetros del flujo de carga	102
Figura 53. Opciones de visualización de resultados	102
Figura 54. Procedimiento para el análisis de cortocircuito	103
Figura 55. Detalle de parámetros para análisis de cortocircuito	103
Figura 56. Procedimiento para analizar estabilidad	104
Figura 57. Detalle de parámetros para análisis de estabilidad	104
Figura 58. Presentación de resultados finales	105
Figura 59. Opciones de despliegue de resultados	105

INTRODUCCION

Ante la carencia de redes eléctricas para atender cargas industriales de predios ubicados en ambos márgenes de la carretera Piura a Sullana, a partir del puente Las Monjas ubicado a inmediaciones del trébol vial Piura – Sullana - Paita, se ha evaluado la factibilidad de suministro eléctrico mediante el modelamiento del flujo de carga, considerando la entrada de nuevas cargas actualmente abastecidas por autogeneración y potenciales cargas proyectadas aun no desarrolladas por falta de fluido eléctrico en la zona.

Para ello se ha recopilado datos de la demanda del sector a lo largo de aproximadamente 20 Km.

Para efectuar el modelamiento se ha utilizado software especializado, diseñando capas, áreas y zonas, planteando diversos escenarios como variantes de la condición inicial.

En el Capítulo I, se enfocó la problemática que motiva la investigación, y se describe sus lineamientos, en cuanto conllevan a conclusiones que pueden orientar el desarrollo eléctrico en la zona.

En el Capítulo II, se presentaron las bases teóricas que sustentan la investigación. Se analizaron modelamientos de los diversos componentes que conforman un sistema eléctrico de potencia, para luego formular el problema, y proponer diferentes métodos de solución.

En el Capítulo III, se expuso la metodología y tipo de investigación utilizadas.

En el Capítulo IV, se muestra el análisis e interpretación de datos, y resultados obtenidos del modelamiento mediante software.

Se concluye finalmente en el Capítulo V, la necesidad urgente de un nuevo alimentador que garantice en un horizonte adecuado, la atención de nuevas cargas para el desarrollo industrial de la zona del estudio.

Los Autores

CAPÍTULO I

PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1. Realidad problemática

Hoy en día, implementar nuevos sistemas eléctricos de potencia (SEP) requiere cada vez de más estudios de estabilidad, y de instrumentos de toma, medición y predicción, de algunos parámetros para definir el plan operativo; por lo que en contexto mundial, esta crisis de una buena planificación hace importante definir el estado dinámico de la red. (Glover, 2004).

Los sistemas de potencia actuales presentan en general, tendencia a la aparición permanente de nuevas cargas industriales en el contexto de atención; que hace que un aumento de interconexiones requiera consiguientemente un incremento de infraestructura de generación, transmisión y distribución.

En nuestro continente, destaca Carrillo (2009) existen países que han efectuado Modelamiento matemático gráficamente; como en Guatemala en el “Estudio de confiabilidad de los proyectos integrales de ampliación y desarrollo de los sistemas secundarios de sub-transmisión en la región central”, quienes modelaron sus sistemas de transmisión para la simulación de confiabilidad del caso base y de las cuatro alternativas, con los cuales se obtuvo la Energía No Suministrada (ENS), a partir de la cual se efectuó el cálculo del costo de la energía no suministrada para cada uno de los casos en las condiciones establecidas actual y por medio de las alternativas.

Los cálculos del costo de la ENS, permitió efectuar el cálculo de Costo de Beneficio de la Confiabilidad Asociada (CBCA) que resulta de la diferencia del costo de cada uno de los Casos Mejorados y el Caso Base, implicando que un CBCA mayor a cero, significa que las obras de transmisión que representan el Caso Mejorado presentan un beneficio económico a la operación del sistema igual al valor del CBCA.

Por otro lado en el país de Colombia, el modelamiento del sistema interconectado de Colombia (SIN) con su topología, parámetros y datos operativos, todos ellos en formato de NEPLAN, fue proporcionado por la unidad de Planeamiento Minero Energético de Colombia UPME. (Caballero, J. y García, J.,2013)

Sobre esta base se modeló y construyó cada elemento del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, haciendo uso de la misma herramienta (Arcos. y Flores, 2007).

El hecho de que tanto el planificador colombiano (UPME), como el ecuatoriano (CONELC), usan la misma herramienta para estudios eléctrico el NEPLAN, ha facilitado este trabajo.

Nuestro país no es ajeno al crecimiento dispar de la infraestructura para generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, y en algunos casos a la carencia de estudios que sustenten las decisiones de inversión.

Específicamente en la ciudad de Piura, la zona industrial antigua ha quedado ubicada entre zonas urbanas de la ciudad. Por otra parte, en términos económicos, Piura registra un alto índice de participación porcentual del PBI, lo que aumenta su atractivo para nuevas inversiones.

Estos factores han generado que la zona ubicada en ambos márgenes de la carretera Piura - Sullana, a partir del trébol vial a lo largo de aproximadamente 20 kilómetros, se convierta en atractiva para el establecimiento de nuevas industrias.

En dicha zona se construyeron hace ya varios años, dos líneas para uso privado, las que actualmente continúan en servicio. Ante la demanda permanente de energía eléctrica por nuevos interesados, recientemente la Concesionaria Electronoroeste S.A. efectuó los trámites para la compra de una de ellas, perteneciente a Telefónica del Perú, mediante la cual ha atendido en mínima parte a algunos usuarios.

Existe pues el problema de insuficiente infraestructura eléctrica, y por tanto la necesidad real de ampliar y reforzar dicha línea, o la construcción de un nuevo alimentador, que provea de manera integral a los siguientes potenciales usuarios:

- A las empresas que ya vienen trabajando con suministro de Electronoroeste S.A. con líneas privadas antiguas.
- A las ampliaciones de potencia de estas empresas que ya son clientes de la concesionaria.
- A las empresas que actualmente trabajan con grupos electrógenos ante la carencia de una línea eléctrica que atienda su demanda.
- A la demanda actual y futura de las nuevas cargas proyectadas.
- A los pequeños caseríos existentes en el sector.

El problema expuesto viene frenando el desarrollo industrial de la zona, generando elevados costos de generación propia en algunos casos, e impidiendo el inicio de actividades o expansión de empresas en otros casos.

En esta tesis se propone el modelamiento del sistema eléctrico, para evaluar el impacto del ingreso de nuevas cargas industriales, con miras a facilitar la decisión de mejorar la infraestructura existente y disminuir significativamente la presencia del problema.

1.2. Justificación e importancia de la investigación

El presente trabajo de tesis se justifica en la medida que el modelamiento del flujo de carga contribuye con información técnica relevante, referente a los efectos de la construcción de un nuevo alimentador para el sector industrial de la carretera Piura a Sullana, que facilite mayores alcances técnicos con miras a la eventual decisión de la nueva instalación proyectada; el cual sería complementado con los estudios económicos de inversión.

Este estudio también es importante en cuanto constituye un preámbulo a otros estudios similares a este, en otras zonas geográficas de nuestro país; para el estudio y modelamiento matemático y gráfico a través del uso del software NEPLAN como herramienta de cálculo para futuro a investigadores, estudiantes y profesores universitarios.

Por consiguiente, en la medida que este estudio apoya técnicamente la decisión de construcción de un nuevo alimentador, contribuye también a posibilitar el incremento de actividad económica en la zona, ya que en muchos casos no se han instalado por la carencia del indispensable fluido eléctrico. Es evidente también, que la mayor actividad económica traerá consigo el incremento de la mano de obra local, mejorando el nivel de vida de la población de los lugares aledaños.

1.3. Objetivos de la investigación

1.3.1. Objetivo general.

Modelar el flujo de carga de un nuevo alimentador para la atención de cargas presentes actualmente no abastecidas, y de potenciales cargas futuras del sector de la Panamericana Norte de Piura en la salida a Sullana, en diversos escenarios, haciendo uso del software NEPLAN.

1.3.2. Objetivos específicos.

- ✓ Obtener datos actuales de la SED Coscomba.
- ✓ Estimar la demanda eléctrica actual del sector.
- ✓ Evaluar la proyección de la demanda futura.
- ✓ Efectuar cálculos básicos para una nueva línea.
- ✓ Modelar el flujo de carga.

1.4. Limitaciones de la investigación

Para el desarrollo del presente trabajo, se encontraron ciertas limitaciones como:

- Escasa bibliografía que tenga algunos ensayos efectuados de forma internacional.
- El elevado costo de la licencia de uso de software, lo que limita su utilización con todas las funcionalidades para las cuales está diseñado.
- El poco acceso a la base de datos de información de la concesionaria, que nos permita establecer una línea de base de los comportamientos de los parámetros eléctricos.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de estudios

El estudio más frecuente en un sistema eléctrico, ya sea éste de transmisión y distribución, lo constituye el cálculo de las condiciones de operaciones en régimen permanente (estado cuasiestacionario). En estos cálculos interesa determinar las tensiones en las distintas barras de la red; flujos de potencia activa y reactiva en todas las líneas; pérdidas en los transformadores, etc.

Estudio de este tipo son de gran importancia tanto en sistemas ya existentes (buscando resolver problemas de operación, económica, regulación de tensión, etc.), como en la planificación de nuevos sistemas (verificar el comportamiento de los elementos en las distintas alternativas, compensación, *shunt*, derivaciones de los transformadores, etc.).

Carrillo (2009) en su tesis modelación, simulación y análisis de flujo de carga de la red eléctrica de transporte de Guatemala, utilizando *software* de libre acceso presentado a la universidad de san Carlos de Guatemala facultad de ingeniería mecánica eléctrica para optar el título de ingeniero electricista. El autor se planteó como objetivo el modelar y simular la red eléctrica de transporte de Guatemala en estado estable, sometiéndola a los algoritmos de flujo de carga para estimar sus condiciones de operación con software de libre acceso. El modelo reducido de la red constituye una alternativa de 283 nodos con mínimas diferencias en las variables de estado de los nodos no eliminados, permitiendo reducir la matriz de admitancias original e interpretar efectos en los voltajes de barra sin necesidad de someter a discusión la totalidad de los nodos del sistema original. En sus conclusiones el autor estima que reducir sistemas de gran escala implica eliminar nodos para contraer la matriz de admitancias y minimizar el número de cálculos para solucionarlas complicaciones en el flujo de carga. Los efectos de la eliminación de nodos responden al tipo de nodos suprimidos, mostrando mayor correspondencia con el modelo original si la naturaleza de éstos es de transformación. Esto valida que el modelo reducido de la red de transporte descarte únicamente los nodos que no presentan generación ni carga.

En su Tesis de Grado de Rivera Barrera, Juan Pablo; titulado: "Modelamiento y simulación de dispositivos facts para estudio eléctricos de estado estable" Universidad de Antioquia – Medellín (Agosto – 2008); establece que la Unified Power Flow Controller (UPFC) es el dispositivo Flexible AC Transmission System (FACTS) con mayores prestaciones en términos de versatilidad de control y de interacción con los parámetros del sistema de potencia, es también el modelo más complejo de incluir en software de simulación para análisis de sistemas de potencia. Este trabajo ha propuesto y validado un modelo para dispositivo FACTS tipo UPFC para estudios eléctricos de estado estable implementándose en un software para flujos de potencia en plataforma *MATLAB*. Se incluye su formulación conceptual y matemática, facilitando de esta manera su implementación en otras herramientas similares. El modelo propuesto puede servir como modelo de otros dispositivos FACTS más

simples, haciendo breves simplificaciones después del estudio del impacto esperado del FACTS sobre el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). En este estudio se ha modelado un flujo de potencia de prueba incluyendo, de manera secuencial, las variables de estado del sistema de potencia, (magnitud y ángulo del voltaje), con las variables de estado que describen el equipo controlable UPFC, en un marco simple de referencia que unifica soluciones iterativas usando el algoritmo de Newton Raphson. El método conserva las características de convergencia cuadrática de Newton.

En su Tesis de Grado de Fernández Gonzales, Julio César y Fuentes López, Ever Esmiht; titulado: “Modelo de flujo óptimo de potencia aplicando técnicas de optimización” Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas” – El Salvador (Octubre – 2011); se establece una metodología para el desarrollo el programa de análisis de flujo de carga pudiéndose analizar SEP de gran tamaño y considerando el modelado de transformadores con derivaciones TAPs, de dos y tres devanados, y el modelado de las líneas de transmisión; en donde concluye en una aplicación para el Optimo Flujo de Potencia (OPF) en modelado AC, con la limitante del análisis de un sistema en específico, debido a la complejidad de este tipo de modelaje, que toma en cuenta la forma de inyección de la potencia real y reactiva de manera sinusoidal, y su complejidad de programación.

Recomienda finalmente que en futuros temas de investigación se debe buscar métodos matemáticos alternativos, para una convergencia de solución más rápida y eficaz en el uso físico de memoria del computador en sistemas grandes.

En la memoria de su trabajo de investigación presentada por los profesores de Muñoz Montecinos, Cristian Marcelo; Rudcnick V.D.W. Hugh; Bustos O, Julián; Vuchetich De Cheney y Ch, Esteban y Ríos O, Miguel; titulado: “Flujo de potencia trifásico para sistema de distribución” Pontificia Universidad Católica de Chile – Chile (Junio – 1989); sustenta que el programa de flujo de potencia se basa en el método de suma de potencias, el cual es un método de solución especial para redes radiales. El método utiliza un proceso de aguas arriba del alimentador sumando las cargas y las pérdidas. En seguida se ejecuta un proceso de aguas abajo del alimentador resolviendo una ecuación cuadrática en el cuadrado del voltaje.

Por otra parte el programa integra las principales características de los sistemas de distribución, topología radial, líneas de transposición etc. Se incluye el concepto de ventana de carga que permite introducir recientes modelos de carga como función del voltaje. Además el programa permite simular cualquier grado de desbalance entre las fases.

Tobón y Gómez (2012) en la tesis “Análisis de confiabilidad del sistema eléctrico de Pereira usando el software NEPLAN aplicando la resolución CREG 097 de 2008” presentada a la Universidad Tecnológica de Pereira Pereira – Colombia. En este trabajo se modeló el sistema eléctrico que sirve a la ciudad de Pereira, para estudiarlo y documentarlo mediante el software NEPLAN Versión 5.2.4 en su módulo para análisis de confiabilidad. Se determinaron índices de confiabilidad tales como el índice de frecuencia de interrupción de las cargas del sistema (F), duración media de interrupción de las cargas del sistema (T), indisponibilidad del servicio del sistema

(Q), potencia de carga interrumpida del sistema (P) y energía no suministrada del sistema (W). La confiabilidad que tiene un sistema de fuerza se asocia con la suficiencia que tiene para desempeñarse frente a situaciones de demanda crítica y bajo desempeño mostrando su calidad y suficiencia en el suministro eléctrico. Los resultados presentados muestran un enfoque teórico y didáctico para el adecuado uso del software NEPLAN versión 5.2.4 con su módulo de confiabilidad para sistemas de servicio eléctrico.

En el trabajo de investigación elaborado por Herrera, Romero y Patiño (2013) titulado “Simulación y validación del modelo polinomial de la carga utilizando ATP” elaborado para optar el grado de Ingeniería eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, el autor manifiesta que en las redes de energía eléctrica, la carga se puede definir como la potencia total consumida por uno o varios dispositivos conectados al sistema. En general, las cargas en sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica pueden ser modeladas como impedancia, corriente y potencia constante, aunque realmente se presentan en forma combinada y reúnen características de los tres modelos anteriores [2]. La combinación de cargas puede ser modelada asignando un porcentaje del total de la carga a cada uno de los modelos anteriores. El autor manifiesta que obtener la composición de la carga es una tarea difícil y regularmente las mismas empresas de distribución de energía en Colombia poseen esta información y recurren a adoptar valores típicos de otros países, aunque lo correcto sería obtener el equivalente a partir de las composiciones de cargas típicas (fracciones de cargas del total) según el tipo de carga (residencial, comercial, industrial), a partir del censo, del conocimiento de la demanda y de la experimentación [3]. Así, en el presente artículo se propone la implementación del modelo compuesto de la carga en el software ATP. Éste permite incluir las relaciones de la carga con respecto a las variaciones de los voltajes a los cuales se encuentra sometida. Adicionalmente se muestra la validación realizada con la comparación de los resultados obtenidos con un flujo de potencia de un sistema de prueba utilizando el software de simulación NEPLAN que también tiene aceptación en la comunidad científica.

En la tesis elaborada por Caisa y Collaguaso (2013) titulada “Estudio y dimensionamiento de un disyuntor de potencia de 69 kv con sus respectivas protecciones para la empresa Holcim, en la subestación de arranque de la planta ubicada en el sector San Rafael – Latacunga, periodo 2013.” presentada para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia en la unidad académica de ciencias de la ingeniería y aplicadas ingeniería eléctrica de la Universidad técnica de Cotopaxi- Ecuador, los autores se plantearon el objetivo de dimensionar y proponer un disyuntor de potencia con características y parámetros eléctricos para la subestación de arranque de 69 kV., de la Empresa Holcim S.A. Planta-Latacunga, mediante la utilización de la encuesta como un instrumento de investigación para la recolección de información en tiempo real de la Empresa en estudio y consecuentemente la interpretación, tabulación, graficación y análisis de la misma que garantizó la comprobación de la hipótesis generada. El desarrollo técnico del trabajo utilizó una guía de normas estandarizadas de la IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos), para que el equipo eléctrico cumpla con los requerimientos necesarios y esté en la capacidad de interrumpir el flujo de energía tanto en condiciones normales (con carga o sin carga) así como también en condiciones anormales (falla, cortocircuito, etc.) de la Planta que actuará bajo el mando de un sistema de control para la operación de apertura o cierre del equipo dentro del sistema eléctrico de potencia. Asimismo se realiza la simulación de flujo

de carga y cortocircuito del sistema eléctrico de la Planta, mediante la utilización de NEPLAN versión 5.24 que es un programa de simulación de sistemas eléctricos de potencia y finalmente la realización de los respectivos cálculos que definen las características eléctricas del disyuntor.

2.2. Teoría científica

2.2.1. Modelamiento

Según Carrillo (2009) un modelo de flujo de carga es un modelo usado en ingeniería eléctrica para analizar redes de potencia. Este modelo suministra un sistema no lineal que describe el flujo de energía por cada línea de transmisión. Debido a la no linealidad, en muchos casos el análisis de grandes redes por medio del modelo de flujo de carga AC no es realizable, y un modelo lineal (pero menos exacto) de flujo de carga DC es usado en su lugar. Ambos modelos con aproximaciones muy simples de la realidad.

Los elementos de un sistema eléctrico pueden representarse a través de impedancias lineales o impedancias no lineales. El primer caso, corresponde a aquellos elementos en los que existe una relación proporcional entre la tensión y la corriente para las mismas componentes frecuenciales; mientras que, en el segundo, los elementos no presentan esta relación proporcional en todo su espectro. Entre los elementos que pueden representarse a través de impedancias lineales, se encuentran las líneas, los transformadores, las máquinas eléctricas y algunas cargas (Fernández, 2011).

2.2.2. Sistema de distribución eléctrica

Un sistema de distribución eléctrico o planta de distribución como comúnmente es llamado, es toda la parte de la red eléctrica ubicada entre la estación generadora de electricidad y los apagadores de los usuarios.

La problemática de distribución de un sistema eléctrico se relaciona directamente con el impulso y el valor de las cargas que se aplicara en el afán de lograr una red eléctrica eficiente y brindar un servicio adecuado a los usuarios. La distribución está en función a varios factores como el tipo de terreno, el tipo de estación, la cantidad de usuarios, los alimentadores etc.

Jiménez (2006) advierte que existen diversas formas de construir una red o sistema eléctrico y que ello dependerá de del valor de las cargas, las interrupciones en la tensión reducidas y la flexibilidad que tenga para sumar nuevas conexiones y una infraestructura adecuada a los fines que se persiguen.

2.2.3. Subestación

Una subestación es un punto que permite cambiar las características de energía eléctrica (tensión, corriente, frecuencia, etcétera) ya sea corriente alterna o corriente directa, con la capacidad de reconfigurar las conexiones de las líneas de transmisión o distribución. (Huamán, 2013).

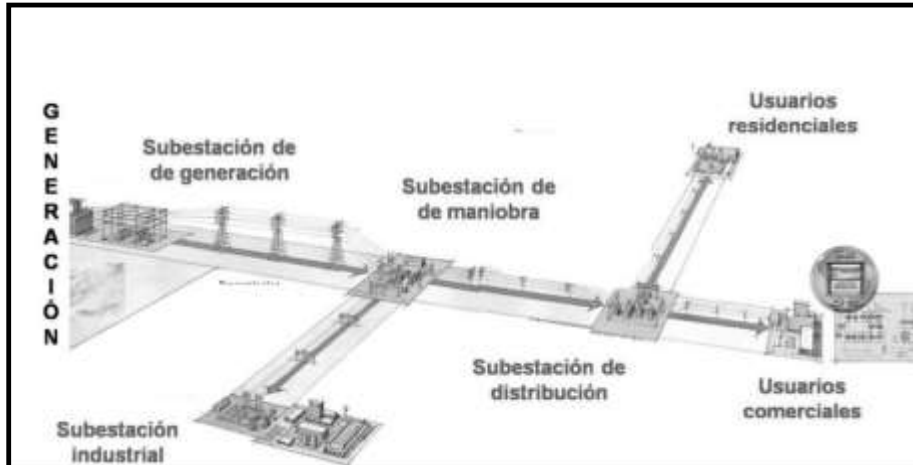


Figura 1. Diagrama esquemático de los diferentes tipos de sub estación eléctrica

Fuente: García, R. (2008) Diccionario técnico de electricidad, Segunda edición., Editorial Limusa. México D.

En el presente estudio, definimos a la sub estación como el espacio físico para la disposición de un conjunto de equipos y dispositivos eléctricos, que dirigen transforma o seccionan el flujo de energía eléctrica de una red. Las subestaciones eléctricas mediante sus equipos también monitorean, detectan y despejan fallas, con el fin de proteger equipos y recurso humano involucrado en las operaciones del sistema eléctrico de potencia.



Figura 2. Sub estación Coscomba forma parte del circuito eléctrico de la empresa ENOSA ubicada en la carretera Piura – Paita

Fuente: Google Earth

2.2.4. Elementos de un sistema eléctrico de potencia

Según Tobón. y Gómez.(2012) un sistema eléctrico de potencia está conformado por nodos y elementos.

Nodos

Un nodo es el punto de conexión de dos elementos, o un “lugar” donde se produce o se consume la energía eléctrica (generador, carga). Un nodo se describe por medio de:

- Nombre,
- Voltaje nominal del sistema en kV.
- Zona y Área,
- Tipo de nodo (barraje de distribución principal, barraje de distribución, barraje aislado, barraje especial), □ Descripción.

El voltaje nominal del sistema, V_n , es el voltaje línea a línea para el cual se diseña un sistema de potencia y con respecto al cual se refieren varias características del sistema como tal. En NEPLAN, el voltaje nominal del sistema para los nodos se debe digitar durante la entrada de los datos de los mismos. Todo voltaje se debe dar como valor línea – línea (voltajes delta). No es necesario insertar un nodo entre todos los elementos. Estos también pueden conectarse directamente mediante una unión. En este caso, no se podrán conectar más de dos elementos en el mismo punto, y no se presentará ningún resultado de nodo al correr un módulo de cálculo.(Aboytes,1990).

Elementos

Un elemento corresponde a un componente de red, por ejemplo una Línea, un Transformador o una Máquina Eléctrica. Existen elementos activos y elementos pasivos. Un elemento se describe topológicamente por medio de un nodo inicial y un nodo final. Para transformadores de tres devanados, es necesario indicar un tercer nodo. Los elementos se describen eléctricamente por medio de:

- La corriente, voltaje y potencia nominales.
- Sus parámetros, tales como, pérdidas, reactancias, etc.

Estos parámetros se ingresan por medio de Cajas de Diálogo de Entrada de Datos.

Entre los elementos activos se encuentran las Máquinas Sincrónicas, Equivalentes de Red, Máquinas Asíncronas y Unidades Generadoras. Un Equivalente de Red (o Alimentador de Red) representa una red frontera o red vecina (Distribuidora – Electrificadora).

Entre los elementos pasivos se encuentran las Líneas, Acoples, Suiches, Reactores, Transformadores de Dos y Tres Devanados, Elementos Paralelos (Shunts) y Cargas. Las cargas también se pueden ingresar directamente a lo largo de las líneas, sin necesidad de entrar nodos (Cargas de Línea). Modelamiento de Elementos Activos.

En los cálculos de Flujo de Carga, estos elementos se representan por medio de sus potencias activas y reactivas (Nodos PQ) o por medio de la magnitud y el ángulo del voltaje en el nodo (nodo Slack). El Equivalente o Alimentador de Red generalmente se modela como un nodo Slack. (García, 2008).

2.2.5. Modelamiento de elementos activos

Vinasco (2008) manifiesta que en los cálculos de Cortocircuito, los elementos activos se modelan por medio de sus reactancias subtransitorias.

En los cálculos de Flujo de Carga, estos elementos se representan por medio de sus potencias activas y reactivas (Nodos PQ) o por medio de la magnitud y el ángulo del voltaje en el nodo (nodo Slack). El Equivalente o Alimentador de Red generalmente se modela como un nodo Slack.

2.2.5.1. Dispositivos de Protección y Transformadores de Corriente y Voltaje

Los equipos de protección (Relés de Sobre corriente, Relés de Distancia, Interruptores) y los transformadores de corriente y voltaje están asociados a un nodo y a un elemento de suicheo. Estos dispositivos no influyen en los cálculos de Flujo de Carga y Cortocircuito. Durante los cálculos sólo se chequean sus valores límite. Estos elementos se utilizan en los módulos de coordinación de relés.

2.2.5.2. Subestación

Una subestación puede contener varios nodos, y no tiene efecto sobre los cálculos o en la coordinación de los equipos de protección. Sólo se utiliza con relación a la base de datos.

2.2.5.3. Suiches

Según González, (2007) en el modelamiento a través del software NEPLAN, los suiches se utilizan para cambiar la topología de la red (los suiches son elementos de tipo ON/OFF). Existen dos tipos diferentes de suiches:

- Suiche físico y
- Suiche lógico

Los suiches físicos son los Acoples, Interruptores y Suiches de Desconexión (Seccionadores) o de Carga.

Los suiches lógicos son suiches ficticios, los cuales se asignan a todos los elementos del sistema. Una línea, por ejemplo, contiene dos suiches lógicos, uno ubicado en el nodo de inicio y el otro en el nodo de finalización. A un suiche físico no se le asocia un suiche lógico, debido a que de por sí ya es suicheable.

Durante la entrada de la red se pueden omitir los suiches físicos, debido a que el suicheo se puede realizar con la ayuda de los suiches lógicos. Esto tiene una desventaja en el caso en que una línea conduzca a un sistema de doble barraje. Al suichear de un barraje al otro, el usuario debe cambiar el nodo de inicio o el nodo de finalización de la línea. Si el usuario entra dos Suiches de Desconexión (Suiches físicos), uno para cada barraje, con un nodo adicional entre ellos, el suicheo se puede realizar por medio de los Suiches de Desconexión. Los suiches físicos se pueden reducir durante los cálculos.

2.2.5.4. Zonas y Áreas

Es posible definir grupos de red, denominados Zonas y Áreas. Cada elemento y cada nodo pertenecen a una zona y a un área. Un área normalmente incluye una o más zonas. Para los cálculos de Flujo de

Carga es posible definir transferencias entre zonas y entre áreas- (Gonzales, 2007).

2.2.6. Modelos de los elementos en un sistema eléctrico de potencia

Un modelo es una representación simplificada de la realidad. El término “simplificada” es la palabra más importante en esta definición, pues el poder de un modelo se deriva de la omisión de los detalles irrelevantes y la capacidad de enfocarse en los rasgos más esenciales. Como se verá más adelante, el modelamiento matemático de la planificación toma supuestos simplificados e incluso omite ciertas restricciones para poder resolver el problema. (Herrera, 2013).

Por las características del presente trabajo, se desarrollará a continuación el modelamiento de algunos de estos elementos, como son líneas de transmisión, transformadores, cargas y compensadores.

2.2.6.1. Las líneas

Según Checa (1988) las líneas de transporte funcionan normalmente con cargas trifásicas equilibradas. Aunque no estén dispuestas equilibradamente, e incluso sin transposición, la influencia asimétrica es pequeña y se consideran equilibradas las fases. Las líneas se clasifican según su longitud, la resistencia, inductancia y capacitancia. En las líneas largas hay que considerar todos los parámetros. En la línea media se tiene en cuenta pero la capacidad está agrupada en cada extremo de la línea. Por último en las líneas cortas es pequeña la susceptancia capacitiva total.

Las líneas se clasifican de esta manera: Líneas cortas de menos de 80 kilómetros de longitud. Líneas medias entre 80 y 240 kilómetros de longitud. Líneas largas de más de 240 kilómetros de longitud.

Para fines de este proyecto solo se profundizará en la línea corta debido a que nuestro proyecto trata de un circuito de media tensión donde su longitud total no sobrepasa los veinte kilómetros.

2.2.6.2. Línea corta.

Es aquella que tiene menos de 80 kilómetros de longitud y solo se requiere considerar la resistencia “R” y la inductancia “L” en serie para la longitud total de la línea.

2.2.6.3. Líneas de enlace

Una línea de enlace es aquella que acopla dos generadores o alimentadores para dotar una ayuda en casos de emergencia entre dos estaciones. A través de las líneas de enlace las cargas de un sistema se ven apoyadas por estas cuando se presenta casos de emergencia con los usuarios finales (los consumidores) y cuando la estación central tiene problemas en la distribución. (Checa, 1988).

2.2.7. Modelamiento de líneas de transmisión

De acuerdo con Jiménez y otros (2006) existen:

a) Clasificación de líneas de transmisión:

Las líneas de transmisión pueden clasificarse en cortas, medianas y largas, y en base a eso se obtiene un modelo matemático que debe ser tomado en cuenta al momento de la simulación de flujos de potencia.

a.1) Líneas cortas:

El circuito de la figura N° 3 representa una línea de transmisión corta, por lo común aplicadas a líneas con menos de 80 km de largo y a 60 Hz. Además para este caso la admitancia en derivación se desprecia.

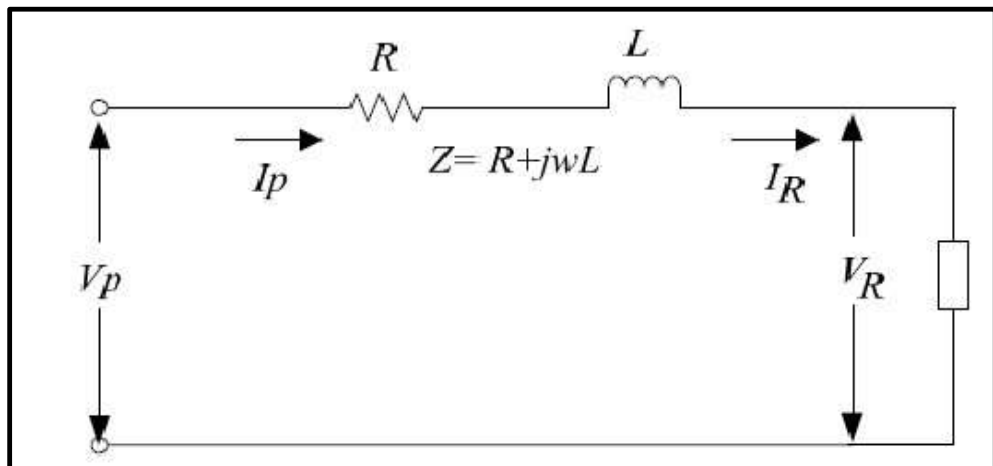


Figura 3. Modelo de línea corta

Fuente: Jiménez, O. y otros (2006) Líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Universidad Autónoma Nuevo León. México

a.2) Líneas medianas:

Para las líneas de longitud media, que por lo general varían de 80 a 250 km, a 60 Hz, es frecuente concentrar la capacitancia total en

derivación y situar la mitad en cada extremo de la línea. Obsérvese el circuito ejemplo de este tipo de línea en la siguiente figura N° 4:

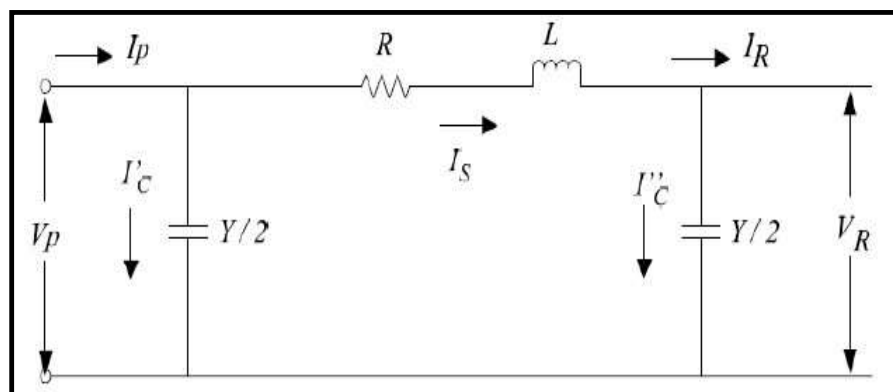


Figura 4. Modelo línea mediana

Fuente: Jiménez, O. y otros (2006) Líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Universidad Autónoma Nuevo León. México

a.3) Líneas largas:

Las líneas a 60 Hz, con una longitud mayor a 240 km, son consideradas como largas. Para este tipo de línea debe considerarse el hecho de que los ejes de la línea no están reunidos en un solo sitio sino que se encuentra sino repartidos de manera uniforme a través de toda la línea. El circuito de la figura N° 5 muestra una sección de línea.

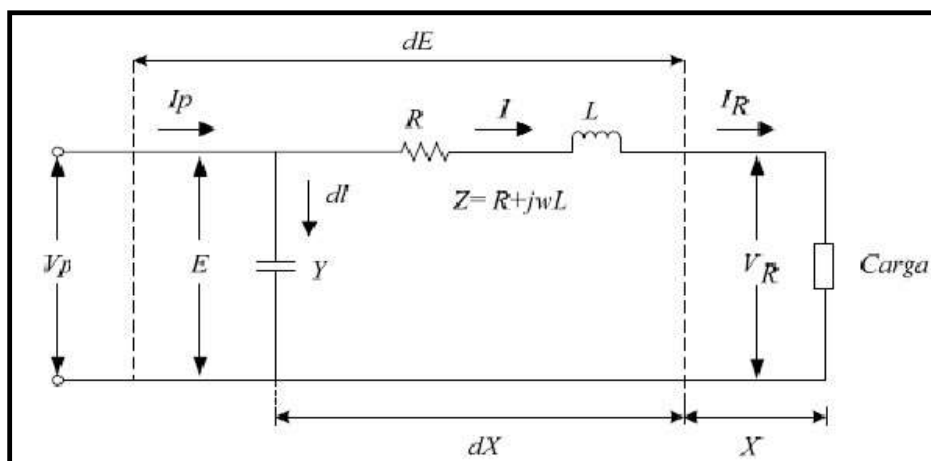


Figura 5. Modelo de línea larga

Fuente: Jiménez, O. y otros (2006) Líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Universidad Autónoma Nuevo León. México

b) Circuitos equivalentes de líneas de transmisión

b.1) Circuito nominal

A continuación se presenta el modelaje del circuito equivalente π de una línea de transmisión.

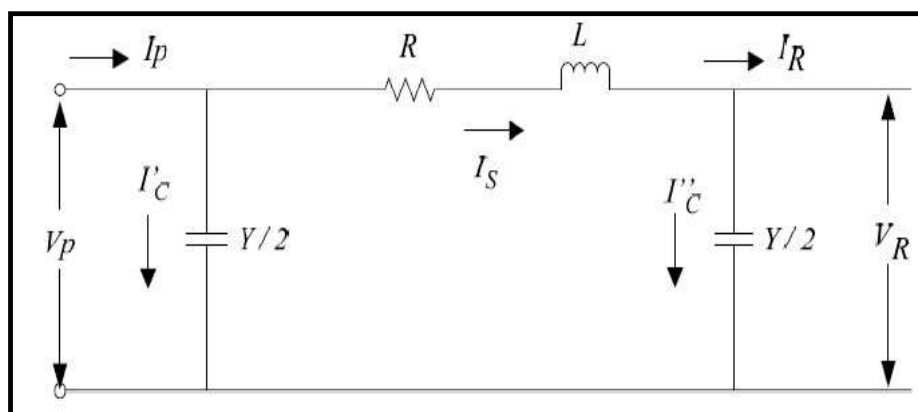


Figura 6. Modelo π nominal

Fuente: Jiménez, O. y otros (2006) Líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Universidad Autónoma Nuevo León. México

2.2.8. Modelamiento de transformadores

Los transformadores son el principal elemento dentro de una subestación eléctrica porque es el encargado de alimentar la carga total de la industria o proyecto correspondiente, es decir nos permite manejar los voltajes a niveles de utilización adecuados según sean los requerimientos de la instalación, este dispositivo se encarga de transferir energía eléctrica de un circuito a otro sin alterar la frecuencia, trabaja mediante el principio de la inducción electromagnética, dependiendo su tipo, tiene circuitos eléctricos que están eslabonados magnéticamente y aislados eléctricamente ya que el cable mediante el cual se hacen sus arrollamientos es barnizado para evitar el contacto eléctrico, "en su forma más simple, un transformador consiste en dos devanados conductores que se ejercen inducción mutua.(Enríquez, 2007).

El primario es el devanado que recibe la potencia eléctrica y el secundario es el equipo que puede entregarla a una red exterior. Suelen estar sobre un núcleo laminado de material magnético o constituido por una aleación pulverizada y comprimida, y entonces se habla de un transformador con núcleo de hierro. Podemos decir que entre sus principales funciones están:

- Modificar los valores de tensión y corriente con el fin de que éstos tomen los niveles más adecuados para el transporte y distribución de la energía eléctrica.
- Permite transmitir energía a grandes distancias y distribuirla en forma segura.
- Permiten reducir los niveles de tensión a valores de utilización por ejemplo en el hogar o en la industria.
- Pueden proporcionar aislamiento de circuitos entre sí.
- Puede modificar (al aumentar o disminuir) valores de capacitores, inductores o resistencias en los circuitos eléctricos.
- Cuando se requiere más potencia de un transformador y esta excede sus capacidades en KVA o cuando se necesita suministrar energía eléctrica una ampliación en la instalación eléctrica que no se había planeado en un principio, necesitamos cubrir esta demanda. Cambiar el transformador por uno nuevo de mayor capacidad podría representar una solución pero económicamente hablando no es lo más viable, en estos casos podemos acoplar en paralelo (borne a borne tanto en el primario como en el secundario) el transformador que se tenía en la instalación con un nuevo transformador ampliando así su capacidad.

La principal forma de clasificar los transformadores de acuerdo a nuestro criterio y enfoque del documento, es de acuerdo a su tipo de operación, existen tres tipos básicos:

- De potencia
- De distribución
- De instrumento

Los transformadores de distribución representan la última fase para la utilización de la energía eléctrica ya sea en alta, media o baja tensión, tienen una capacidad nominal de 5KVA a 500KVA y su tensión eléctrica nominal es de hasta 34.5KV en el lado del primario y hasta 1.5KV nominales en el lado del secundario. ENRIQUEZ, Gilberto (2011, p. 23) dice: "Estos T.I. reciben este nombre debido a que manejan señales de corriente, operan bajo el principio de inducción electromagnética, operan solo señal de corriente, no de potencia".

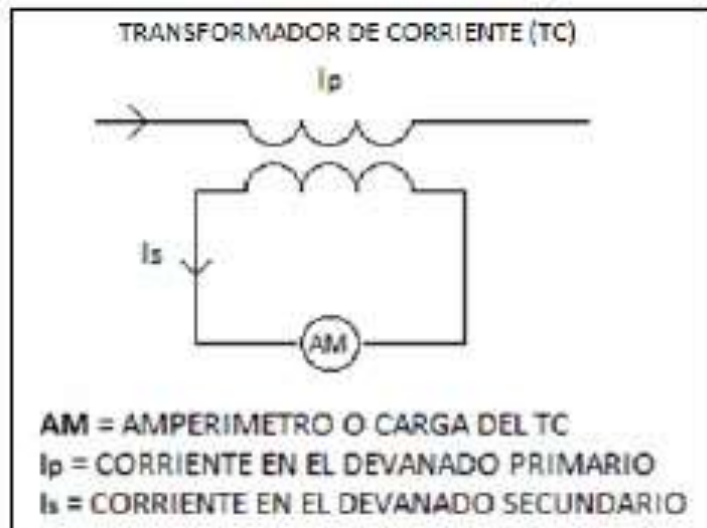


Figura 7. Transformador de corriente

Fuente: Glover J.D. y M. S. Sarma, (2004) Sistemas de potencia: Análisis y diseño. Tercera edición., México

Características relevantes de un TC a especificar son las siguientes:

- Relación de transformación.
- Designación y clase de precisión.
- Número de devanados.
- Carga o burden.

En síntesis, podemos decir que los transformadores, son elementos que tienen la capacidad de transformar tensiones alternas. Además, pueden modificar su razón de transformación a través de los denominados taps, que dependiendo del tipo de transformador, pueden ser manipulados de distintas formas por los operadores de la red.

El modelo de transformador, incluye además el efecto de transformación de tensión debida al tap. Los transformadores poseen la capacidad de cambiar su razón de transformación a través de los taps, lo cual fue modelado como variable de control en el flujo óptimo de potencia.

2.2.9. Flujo de potencia en un sistema eléctrico

Para González (2007) el estudio de flujo de potencia es una de las herramientas más importantes para el análisis, planificación y expansión de redes eléctricas en estado estable así, como también durante la operación del sistema. Permite conocer el estado del sistema para condiciones específicas de carga y generación, y determinar las mejores condiciones de operatividad.

2.2.9.1. Flujo de carga o de potencia

Realizar un flujo de cargas consiste en obtener las tensiones en todos los nodos y los flujos de potencia por todos los elementos de un sistema de transporte de distribución (líneas, transformadores, reactancias y condensadores). Para ello, se toma como datos de partida el consumo e inyección de potencia en todos los nodos, salvo la potencia reactiva de los nodos regulados en tensión, que se sustituye por el módulo de la tensión regulada.

Fernández y Fuentes (2011) manifiesta que el crecimiento de los centros de población ha obligado a la creación de nuevos centros de producción de energía eléctrica, líneas y subestaciones eléctricas que han complicado los sistemas eléctricos en cuanto a número de elementos y han hecho que su análisis requiera de técnicas avanzadas como es el empleo de las computadoras digitales. Con un estudio de flujos de carga se puede investigar lo siguiente:

- Flujo en KW o KVA en las derivaciones de una red.
- Tensión en los buses.
- Efecto del reacomodo de circuitos y anexión de más circuitos de carga.
- Las consecuencias del desgaste o reducción de energía en los circuitos sobre las cargas de transmisión.
- La optimización del sistema así como la merma de energía en las cargas.
- Influencia del cambio de tamaño en los conductores.
- La inmejorable ubicación del modificador de energía de los transformadores.
- Caídas de tensión.

Según Díaz y Rodríguez (2001) en ingeniería eléctrica, el estudio de flujo de potencia, también conocido como flujo de carga, es una herramienta importante que involucra análisis numérico aplicado a un sistema de potencia. En el estudio del flujo de potencia usualmente se usa una notación simplificada tal como el diagrama unifilar y el sistema por unidad, y se centra en varias formas de la potencia eléctrica AC (por ejemplo, voltajes, ángulos de los voltajes, potencia activa y potencia reactiva).

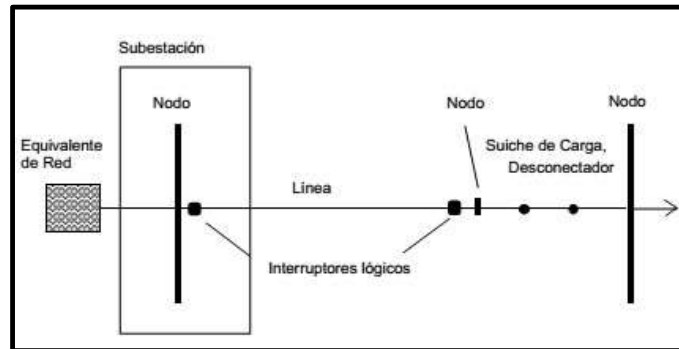


Figura 8. Diagrama Unifilar con Componentes de Red Fuente: Jiménez, O. y otros (2006) Líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Universidad Autónoma Nuevo León. México.

El primer objetivo del estudio de flujo de potencia es obtener el tamaño y el ángulo de fase del voltaje en cada barra y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea, para posteriormente calcular variables de interés, tales como flujos de corriente y potencia en líneas, aportación de potencia reactiva en generadores, etc.. Para el estudio de flujos de potencia, una barra cualquiera de un sistema eléctrico, inserta en una red de energía y ligada a tierra a través de una admitancia, puede ser creada de la siguiente manera:

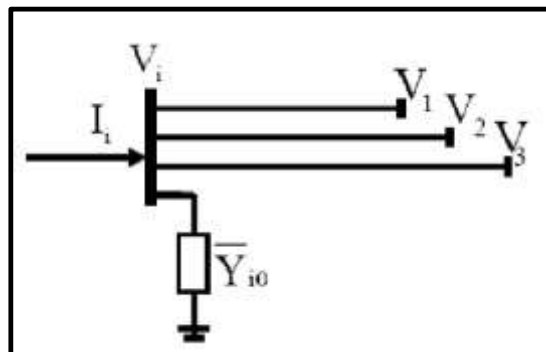


Figura 9. Modelo general de una barra

Fuente: Grainger, J y Stevenson, W. (1999) Análisis de Sistemas de potencia. Ediciones. MC-Graw-Hill. México

Si se aplica la ley de corrientes de Kirchhoff a la barra, se puede calcular la corriente inyectada a la barra y los voltajes en otras barras del sistema conectadas mediante líneas modeladas como admitancias a la barra en estudio:

$$I_i = V_i \cdot \sum_{j=0}^n \overline{Y_{ij}} - \sum_{j=1}^n \overline{Y_{ij}} \cdot V_j \quad j \neq 0 \quad (ec.1)$$

En donde $\overline{Y_{ij}}$ representa la matriz admitancia entre la barra en estudio i y la barra j , y $|V_j|$, es el voltaje en la barra j del sistema.

El estado de las barras de un SEP está dada por el valor del voltaje y su ángulo, los valores de la potencia activa y reactiva. De estos factores se eligen dos para el análisis completo de cada barra. De acuerdo con ello, la clasificación de las barras es:

• Barra PV

Son aquellas que tienen con uno o más generadores asociados de manera directa a ellas. Se conoce la potencia activa y el voltaje (P y V), y desconoce el valor del ángulo del voltaje y la potencia reactiva neta de la barra.

• Barra PQ

Son aquellas que tienen una o más cargas asociadas de manera directa a ellas, se les conoce la potencia activa y reactiva conocidas (P y Q) y desconoce el módulo y el ángulo del voltaje en la barra.

Barra libre (Barra Slack)

Se origina a partir de la elección de una de las barras PV del sistema, asignándosele el valor del voltaje en módulo y ángulo, el mismo que será referente para las otras barras. Esta barra es la que suministra la potencia activa y reactiva en todo el sistema.

2.2.10. Formulación del problema de flujo de potencia

Un sistema eléctrico de potencia se encuentra en estado estacionario cuando la cantidad de energía generada en el sistema es igual a la cantidad de energía consumida por las cargas más las pérdidas, las magnitudes de las variables de control y variables de estado permanecen constantes. La solución del problema de flujo de potencia consiste en resolver las ecuaciones algebraicas definidas en estado estacionario mediante las leyes de Kirchhoff, por lo general la definición de la solución del problema de flujo de potencia se realiza sin un conocimiento previo de magnitud de las pérdidas.

La formulación elemental del problema de flujo de potencia considera un punto de operación del sistema definida por la tensión y la potencia activa de las centrales eléctricas, por el consumo de la potencia activa y reactiva de las cargas y por una central eléctrica especificada por la magnitud de tensión y ángulo, según este planteamiento finalmente esta central se encargará de compensar todas las pérdidas en el sistema de transmisión asimismo puede absolver cualquier déficit de potencia activa.

El punto de operación se obtiene de un pronóstico de la carga y de una programación de la generación en las centrales eléctricas denominado despacho económico. El flujo de potencia es una de los instrumentos más utilizados para el análisis de los sistemas eléctricos de potencia porque nos permite hallar las magnitudes de las variables de estado de la red eléctrica para un punto específico de operación en estado estacionario.

El problema del flujo de potencia puede ser formulado analíticamente con la red representada por parámetros lineales y concentrados. Sin embargo, las restricciones de potencia y tensión hacen al problema no lineal. Por consiguiente, se recurre a métodos numéricos de naturaleza iterativa para su solución.

El primer paso en cualquier análisis de un sistema de energía eléctrica debe ser la formulación de un modelo adecuado para la red. Tal modelo debe relacionar las tensiones de la red con las corrientes o potencias de la misma.

En el método de los nudos las variables son las tensiones complejas (módulo y fase) en los nudos y las corrientes. Deben ser designados valores de referencia para los módulos y fases de las tensiones. Generalmente para los módulos la referencia es la tierra; mientras que para las fases se tomó como referencia la de uno de los nudos o barras, asignándole el valor cero.

En la siguiente figura se puede observar una red sencilla mostrando las corrientes nodales, tensiones y potencias.

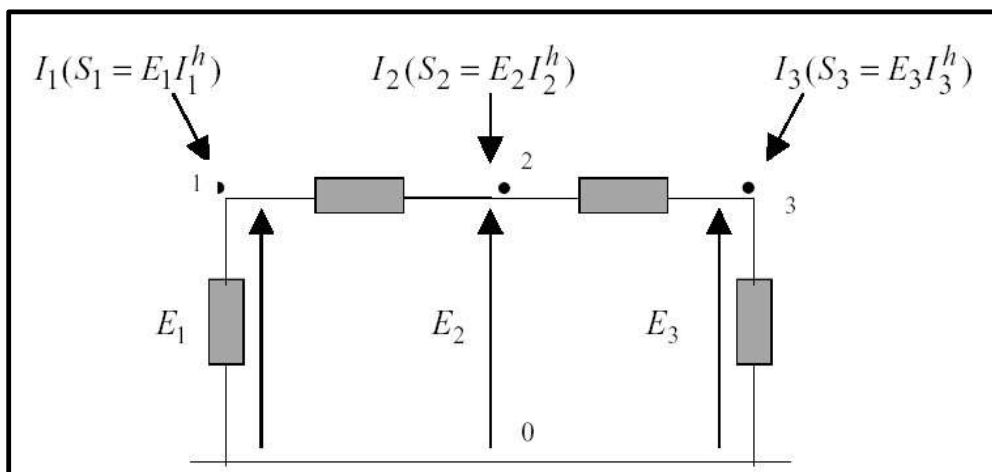


Figura 10. Red sencilla mostrando variables nodales

Fuente: Fernández, J. y Fuentes, E. (2011) Modelo de flujo óptimo de potencia utilizando técnicas de optimización. Facultad de ingeniería y arquitectura. Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas”. El Salvador

Una corriente nodal es aquella que entra a la red por un determinado nudo, proveniente de una fuente y/o de una carga externa a la red. A partir de esta definición, la corriente que entra a la red (desde una fuente) se considera que es positiva, mientras que la que sale de la red (hacia una carga) tiene signo negativo, y la corriente nodal inyectada neta es la suma algebraica de las dos.

Asimismo, se puede hablar de una potencia nodal inyectada

$$S_k = P_k + jQ_k$$

Donde:

S_k : potencia aparente neta en la barra k

P_k : potencia activa neta en la barra k Q_k :

potencia reactiva neta en la barra k j :

unidad imaginaria

2.2.11. Análisis de corto circuito.

Según Díaz y Rodríguez, (2001) un corto circuito es una conexión de baja resistencia establecida intencionalmente o por accidente entre dos puntos de un circuito eléctrico. Esa conexión causa una corriente excesiva que quema, sobrecalienta, mueve, expande, etc. causando daños a personas y equipos. La máxima corriente de corto circuito depende directamente del tamaño y capacidad de la fuente, y por otro lado de las impedancias del sistema incluyendo la falla.

La reacción de un sistema de potencia al darse el cortocircuito se representa mediante una red equivalente, dado por un generador de voltaje de pre falla y la impedancia de la red para los componentes de secuencia positiva, negativa y cero en el nodo bajo falla. Los elementos que alimenta las fallas, tales como la equivalencia de la red, generadores, transformadores, se crean a razón de una impedancia y su generador de voltaje. Durante los cálculos, estos componentes son representados a través de fuentes equivalentes de corriente. Para el método de cálculo en cortocircuito de la red Coscomba modelada se empleó la norma IEC60909.

Para el cálculo de cortocircuito se usa el método de superposición, debido a que es más preciso por que se conocen los valores de pre falla. Es difícil identificar los valores de voltaje antes que ocurra el cortocircuito, sobretodo en la fase de planificación, ya que los resultados del flujo de carga son

aproximaciones solamente. Más aun, a pesar que el voltaje se ajusta a 110% entre voltaje terminal y el voltaje interno, para la operación normal es difícil hallar los resultados de flujo de carga (máxima y mínima) por el cortocircuito en los diferentes puntos del sistema.

Al asumir una estructura y una alimentación simétricas del sistema de potencia, las componentes simétricas solamente se interconectan en el punto de falla. La interconexión se define por medio de las ecuaciones de falla, las cuales dependen del tipo de cortocircuito:

Cortocircuito Trifásico:

$$Ik_1'' = \frac{V_0^k}{Zk_1}$$

$$Ik_2'' = 0$$

$$Ik_0'' = 0$$

Donde:

- V_0^k : Voltaje de operación o voltaje de pre-falla en el nodo bajo falla k.
- Zk_i : Impedancia de la red en el nodo bajo falla de secuencia positiva ($i=1$), negativa ($i=2$) y cero ($i=0$).
- Iki'' : Corriente de cortocircuito inicial en el nodo bajo falla de secuencia positiva ($i=1$), negativa ($i=2$) y cero ($i=0$).

Dependiendo del método de cálculo, el voltaje de pre-falla V_0^k será:

- Calculado con la ayuda de fuentes de corriente y las corrientes de los elementos de alimentación I_e (método de Superposición).
- Ajustado por definición (IEC909, ANSI/IEEE).

El método IEC909 acomoda los voltajes de pre-falla en los nodos bajo falla a $V_0^k = c \cdot V_n$, por lo cual los flujos de alimentación, se ajustan en cero. El factor de voltaje c depende del voltaje nominal del sistema en el punto de localización de la falla y está definido por norma. El factor c puede ser ajustado automáticamente por el programa.

2.2.12. Estabilidad del flujo de carga

a) La estabilidad

Para Osorio y López (2013) es la capacidad que posee un sistema de potencia de conservar una zona de equilibrio de manera normal durante su operatividad y aun después de haberle ocurrido o una perturbación. En los sistemas eléctricos se debe tener la mayor estabilidad posible ya que una falla en éste tiene consecuencias relevantes para la sociedad.

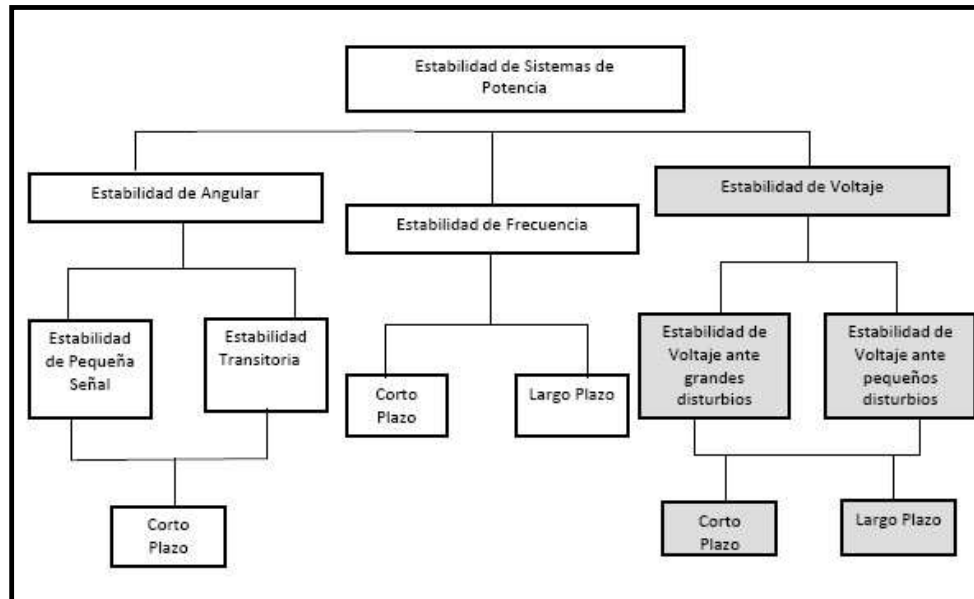


Figura 11. Estabilidad de sistemas de potencia

Fuente: Escobar, A. y Gallego, L. (2004). Análisis estático de contingencias de potencia activa en sistemas eléctricos de potencia. Revista Scientia et Technica Año X, No 25 Universidad Tecnológica de Pereira.

b) Estabilidad de voltaje

Es la capacidad que tiene un SEP para mantener una magnitud de voltaje estable en todos los nodos del sistema bajo condiciones normales de operación y después de estar sujeto a un disturbio. Está muy relacionada con las condiciones iniciales de operación del SEP, además éste es estable en voltaje cuando el voltaje en uno o varios nodos del sistema aumentan después de haberse inyectado potencia reactiva en un nodo del SEP.

c) Estabilidad de voltaje ante grandes disturbios

Se refiere a la capacidad del sistema de mantener los voltajes constantes después de disturbios grandes, tales como las fallas que se presentan en el sistema de transmisión, aumentos importantes de la carga, funcionamiento próximo al límite de transporte de potencia, generación alejada de la carga e insuficiencia de los medios de compensación de potencia reactiva.(Osorio. y López,(2013).

d) Estabilidad de voltaje ante pequeños disturbios

Se define este tipo de estabilidad como la capacidad del SEP de mantener voltajes constantes después de pequeños disturbios, tales como cambios incrementales en la carga del sistema. Este concepto es útil para la determinación en todo momento cómo los voltajes responden a cambios pequeños de la cargabilidad.

e) Estabilidad de voltaje a corto plazo y a largo plazo

La estabilidad a corto plazo involucra la dinámica en el tiempo de elementos de carga como motores. La estabilidad a largo plazo trata de estudiar el comportamiento de la red durante varios minutos a fin de evaluar la respuesta del SEP ante un crecimiento sostenido de la demanda.

f) Factores asociados a la inestabilidad de voltaje Condiciones

de sobrecarga en un SEP.

- Los límites de potencia activa y reactiva se hallan muy cerca de los márgenes tolerables.
- En la condición de operación anterior al disturbio, el sistema se encuentra operando sin un elemento principal.
- En algunos casos la pérdida de estabilidad se inicia generalmente con la salida de un solo elemento, en otras ocasiones es consecuencia de fallos sucesivos dentro del SEP.

g) El colapso de voltaje

Se considera un SEP que se encuentra funcionando bajo un estado de operación estable y repentinamente éste experimenta un disturbio, entra a un estado de colapso de voltaje si el equilibrio post-falla en la magnitud de

los voltajes en los nodos del sistema se encuentra fuera de los límites aceptables de operación.

Análisis Dinámicos: Corresponden a simulaciones en el tiempo, capturan eventos y calculan las secuencias que llevan a la inestabilidad.

Métodos Estáticos: Permiten examinar un amplio rango de condiciones del SEP para comprender la naturaleza del problema e identificar los factores de participación.

En estos métodos destacan •

Análisis de Sensibilidad V-Q.

- Análisis Modal Q-V.
- Curvas V-Q.
- Curvas P-V.

Análisis modal

Aunque es una técnica de análisis de estabilidad de voltaje en estado estable, se puede clasificar dentro de los métodos de análisis de sistemas dinámicos pero no corresponde a simulaciones en el tiempo. Se fundamenta en el cálculo de los valores propios de la matriz jacobiana reducida la cual relaciona en forma lineal la potencia reactiva inyectada en la red con los voltajes de los nodos.

La magnitud de los valores propios puede suministrar un volumen referente de la cercanía a la inestabilidad. El análisis de valores propios es útil para identificar los elementos y áreas críticas para la estabilidad de voltaje.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad \Delta Q = (J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}) \Delta V$$

h) Factores de participación de nodos

Tiene como objetivo principal determinar los nodos críticos de voltaje del sistema y por medio de estos identificar las zonas del sistema más relacionadas con los problemas de estabilidad de voltaje.

Dependiendo del valor propio se clasifican en: Muy localizables y No localizable

i) Factores de participación de rama

Indican para cada valor propio los elementos del SEP que consumen mayor potencia reactiva ante un cambio incremental en la carga. Los elementos con grandes factores de participación de ramas son identificados como débiles o que tienden a sobrecargarse.

j) Curvas p-v

Muestran la relación existente entre la transferencia de potencia activa y el comportamiento del voltaje. Se generan corriendo una serie de casos de flujo de carga. La ventaja que ofrece esta metodología es proporcionar una indicación de la proximidad al colapso de voltaje del sistema a través de un rango de niveles de carga (Margen de cargabilidad). Las curvas poseen un punto de cargabilidad máxima, si se excede dicho punto los voltajes caerán incontrolablemente y el SEP entrará en un estado de inestabilidad. Existen dos puntos posibles de operación siendo el punto superior un indicador de estabilidad del SEP y el inferior de inestabilidad. El F.P. debe permanecer constante. Para un F.P. en atraso o unitario los voltajes disminuyen a medida que aumenta la potencia activa.

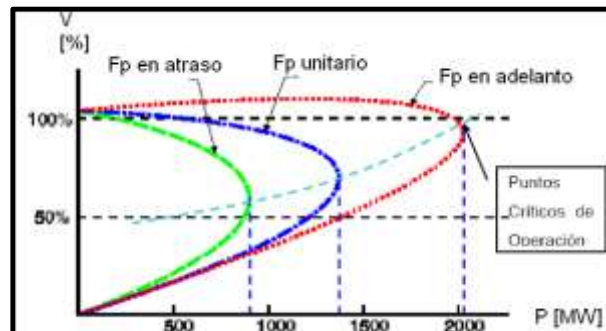


Figura 12. Puntos indicadores de estabilidad e inestabilidad del SEP

Fuente: Osorio, O. y López, G. (2013) Análisis de estabilidad de tensión en el sistema de transmisión regional (STR). Universidad Tecnológica de Pereira.

Programa de Tecnología Eléctrica – Colombia

k) Curvas V-Q

Muestran la potencia reactiva necesaria para mantener un nivel de tensión determinado. El mayor beneficio que ofrecen estas curvas es la determinación de un margen que indica hasta qué punto la potencia reactiva de carga se puede incrementar en el sistema. Poseen un punto de operación donde se encuentra el límite de estabilidad de voltaje. Existen dos puntos posibles de operación, siendo los ubicados a la derecha estables y los ubicados a la izquierda inestables. Tanto el factor de potencia como la transferencia de potencia activa deben permanecer constantes durante todo el proceso de construcción de dichas curvas.

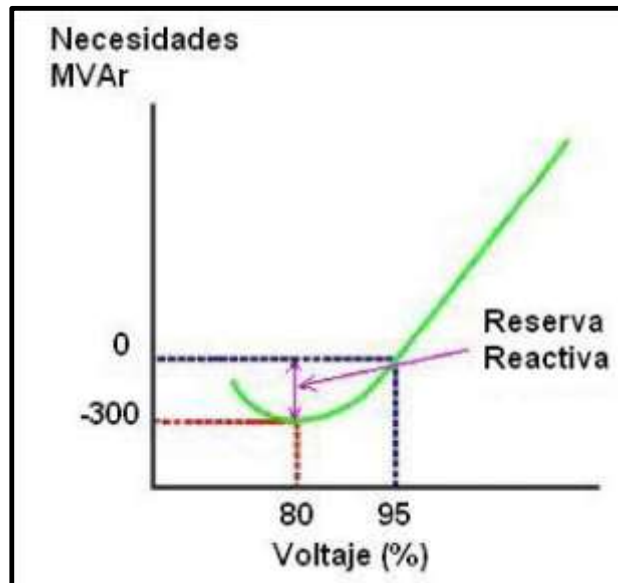


Figura 13. Potencia reactiva necesaria para mantener el nivel de tensión

Fuente: Glover J.D. y M. S. Sarma,(2004) Sistemas de potencia: Análisis y diseño. Tercera edición., México

2.3. Definición conceptual de la terminología empleada

- **Alimentador:** Es el circuito acoplado a una sola estación, que provee energía eléctrica a otras sub estaciones o directamente a los usuarios.
- **Alto voltaje:** Nivel de voltaje superior a 40 kV, y asociado con la transmisión y subtransmisión.
- **Área rural:** Territorio con áreas de habitabilidad dispersadas y con población menor a 5.000 habitantes.
- **Área suburbana o semiurbana:** territorio con área de habitabilidad que poseen servicios menores como agua, desagüe y energía eléctrica con población menor a 5.000 habitantes
- **Barra o bus:** Es una barra colectora común en donde convergen todos los alimentadores del mismo voltaje.
- **Carga:** La potencia eléctrica requerida para el funcionamiento de uno o varios equipos eléctricos o la potencia que transporta un circuito.
- **Carga instalada:** Es la sumatoria de las cargas en KVA continuas y no continuas en un sector específico. Igualmente es la potencia nominal de la red de distribución.

- **Catastro:** Es un registro inmobiliario administrativo dependiente del Estado en el que se describen los bienes inmuebles rústicos, urbanos y de características especiales.
- **Circuito eléctrico:** Lazo cerrado formado por un conjunto de elementos, dispositivos y equipos eléctricos, alimentados por la misma fuente de energía y con las mismas protecciones contra sobretensiones y sobre corrientes.
- **Confiabilidad:** Capacidad de un dispositivo, equipo o sistema para cumplir una función requerida, en unas condiciones y tiempo dados, equivale a fiabilidad.
- **Corriente:** Flujo de carga por unidad de tiempo que recorre un material.
- **Diagrama unifilar:** Esquema grafico que indica por medio de líneas sencillas y símbolos eléctricos la interconexión y componentes de una Subestación Eléctrica.
- **Diseño:** Proceso previo de configuración mental, “pre-figuración”, en la búsqueda de una solución en cualquier campo.
- **Falla:** Degradación de componentes. Alteración intencional o fortuita de la capacidad de un sistema, componente o persona, para cumplir una función requerida.
- **Línea eléctrica:** Conjunto compuesto por conductores, aisladores, estructuras y accesorios destinados al transporte de energía eléctrica.
- **MVA:** Unidad de medida de la potencia aparente en el sistema internacional de unidades, que corresponde a un mega voltamperio. Se utiliza para definir la capacidad de los transformadores de potencia.
- **Modelo:** Procedimiento matemático que permite simular la evolución de variables y propiedades de un sistema, durante el desarrollo de un fenómeno físico o químico. Representación abstracta de un sistema.
- **Nodo:** Parte de un circuito en el cual dos o más elementos tienen una conexión común.
- **Red:** Interconexión eléctrica con el fin de suministrar energía eléctrica a los consumidores.
- **Sistema:** Conjunto de componentes interrelacionados e inter actuantes para llevar a cabo una misión conjunta.

- **Sistema eléctrico de potencia:** es un conjunto de elementos que constituyen la red eléctrica de potencia siendo su función; generar, transmitir y distribuir, la energía eléctrica hasta los usuarios, bajo ciertas condiciones y requerimientos.
- **SEP:** Sistema eléctrico de potencia.
- **Sobrecarga:** Funcionamiento de un elemento excediendo su capacidad nominal.
- **Sub estación:** Conjunto de diversos equipos, sistemas y edificaciones que tienen como función la transformación de la energía eléctrica, para elevar o reducir la tensión, de acuerdo con las necesidades de transmisión y distribución a los centros de consumo.
- **Suministro:** Energía entregada por el comercializador al consumidor.
- **Tensión:** Diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos.
- **Transformador:** El transformador es un elemento eléctrico basado en el fenómeno de inducción mutua y destinado para transformar la tensión de una corriente alterna, pero conservando la potencia y la frecuencia.
- **Transformador de potencia:** Es el equipo más importante de una subestación que transforma la energía eléctrica de un valor de entrada a un valor distinto de salida (reductor o elevador de voltaje).

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1. Tipo y diseño de investigación

3.1.1. Tipo de Investigación

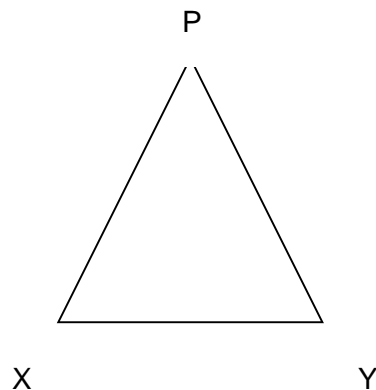
Se trata en este caso de una investigación experimental, ya que se involucra una serie de variables de estudio, que son manipuladas para verificar la variabilidad de la variable, y su consecuencia en una estructura existente. (Hernández, 2003).

La presente investigación se encuentra ubicada dentro del paradigma científico aplicado, toda vez que asume la teorización del modelado en software existente, para la construcción de una red de distribución eléctrica y su evaluación a través del uso del paquete informático NEPLAN.

3.1.2. Diseño de la Investigación

El estudio propuesto se adecuó a los propósitos de la investigación experimental, en función de los objetivos propuestos, donde se planteó el análisis del efecto sobre las instalaciones eléctricas existentes en la Subestación Coscomba, ante la entrada de diversas cargas industriales en la zona de influencia del proyecto.

El diseño de la investigación es del tipo propositivo evaluativo.



Donde:

X : Diagnóstico de la demanda real y futura de la red eléctrica.

P : Modelamiento de la red eléctrica mediante el software NEPLAN.

Y : Análisis y evaluación a través del flujo de carga, cortocircuito y estabilidad de voltaje de la red eléctrica modelada.

Que organizadas bajo el enfoque de modelo de investigación, resulta en la siguiente fórmula que explicita el procedimiento a desarrollar:

$$MG = M_1 + M_2 + M_3$$

M₁: Propuesta de modelamiento de red eléctrica.

M₂: Aplicación del software NEPLAN en el modelamiento de la red eléctrica.

M₃: Análisis y evaluación de flujo de carga, cortocircuito y estabilidad de voltaje.

MG: Es el resultante de $M_1+M_2+M_3$, es decir, la evaluación de la factibilidad óptima de la red eléctrica modelada.

Se emplearon una gama de instrumentos y técnicas de recolección de información, considerando que las cargas probables de la zona sirvieron de base para la modelación materia del presente. Para ello se proyectó y cumplió con tres etapas, la primera referida a la definición del objetivo de estudio y la elaboración del marco teórico, la segunda etapa implicó la recolección de datos en campo y la evaluación mediante software de los efectos de las nuevas cargas en la Subestación Coscomba, y la tercera etapa correspondió a la definición de la factibilidad del nuevo alimentador y sus parámetros eléctricos de probable funcionamiento.

3.2. Población y muestra

La población que sirvió para efectos de la investigación fue la de los diferentes predios ubicados en ambos márgenes de la carretera Panamericana Norte, desde el trébol vial que conduce a Piura, Sullana y Paita, hasta el Km. 1020 de la misma carretera Panamericana Norte.

La selección de los predios se basó en su proximidad al trazo probable de un alimentador en media tensión paralelo a la carretera Panamericana, así como a sus requerimientos actuales y futuros de demanda de energía eléctrica.

En dicho sector existen propiedades y Centros Poblados cuya población total suma 1500 habitantes (entre población rural y población industrial) y que se pueden clasificar en cinco grupos de la siguiente manera:

Tabla 1 *Clasificación de predios en la zona de influencia del estudio*

GRUPO	DESCRIPCION	CANT.
A	Predios donde ya se vienen desarrollando diversas actividades productivas o empresariales mediante líneas privadas alimentadas por la Concesionaria Electronoroeste S.A.	03
B	Predios donde ya se vienen desarrollando diversas actividades productivas o empresariales mediante grupos electrógenos.	02
C	Predios donde se tiene proyectado desarrollar actividades comerciales pero no se desarrolla aún por falta de energía eléctrica	12
D	Predios donde no se tiene previsto aún ninguna actividad	00

Fuente: Elaboración propia

A esta población se le aplicó una pequeña encuesta diagnóstica a fin de determinar la necesidad de energía eléctrica, y poder establecer la magnitud de cargas que se podrían implementar en la nueva red modelada.

3.3. Hipótesis

A partir de un escenario inicial existente, se plantean diversos escenarios con la finalidad de evaluar los resultados del flujo de carga, como sigue:

3.3.1. Escenario 1: Análisis de línea base principal

3.3.2. Escenario 2: Análisis de línea base y centros poblados

3.3.3. Escenario 3: Análisis de línea base y empresas industriales

Cabe resaltar en este punto que la demanda proyectada calculada en el presente trabajo, si podría abastecerse desde la actual subestación de Coscomba, lo cual se detalla en el acápite correspondiente.

3.4. Variables – Operacionalización

3.4.1. Variable independiente

□ Modelamiento de red

3.4.2. Variables dependientes

□ Flujo de carga

3.4.3. Operacionalización de variables

Tabla 2 Operacionalización de variables

Variables	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores	Instrumento
Modelamiento de la línea de la población afectada y el uso del software NEPLAN que es una herramienta para planeación y transformación de redes eléctricas.	Representación de un sistema no aplicación de una encuesta para lineal que describe el flujo de determinar la demanda por parte de energía por cada línea de la población afectada y el uso del de red transmisión a partir de elementos software NEPLAN que es una que constituyen un alimentador, herramienta para planeación y transformador, nodos y líneas. operación de redes eléctricas.	Se operacionaliza a partir de la aplicación de una encuesta para lineal por cada transmisión a partir de un alimentador, nodos y líneas. operación	Demanda de la red de distribución eléctrica.	Demanda eléctrica actual del sector. Proyección demanda futura.	Encuesta, Software NEPLAN.
			Modelamiento de la red	Nodos. Líneas de transmisión. Transformadores de dos y tres devanados. Equivalentes de red. Generadores Cargas.	
			Flujo de carga		
Flujo de especificas de carga y generación, operación de redes eléctricas. a Corto circuito de módulos de flujo de carga,	Proceso que permite medir y el estado de tensión del software NEPLAN que es una sistema para condiciones herramienta para planeación y verificar el estado de tensión del software NEPLAN que es una sistema para condiciones herramienta para planeación y	Se operacionaliza a partir del uso del verificar el estado de tensión del software NEPLAN que es una sistema para condiciones herramienta para planeación y	Análisis de flujo de carga de escenarios: -Escenario 1: Análisis de línea base principal. -Escenario 2: Análisis de línea base y centros poblados. -Escenario 3: Análisis de línea base y empresas industriales.		Software NEPLAN.
			Ubicaciones de falla de la red eléctrica. carga y determinar las mejores través		
			Estabilidad de voltaje		
carga,	condiciones de operación de los sistemas existentes.	corto circuito y estabilidad de voltaje.	•Análisis de Sensibilidad V-Q. •Análisis Modal Q-V. Factores propios. Factores de participación de nodos. Factores de participación de línea. Factores de participación de transformadores.		Software NEPLAN.

Fuente: Elaboración propia.

3.5. Métodos y Técnicas de Investigación

Para el desarrollo de la investigación fue necesario el uso de herramientas de recolección de datos que permitieron acopiar la mayor cantidad de información relevante para el análisis del objeto de estudio.

Dada la naturaleza del estudio fue necesaria la recopilación documental, que implica el acopio de los antecedentes relacionados con la investigación. Para tal fin se consultaron diversas fuentes, ya sea mediante encuesta, observación directa, directamente en campo o a través de la documentación existente en los registros públicos o fuentes del Ministerio de Agricultura, en cuanto a los predios cuya demanda de potencia eléctrica se proyecta en la zona; y por otra parte se hizo consultas a la Concesionaria Electronoroeste S.A., acerca de los datos y parámetros eléctricos en la Subestación Coscomba.

3.6. Descripción del instrumento utilizado

Para la recolección de datos se ha utilizado como herramientas la encuesta y la observación directa.

Se ha recorrido los predios existentes en la zona, portando un formato de encuesta previamente diseñado (ver anexos) para recopilar datos tales como: propietario, área del predio, uso actual, uso proyectado, demanda actual de potencia eléctrica, demanda proyectada de potencia eléctrica, saneamiento legal del predio, etc.

Por otra parte, la obtención directa de información de la base de datos de Registros Públicos u Ministerio de Agricultura, ha permitido identificar a los propietarios actuales, con la finalidad de obtener mediante entrevista, la información que nos permita definir una demanda global proyectada de la zona, con la finalidad de consolidar una información que pueda ser procesada mediante software y así llegar a las recomendaciones acerca de la factibilidad de un nuevo alimentador para las cargas industriales del sector.

3.6.1. Diagrama de cargas

Una vez obtenida la información de la demanda proyectada de la zona, se ha consolidado un diagrama de cargas proyectado, en el cual se ha reflejado la demanda eléctrica presente y futura.

3.6.2. NEPLAN

Para la modelación del efecto del ingreso de estas nuevas cargas se ha utilizado el software NEPLAN versión 5.3.5, en el cual se ha ingresado la mayor cantidad de datos referidos a demanda en cada punto, distancia entre

cada carga, factor de potencia, tipo de conductor proyectado del alimentador, material, etc.

Network Planning (NEPLAN) es un sistema de información y planeamiento de redes eléctricas, gas y agua.

NEPLAN Power System Analysis es un software de planeamiento, optimización y simulación de redes eléctricas de transmisión, distribución e industriales, que incluye 19 módulos de cálculo entre ellos: Flujo de Potencia Óptimo, Estabilidad Transitoria, Estabilidad de Voltaje, De Pequeña Señal, EMT/RMS Simulación Dinámica, Confiabilidad, Armónicos, Contingencias, Cortocircuito.

NEPLAN es utilizado en más de 80 países alrededor del mundo por más de 600 empresas, entre las que se cuentan grandes y pequeñas compañías del servicio de electricidad, industrias, firmas de ingeniería y universidades. Esta herramienta para estudios de redes eléctricas, fue desarrollado por BCP Busarello + Cott +Partner Inc. con la cooperación de ABB Utilities GmbH y Swiss Federal Institute of Technology, y se está reforzando y mejorando continuamente gracias a la retroalimentación permanente entre los usuarios y NEPLAN que se ha producido desde 1989.

NEPLAN se utiliza para analizar, planear, optimizar y administrar redes de potencia, se puedan montar e ingresar un sistema, calcular y evaluar rápida e interactivamente, con diferentes niveles de voltaje y con la cantidad de nodos a medida de las necesidades de planeamiento.

Características generales.

Esta herramienta presenta una serie de facilidades entre las que se puede citarlas siguientes:

- Facilidad de administración de datos incluyendo exportación a programas externos.
- Capacidad de generar los diagramas unifilares a través de sistemas CAD.
- Disponibilidad de funciones de importación/exportación de datos de topología y datos de carga.
- Conexión integrada a bases de datos ampliamente utilizadas. ○ Exploración de datos SQL para MS-Access, Oracle. ○ Administración y manejo de diferentes variantes de red. ○ Técnicas multi-cap.

- Opciones flexibles para desplegar resultados. ○ Extensas librerías de elementos de red y dispositivos de protección.

- Interfase directa con sistemas de información geográfica (GIS) y sistemas SCADA.

Módulo de flujo de potencia.

Constituye el modelo básico de NEPLAN, y es el módulo base para la aplicación de los restantes módulos de NEPLAN.

- Métodos de cálculo: Inyección de Corrientes, Newton Raphson, Newton Raphson Extendido.
- Verificación de límites y apropiada conversión automática del tipo de nodo.
- Control de flujo y voltaje por medio de transformadores de desplazadores de fase y transformadores de tres devanados controlables. ○ Dispositivos FACTS: SVC, STATCOM, TCSC, UPFC.
- Tipos de nodo: slack, PQ, PV, PC, SC, PI, IC. Permite más de un nodoslack.
- Intercambio de potencia entre áreas/zonas (control de intercambio de área). Elementos y cargas de la red asimétricos.
- Factores de escalamiento predefinidos y definidos por el usuario para variaciones rápidas de carga y generación.
- Nodo slack distribuido. ○ Balance de carga. ○ Cálculo de sensibilidad de pérdidas.
- Control de convergencia de longitud de paso. ○ Archivo de inicialización de entrada/salida.

La aplicación de los instrumentos señalados permitió desarrollar una metodología que tuvo la siguiente secuencia:

- Cálculo de la demanda presente y futura de cargas industriales y domésticas menores, no satisfechas en las condiciones actuales.
- Cálculo de parámetros básicos de una nueva línea eléctrica para abastecer de energía eléctrica a las cargas actuales y futura del sector.
- Modelamiento de la SED Coscomba y evaluación con respecto al ingreso de nuevas cargas industriales.
- Evaluación de la factibilidad de suministro.

CAPITULO IV

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

4.1. Objetivo N° 01 Obtener datos actuales de la SED Coscomba

La sub estación Coscomba forma parte del circuito eléctrico de la empresa ENOSA y se encuentra ubicada en la carretera Piura – Paita, entre las coordenadas $5^{\circ}10'07.50''$ S y $80^{\circ}41'55.39''$ O, con una elevación promedio de 32 m.s.n.m. El área de la sub estación tiene acceso por las carreteras asfaltadas PiuraPaita, que a su vez se conectan con la Carretera Panamericana Norte en el óvalo de salida de la ciudad de Piura y en el de ingreso a la ciudad de Sullana. Está conformada por equipamiento de celdas de línea en 220 KV del tipo convencional, con pórticos y barras en 220 KV y configuración de doble barra.

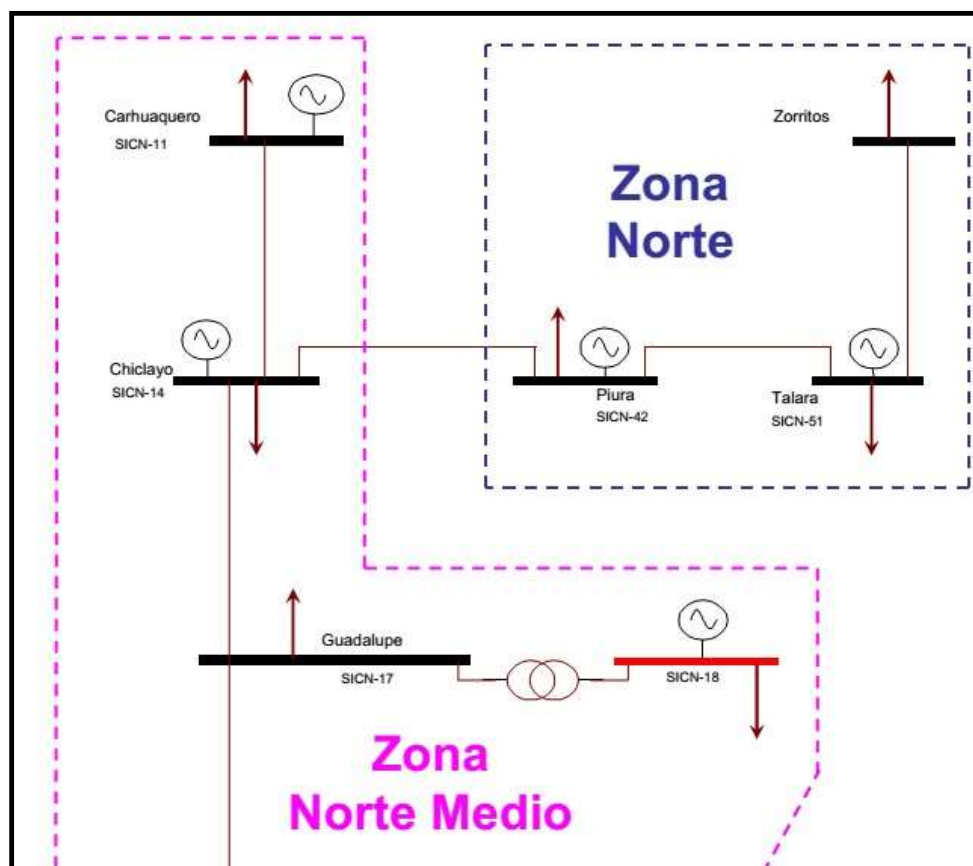


Figura 14. La región Piura en el contexto eléctrico del Norte, en este diagrama unifilar
Fuente: OSINERGMIN. Informe N° 0111-2012-GART. Estudio para la Determinación del Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017 para el Área de Demanda 1 (pre publicación).

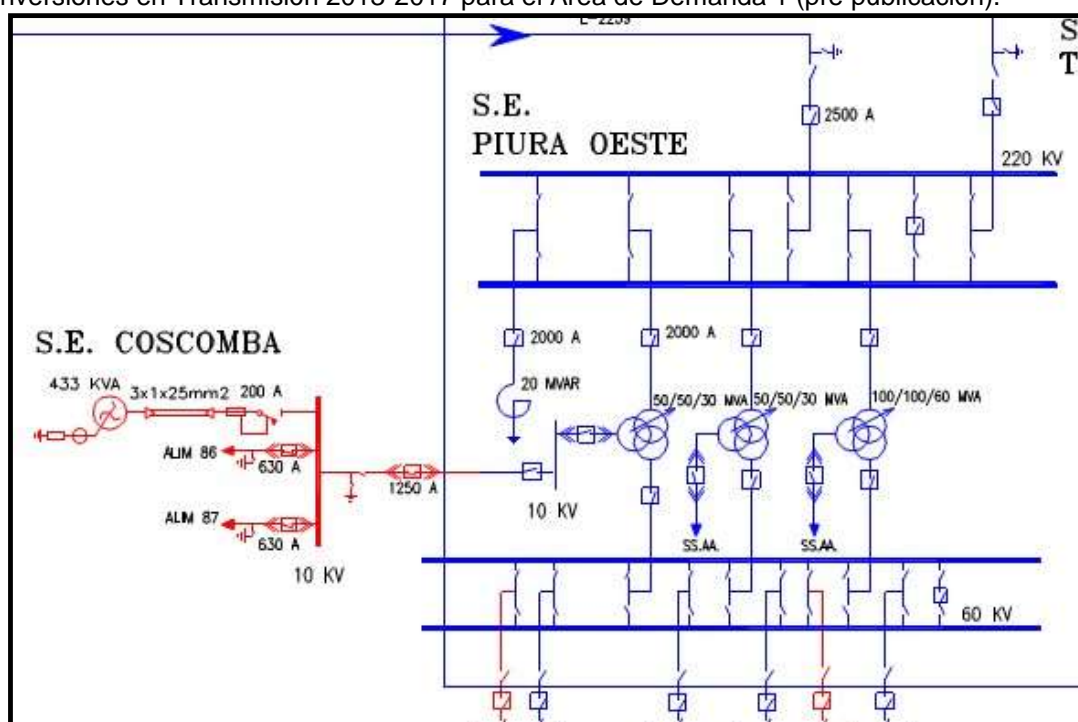


Figura 15. La sub estación Coscomba en el sistema o diagrama unifilar de la ciudad de Piura

Fuente: OSINERGMIN. Informe N° 0111-2012-GART. Estudio para la Determinación del Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017 para el Área de Demanda 1 (pre publicación)

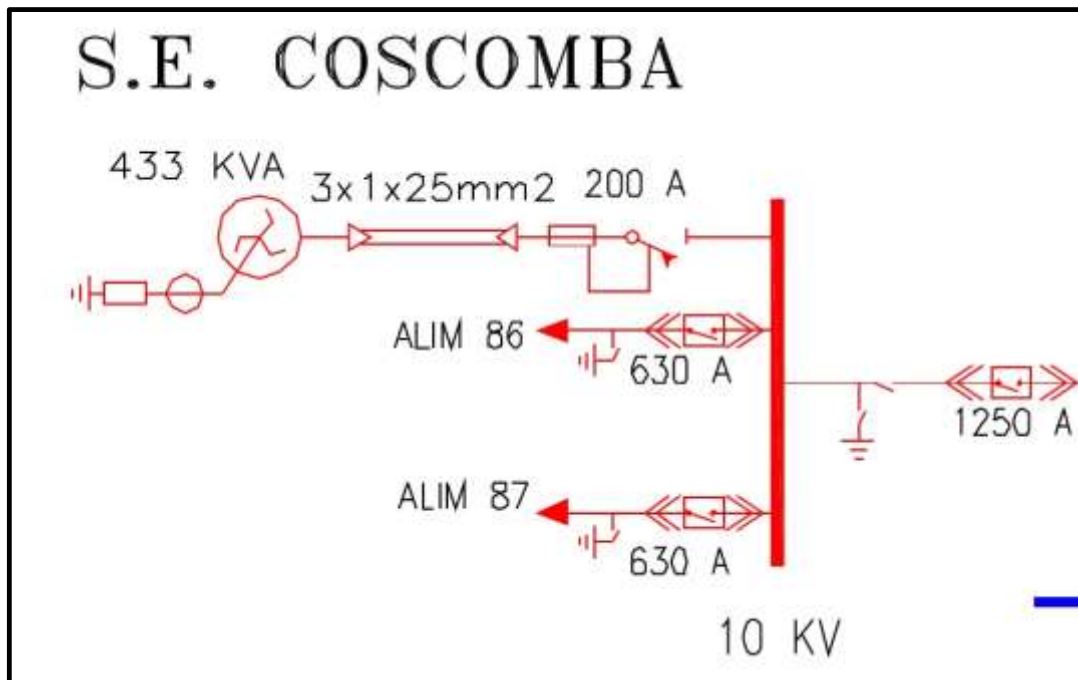


Figura 16. La sub estación Coscomba

Fuente: OSINERGMIN. Informe N° 0111-2012-GART. Estudio para la Determinación del Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017 para el Área de Demanda 1 (pre publicación)

4.2. Objetivo N° 02: Estimar la Demanda Eléctrica actual del sector

Estimación de la demanda eléctrica actual del sector de estudio

La demanda eléctrica se entiende aquí como el requerimiento de potencia y energía eléctrica de un usuario o conjunto de usuarios, sector o sistema eléctrico.

La demanda puede ser: diaria, semanal mensual, anual, histórica o diversificada. Para el caso que nos ocupa el tipo de demanda eléctrica es diversificada ya que se considera un grupo de cargas que es la demanda de un grupo como un todo (la suma de estas impuesta por cada carga) sobre un intervalo particular.

Asimismo, la demanda puede ser contratada que es la demanda máxima que la concesionaria (Electronoroeste S.A.) está comprometida a entregar al usuario de acuerdo con su contrato del servicio.

La demanda también se estimó a partir de la aplicación de una encuesta que comprendió a la población ubicada desde la línea del cruce del trébol vial hacia Piura Sullana, Paíta y Chiclayo, hasta una distancia de 18.50 km en dirección a Sullana, en

el departamento de Piura. Los predios y poblados vinculados al ámbito de estudio del proyecto son:

- Local Km. 7
- Backus
- Local “Las Gatitas”
- Cerámicos Piura
- Yaksetig Guerrero
- Centro Poblado Nuestro Señor Cautivo de Ayabaca
- Empresa Casa - H&H
- Empresa Pérez & Castro
- Radio Cutivalú
- Centro Poblado Las Mercedes
- Caserío Las Vegas
- El Peaje de la carretera Piura-Sullana
- Local de Telefónica del Perú
- Otros

Encuesta

A esta población se le aplicó una pequeña encuesta diagnóstica a fin de determinar la necesidad de energía eléctrica y poder establecer el número de cargas que se podría implementar en la nueva red modelada. Se consultaron los siguientes aspectos:

1. ¿Tiene Ud. servicio de energía eléctrica?

Respecto a la existencia del servicio eléctrico, los resultados evidenciaron que el 76% de la población no cuenta con el servicio de energía eléctrica en el tramo de la red modelada Piura – Sullana y sólo un 24% si tiene el servicio.

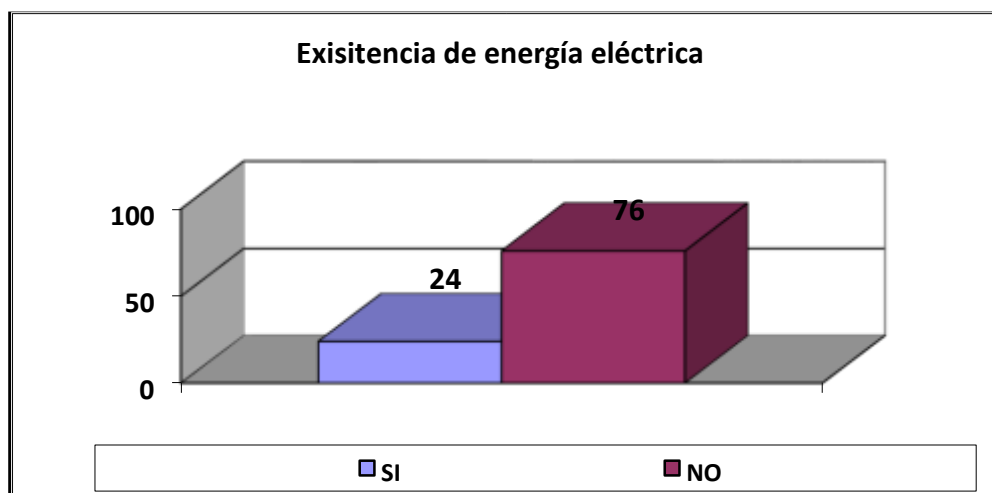


Figura 17. Porcentaje de disponibilidad del servicio de energía eléctrica en la actualidad

Fuente: Cuestionario aplicado a empresas industriales y centros poblados.

2. ¿Posee equipos o aparatos que consuman energía eléctrica?

Respecto a la existencia de equipos o aparatos que consuman energía eléctrica, los resultados evidenciaron que el 92% de la población si posee equipos y aparatos que consumen energía eléctrica, mientras que un 8% no los posee.

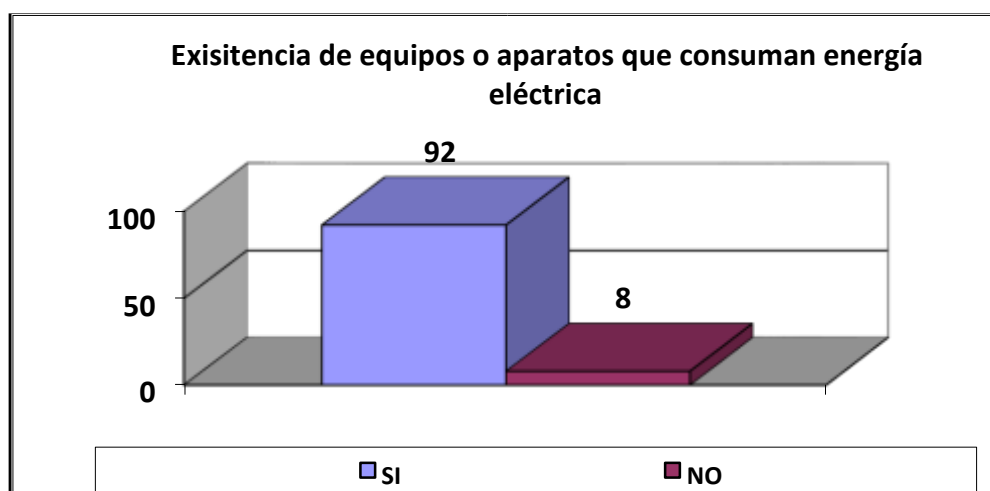


Figura 18. Porcentaje de población que cuenta con aparatos eléctricos

Fuente: Cuestionario aplicado a empresas industriales y centros poblados

3. Tipo de fuente con que conecta equipos o aparatos eléctricos

Respecto al tipo de fuente con que conecta los equipos o aparatos de uso eléctrico, los resultados ilustraron que el 76% de la población conecta sus equipos con baterías de auto, un 14% lo hace mediante el servicio de red eléctrica concesionada por Electronoroeste S.A. y un 0.4% posee panel solar.

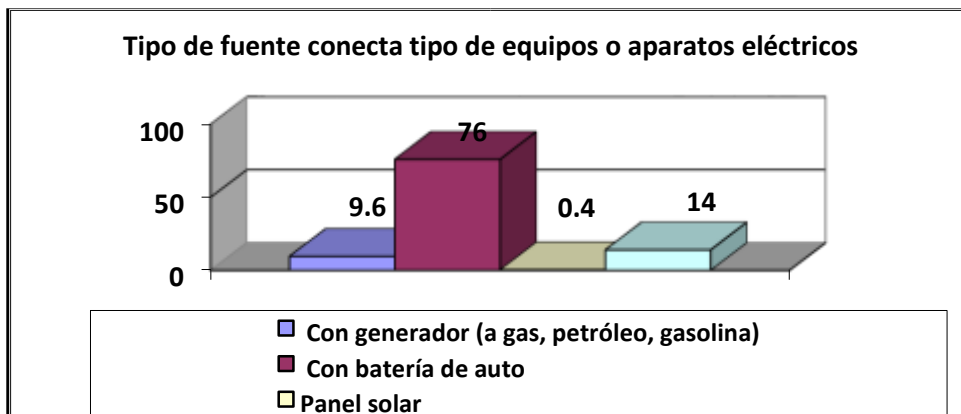


Figura 19. Tipos de fuentes de abastecimiento de energía eléctrica con que cuenta la población

Fuente: Cuestionario aplicado a empresas industriales y centros poblados

4. ¿Está dispuesto a ser un consumidor de energía eléctrica?

Respecto a la necesidad de ser consumidor usuario del servicio de energía eléctrica, el 100% de la población manifestó estar dispuesta a constituirse en usuario del servicio de energía eléctrica, a través de una nueva línea eléctrica.

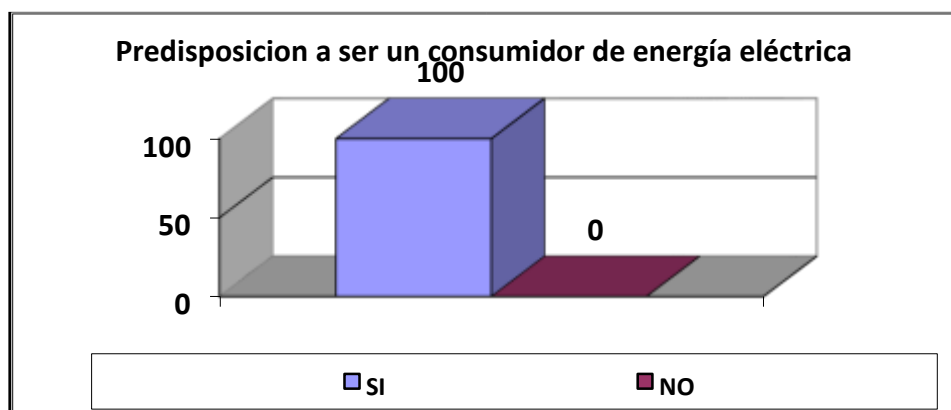


Figura 20. Porcentaje de población dispuesta a contar con suministro eléctrico convencional

Fuente: Cuestionario aplicado a empresas industriales y centros poblados

5. ¿Por qué razones considera que es vital que cuenten con el servicio de energía eléctrica?

Respecto a las razones por la que considera vital contar con el servicio de energía eléctrica, el 61.2% manifestó que es importante porque con ello mejorará su calidad de vida, el 16,8% señaló que podría tener un mejor desarrollo productivo industrial, un 12% declaró que ello haría posible tener acceso a otros servicios y tener un mayor desarrollo productivo industrial y finalmente un 10% restante expreso que es importante para tener más actividades familiares.

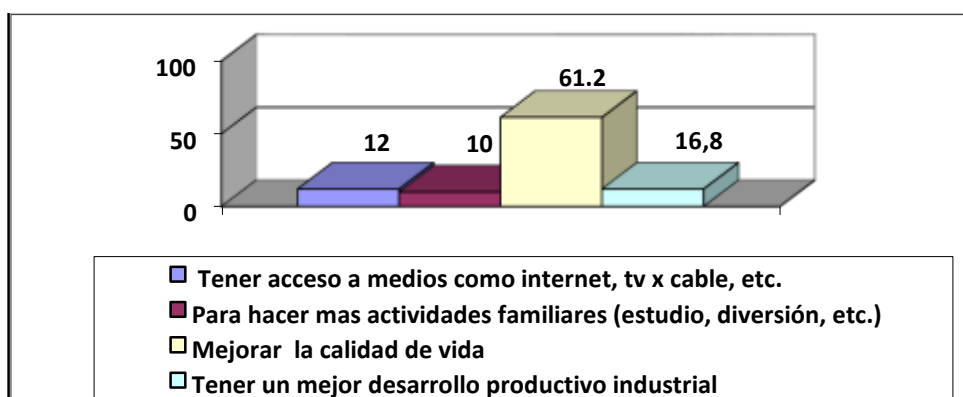


Figura 21. Razones de los posibles usuarios para contar con el servicio de energía eléctrica en sus domicilios

Fuente: Cuestionario aplicado a empresas industriales y centros poblados

6. ¿Considera Ud. importante que se implemente una línea eléctrica para poder acceder al servicio?

Respecto a la necesidad de que se implemente una línea eléctrica para poder acceder al servicio, el 100% de la población si considera importante la implementación de una nueva línea eléctrica.

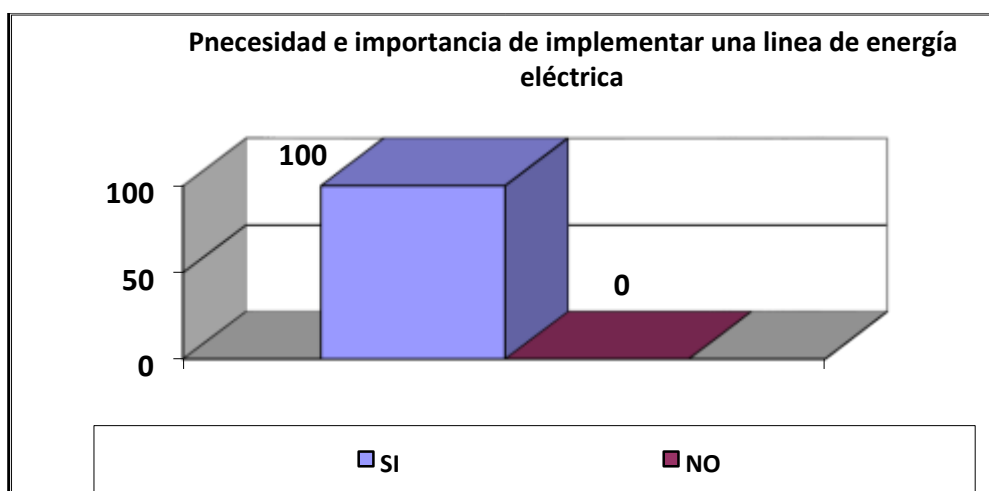


Figura 22. Evaluación de la importancia otorgada por la población a la construcción de una nueva línea eléctrica

Fuente: Cuestionario aplicado a empresas industriales y centros poblados

Mercado eléctrico actual

Por otra parte, también se evaluó in situ acerca de la relación población actual – uso de energía eléctrica, obteniendo los resultados indicados en la siguiente tabla resumen con la cantidad de predios existentes y la cantidad de cargas que se podrían implementar.

Tabla 3 Disponibilidad de energía eléctrica en la zona

GRUPO	DESCRIPCION	DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELECTRICA	CANT.	%
A	Predios donde ya se vienen desarrollando diversas actividades productivas o empresariales.	Mediante líneas privadas alimentadas por la Concesionaria Electronoroeste S.A.	03	15
B	Predios donde ya se vienen desarrollando diversas actividades productivas o empresariales	Mediante grupos electrógenos	02	10
C	Predios donde se tiene proyectado desarrollar actividades comerciales pero no se desarrolla aún por falta de energía eléctrica	No tiene	12	60
D	Predios donde no se tiene previsto aún ninguna actividad	No tiene	00	00
E	Centros Poblados en la Zona de Influencia del Proyecto	No tiene	03	15
Total de posibles cargas en la zona			20	100

Fuente: Cuestionario aplicado a empresas industriales y centros poblados

La aplicación de la encuesta diagnostica permitió establecer que existen en la zona tres (03) centros poblados (15%) que no cuentan con servicio de energía eléctrica y empresas industriales (15%) que poseen servicio de energía eléctrica mediante líneas privadas alimentadas por la Concesionaria Electronoroeste S.A.

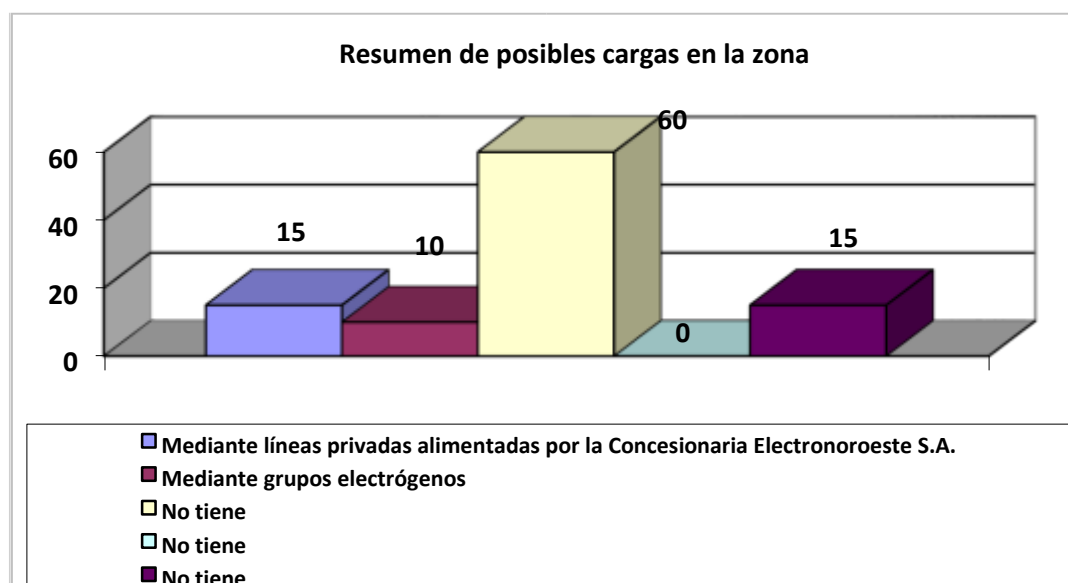


Figura 23. Resumen de posibles cargas en la zona

Fuente: elaboración propia

Asimismo más allá de los centros poblados (usuarios menores) existen empresas en la ruta Piura – Sullana que necesitan de energía eléctrica para sus operaciones, las misma que han solicitado a Electronoroeste S.A. ver alguna propuesta que les permita interactuar con la empresa en la búsqueda de un mejor lugar de vida.

Asimismo, se explica que dicha proyección de demanda se ha corregido considerando las cargas puntuales o concentradas, especialmente de los llamados Usuarios Mayores (las empresas Agropecuaria Chimú, H&H, Yaksetig, etc.) tanto existentes como nuevos, teniendo presente sus planes de incremento de carga futuros y/o la oportunidad de su interconexión.

4.3. Objetivo N° 03: Evaluar la proyección de la demanda futura

Demanda global

La información presentada tiene un carácter exploratorio del comportamiento del sistema ante el crecimiento de la demanda y permite establecer una base para la definición de ampliaciones y reformas de la red de distribución. Asimismo permite identificar las necesidades de ampliación de instalaciones de transformación existentes así como la necesidad de instalación de otras adicionales.

Por otro lado, en el informe “Estudio para la Determinación del Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017 para el Área de Demanda 1”¹ se informa que la proyección de la demanda, en la ciudad de Piura, es necesario incrementar la capacidad de transformación en la SET Piura Centro para atender la demanda prevista de 65 MVA y 73 MVA para los años 2015 y 2017 respectivamente; la demanda registrada en el año 2010 ha sido de 42 MVA y su capacidad del transformador actual es de 8 MVA para el devanado de 22,9 kV y de 45 MVA para el devanado de 10 kV.

Tabla 4

Proyección de la máxima demanda (MW) Años 2010 – 2027

SISTEMA	SET	BARRA	AÑOS						
			2010	2011	2012	2013	2018	2025	2027
PIURA	S.E. PIURA CENTRO (SEPC)	MT	34,61	36,76	38,98	41,27	53,74	74,15	80,64
		AT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		TOTAL	34,61	36,76	38,98	41,27	53,74	74,15	80,64
	S.E. COSCOMBA	MT	5,25	5,58	5,93	6,28	8,20	11,36	12,37
		AT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		TOTAL	5,25	5,58	5,93	6,28	8,20	11,36	12,37
	S.E. CASTILLA	MT	12,39	13,13	13,90	14,70	19,02	26,06	28,28
		AT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		TOTAL	12,39	13,13	13,90	14,70	19,02	26,06	28,28
	TOTAL PIURA	MT	52,25	55,48	58,81	62,25	80,97	111,57	121,28
		AT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		TOTAL	52,25	55,48	58,81	62,25	80,97	111,57	121,28

Fuente: OSINERGMIN. Informe N° 0111-2012-GART. Estudio para la Determinación del Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017 para el Área de Demanda 1 (pre publicación)

Asimismo se advierte que la atención de la nueva demanda de Piura, al sur de la SET Piura Centro, debería efectuarse desde dicha subestación, lo que originaría un inconveniente en la operación de los alimentadores, debido a que se presentarían problemas de caída de tensión que superarían lo establecido en la NTCSE en los alimentadores de MT, así como el de incrementar las pérdidas del sistema de distribución. La finalidad, al establecer la demanda previsible de esta energía eléctrica, es dar los elementos de base para dimensionar el conjunto de instalaciones de generación que cubran tal demanda y facilitar la elección de prioridades en inversiones, programar el ritmo de puesta en marcha de los recursos naturales y analizar la planificación y explotación de las nuevas instalaciones. Asimismo la empresa Maple Etanol también demandó la instalación de una línea de transmisión en 60 kv y sub estación de transformación para la planta de producción de etanol automotor – Piura, la misma que será usada para la planta de etanol automotor, lo cual servirá inicialmente como soporte del proyecto para abastecerlo de energía y, posteriormente, cuando el complejo esté produciendo a plena capacidad, la Línea de Transmisión que incluirá el suministro eléctrico.

De igual manera la empresa Cementos Piura demandó la instalación de una Línea de Trasmisión 220KV para su Planta Cementos Piura y cuya energía proviene del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN.

¹ Elaborado por OSINERGMIN-GART Informe N° 0111-2012-GART

Demanda en la zona específica

Existen antecedentes y evidencias de la demanda focalizada de la zona a estimar, como la de la empresa H&H, quienes solicitan el suministro y fijación de un punto de diseño para un sistema de electrificación en media tensión para su predio de Construcción y Administración S.A CASA ubicado en el Km 107+100 en la panamericana Norte – carretera Piura Sullana, con una demanda de 200 KW.

Tabla 5

Condiciones de la factibilidad para CASA – HH

PUNTO DE DISEÑO	ESTRUCTURA M.T. Código NTCSE	ALIMENTADOR	NIVEL TENSION (KV)	UBICACIÓN	MAXIMA DEMANDA (MW)	SUBESTACION DE TRANSFORMACION
1. Reforzamiento (5 Km)	114913	87	10	Carretera Piura-Paita Inmediaciones Sala Celda Coscomba	3	Sala de Celda Coscomba
2. Sistema de Utilización	Poste N° 35 Línea 10 Kv (carretera Piura - Sullana)	87	10	Carretera Piura-Sullana, Km 1007+100	0.2	Sala de Celda Coscomba

Fuente: Documento de factibilidad de suministro y fijación de punto de diseño de Electronoroeste S.A.

De manera similar, la empresa Yaksetig Guerrero hizo su solicitud para su planta de asfalto ubicada en el Km. de la carretera Piura-Sullana, con una demanda de 350 KW,

Tabla 6

Condiciones de la factibilidad para Yaksetig Guerrero

PUNTO DISEÑO	ESTRUC T. M.T. (NTCSE)	ALIMT	TENSION (kv)	UBICACIÓN	MAXIMA DEMANDA (KW)	*Pcc 3Φ (MVA)	SET
1. Ampliación	114851	1931 (87)	10 KV	Carretera a Paita (Frente a SEPO)	-----	323	Coscomba
1.a Ampliación	151536	1931 (87)	10 KV	Carret. Piura-Sullana (Cámara Aypate)	-----	140	Coscomba
PUNTO DISEÑO	ESTRUC T. M.T. (NTCSE)	ALIMT	TENSION (kv)	UBICACIÓN	MAXIMA DEMANDA (KW)	*Pcc 3Φ (MVA)	SET
2. Reforzamiento	132997	1931 (87)	10 KV	Carret. Piura-Sullana	-----	70	Coscomba
3. Sistema de Utilización	133004 (1310007 90) Estructur a 26	1931 (87)	10 KV	Carret. Piura-Sullana	350	32	Coscomba

Fuente: Documento de factibilidad de suministro y fijación de punto de diseño de Electronoroeste S.A.

La empresa Chimú Agropecuaria también pidió atención para su requerimiento de 500 KW a Electronoroeste S.A.

Tabla 7 Condiciones de la factibilidad para Chimú Agropecuaria

PUNTO DE DISEÑO	ESTRUCTURA M.T. Código NTCSE	ALIMENTADOR	NIVEL TENSION (KV)	UBICACIÓN	MAXIMA DEMANDA (MW)	SUBESTACION DE TRANSFORMACION
1. Reforzamiento (5 Km)	114913	87	10	Carretera Piura-Paita Inmediaciones Sala Celda Coscomba	3	Sala de Celda Coscomba
2. Sistema de Utilización	Poste N° 71 Línea 10 Kv (carretera Piura - Sullana)	87	10	Carretera Piura-Sullana, Km 1012	0.5	Sala de Celda Coscomba

Fuente: Documento de factibilidad de suministro y fijación de punto de diseño de Electronoroeste S.A.

A todas estas peticiones Enosa respondió de manera positiva, afirmando que si puede atender la demanda solicitada, y para ello se hace necesario:

Para la petición de la empresa H&H g que requería una demanda de 200 Kw, Enosa considera ampliar y reforzar:

Reforzar el alimentador 187 y reforzamiento de 5 km de línea MT 10 KV (línea de telefónica) en dos tramos:

- Tramo 1 (sala de celda de la SED Coscomba, carretera Piura Paita con conductor AAAC 240 mm²; 1.6 Km;)
- Tramo 2 (derivación de la carretera Piura – Paita hasta punto ubicado en carretera Piura – Sullana con conductor AAAC n120 mm²; 3.4 Km),

Para la petición de Yaksetig que requería una demanda de 350 Kw, Enosa considera ampliar y reforzar:

- Ampliación de línea MT 10 kv con conductor AAAC 120 mm²; en un tramo de 2.2 Km
- Reforzamiento de MT 10 kv con conductor AAAC 120 mm²; en un tramo de 1 Km

Para la petición de la empresa Agropecuaria Chimú que requería una demanda eléctrica de 500 kw se debe:

- Reforzar el alimentador 187 y reforzamiento de 5 km de línea MT 10 KV (línea de telefónica) en dos tramos: tramo 1 (sala de celda de la SED Coscomba, carretera Piura Paita con conductor AAAC 240 mm²; 1.6 Km;) y el tramo 2 (derivación de la carretera Piura – Paita hasta punto ubicado en carreta Piura – Sullana con conductor AAAC n120 mm²; 3.4 Km).

Como se podrá advertir, existe una demanda por el servicio de energía eléctrica en la zona estimada del desarrollo del proyecto que resumimos a continuación.

Para estimar los requerimientos de demanda de las Cargas industriales a incorporarse se asumieron los siguientes criterios generales:

- Las estimaciones de los requerimientos de energía y potencia de las cargas industriales e incorporadas se sustentaron en los reportes de las empresas en las cuales se interioriza las expectativas de consumo futuros.
- Las cargas industriales e incorporadas son anexadas al SEIN según su barra de enlace, la cual está definido por la ubicación geográfica de la carga, con ello se ha incorporado dichas cargas a las respectivas zonas que le corresponden.
- En dichas estimaciones se considera un escenario único de estimación por cuanto dicha demanda responde a patrones de consumo común de las respectivas empresas consideradas.
- Dentro de las cargas del grupo de industriales se encuentran principalmente las empresas CASA – H&H, Yaksetig Guerrero, Chimú Agropecuaria; en el grupo de los centros poblados se encuentran Las Mercedes y Señor Cautivo, así como el caserío Las Vegas. Las características son un alto factor de carga y consumo las primeras y un consumo bajo domiciliario en las segundas.

Finalmente, se indica haber re combinado anualmente las proyecciones de los componentes o tipos de carga, para obtener el pronóstico de la demanda de toda la zona de estudio. La proyección global de la demanda de energía eléctrica en la zona de estudio, presentada se resume en la siguiente tabla:

Tabla 8 *Demanda de principales industriales en la zona del proyecto*

Empresas	Demanda	Factibilidad de atención
Empresa CASA - H&H	200 KW	SED Coscomba. El alimentador 187. Línea en 10 Kv

Empresa Yaksetig Ingenieros	350 KW	SED Coscomba. El alimentador 187. Línea en 10 Kv
Empresa Agropecuaria Chimú	500 KW	SED Coscomba. El alimentador 187. Línea en 10 Kv
Total de demanda eléctrica		1050 KW

Fuente: Elaboración propia

4.4. Cálculos básicos para una nueva línea

A continuación se presenta los cuadros de resultados de las respectivas simulaciones de corrida de flujo mediante la utilización del Software NEPLAN versión 5.24, dicha simulación se realiza para los siguientes escenarios: línea base principal, línea base con centros poblados y línea base con empresas cuyos casos se analizan por separado.

Dentro de la simulación de flujo de carga detallamos los parámetros de la corriente que circula por el circuito de toda la línea principal y sus anexos correspondientes, por la corriente de flujo de carga I (kA), la cargabilidad de cada una de las líneas de la topología de la red del sistema eléctrico de potencia que se define como Cgb. (%), las pérdidas de potencia activa y las pérdidas de potencia reactiva que respectivamente se define como Pérd. MW y Pérd. Mvar, se realizó el respectivo análisis en el sistema eléctrico de potencia Newton Raphson Extendido tomando en cuenta como referencia la subestación Coscomba donde se realizó el presente estudio.

Se plantearon tres escenarios:

- Escenario 1 : Análisis de línea base principal
- Escenario 2 : Análisis de línea base y centros poblados
- Escenario 3 : Análisis de línea base y empresas industriales

Los mismos que fueron probados con su respectiva animación de flujo de carga y se muestran los gráficos correspondientes a dichos resultados.

Tabla 9 *Escenario 1: Análisis de línea base principal.*

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Nº	ID	Nodo	Elemento	Tipo	I (kA)	Cgb. (%)	Pérd. MW	Pérd. Mvar
1	535	N1	F-1	Equivalente de Red	0.006			
2	1173	N1	TR1-2	Transformador 2 Dev.	0.006	0	0	0.0012
23	607	N2	L2-3	Línea	0.035	0	0	0
24	1173	N2	TR1-2	Transformador 2 Dev.	0.035	0	0	0.0012
40	591	N3	L3-4	Línea	0.035	7.62	0.0002	0.0003
41	607	N3	L2-3	Línea	0.035	0	0	0
43	591	N4	L3-4	Línea	0.035	7.62	0.0002	0.0003
44	747	N4	PAITA	Carga	0.035			

Los resultados presentados en la tabla son producto de la simulación de flujos de potencia con una transferencia de carga a través de la subestación Coscomba cuya operación sería posible si el alimentador que otorgara servicio eléctrico a los centros poblados y empresas industriales se encontrara fuera de operación.

Como se puede observar en la tabla 1 del escenario 1 referido al alimentador y la línea base principal que se modelo para suministrar de energía eléctrica para las operaciones de los diversos centros poblados y empresas a lo largo de la ruta Piura – Sullana, las pérdidas más significativas recaen sobre la línea 3-4 de 10 kV la cual tiene una longitud de 0,2 km y fluye una corriente de 0,335 kA, la misma que presenta una pérdida de potencia activa de 0,0002 MW y 0,0003 Mvar de pérdida en potencia reactiva con una cargabilidad de 7.62 % de la misma.

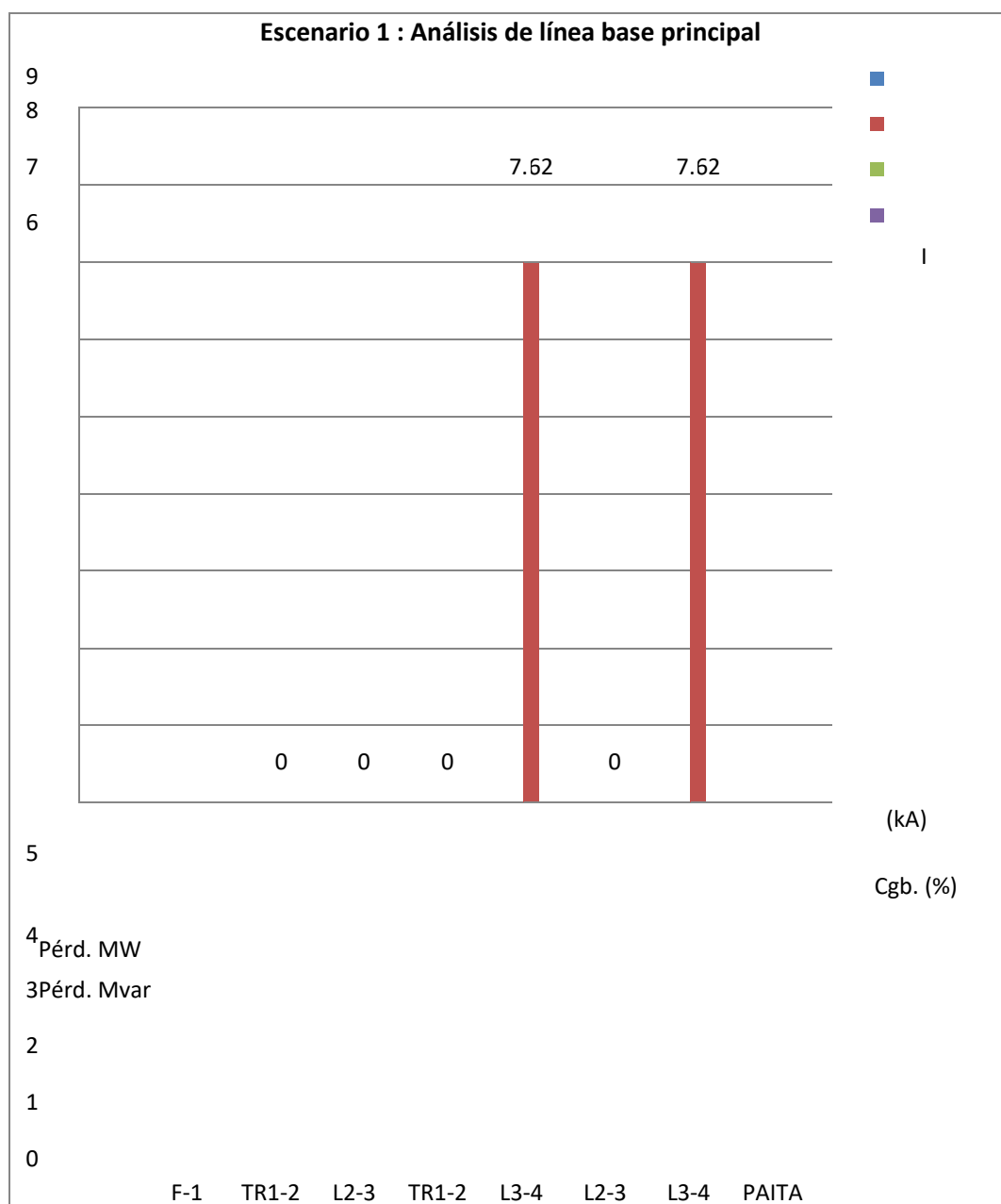


Figura 24. Evaluación de línea base principal

Fuente: Elaboración propia

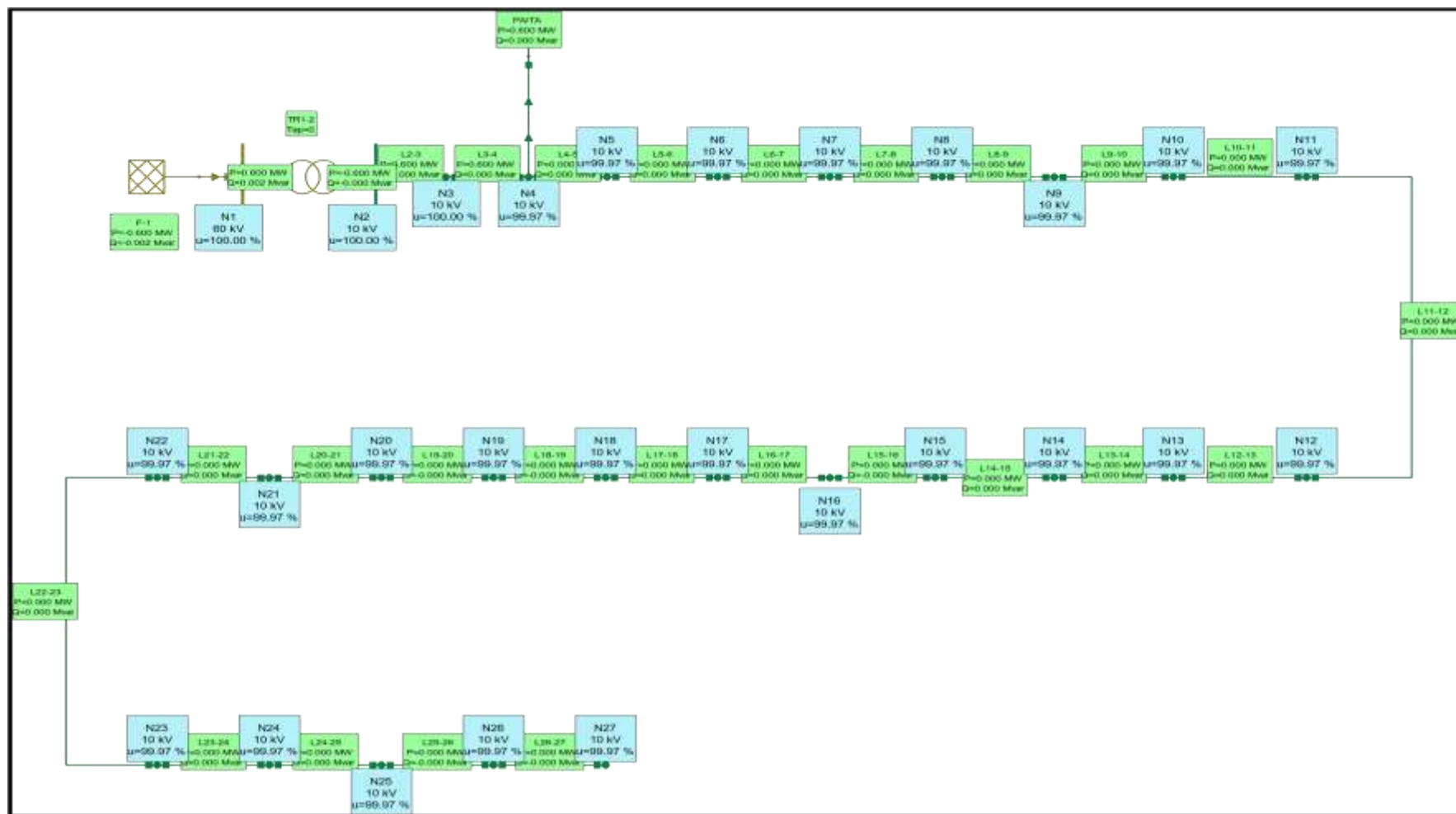


Figura 25. Diagrama de flujo Línea Base Principal

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Tabla 10 Escenario 2: Análisis de línea base y centros poblados

Nº	ID	Nodo	Elemento	tipo	I (kA)	Cgb. (%)	Pérd. MW	Pérd. Mvar
1	535	N1	F-1	Equivalente de Red	0.007	0	-0.683	-0.006
2	1173	N1	TR1-2	Transformador 2 Dev.	0.007	0	0.683	0.006
12	1590	N13B	CAUTIVO	Carga	0.053	0	0.02	0
13	1591	N13B	T13	Transformador 2 Dev.	0.053	0	-0.02	0
34	1895	N21.1	TR21	Transformador 2 Dev.	0.003	0	0.045	0.002
35	1896							
36	1895	N21.1B	TR21	Transformador 2 Dev.	0.118			
60	1215	N7-B	AYPATE	Carga	0.047	0	0.018	0
61	1228	N7-B	TR7	Transformador 2 Dev.	0.047	0	-0.018	0
		N21.1B MERCEDES		Carga	0.118	0	0.045	0
						0	-0.045	0

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24.Elaboración: Investigadores

Los resultados presentados en la tabla son producto de la simulación de flujos de potencia con una transferencia de carga a través de la subestación Coscomba cuya operación sería posible si el alimentador en operación otorgara servicio eléctrico a los centros poblados de Nuestro Señor cautivo, Las Mercedes y Aypate. Como se puede observar en la tabla 2 del escenario 2 referido al alimentador de la línea base principal que se modelo para suministrar de energía eléctrica para las operaciones de los centros poblados a lo largo de la ruta Piura – Sullana las pérdidas más significativas recaen sobre el Nodo 1 Transformador principal TRI-2 con una carga/ línea de 10 kV asociado al centro poblado Nuestro Señor cautivo la cual tiene una longitud de 0.100 km y fluye una corriente de 0,007 kA, la misma que presenta una pérdida de potencia activa de 0,683 MW y 0,006 Mvar de pérdida en potencia reactiva con una cargabilidad de 0% de la misma.

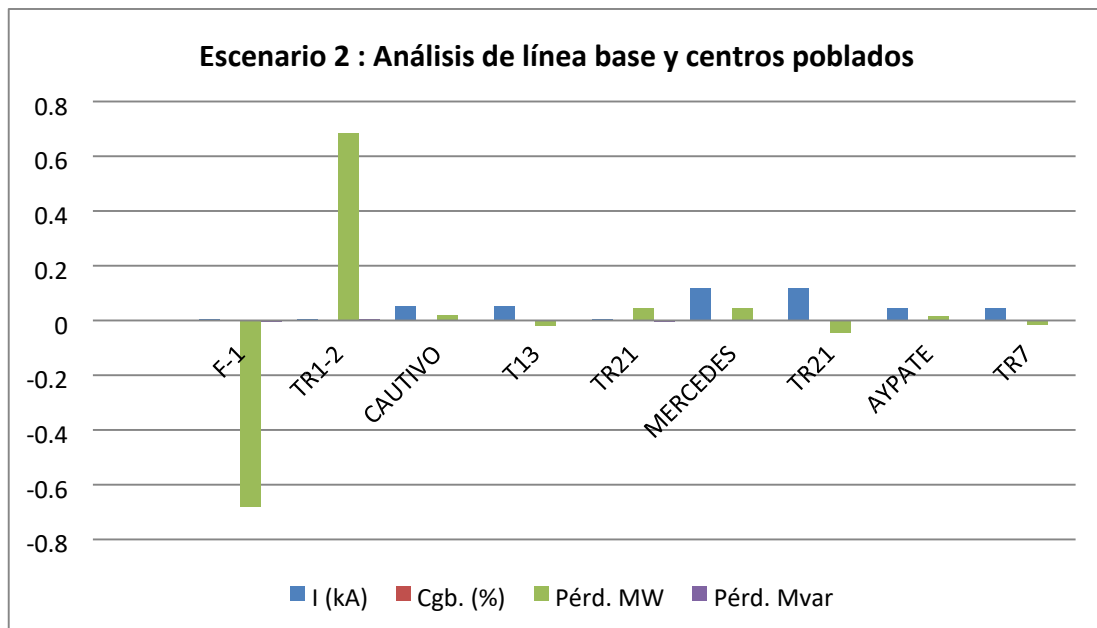


Figura 26. Evaluación de línea base y centros poblados

Fuente: Elaboración propia

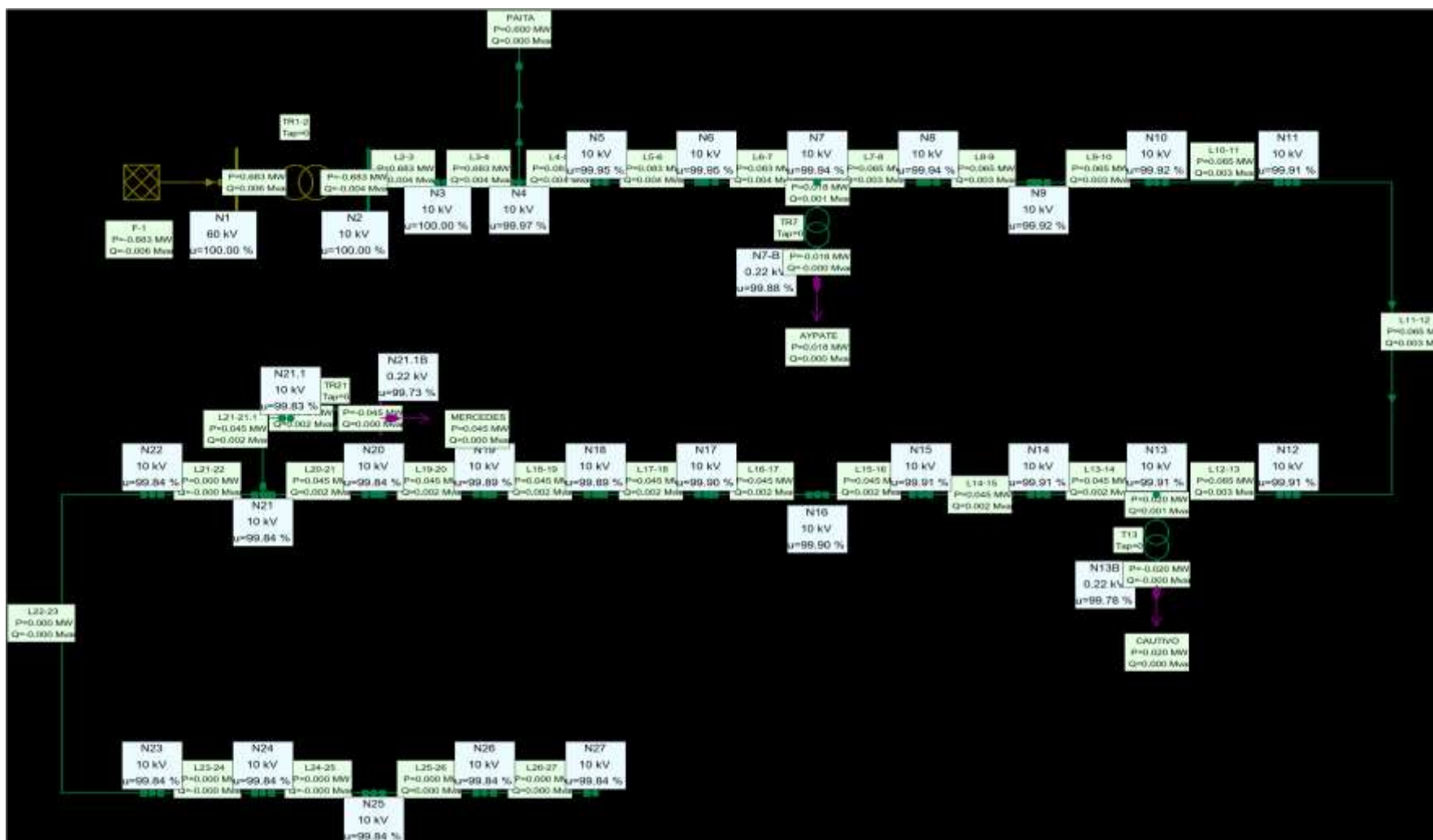


Figura 27. Resultados flujo de carga de línea base y centros poblados.

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Tabla 11 Escenario 3: Análisis de línea base y empresas industriales.

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores.

Nº	ID	Nodo	Elemento	tipo	I (kA)	Cgb. (%)	Pérd. MW	Pérd. Mvar
1	535	N1	F-1	Equivalente de Red	0.036			
2	1173	N1	TR1-2	Transformador 2 Dev.	0.036	0	0	0.0456
15	1629	N14B	YAKSETIG	Carga	0.943	0	0.35	0
24	1487	N16.1B	PEREZ Y CASTRO	Carga	0.271	0	01	0
40	1937	N22B	CHIMU	Carga	1.371	0	0.5	0
57	1184	N4-B	KOSEKI	Carga	0.199	0	0.075	0

Los resultados presentados en la tabla son producto de la simulación de flujos de potencia con una transferencia de carga a través de la subestación Coscomba cuya operación sería posible si el alimentador en operación otorgara servicio eléctrico a las principales empresas industriales de Yaksetig, Pérez y Castro, Chimú y Koseki. Como se puede observar en la tabla 3 del escenario 3 referido al alimentador de la línea base principal que se modeló para suministrar de energía eléctrica para las operaciones de las principales empresas industriales como Yaksetig, Pérez y Castro, Chimú y Koseki ubicadas a lo largo de la ruta Piura – Sullana, las pérdidas más significativas recaen sobre el Nodo N4-B asociado a la empresa Koseki la cual tiene una longitud de 0.100 km y fluye una corriente de 0,199 kA, la misma que presenta una pérdida de potencia activa de 0,075 MW y 0, Mvar de pérdida en potencia reactiva con una cargabilidad de 0% de la misma. Obsérvese que el transformador TRI-2 sufre una pérdida de potencia de 0.456Mvar.

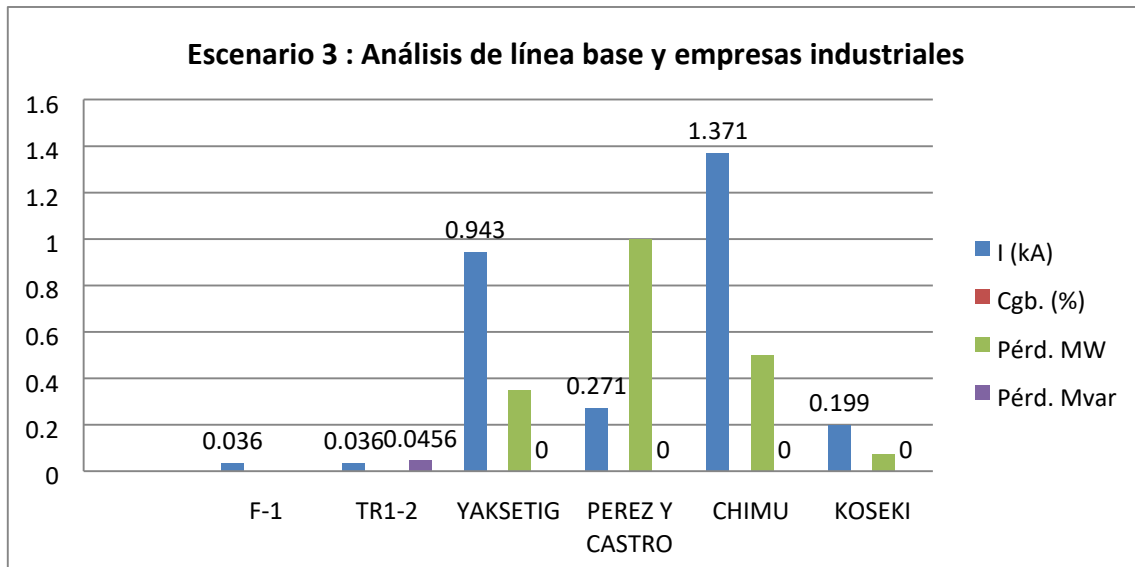


Figura 28. Evaluación de línea base y empresas industriales

Fuente: Elaboración propia

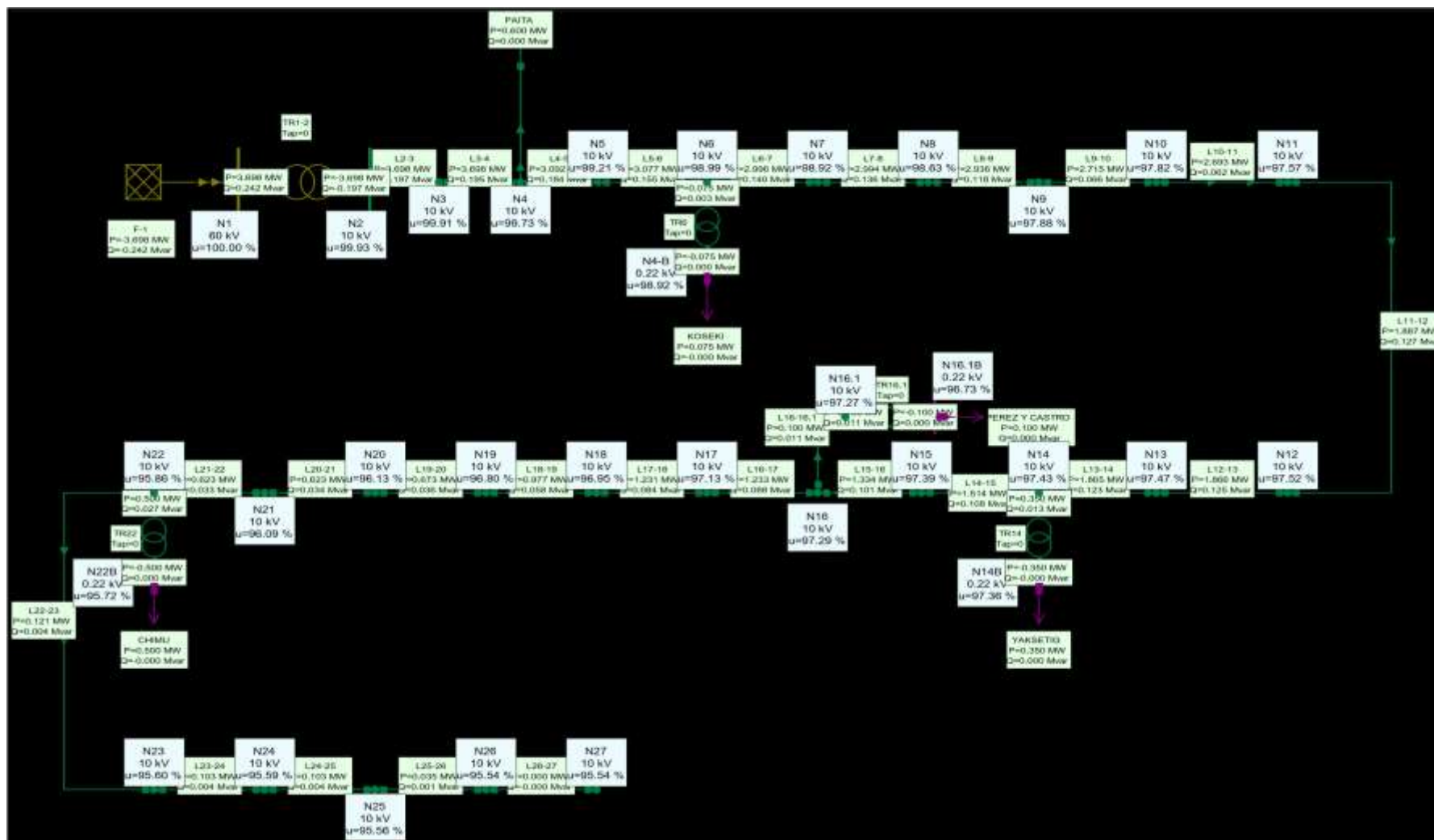


Figura 29. Diagrama de flujo de línea base y empresas

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Como conclusión se elaboró una tabla resumen de los cálculos del flujo de carga para los tres escenarios tomando como base las pérdidas de potencia activa y las pérdidas de potencia reactiva que respectivamente se define como Pérd. MW y Pérd. Mvar.

Tabla 12 *Tabla resumen de los tres escenarios*

Escenario	Pérdidas de red MW	Pérdidas de red Mvar
Escenario 1	0.000172	0.001537
Escenario 2	0.000291	0.005799
Escenario 3	0.013077	0.083671
Resultados de toda la línea modelada	0.090265	0.264983

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

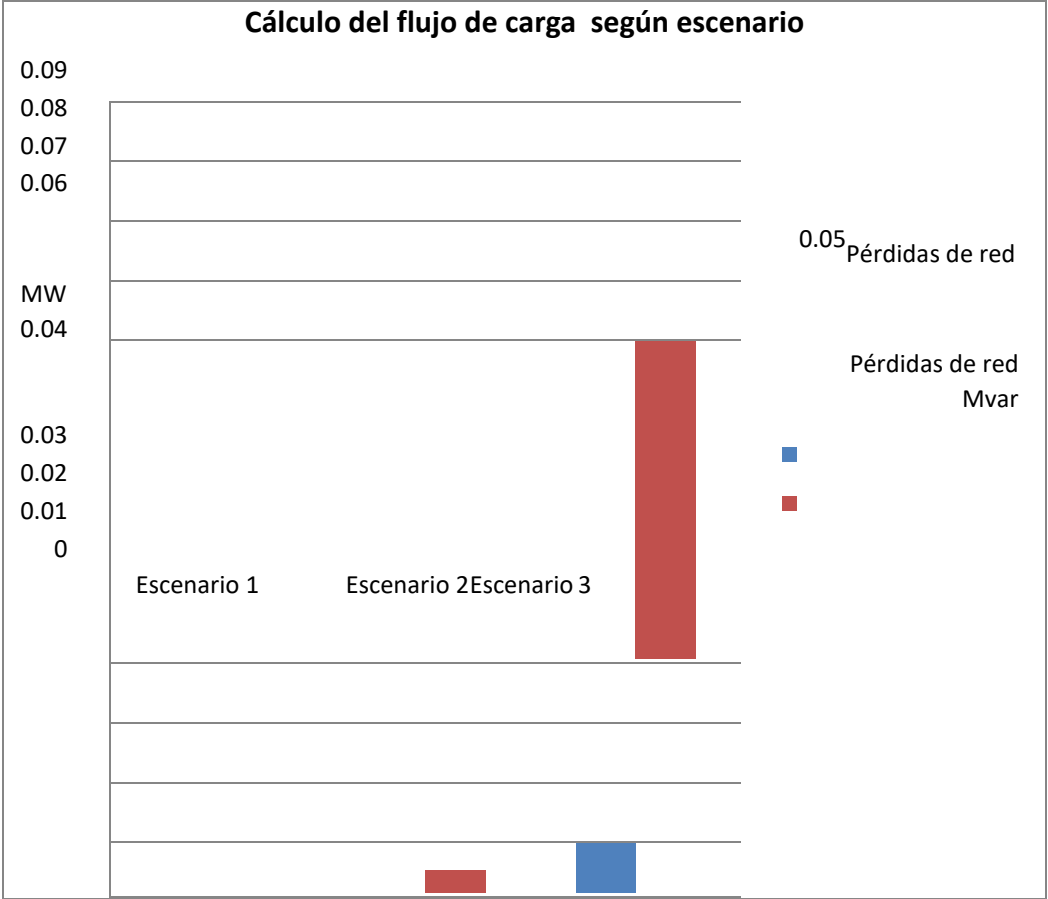


Figura 30. Nivel de pérdidas en diversos escenarios

Fuente: Elaboración propia

81

Tabla 13 Análisis de cortocircuito de la red modelada

	ID	Ubicación de Falla	Vn	$I_k''(RST)$	$AIk''(RST)$	Falla	Método	Máximo
			kV	A	°	tipo		corriente
1	1382	N10B	0.220	1109.0	263.69	Falla Trifás	IEC60909	✓
2	566	N1	60.000	577.4	270.00	Falla Trifás	IEC60909	✓
3	582	N3	10.000	2920.0	-89.94	Falla Trifás	IEC60909	✓
4	585	N4	10.000	2809.6	-88.84	Falla Trifás	IEC60909	✓
5	588	N5	10.000	2474.2	-85.68	Falla Trifás	IEC60909	✓
6	1939	N22B	0.220	17305.	-86.16	Falla Trifás	IEC60909	✓
7	1666	N15B	0.220	11888.	266.20	Falla Trifás	IEC60909	✓
8	601	N2	10.000	2931.2	270.00	Falla Trifás	IEC60909	✓
9	607	linea1	10.000	2925.6	-89.97	Falla Trifás	IEC60909	✓
10	621	N11	10.000	1736.8	-79.03	Falla Trifás	IEC60909	✓
11	612	N7	10.000	2313.7	-84.19	Falla Trifás	IEC60909	✓
12	615	N9	10.000	1853.8	-80.04	Falla Trifás	IEC60909	✓
13	618	N10	10.000	1829.2	-79.83	Falla Trifás	IEC60909	✓
14	1974	N23B	0.220	12360.	-85.22	Falla Trifás	IEC60909	✓
15	624	N12	10.000	1714.8	-78.86	Falla Trifás	IEC60909	✓
16	1444	N11B1	0.440	7714.1	-70.86	Falla Trifás	IEC60909	✓
17	1447	N11B2	0.220	17036.	-69.07	Falla Trifás	IEC60909	✓
18	924	N23	10.000	622.1	-67.13	Falla Trifás	IEC60909	✓
19	655	N14	10.000	1672.5	-78.54	Falla Trifás	IEC60909	✓
20	652	N13	10.000	1693.4	-78.70	Falla Trifás	IEC60909	✓
21	927	N24	10.000	618.7	-67.09	Falla Trifás	IEC60909	✓
22	658	N15	10.000	1651.9	-78.40	Falla Trifás	IEC60909	✓
23	661	N16	10.000	1593.0	-77.99	Falla Trifás	IEC60909	✓
24	930	N25	10.000	589.1	-66.81	Falla Trifás	IEC60909	✓
25	933	N26	10.000	553.6	-66.48	Falla Trifás	IEC60909	✓
26	936	N27	10.000	527.0	-66.25	Falla Trifás	IEC60909	✓
27	664	N17	10.000	1503.2	-77.39	Falla Trifás	IEC60909	✓
28	1204	N4-B	0.220	5401.0	265.27	Falla Trifás	IEC60909	✓
29	2019	N24B	0.220	1938.2	263.80	Falla Trifás	IEC60909	✓
30	1493	N16.1	10.000	1518.7	-77.61	Falla Trifás	IEC60909	✓
31	1769	N18B1	0.440	5803.9	268.43	Falla Trifás	IEC60909	✓
32	1770	N18B2	0.220	2689.7	261.02	Falla Trifás	IEC60909	✓
33	701	N21	10.000	1018.5	-71.27	Falla Trifás	IEC60909	✓
34	695	N18	10.000	1431.6	-76.42	Falla Trifás	IEC60909	✓
35	698	N19	10.000	1365.8	-75.56	Falla Trifás	IEC60909	✓
36	1510	N16.1B	0.220	2694.2	263.84	Falla Trifás	IEC60909	✓
37	1234	N7-B	0.220	1400.8	264.73	Falla Trifás	IEC60909	✓
38	2054	N26B	0.220	2511.2	264.78	Falla Trifás	IEC60909	✓
39	704	N22	10.000	935.3	-70.28	Falla Trifás	IEC60909	✓
40	1264	N9.1.B	0.220	9945.1	265.82	Falla Trifás	IEC60909	✓
41	1821	N19B	0.220	13355.	267.69	Falla Trifás	IEC60909	✓
42	1010	N20	10.000	1036.8	-71.49	Falla Trifás	IEC60909	✓
43	2102	N25.1	10.000	582.3	-66.85	Falla Trifás	IEC60909	✓
44	736	N9.1	10.000	1803.3	-79.74	Falla Trifás	IEC60909	✓
45	2096	N25.1B	0.220	4655.4	267.16	Falla Trifás	IEC60909	✓
46	1552	N12B	0.220	1105.0	263.41	Falla Trifás	IEC60909	✓
47	1030	N6	10.000	2352.0	-84.54	Falla Trifás	IEC60909	✓

82

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

En la siguiente figura se observa la actuación de la energía de cortocircuito de la red modelada, donde a medida que las distancias sea más lejana esta corriente va disminuyendo hasta llegar un punto sea cero si el circuito está sobrecargado o no cumple con un buen diseño implementados por las normas. Es importante conocer la corriente de cortocircuito en un punto determinado para determinar las protecciones necesaria para la red y de protecciones de transformadores. Aunque la corriente de cortocircuito no sea tan común es importante entender su funcionamiento para un buen diseño eléctrico para una buena optimización de la red de distribución.

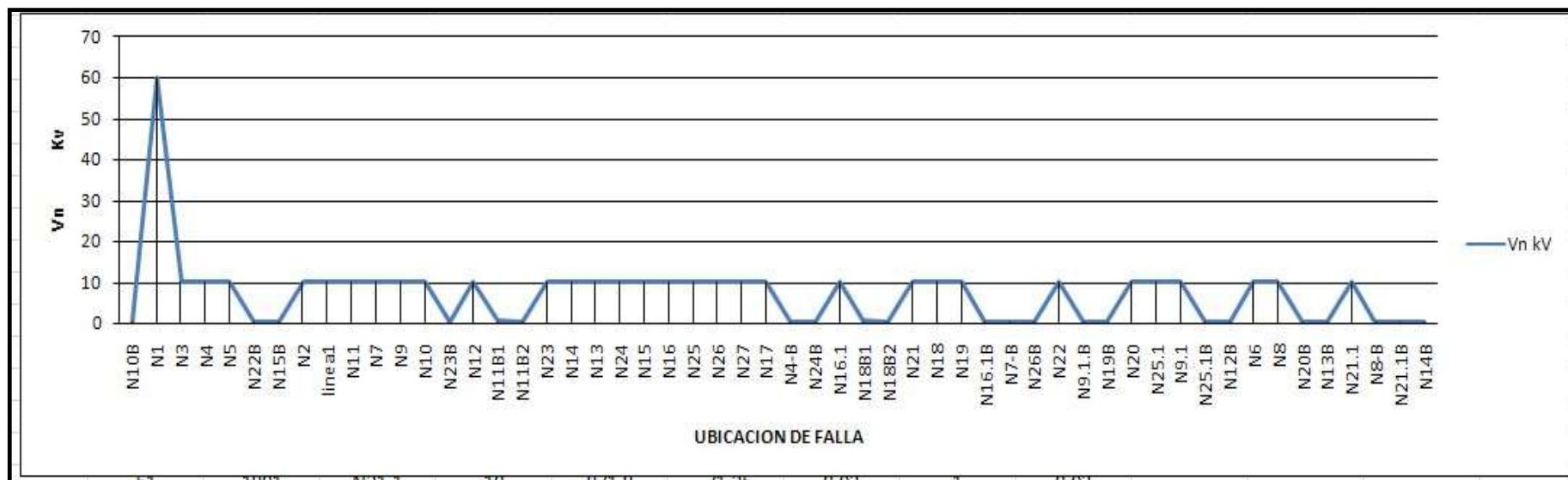


Figura 31. Comportamiento en cortocircuito

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24.

En el caso de la red modelada se nota que existe un buen funcionamiento de la red de acuerdo con la caída de tensión en aquellos nodos alejados del alimentador principal (N4B, N11B1, N11B2, N15B, 20B, 22B, 23B, 25.1-b, N24B) pero en general se recupera dándole uniformidad a la red en función al incremento exponencial de carga según los usuarios que se adscriban a ella.

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Un sistema de potencia tiene la fuerza de mantener la estabilidad de voltaje si para una condición de operación determinada, la magnitud de voltaje de cada nodo aumenta cuando se incrementa la fuerza de potencia reactiva en el mismo, y es inestable cuando al menos en un nodo la magnitud del voltaje se reduce. Para determinar la estabilidad de voltaje en un sistema de potencia se pueden utilizar métodos de análisis como las curvas PV y el método modal.²

Sensibilidades propias v-q

Se procedió al estudio del sistema a través de las técnicas de *sensibilidades propias*, el cual es presentado a continuación. Teniendo presente en el momento de estudiar el siguiente grafico es necesario tener presente que a mayor sensibilidad menor margen de estabilidad.

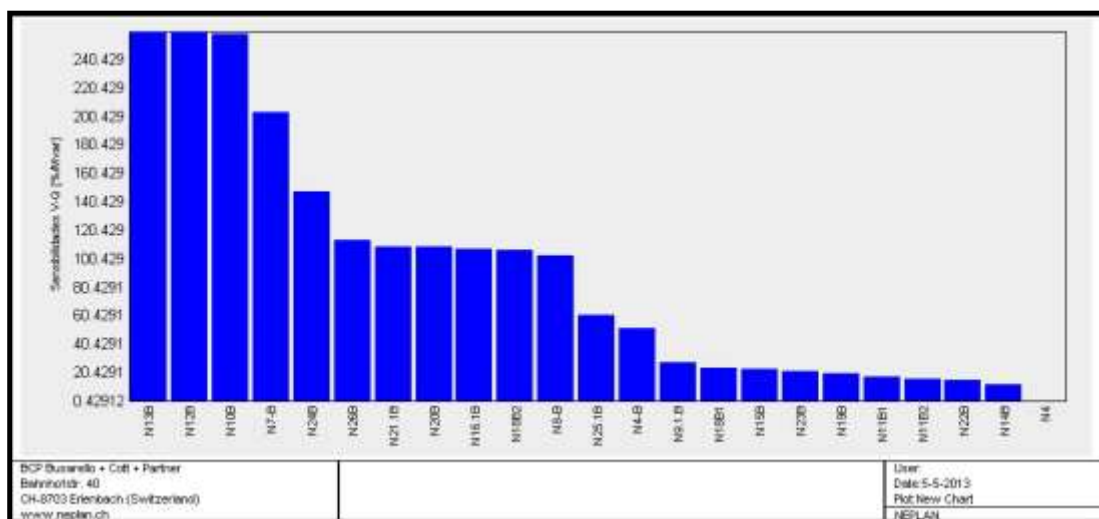


Figura 32. Sensibilidades mutuas de barras

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Los datos de la Figura 32 muestran las sensibilidades mutuas de barras, en la misma se observa que las barras de mayor sensibilidad serían las barras N13B asociada al centro poblado Señor Cautivo de Ayabaca (259.7387 % / Mvar), N12B asociada al sector las Gatitas (259.56 % / Mvar) y N10B asociada al Local Km 7 (de 258.5048 % / Mvar) son los nodos con mayor sensibilidad V-Q del sistema. No obstante el resto de nodos si presenta una menor sensibilidad que va decreciendo y que otorgan una mayor estabilidad al sistema.

Resulta curioso que el operador del sistema eléctrico en algunos lugares tenga modelados cargas con una potencia pequeña y detallada hasta un nivel de tensión

² Melo, *Metodologías de estudio de la estabilidad de voltaje*. Cali: Universidad del Valle, Grupo de Investigación en Alta Tensión, pp. 12-28, 2006.

tan baja, pero para el análisis realizado se ha respetado todo el detalle que el operador del sistema considera necesario en el modelado de la red.

Tabla 14 *Sensibilidades propias*

	ID	Name	Sensitivity
			% / Mvar
1	1592	N13B	259.7387
2	1552	N12B	259.56
3	1382	N10B	258.5048
4	1234	N7-B	203.5998
5	2019	N24B	147.8105
6	2054	N26B	113.6803
7	1902	N21.1B	109.1039
8	1856	N20B	108.771
9	1510	N16.1B	107.0836
10	1770	N18B2	106.3675
11	1349	N8-B	102.9415
12	2096	N25.1B	60.5988
13	1204	N4-B	51.5116
14	1264	N9.1.B	27.3531
15	1769	N18B1	23.7998
16	1666	N15B	22.5982
17	1974	N23B	21.3679
18	1821	N19B	20.0695
19	1444	N11B1	17.6555
20	1447	N11B2	15.8994
21	1939	N22B	15.1273
22	1631	N14B	12.2449
23	585	N4	0.4291

Fuente: Software NEPLAN Versión 5.24. Elaboración: Investigadores

El análisis de sensibilidad brinda con precisión acerca de las sensibilidades más críticas de todo el sistema en el siguiente Cuadro se muestra el área de ubicación de los nodos sensibles en el SEP y la tensión nominal de la barra, es evidente que las mayores sensibilidades se presentan en los nodos de distribución que el nodo principal (N40 0.4291 % / Mvar).

Valores propios

En este análisis se partió de los autovalores retornados por NEPLAN® que permite conocer los valores propios más críticos y ver la relación de los diferentes nodos con ellos.

Tabla 15 *Valores propios. Sensibilidades propias*

	Nodo	Valor propio	
Fuente: Software		Mvar / %	NEPLAN Versión 5.24.
Elaboración:			Investigadores
	1	-0.0465	
Los valores	2	-0.5944	propios son
interpretados de	3	0.0038	la siguiente manera: si
todos los valores	4	0.0039	propios son positivos,
indica que la	5	0.0039	estabilidad del
sistema en	6	0.0049	voltaje es óptima y
entre menor sea			su magnitud más
cerca se			encuentra de la
inestabilidad; si			al menos uno de los
valores propios			es igual a cero, esto
indica que la			estabilidad de voltaje
del sistema se encuentra en un punto crítico y si al menos uno de los valores propios es negativo, el sistema ha pasado el punto crítico de estabilidad de voltaje.			

Normalmente existen dos tipos de nodos. El primer tipo tiene pocas barras con grandes participaciones y todas las demás barras con participaciones cercanas a cero, indicando que el *nodo es muy localizado*. El segundo tipo tiene varias barras con grados de participación pequeños, de magnitudes muy similares, y el resto de las barras con participaciones cercanas a cero, esto indica que el *modo no es localizado*. Un nodo localizado típico ocurre si una sola barra de carga está conectada a una red muy fuerte a través de una línea de transmisión larga. Un modo no localizado típico ocurre cuando una región dentro de un gran sistema está muy cargado y el principal soporte reactivo de esa región está agotado o es escaso.

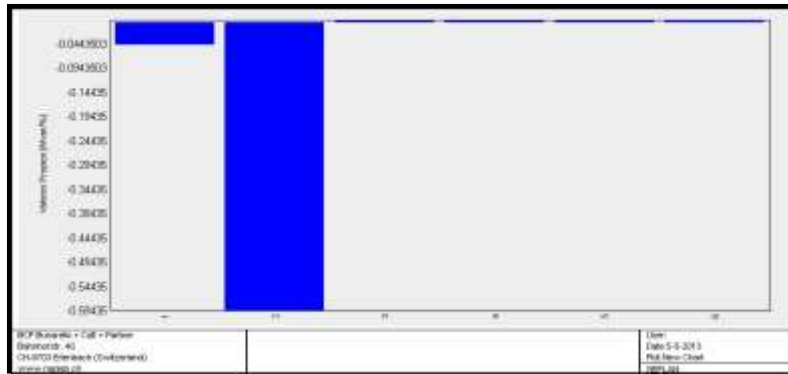


Figura 33. Factores de participación de barras

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

La Figura 33 muestran los diferentes factores de participación de barras para los autovalores más bajos o críticos del sistema, si bien el análisis fue realizado para todo el sistema, gráficamente solo se muestran los resultados para los 6 auto valores más críticos, con ellos ya se tiene una idea de las zonas más críticas del sistema.

Tabla 16 Factores de participación de nodos. Sensibilidades propias

	Valor propio	ID	Nombre	Factor de Participación
	Mvar / %			-
1	-0.0465	1447	N11B2	0.504
2		1444	N11B1	0.4811
3	-0.5944	1769	N18B1	0.8046
4		1770	N18B2	0.1838
5	0.0038	1592	N13B	0.39
6		1552	N12B	0.3653
7		1382	N10B	0.2349
8	0.0039	1592	N13B	0.5232
9		1552	N12B	0.471
10	0.0039	1382	N10B	0.7565
11		1552	N12B	0.1602
12	0.0049	1234	N7-B	0.996

Fuente: Software NEPLAN Versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Se observa que los resultados son muy parecidos a los resultados del análisis de sensibilidad V-Q, en donde nuevamente las barras más críticas del sistema son las barras de distribución. Particularmente el nodo 11B2 que está bien localizado asociado al sector Backus2 con 0.4 PMV.

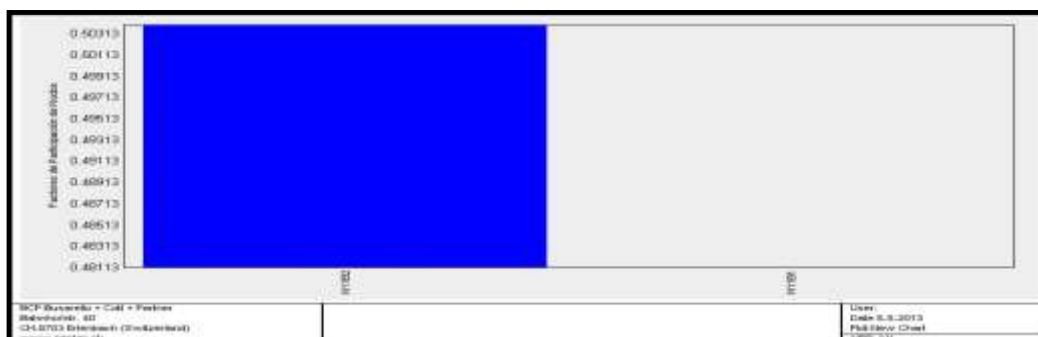


Figura 34. Resultados de participación

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Factores de participación de líneas

Los factores de participación de las Líneas indican, para cada nodo, cuales líneas consumen una mayor cantidad de potencia reactiva ante un cambio incremental en la carga reactiva. Líneas con altos factores de participación son enlaces débiles o están altamente cargados. Las participaciones son útiles para identificar las medidas necesarias para aliviar los problemas de estabilidad de tensión y para la selección de contingencias.

Tabla 17 Participación de líneas. Sensibilidades propias

	Valor propio	ID	Nombre	Factor de Participación
	Mvar / %			-
1	-0.0465	632	linea 7	1
2		1173	TR1-2	0.8308
3		1591	T13	0.7318
4		1551	T12	0.7074
5		596	linea3	0.686
6		1376	TR10	0.5628
7		1938	TR22	0.5421

8		1046	linea 6	0.374
9		1482	TR16.1	0.2985
	Valor propio	ID	Nombre	Factor de Participación
	Mvar / %			-
10		1820	TR19	0.2981
11		1041	linea 4	0.2941
12		642	linea 9	0.2878
13		1630	TR14	0.2185
14		591	linea2	0.2118
15	-0.5944	1591	T13	1
16		1551	T12	0.9476
17	0.0038	1376	TR10	1
18		1551	T12	0.4637
19		1591	T13	0.3346
20	0.0039	1228	TR7	1
21		1173	TR1-2	0.7704
22		596	linea3	0.637
23		632	línea 7	0.4194
24		1938	TR22	0.3245
25		1041	línea 4	0.2731
26		1482	TR16.1	0.2033
27	0.0039	1938	TR22	1
28		632	línea 7	0.973
29		1173	TR1-2	0.8019
30		596	linea3	0.6599

31	2018	TR24	0.6449
32	1482	TR16.1	0.6014
33	1016	línea 18	0.5509
34	1820	TR19	0.4078
35	1046	línea 6	0.3665
36	642	línea 9	0.3065
37	1041	línea 4	0.2829
38	1855	TR20	0.2568
39	690	línea 15	0.2387
	Valor propio	ID	Nombre
	Mvar / %		Factor de Participación
40		TR14	0.2265
41		TR21	0.2127
42		TR26	0.2049
43		linea2	0.2045
44	0.0049	línea 7	1
45		TR16.1	0.9689
46		TR1-2	0.8347
47		linea3	0.6878
48		TR22	0.6752
49		TR24	0.4243
50		TR19	0.4093
51		línea 6	0.3799
52		línea 9	0.314
53		TR20	0.2953
54		línea 4	0.2948

55	1895	TR21	0.2411
56	1630	TR14	0.2398
57	690	línea 15	0.234
58	591	linea2	0.2128

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24.Elaboración: Investigadores

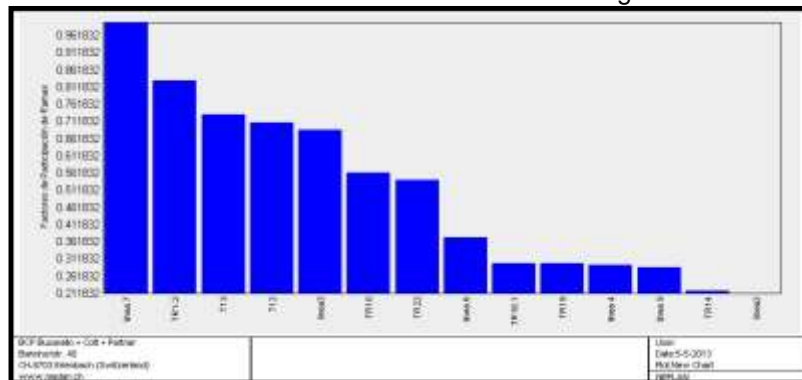


Figura 35. Factores de participación de ramas

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Para el caso de la red modelada se observa que las líneas con mayor sobrecarga son las línea 7 asociadas al Grifo Lauros y UniBlock con 0.0049 Mvar% y un factor de participación de 1 asociados al transformador principal TR1-2 con un factor de participación de 0.8347, el transformador T13 asociado con centro poblado Señor Cautivo de Ayabaca con 0.7318 de factor de participación (explicable por la mayor cantidad de pobladores que contiene) , T12 (asociado al sector Las Gatitas) y la línea 3 con 0.6878 de factor de participación asociada al inicio de la red modelada.

Factores de participación de generadores

Para cada modo, los factores de participación de los generadores indican que generadores entregan la mayor potencia reactiva en respuesta al incremento en la carga reactiva del sistema. Los factores de participación dan importante información acerca de la adecuada distribución de las reservas reactivas en todas las máquinas con el fin de mantener una tensión estable a lo largo de todo el sistema.

Tabla 18 Participación de generadores. Sensibilidades propias

Valor propio	ID	Nombre	Factor de Participación
Mvar / %			-

1	-0.0465	535	F-1	1
2	-0.5944	535	F-1	1
3	0.0038	535	F-1	1
4	0.0039	535	F-1	1
5	0.0039	535	F-1	1
6	0.0049	535	F-1	1

Fuente: Software NEPLAN Versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Los resultados del análisis de participación del transformador principal (F1) demuestra que este se comportó de manera normal a partir del segundo intento que alcanza valores positivos de participación y va ascendiendo conforme se conectan los demás transformadores.- es decir a un mayor incremento de energía potencial el incremento de participación es mayor.

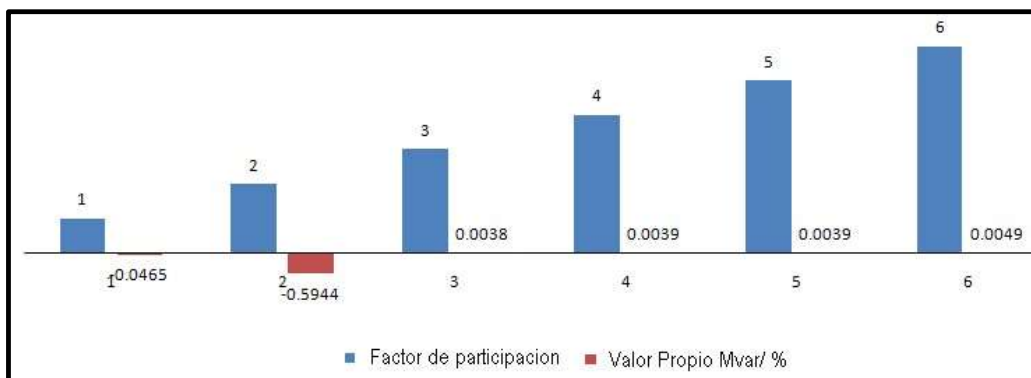


Figura 36. Factor de participación de generador principal de red remodelada Coscomba

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaborado por: Investigadores

4.5. Modelamiento del flujo de carga

Para el Modelamiento del flujo de carga se ha previsto unos trazos para la línea de transmisión supeditados principalmente a la disponibilidad de Barra de Acceso en la subestación de partida, determinando que la mejor opción es la graficación de la misma a través del software NEPLAN a, ya que aprovechará al máximo las instalaciones existentes:

- Local Km. 7
- Backus

- Local Las Gatitas
- Cerámicos Piura
- Yaksetig Guerrero
- Centro poblado Señor Cautivo de Ayabaca
- Empresa Casa - H&H
- Empresa Pérez & Castro
- Radio Cutivalú
- Centro poblado Las Mercedes
- Caserío Las Vegas
- Estación de Peaje Piura - Sullana
- Telefónica del Perú

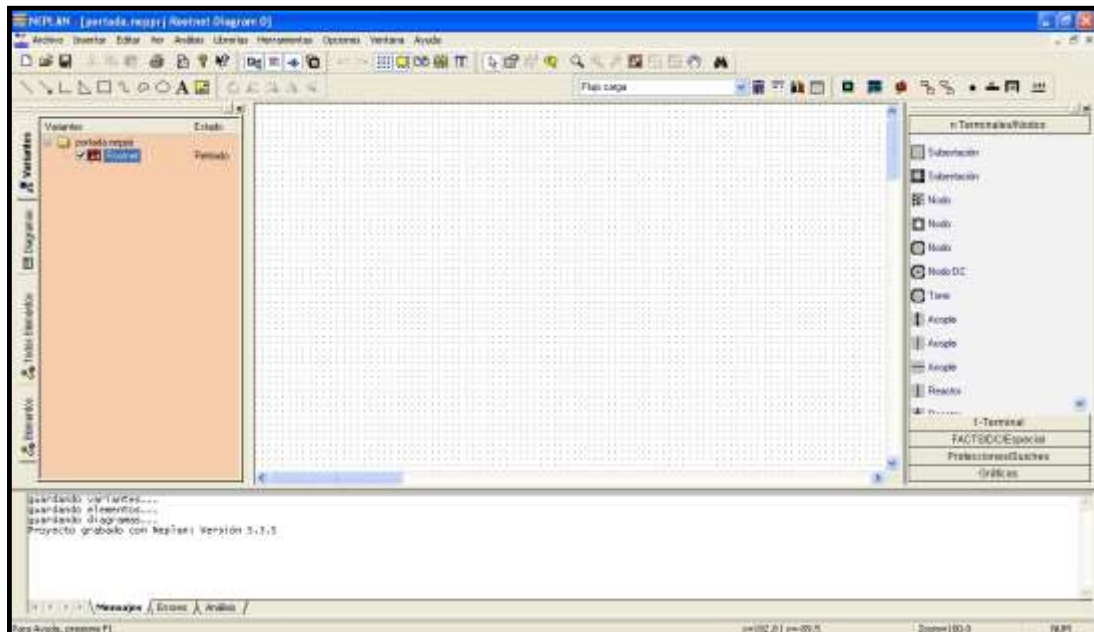
El trazo para la Línea de media tensión en 10 kv y Sub Estación de Transformación para los diversos predios y empresa o centros de Producción en la ruta Piura – Sullana se encuentra ubicado entre la Sub Estación Coscomba (Coordenadas UTM: 9° 428 338 N - 533 448 E) y la primera línea en el trébol Piura Sullana (Coordenadas UTM: 5°.10.0738"S - 80° 412539"O), hasta un kilómetro más allá del peaje Piura Sullana (Coordenadas UTM: 5°.0210.05"S- 80° 42.0.80°O), que corresponden políticamente al departamento de Piura, provincia de Piura.

El proyecto se realizará sobre un trazo de 18.420 Km. que correrán paralelos al trazo existente de la carreteada Piura – Sullana en línea recta y con un total de 15 puntos entre el trébol (la salida de Piura hacia Sullana hasta el sector del Peaje Piura – Sullana donde culmina la Línea de Transmisión de telefónica.

El modelamiento se hizo tomando como base el programa NEPLAN en la versión 5.3.5. La versión Windows de NEPLAN 5.3.5 es orientada a objetos, completamente gráfica y permite trabajar directamente sobre el diagrama unifilar, es una poderosa suite de programas de análisis de sistemas representada en Europa por ABB y en América por Gers.

Utiliza los dos métodos de solución IEC y ANSI/IEEE, el sistema es amigable para el usuario y consta de una serie de módulos independientes, como flujo de carga, cortocircuito, análisis dinámico etc.

El modelamiento se inició con el acceso al programa NEPLAN que nos presenta la siguiente ventana en blanco para iniciar un nuevo proyecto:



Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

95

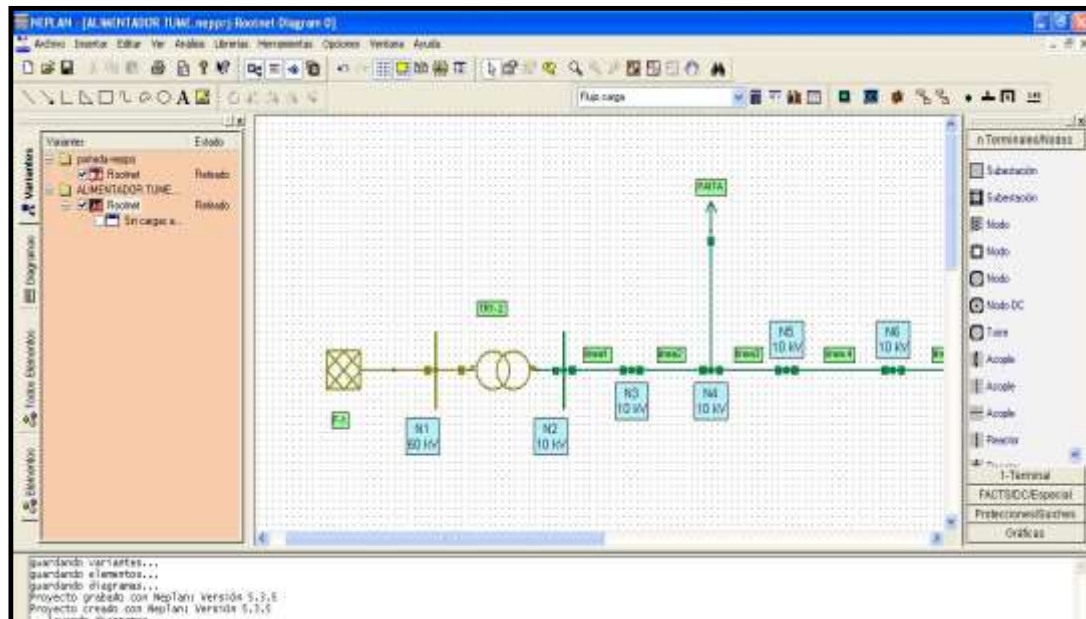


Figura 38. Primeros trazos

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Configuración de un transformador:

Los datos del transformador son los que se utilizan para definir las características de ellos en la simulación, estos datos son, la relación de voltajes, potencia aparente, y las impedancias.

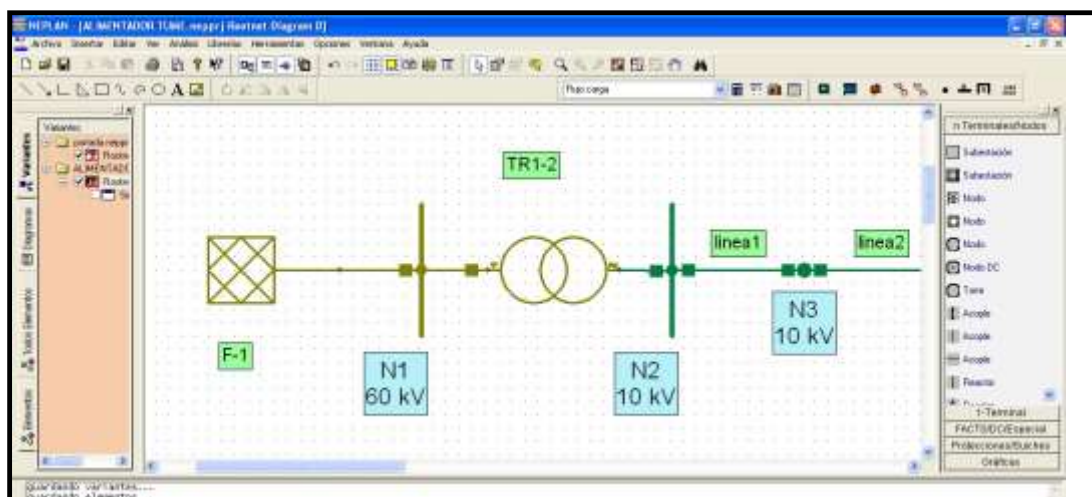


Figura 39. Representación de transformador entre barras

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Los valores de impedancia, van acorde a la convención de ser de secuencia positiva, negativa y cero, en otras palabras, digitamos para el transformador los valores de

potencia **Sr. MVA: 30**, tensión del primario del transformador **Vn1 60. KV:**, tensión del secundario **Vr2 10. KV:** el valor de impedancia **Zcc(1) 10.%** y **Zcc(0) 10.%**.

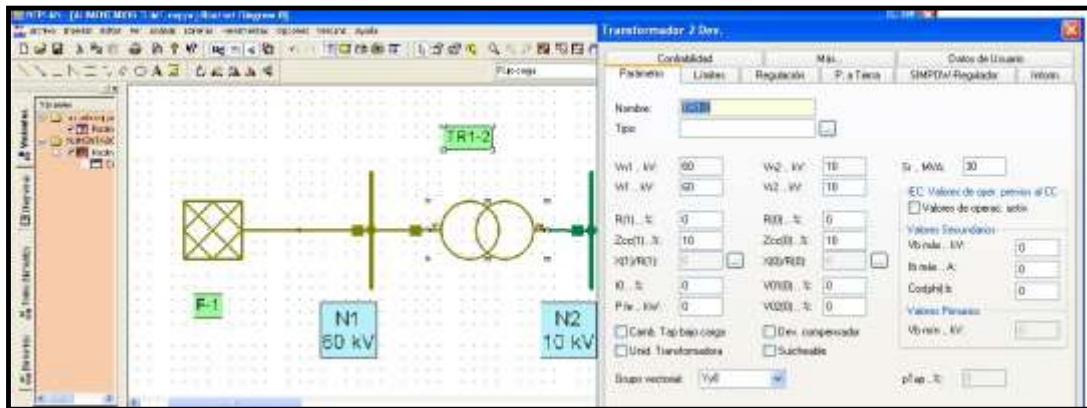


Figura 40. Ingreso de datos eléctricos de transformador

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Configuración del tramo (Nodos y líneas):

Las líneas de transmisión se construyen con materiales conductores capaces de transmitir grandes magnitudes de energía, estos cables soportan altos flujos de corriente eléctrica. Dichos materiales poseen características especiales, datos y variables que se deben tener en cuenta para el diseño de sistemas de potencia. Cada tramo, tiene sus propias características, y el software las necesita para simular de la mejor manera, por lo que se digitan sus parámetros característicos, y con ayuda de estos datos, el software, calcula valores que se presentan en las líneas y que dependen de la tensión, la potencia de transmisión entre otros factores.

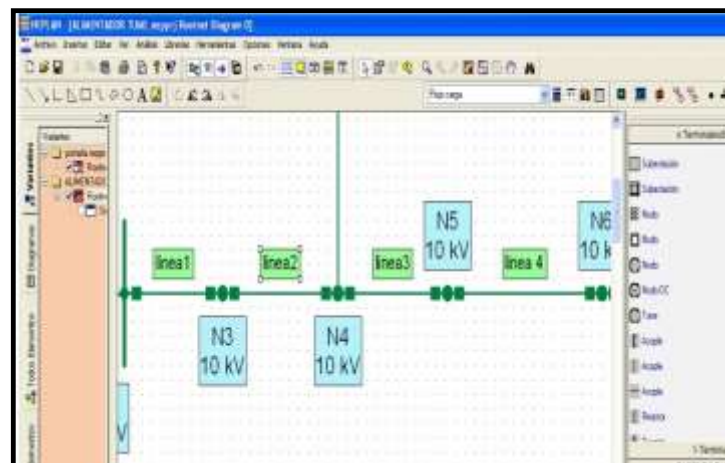


Figura 41. Representación de líneas entre nodos

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

The screenshot displays the EMTDC software interface. On the left, a project tree shows the 'circuit' folder expanded. The main workspace shows a single-phase circuit diagram with two 10 kV voltage sources (N3 and N4) connected to a series of three line segments (linea1, linea2, linea3). The circuit is connected to a ground symbol. On the right, the 'Model' dialog box is open, showing the parameters for the selected component. The parameters are as follows:

Parameter	Value
Nombre	linea1
Tipo	Linea
Area	Area1
Zona	Zona1
Tipo de cable	Alum
V_0 , kV	10
V_1 , kV	10
R , Ω	0
X , Ω	0
G , S	0
B , S	0
C , F	0
L , H	0
<input type="checkbox"/> Check de pol. de entrada	
<input type="checkbox"/> Autochec de BIL	
Emped. de terminacion	0

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Las cargas son elementos de componentes resistivos, capacitivos e inductivos que se pueden conectar en los sistemas de potencia; estas cargas, dependiendo de su tipo y tamaño, exigen una determinada potencia disponible para su buen funcionamiento. A continuación veremos las cargas que existen en este sistema de potencia y sus características más importantes, para así poder ser digitada y simulada, y evaluar entre otras cosas si el sistema supe con la demanda que estas cargas exigen.

Véase el ejemplo de la carga para el tramo Aypate.

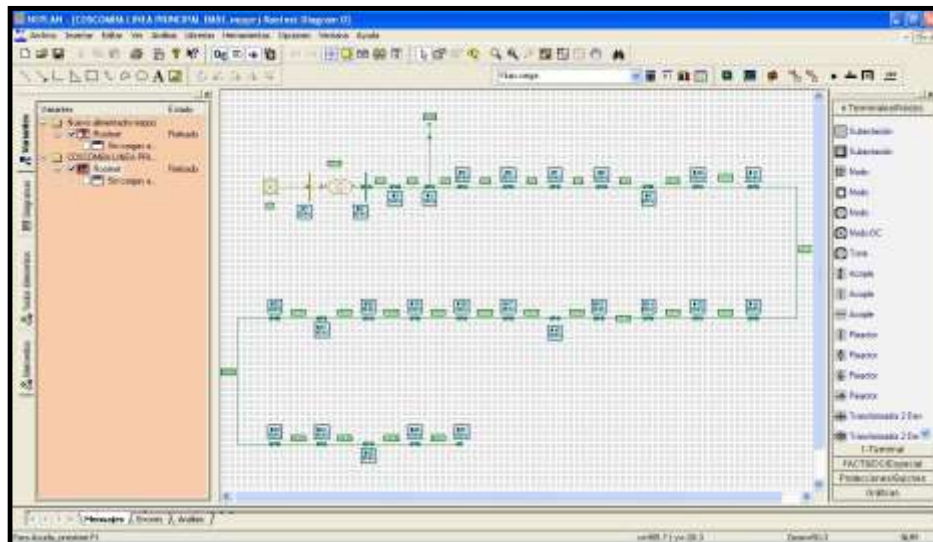


Figura 44. Completando modelamiento de línea base principal

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Modelamiento de sub sectores

Se procedió a la Inserción de tramos correspondientes a centros poblados a la línea quedando de esta manera.

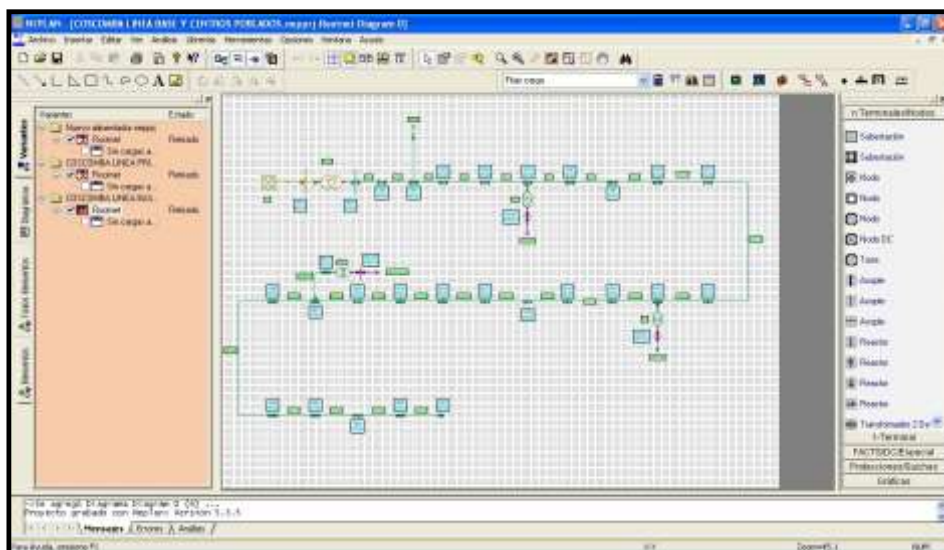


Figura 45. Inserción de cargas de centros poblados

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Inserción de tramos correspondientes a empresas industriales, a la línea.

Elaborada la línea base principal, se procedió a ingresar de la misma forma los elementos correspondientes a las diversas empresas industriales, existentes en el tramo de la línea modelada.

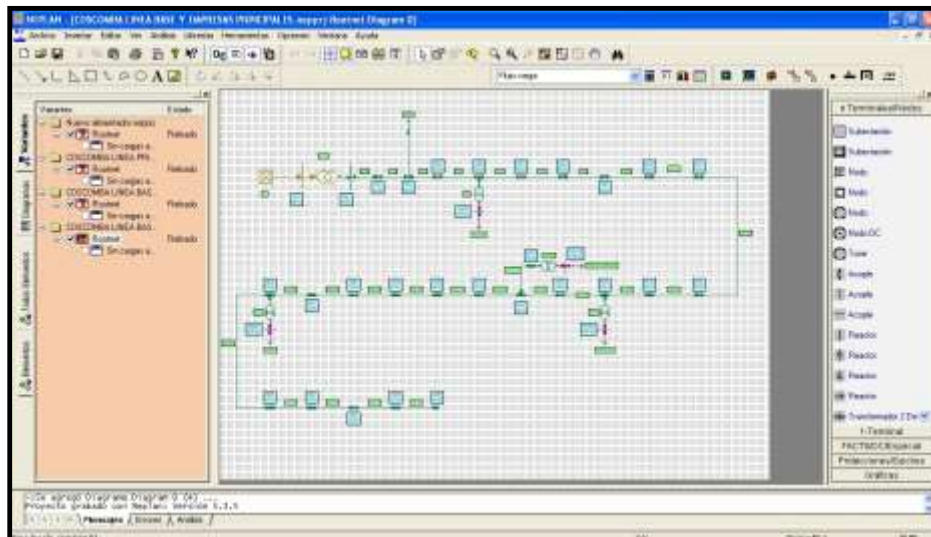


Figura 46. Ingreso de cargas industriales

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Finalmente, se enlazó todos elementos correspondientes dando como resultado final del modelamiento el siguiente diagrama unifilar.

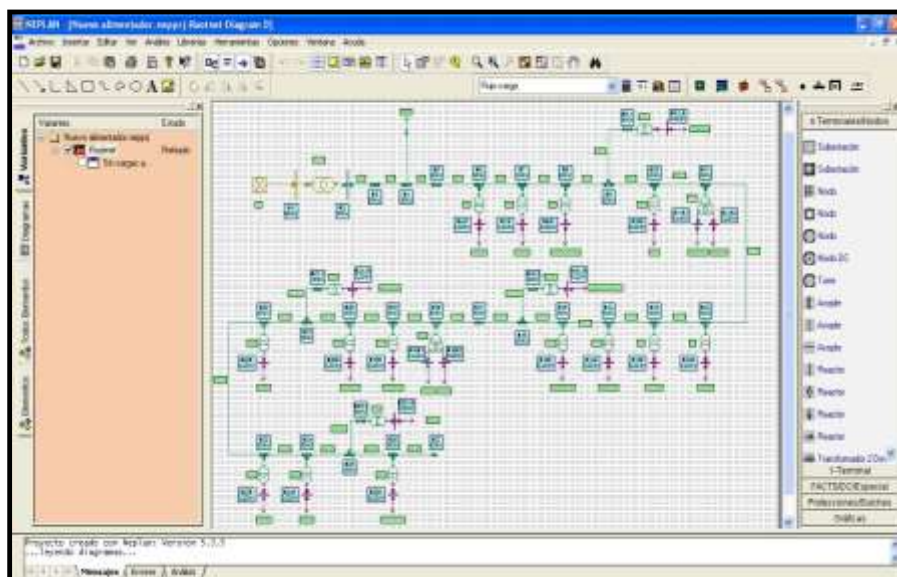


Figura 47. Elementos completos en el proyecto

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Finalizado el diseño de la línea proyectada, se procedió a visualizar los resultados, que el software NEPLAN hace de manera automática, a petición del usuario.

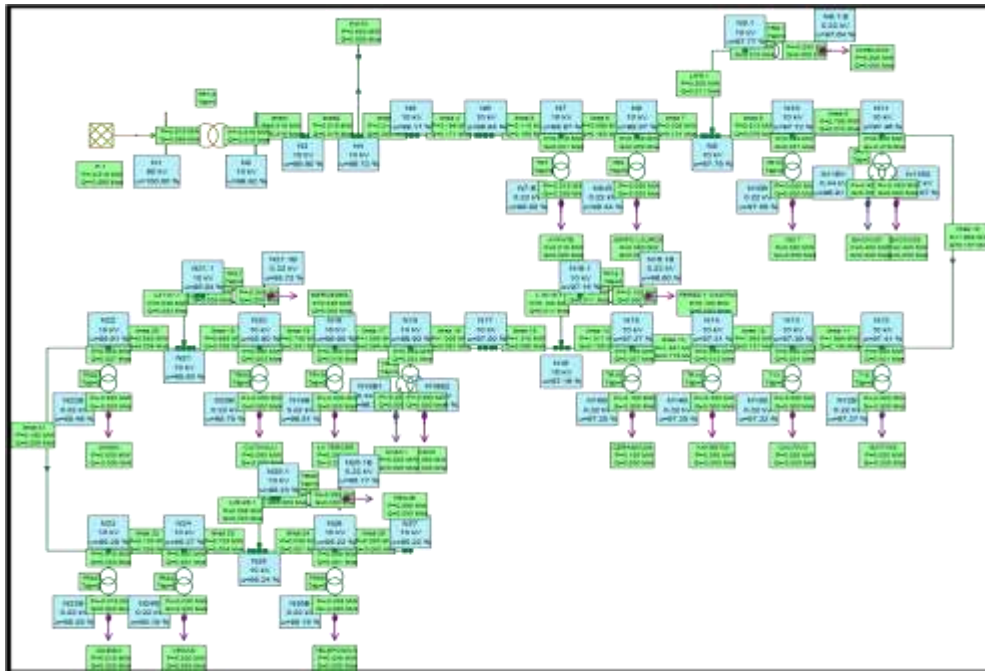


Figura 48.- Visualización del proyecto completo

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaborado por: Investigadores

Posteriormente, para comprobar si la línea base proyectada y modelada fue bien diseñada, sin errores de digitación y diagramación, se procede a correr la animación de flujo.

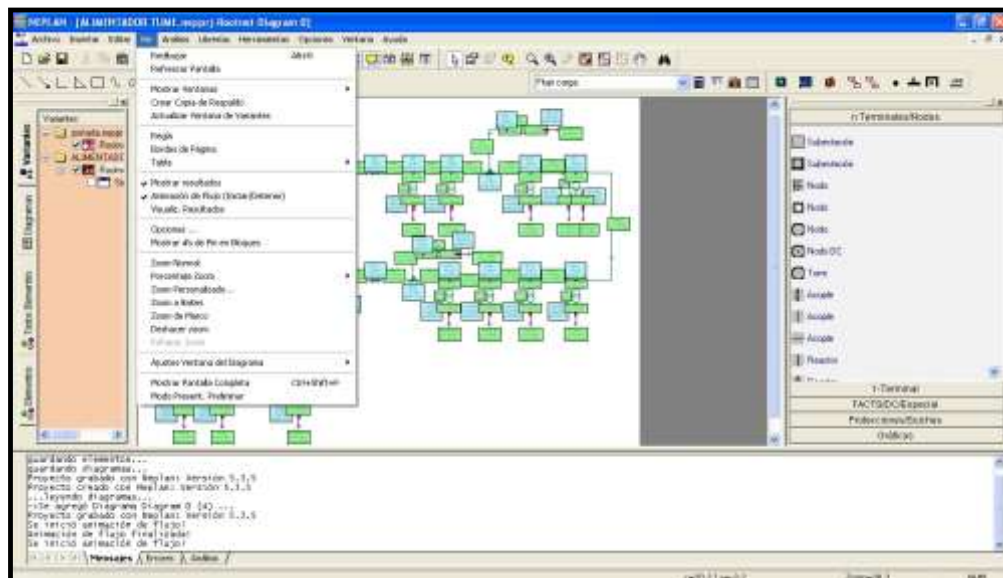


Figura 49. Procesamiento de la animación de flujo.

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Visualizándose el desarrollo final de la línea de la siguiente manera:

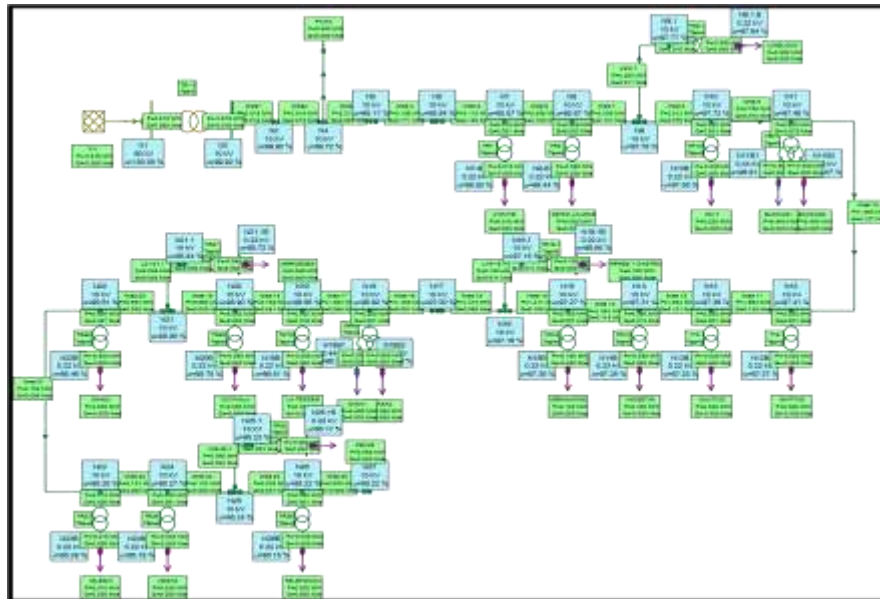


Figura 50. Resultado final del proyecto

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

En esta parte final del diseño ya se puede proceder a extraer los cálculos y resultados de flujo de carga, que permitieron establecer la viabilidad de la línea proyectada.

Realizado el modelado se procedió al análisis de flujo de carga:

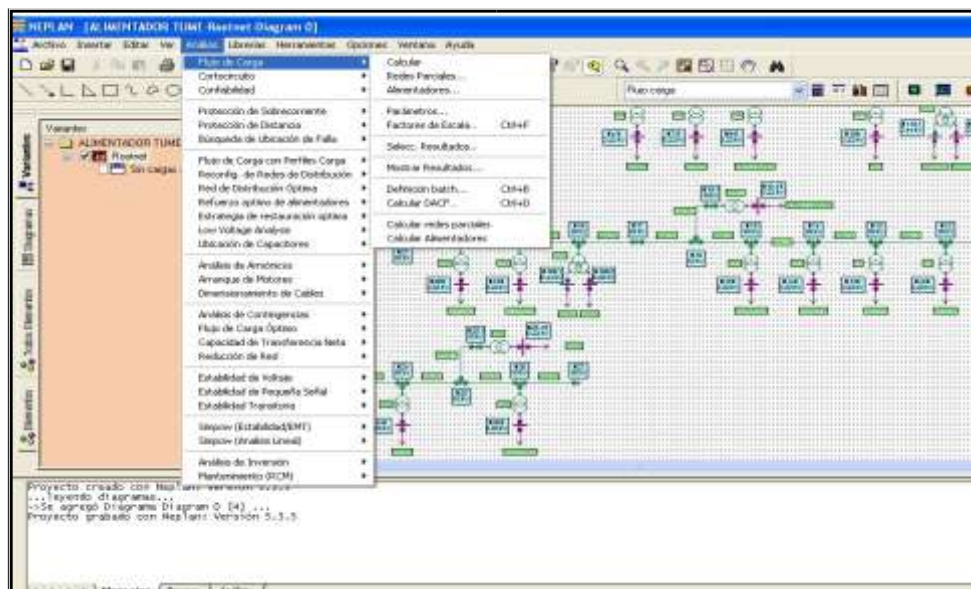


Figura 51. Opción Flujo de carga del menú Análisis

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Previo al análisis de carga se debe iniciar la animación de flujo y posteriormente ingresar los parámetros del análisis.

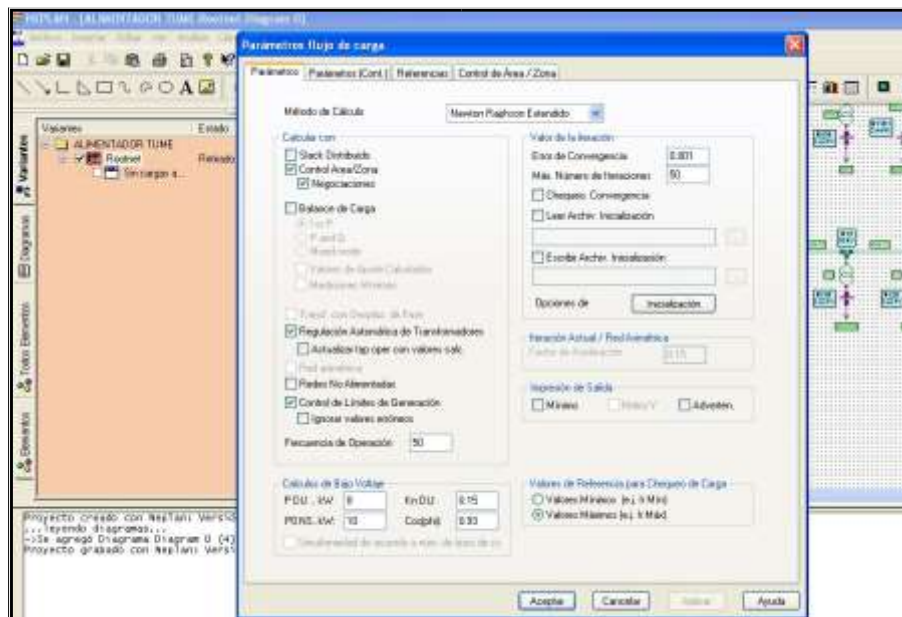
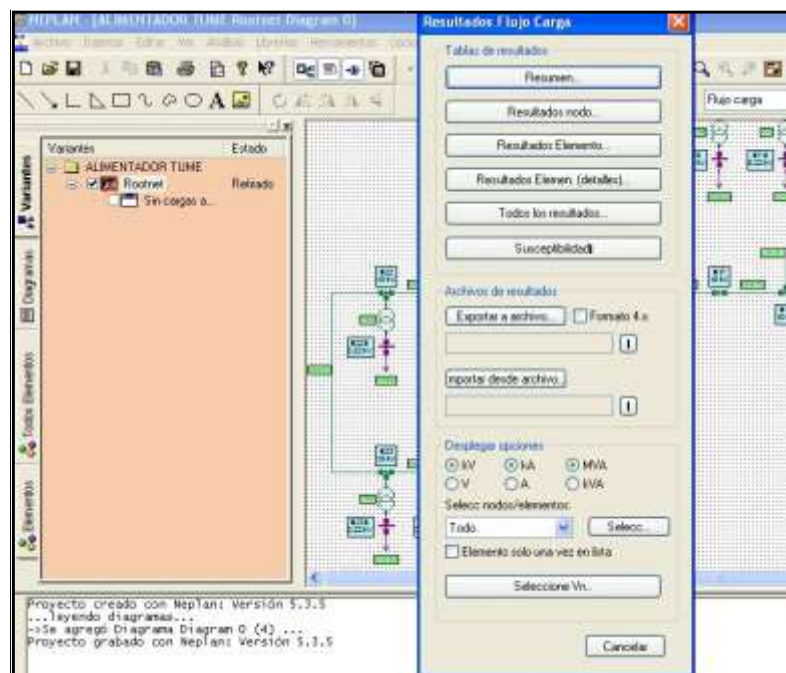


Figura 52. Registro de parámetros del flujo de carga

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Finalmente, se muestran los resultados según una ventana emergente que nos permite obtener los resultados por elemento, en resumen o de todos los elementos de la red.



Figura

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

53. Opciones de visualización de resultados

Para el análisis de cortocircuito, la secuencia del modelado en NEPLAN se inicia con la animación de flujo.

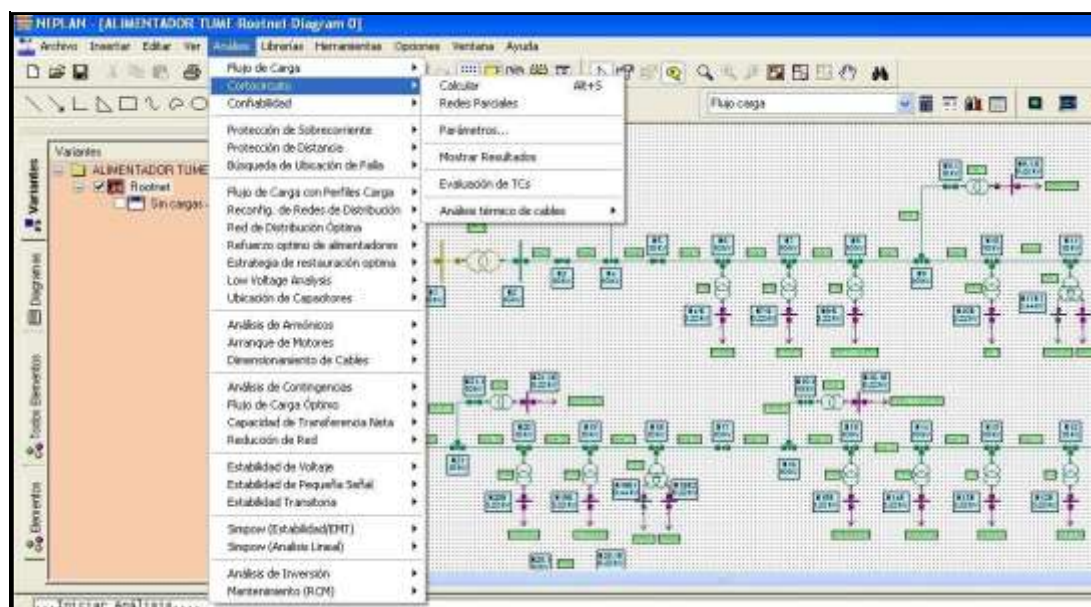


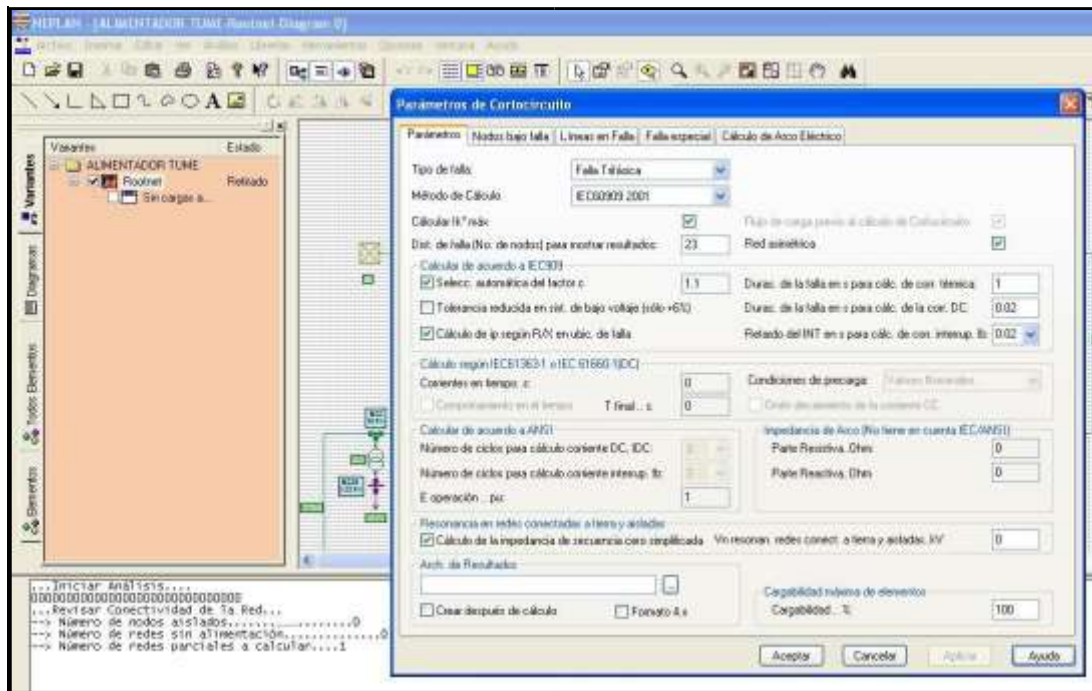
Figura 54. Procedimiento para el análisis de cortocircuito

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Posteriormente se establecen los parámetros que el caso del presente estudio se basaron el método IEC60909 2001 y se ejecuta.

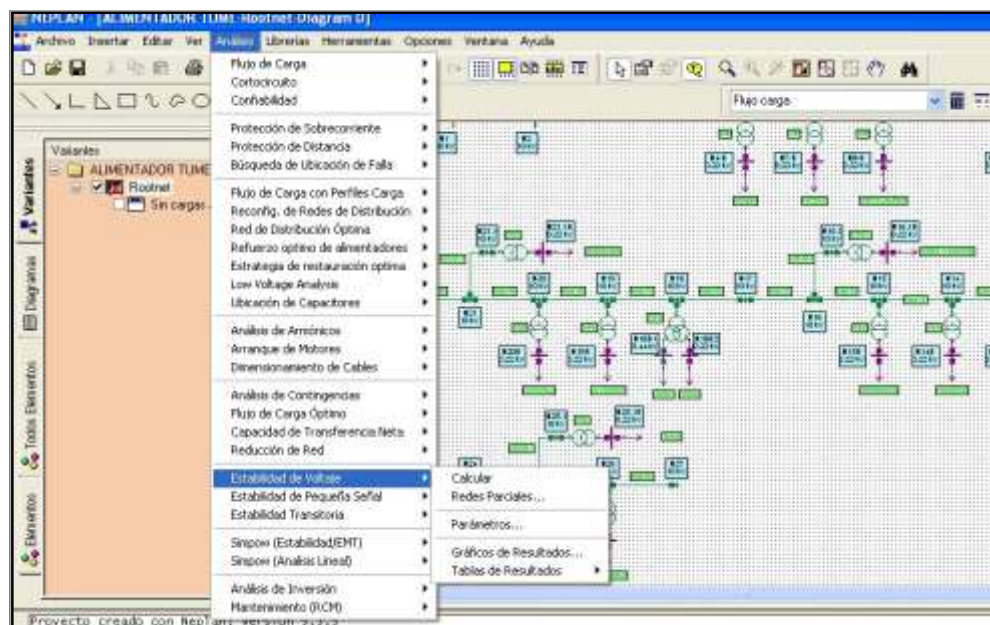
Figura

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores



55. Detalle de parámetros para análisis de cortocircuito

El mismo procedimiento se aplica para el análisis de estabilidad de voltaje, pues NEPLAN contiene en una misma pestaña todas las acciones de los diversos módulos de análisis.



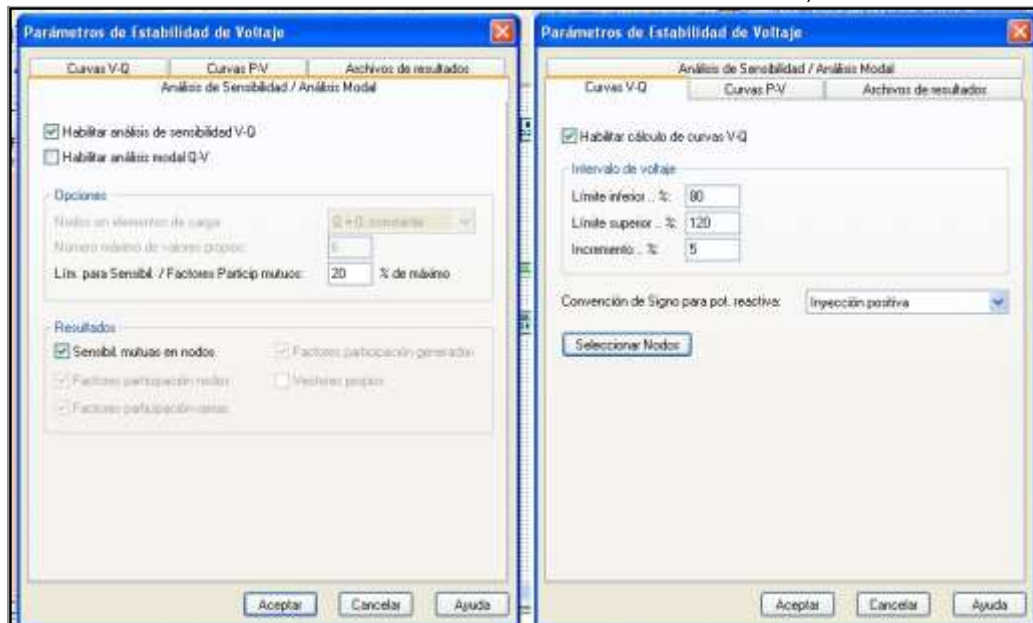
Figura

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Figura 56. Procedimiento para analizar estabilidad

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

En los parámetros de estabilidad de voltaje se eligió diversos métodos para tener una mayor visión del funcionamiento de la red: método de sensibilidad, curvas V-Q.



57. Detalle de parámetros para análisis de estabilidad

Figura

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Y los resultados se pueden mostrar en el mismo programa o ser exportados en Word y Excel.

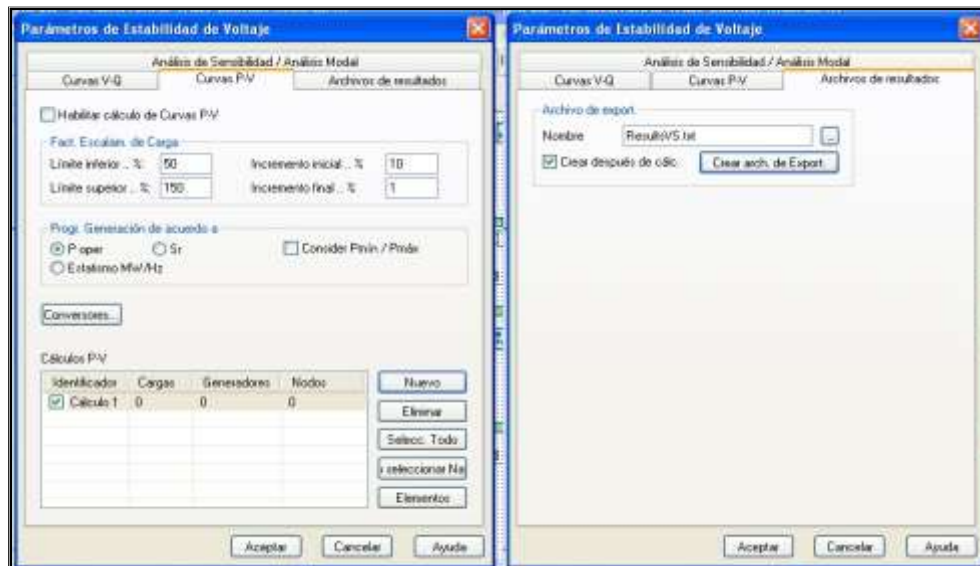


Figura 58. Presentación de resultados finales

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

Los resultados se despliegan en una ventana emergente según el método elegido y vienen cada cual con su respectivo gráfico.

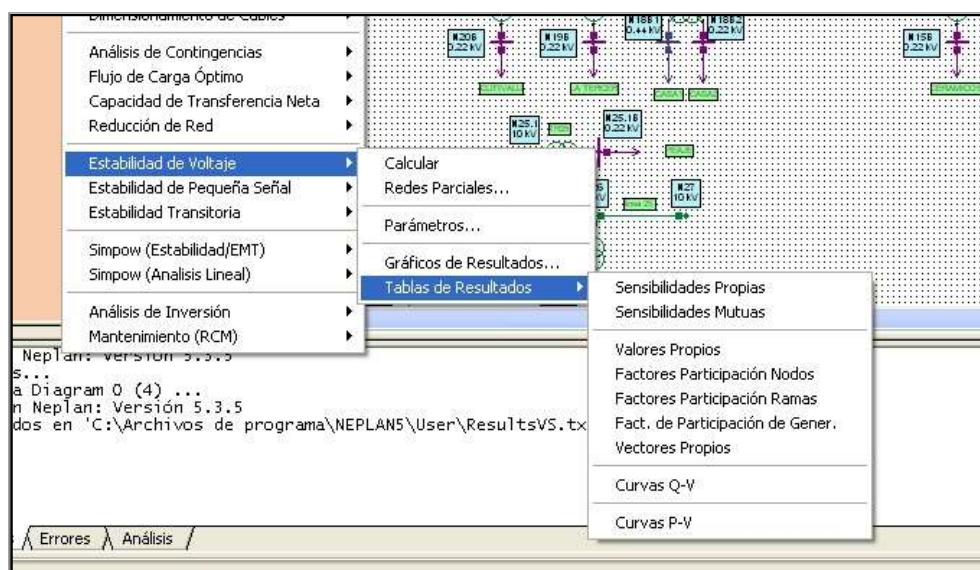


Figura 59. Opciones de despliegue de resultados

Fuente: Software NEPLAN versión 5.24. Elaboración: Investigadores

De esta manera se dio el proceso de modelamiento de la red eléctrica y su consecuente análisis de flujo de carga, cortocircuito y estabilidad de voltaje mediante el software NEPLAN.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

1. La sub estación Coscomba forma parte del circuito eléctrico de la empresa ELECTRONOROESTE S.A., se encuentra ubicada en la carretera Piura – Paita y está conformada por equipamiento de celdas de línea en 220 KV del tipo convencional, con pórticos y barras en 220 KV y configuración de doble barra.
2. La estimación de la demanda eléctrica actual del sector se realizó mediante el método de proyección directa que implicó la inspección ocular in situ y la aplicación de una encuesta encontrándose que el 76% de la población no cuenta con el servicio de energía eléctrica en el tramo de la red modelada Piura – Sullana y sólo un 24% si tiene el servicio, el 92% de la población si posee equipos y aparatos que funcionan con energía eléctrica pero los conectan a baterías de auto y un 0.4% posee panel solar. El 100% de la población manifestó si estar dispuesta a ser usuario de una línea eléctrica, ya con ello mejoraría su calidad de vida (61.2%), y podrían tener un mayor desarrollo productivo industrial. Para el 100% de la población es importante la implementación de una línea eléctrica, particularmente de los llamados Usuarios Mayores (las empresas Agropecuaria Chimú, H&H, Yaksetig, etc.) tanto existentes como nuevos, teniendo presente sus planes de incremento de carga futuros y/o la oportunidad de su interconexión.
3. Existe una demanda futura y previsible de energía eléctrica, por parte de las empresas Casa-H&H (requiere 200 KW para su predio de Construcción y Administración S.A ubicado en el Km 107+100 en la Panamericana Norte – carretera Piura Sullana); la empresa Yaksetig Guerrero (demanda 350 KW) y Agropecuaria Chimú (requiere una demanda eléctrica de 500 KW) y los centros poblados Las Mercedes, Señor Cautivo y Las Vegas. Las características son un alto factor de carga y consumo las primeras y un consumo bajo domiciliario en las segundas, y se concluye que la proyección total de la demanda de energía eléctrica en la zona de estudio, es de 1050 KW.
4. El nuevo alimentador si soportaría el flujo de las cargas proyectadas en los tres escenarios demostraron que pérdidas de potencia activa de toda la red fue de 0.090265 Pérd. MW y las pérdidas de potencia reactiva fue de 0.264983 Pérd. Mvar, con una diferencia sustancial de 0.174718. Asimismo se determinó que el área más débil en cuanto a estabilidad de tensión de la red se ubica entre el nodo 11B2 localizado y asociado al sector Backus2 con 0.4 PMV, la línea 7 asociada al Grifo lauros y UniBlock con 0.0049 Mvar% de sobrecarga, el transformador T13 asociado al centro poblado Señor cautivo de Ayabaca y el, T12 asociado al sector Las Gatitas). En general se demostró que la red presenta una adecuada estabilidad de voltaje y los niveles de cortocircuitos son aceptables puesto que la red se recupera ante cada eventualidad en función al incremento exponencial de carga en los tres escenarios previstos.

5.2. Recomendaciones

1. Disminuir las cargas en las barras más críticas de manera tal que la red modelada presente una estabilidad optima en todos los escenarios.
2. Realizar un análisis de contingencias para cada escenario y la red completa a fin de identificar cuáles son las contingencias soportables, las que producen sobrecargas y las críticas para la red modelada.
3. Realizar la validación económica de la red modelada de manera tal que se pueda contar con un grado de confiabilidad en el tiempo y el espacio, y con ello establecer el costo que tiene para la empresa eléctrica (Electronoroeste S.A.) entregar un óptimo suministro con un elevado grado de confiabilidad, como el costo que tiene la falta de ese suministro para los clientes.
4. Promover entre la plana de especialistas del sector y estudiantes el uso del software NEPLAN para el modelamiento de sistemas eléctricos y su respectivo análisis de flujo de carga, debido a su facilidad para ingresar parámetros de análisis (los cambios de base, potencia base, voltajes de nodo, relaciones de transformación y longitud de las líneas de transmisión), y la facilidad para importar y exportar la información de los modelos simulados, y que pueden ser empelados en otros simuladores.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Aguilar. A y García. M. (2014) “Cambio de tensión de 6 kv a 23 kv, anillo b. de la ciudad universitaria”. Facultad de ingeniería división de ingeniería eléctrica. Universidad Nacional autónoma de México. México.

Aboytes G, F. (1990). Análisis de sistemas de potencia. Comisión Federal de Electricidad. México.

Arcos, L. y Flores, I. (2007) Análisis de estabilidad transitorio del sistema nacional interconectado del Ecuador. Escuela politécnica nacional. Quito. Ecuador.

Abreu, D. (2007) Aplicación del programa NEPLAN al diseño y coordinación del sistema de protecciones de un sistema de potencia. Facultad de Ingeniería Universidad de los Andes .Táchira. Venezuela.

Ayala, H. (2009) “Desarrollo de aplicaciones de ingeniería eléctrica en la industria y en redes de distribución”. Facultad de ingeniería y arquitectura Escuela de ingeniería eléctrica. Universidad de El Salvador.

Barrios. A. y Romero. L. (2012) Análisis y distribución de cargas derivadas de la subestación C.U.C. y Diagrama Unifilar. Facultad de ingeniería. Programa de ingeniería eléctrica. Universidad de la costa, CUC. Barranquilla. Colombia.

BCP (Busarello, Colt y Partner) (2010) Introducción al programa de análisis de sistemas de potencia NEPLAN® Guía de usuario. ABB University. Madrid. España.

Caballero, J. y García, J. (2013) Análisis operativo de la red de distribución universidad de la subestación Riomar de la ciudad de Barranquilla (Atlántico). Facultad de ingeniería Programa de ingeniería eléctrica. Universidad de la costa, CUC. Barranquilla. Colombia.

Carrillo. J. (2009) Modelación, simulación y análisis de flujo de carga de la red eléctrica de transporte de Guatemala, utilizando *software* de libre acceso. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica. Universidad de San Carlos de Guatemala.

Caisa, H. y Collaguaso, F. (2013) “Estudio y dimensionamiento de un disyuntor de potencia de 69 kv con sus respectivas protecciones para la empresa Holcim, en la subestación de arranque de la planta ubicada en el sector San Rafael – Latacunga, periodo 2013”. Unidad académica de ciencias de la ingeniería y aplicadas ingeniería eléctrica de la Universidad técnica de Cotopaxi- Ecuador.

Coto, J. Pérez, K. y Vásquez, E. (2015) Solución a problemas prácticos en estado estable del Sistema Eléctrico de Transmisión de El Salvador utilizando el software PSS/E-Xplorer versión 33. Facultad de ingeniería y arquitectura Escuela de ingeniería eléctrica. Universidad de El Salvador.

Checa, L. (1988). Líneas de transporte de energía eléctrica. Tercera edición Barcelona: Marcombo.

Díaz, O. y Rodríguez, J. (2001) Prácticas computacionales sobre Flujos de carga y análisis de corto circuito en sistemas eléctricos de potencia. Facultad de arquitectura e ingeniería Eléctrica. Manizales. Universidad Nacional de Colombia.

Enríquez, G. (2007) – “El ABC de las Instalaciones Eléctricas Industriales” México.

Escobar, A. y Gallego, L. (2004). Análisis estático de contingencias de potencia activa en sistemas eléctricos de potencia. Revista Scientia et Technica Año X, No 25 Universidad Tecnológica de Pereira.

Espino, P. y Jurado. C. (2014) Normas y estilo para la presentación de informes de investigación en la Universidad Señor de Sipán. Lambayeque. Perú.

Fernández, J. y Fuentes, E. (2011) Modelo de flujo óptimo de potencia utilizando técnicas de optimización. Facultad de ingeniería y arquitectura. Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas”. El Salvador.

García, R. (2008) Diccionario técnico de electricidad, Segunda edición., Editorial Limusa., México D.F.

Giner, S. (2014) Suministro eléctrico en alta tensión (55 kv) para ampliación de polígono industrial en Praves, Hazas de Cesto. Escuela técnica superior de ingenieros Industriales y de telecomunicación Universidad de Cantabria. España.

Glover J.D. y M. S. Sarma, (2004) Sistemas de potencia: Análisis y diseño. Tercera edición., México,

González, B. (2007) Análisis y simulación en NEPLAN del sistema de potencia del estado Barina con la incorporación de un generador en 115V. Facultad de Ingeniería Universidad de los Andes. Táchira. Venezuela.

Grainger, J y Stevenson, W. (1999) Análisis de Sistemas de potencia. Ediciones. M^C-Graw-Hill. México.

Jiménez, O. y otros (2006) Líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Universidad Autónoma Nuevo León. México.

Herrera, R. Mora, J. y Patiño, J. (2013) Simulación y validación del modelo polinomial de la carga utilizando ATP. Scientia Et Technica, vol. 18, núm. 1, abril, 2013, pp. 11-18 Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia.

Hernández S. (2003) Metodología de la Investigación II. Editorial Mc Graw Hill. México DF .México.

Huamán. G. (2013) Diseño de una subestación eléctrica considerando el control de energía en un proceso minero. Universidad nacional de ingeniería facultad de ingeniería eléctrica y electrónica. Lima. Perú.

López. C. (2013) Análisis Técnico del sistema eléctrico de potencia “Chimbote” Universidad nacional del Santa Escuela de ingeniería en energía. Ancash.

Mazariegos, R. (2005) Estudio de los índices de confiabilidad para redes eléctricas de distribución radial 13.8KV. Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería. Escuela de Mecánica Eléctrica. Guatemala.

Muñoz C. y Otros (2000): “Flujo de potencia trifásico para sistema de distribución” Pontificia Universidad Católica de Chile – Chile.

OIEA (2007) Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía (MAED-2). Computer manual series no. 18/s. organismo internacional de energía atómica, Viena, 2007.

Osorio, O. y López, G. (2013) Análisis de estabilidad de tensión en el sistema de transmisión regional (STR). Universidad Tecnológica de Pereira. Programa de Tecnología Eléctrica – Colombia.

Ramírez, S. (2004) Redes de Distribución de Energía. Tercera Edición. Facultad de arquitectura e ingeniería Eléctrica. Manizales. Universidad Nacional de Colombia.

Rivera J. (2008) “Modelamiento y simulación de dispositivos FACTS para estudio eléctricos de estado estable” Universidad de Antioquia – Medellín.

Saravia, M. (2004). Orientación metodológica para la elaboración de proyectos e informes de investigación. Universidad de Barcelona España.

Silva, I. (2012) Caracterización y estudio del modelo IEEE9orientado hacia el análisis de estabilidad transitoria. Facultad de ingeniería. Programa de ingeniería eléctrica. Universidad de la costa, CUC .Barranquilla. Colombia.

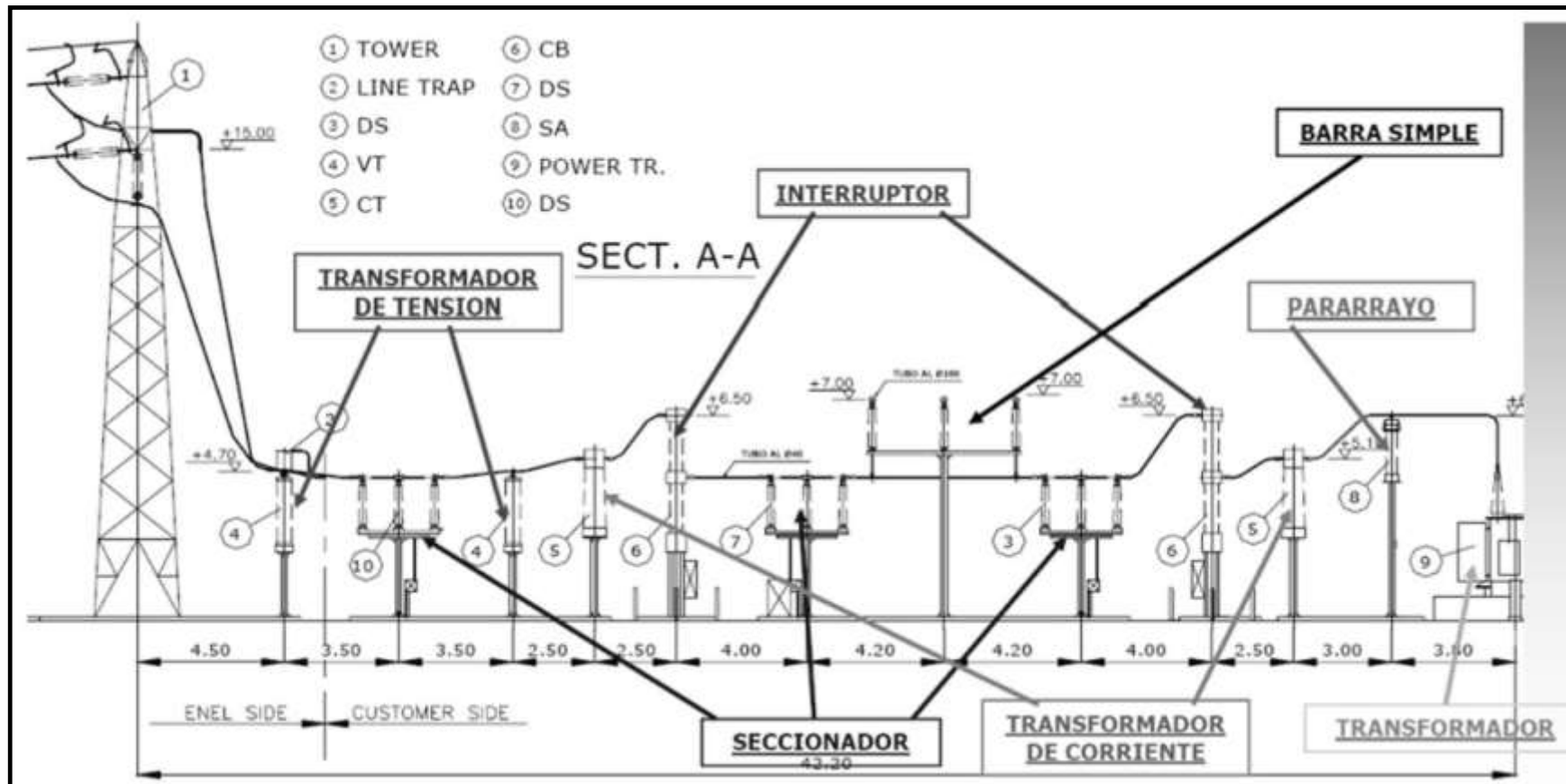
Tejedor, V. (2012) "Simulador para cálculos eléctricos y mecánicos de líneas aéreas DE A.T".Departamento de ingeniería eléctrica. Universidad Carlos III Madrid. España.

Tobón. A y Gómez. M. (2012) Análisis de confiabilidad del sistema eléctrico de Pereira usando el software NEPLAN aplicando la Resolución CREG 097 de 2008. Facultad de ingeniería Programa de ingeniería eléctrica. Universidad de la costa, CUC .Barranquilla. Colombia.

Vinasco, G. (2008) "Modelamiento de protecciones utilizando ATP". Universidad Nacional de Colombia 1ª Edicion, 2008. ISBN 978-958-701-829-5.

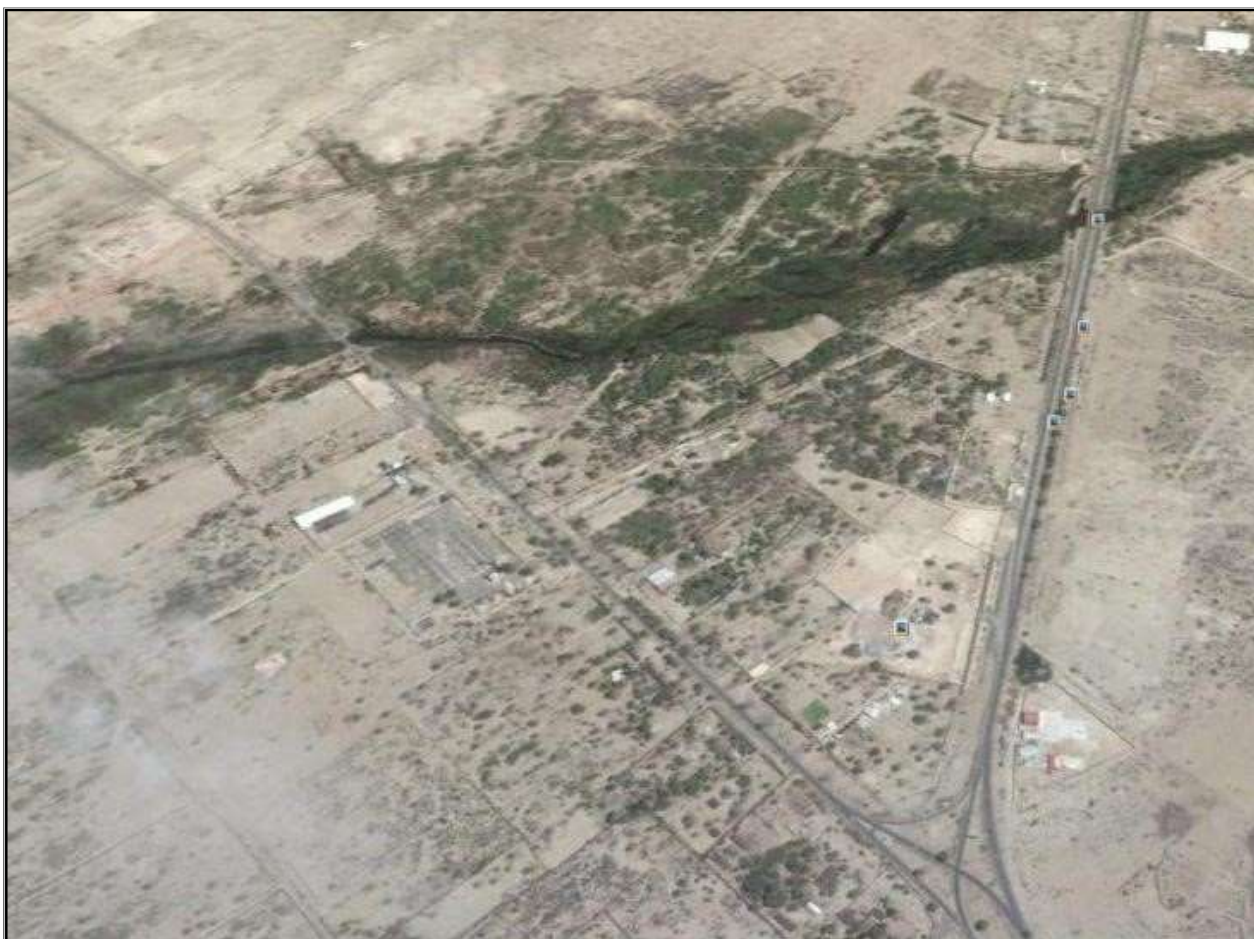
ANEXOS

VISTA ESQUEMATICA DE UNA SUB ESTACION ELECTRICA





Sub estación Coscomba Carretera Piura – Paita



**Sub estación Coscomba Carretera Piura – Paíta y parte del espacio donde se proyectó la red eléctrica modelada
carretera Piura – Sullana**

CUESTIONARIO APLICADO A LOS CENTROS POBLADOS

Sexo..... Edad..... Lugar:

Sitio

Predio () Centro poblado () Empresa () Estación de servicio () Infraestructura ()

1. ¿Tiene Ud. servicio de energía eléctrica?

Si () No ()

2. ¿Posee equipos o aparatos que consuman energía eléctrica?

Si () No ()

3. ¿Con qué tipo de fuente conecta este tipo de equipos o aparatos eléctricos?

() Con generador (a gas, petróleo, gasolina).

() Con batería de auto.

() Panel solar.

() Red eléctrica particular.

4. ¿Está dispuesto a ser un consumidor de energía eléctrica?

Si () No ()

5. ¿Por qué razones considera que es vital que cuenten con el servicio de energía eléctrica?

() Para mejor seguridad en el lugar.

() Tener acceso a medios como internet, tv x cable, etc.

() Para hacer más actividades familiares (estudio, diversión, etc.).

() Mejorar la calidad de vida.

() Tener un mejor desarrollo productivo industrial.

5. ¿Considera Ud. importante que se implemente una línea eléctrica para poder acceder al servicio?

Si () No ()

Gracias.

RESULTADOS DE LA ENCUESTA APLICADA

1. ¿Tiene Ud. servicio de energía eléctrica?

	TOTAL	
	N	%
SI	60	24
NO	190	76
	250	100

2. ¿Posee equipos o aparatos que consuman energía eléctrica?

	TOTAL	
	N	%
SI	230	92
NO	20	8
	250	100

3. ¿Con qué tipo de fuente conecta tipo de equipos o aparatos eléctricos?

	TOTAL	
	N	%
Con generador (a gas, petróleo, gasolina)	24	9.6
Con batería de auto	190	76
Panel solar	01	0.4
Red eléctrica particular	35	14
	250	100

4. ¿Está dispuesto a ser un consumidor de energía eléctrica?

	TOTAL	
	N	%
SI	0	
NO	250	100
	250	100

5. ¿Por qué razones considera que es vital que cuenten con el servicio de energía eléctrica?

	TOTAL	
	N	%

Tener acceso a medios como internet, tv x cable, etc.	30	12
Para hacer más actividades familiares (estudio, diversión, etc.)	25	10
Mejorar la calidad de vida	153	61.2
Tener un mejor desarrollo productivo industrial	42	16.8
	250	100

6. ¿Considera Ud. importante que se implemente una línea eléctrica para poder acceder al servicio?

	TOTAL	
	N	%
SI	0	0
NO	250	100
	250	100

RESULTADOS POR TRAMO DE LA LINEA MODELADA

Los cálculos básicos para la nueva línea se realizaron en función a cada tramo de la misma según la orientación que estos tienen desde la Sub estación Coscomba hasta el final de la línea en el Peaje Piura Sullana.

Tramo inicial salida de la Sub estación Coscomba

NEPLAN - [Resultados Elementos]																
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																
	ID	Bodo	Element	Tipo	P	Q	I	Angulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser	Sob.D
			Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm	
1	535	N1	F-1	Equivalente de Red	-3.819	-0.265	0.037	178								ON
2	1173	N1	TR1-2	Transformador 2 Dev.	3.819	0.265	0.037	-4	0	0	0.0489	0.000		0	0.00000	ON
3	1376	N10	TR10	Transformador 2 Dev.	0.02	0.001	0.001	-6	0	0	0.0011	0.000		0	0.00000	ON
4	637	N10	L9-10	Línea	-2.812	-0.073	0.186	175.6	36.52	0.0018	0.0035		0		0.00000	ON
5	642	N10	L10-11	Línea	2.792	0.072	0.165	-4.4	36.26	0.0071	0.0139		0		0.00000	ON

Tramo Paíta

NEPLAN - [Resultados Elementos]																
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																
	ID	Bodo	Element	Tipo	P	Q	I	Angulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser	Sob.D
			Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm	
102	747	N4	PAITA	Carga	0.6	0	0.035	-0.9								ON
103	1196	N4-B	TR6	Transformador 2 Dev.	-0.075	0	0.199	176.1	0	0	0.0028	0.000		0	0.00000	ON

Tramo Koseki

NEPLAN - [Resultados Elementos]																
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																
	ID	Nodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser	Sob
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm	
104	1184	N4-B	KOSEKI	Carga	0.075	0	0.189	-3.9								ON
105	596	N5	L4-5	Línea	-3.196	-0.171	0.186	175.5	40.96	0.0158	0.031		0		0.00000	ON
106	1041	N5	L5-6	Línea	3.196	0.171	0.186	-4.5	40.96	0.0068	0.0133		0		0.00000	ON
107	627	N6	L6-7	Línea	3.115	0.155	0.182	-4.6	38.99	0.0022	0.0042		0		0.00000	ON
108	1196	N6	TR6	Transformador 2 Dev.	0.075	0.003	0.004	-3.9	0	0	0.0009	0.000		0	0.00000	ON
109	1041	N6	L5-6	Línea	-3.19	-0.158	0.186	175.5	40.96	0.0068	0.0133		0		0.00000	ON
110	627	N7	L6-7	Línea	-3.113	-0.151	0.182	175.4	38.99	0.0022	0.0042		0		0.00000	ON
111	1228	N7	TR7	Transformador 2 Dev.	0.010	0.001	0.001	-3.9	0	0	0.0007	0.000		0	0.00000	ON
112	1046	N7	L7-8	Línea	3.095	0.15	0.181	-4.6	39.76	0.0095	0.0167		0		0.00000	ON

Tramo Aypate

NEPLAN - [Resultados Elementos]																
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																
	ID	Nodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser	Sob
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm	
113	1215	N7-B	AYPATE	Carga	0.016	0	0.048	-3.9								ON
114	1228	N7-B	TR7	Transformador 2 Dev.	-0.010	0	0.048	176.1	0	0	0.0007	0.000		0	0.00000	ON
115	632	N8	L8-9	Línea	3.036	0.131	0.170	-4.5	39.12	0.0227	0.0444		0		0.00000	ON
116	1046	N8	L7-8	Línea	-3.088	-0.134	0.181	175.4	39.76	0.0065	0.0167		0		0.00000	ON
117	1338	N8	TR8	Transformador 2 Dev.	0.05	0.003	0.003	-5	0	0	0.0026	0.000		0	0.00000	ON

Tramo Grifo Lauros

NEPLAN - [Resultados Elementos]																
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																
	ID	Nodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser	Sob
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm	
118	1343	N8-B	GRIFO LA	Carga	0.05	0	0.133	-5								ON
119	1338	N8-B	TR8	Transformador 2 Dev.	-0.05	0	0.133	175	0	0	0.0026	0.000		0	0.00000	ON
120	632	N9	L8-9	Línea	-3.013	-0.087	0.178	175.5	39.12	0.0227	0.0444		0		0.00000	ON
121	637	N9	L9-10	Línea	2.813	0.078	0.166	-4.4	36.52	0.0018	0.0035		0		0.00000	ON
122	739	N9	L9-9.1	Línea	0.2	0.011	0.012	-5.9	2.6	0	0		0		0.00000	ON
123	1253	N9.1	TR9.1	Transformador 2 Dev.	0.2	0.01	0.012	-5.9	0	0	0.0105	0.000		0	0.00000	ON
124	739	N9.1	L9-9.1	Línea	-0.2	-0.01	0.012	174.1	2.6	0	0		0		0.00000	ON

Tramo Uniblock

NEPLAN - [Resultados Elementos]																
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																
	ID	Nodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser	Sob
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm	
125	1258	N9.1 B	UNIBLOC	Carga	0.2	0	0.538	-5.9								ON
126	1253	N9.1 B	TR9.1	Transformador 2 Dev.	-0.2	0	0.538	174.1	0	0	0.0105	0.000		0	0.00000	ON

Tramo Km 7

NEPLAN - [Resultados Elementos]																	
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																	
	ID	Nodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser	Sob	
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm		
6	1363	N10B	KM 7	Carga	0.02	0	0.054	-6									ON
7	1376	N10B	TR10	Transformador 2 Dev.	-0.02	0	0.054	174	0	0	0.0011	0.000		0	0.00000	ON	
8	1391	N11	L11-12	Línea	1.964	0.137	0.118	-7.2	25.9	0.0009	0.0018		0		0.00000	ON	
9	1436	N11	TR11	Transformador 3 Dev.	0.8	-0.079	0.048	2.4	0	0	-0.079	0.000		0		ON	
10	642	N11	L10-11	Línea	-2.784	-0.058	0.185	175.6	36.26	0.0071	0.0139		0		0.00000	ON	
11	1436	N11B1	TR11	Transformador 3 Dev.	-0.4	0	0.542	182.2	0	0	-0.079	0.000		0		ON	

Tramo Backus 1 y Backus 2

NEPLAN - [Resultados Elementos]																	
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																	
	ID	Nodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser	Sob	
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm		
12	1458	N11B1	BACKUS1	Carga	0.4	0	0.542	2.2									ON
13	1436	N11B2	TR11	Transformador 3 Dev.	-0.4	0	1.081	182.8	0	0	-0.079	0.000		0		ON	
14	1398	N11B2	BACKUS2	Carga	0.4	0	1.081	2.6									ON
15	1391	N12	L11-12	Línea	-1.964	-0.135	0.118	-172.8	25.9	0.0009	0.0018		0		0.00000	ON	
16	670	N12	L12-13	Línea	1.964	0.134	0.117	-7.2	25.64	0.0009	0.0017		0		0.00000	ON	
17	1551	N12	T12	Transformador 2 Dev.	0.02	0.001	0.001	-6.3	0	0	0.0011	0.000		0	0.00000	ON	
18	1551	N12B	T12	Transformador 2 Dev.	-0.02	0	0.054	173.7	0	0	0.0011	0.000		0	0.00000	ON	

Tramo Las Gatitas

NEPLAN - [Resultados Elementos]																	
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																	
	ID	Nodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser	Sob	
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm		
19	1550	N12B	GATITAS	Carga	0.02	0	0.054	-6.3									ON
20	670	N13	L12-13	Línea	-1.963	-0.132	0.117	-172.8	25.64	0.0009	0.0017		0		0.00000	ON	
21	675	N13	L13-14	Línea	1.943	0.131	0.115	-7.2	25.38	0.0009	0.0017		0		0.00000	ON	
22	1591	N13	T13	Transformador 2 Dev.	0.02	0.001	0.001	-6.4	0	0	0.0011	0.000		0	0.00000	ON	
23	1591	N13B	T13	Transformador 2 Dev.	-0.02	0	0.054	173.6	0	0	0.0011	0.000		0	0.00000	ON	

Tramo Centro Poblado Señor Cautivo.

NEPLAN - [Resultados Elementos]																	
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																	
	ID	Nodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser	Sob	
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm		
24	1590	N13B	CAUTIVO	Carga	0.02	0	0.054	-6.4									ON
25	1630	N14	TR14	Transformador 2 Dev.	0.35	0.013	0.021	-5.5	0	0	0.013	0.000		0	0.00000	ON	
26	1467	N14	L14-15	Línea	1.592	0.116	0.095	-7.6	20.81	0.0006	0.0011		0		0.00000	ON	
27	675	N14	L13-14	Línea	-1.942	-0.129	0.115	-172.8	25.38	0.0009	0.0017		0		0.00000	ON	

Tramo Yaksetig

NEPLAN - [Resultados Elementos]																	
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																	
	ID	Nodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser	Sob	
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm		
26	1629	N14B	YAKSETI	Carga	0.35	0	0.945	-5.5									ON
29	1630	N14B	TR14	Transformador 2 Dev.	-0.35	0	0.945	174.5	0	0	0.013	0.000	0	0	0.00000	ON	
30	1665	N15	TR15	Transformador 2 Dev.	0.18	0.007	0.011	-5.6	0	0	0.0069	0.000	0	0	0.00000	ON	
31	1467	N15	L14-15	Línea	-1.591	-0.115	0.095	172.4	20.81	0.0006	0.0011		0		0.00000	ON	
32	685	N15	L15-16	Línea	1.411	0.108	0.084	-7.8	18.46	0.0014	0.0027		0		0.00000	ON	

Tramo Cerámicos

NEPLAN - [Resultados Elementos]																	
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																	
	ID	Nodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser	Sob	
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm		
33	1664	N15B	CERAMIC	Carga	0.18	0	0.486	-5.6									ON
34	1665	N15B	TR15	Transformador 2 Dev.	-0.18	0	0.486	174.4	0	0	0.0069	0.000	0	0	0.00000	ON	
35	685	N16	L15-16	Línea	-1.41	-0.106	0.094	172.2	18.46	0.0014	0.0027		0		0.00000	ON	
36	1502	N16	L16-16.1	Línea	0.1	0.011	0.006	-9.7	0	0		0			0.00000	ON	
37	690	N16	L16-17	Línea	1.31	0.095	0.078	-7.7	17.15	0.002	0.0039		0		0.00000	ON	
38	1502	N16.1	L16-16.1	Línea	-0.1	-0.011	0.006	170.3	0	0		0			0.00000	ON	
39	1482	N16.1	TR16.1	Transformador 2 Dev.	0.1	0.011	0.006	-9.7	0	0	0.0107	0.000	0	0	0.00000	ON	

Tramo Pérez y Castro

NEPLAN - [Resultados Elementos]																	
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																	
	ID	Nodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser	Sob	
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm		
40	1487	N16.1B	PEREZ Y	Carga	0.1	0	0.272	-9.7									ON
41	1482	N16.1B	TR16.1	Transformador 2 Dev.	-0.1	0	0.272	170.3	0	0	0.0107	0.000	0	0	0.00000	ON	
42	690	N17	L16-17	Línea	-1.308	-0.091	0.078	172.3	17.15	0.002	0.0039		0		0.00000	ON	
43	707	N17	L17-18	Línea	1.306	0.091	0.078	-7.7	22.95	0.0024	0.0032		0		0.00000	ON	
44	1768	N18	TR18	Transformador 3 Dev.	-0.25	0.021	0.015	-8.7	0	0	0.0215	0.000	0	0		ON	
45	707	N18	L17-18	Línea	-1.305	-0.088	0.078	172.3	22.95	0.0024	0.0032		0		0.00000	ON	
46	1036	N18	L18-19	Línea	1.055	0.066	0.063	-7.4	18.55	0.0016	0.0021		0		0.00000	ON	

Tramos casa 1 y casas 2

NEPLAN - [Resultados Elementos]																	
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																	
	ID	Nodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser	Sob	
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm		
47	1773	N18B1	CASA1	Carga	0.2	0	0.272	-7.7									ON
48	1768	N18B1	TR18	Transformador 3 Dev.	-0.2	0	0.272	172.3	0	0	0.0215	0.000	0	0		ON	
49	1767	N18B2	CASA2	Carga	0.05	0	0.136	-12.6									ON
50	1768	N18B2	TR18	Transformador 3 Dev.	-0.05	0	0.136	162.2	0	0	0.0215	0.000	0	0		ON	
51	1016	N19	L19-20	Línea	0.754	0.048	0.045	-7.6	13.27	0.0054	0.0073		0		0.00000	ON	
52	1820	N19	TR19	Transformador 2 Dev.	0.3	0.016	0.018	-7	0	0	0.0161	0.000	0	0		ON	
53	1036	N19	L18-19	Línea	-1.054	-0.064	0.063	172.6	18.55	0.0016	0.0021		0		0.00000	ON	
54	1820	N19B	TR19	Transformador 2 Dev.	-0.3	0	0.016	173	0	0	0.0161	0.000	0	0		ON	

Tramo La Tercer

NEPLAN - [Resultados Elementos]															
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda															
	ID	Nodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm
55	1819	N19B	LA TERCER	Carga	0.3	0	0.816	-7							OK
56	607	N2	L2-3	Línea	3.819	0.216	0.221	-4	0	0.0006	0.0012	0	0		0.00000
57	1173	N2	TR1-2	Transformador 2 Dev.	-3.819	-0.216	0.221	176	0	0	0.0489	0.000	0		0.00000
58	717	N20	L20-21	Línea	0.898	0.036	0.042	-7.6	12.39	0.0004	0.0005	0	0		0.00000
59	1016	N20	L19-20	Línea	-0.740	-0.041	0.045	172.4	13.27	0.0054	0.0073	0	0		0.00000
60	1855	N20	TR20	Transformador 2 Dev.	0.05	0.003	0.003	-7.6	0	0	0.0027	0.000	0	0	0.00000
61	1855	N20B	TR20	Transformador 2 Dev.	-0.05	0	0.137	172.4	0	0	0.0027	0.000	0	0	0.00000

Tramo Cutivalú

NEPLAN - [Resultados Elementos]															
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda															
	ID	Nodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm
62	1854	N20B	CUTIVALU	Carga	0.05	0	0.137	-7.6							OK
63	1987	N21	L21-21.1	Línea	0.045	0.002	0.003	-7.3	0.6	0	0	0	0		0.00000
64	717	N21	L20-21	Línea	-0.690	-0.038	0.042	172.4	12.39	0.0004	0.0005	0	0		0.00000
65	722	N21	L21-22	Línea	0.653	0.035	0.039	-7.6	11.59	0.0015	0.0021	0	0		0.00000
66	1987	N21.1	L21-21.1	Línea	-0.045	-0.002	0.003	172.7	0.6	0	0	0	0		0.00000
67	1895	N21.1	TR21	Transformador 2 Dev.	0.045	0.002	0.003	-7.3	0	0	0.0022	0.000	0	0	0.00000

Tramo Las Mercedes

NEPLAN - [Resultados Elementos]															
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda															
	ID	Nodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm
68	1896	N21.1B	MERCEDE	Carga	0.045	0	0.123	-7.3							OK
69	1895	N21.1B	TR21	Transformador 2 Dev.	-0.045	0	0.123	172.7	0	0	0.0022	0.000	0	0	0.00000
70	1907	N22	L22-23	Línea	0.152	0.006	0.009	-7	2.69	0.0005	0.0007	0	0		0.00000
71	1938	N22	TR22	Transformador 2 Dev.	0.5	0.027	0.03	-7.8	0	0	0.0274	0.000	0	0	0.00000
72	722	N22	L21-22	Línea	-0.652	-0.033	0.039	172.4	11.59	0.0015	0.0021	0	0		0.00000
73	1938	N22B	TR22	Transformador 2 Dev.	-0.5	0	1.375	172.2	0	0	0.0274	0.000	0	0	0.00000

Tramo Chimú

NEPLAN - [Resultados Elementos]															
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda															
	ID	Nodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm
74	1937	N22B	CHIMU	Carga	0.5	0	1.375	-7.8							OK
75	1907	N23	L22-23	Línea	-0.151	-0.005	0.009	173	2.69	0.0005	0.0007	0	0		0.00000
76	1973	N23	TR23	Transformador 2 Dev.	0.018	0	0.001	-5.1	0	0	0	0.000	0	0	0.00000
77	844	N23	L23-24	Línea	0.133	0.005	0.008	-7.2	2.37	0	0	0	0		0.00000
78	1973	N23B	TR23	Transformador 2 Dev.	-0.018	0	0.05	174.9	0	0	0	0.000	0	0	0.00000

Tramo Iglesia

NEPLAN - [Resultados Elementos]																
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																
ID	Idodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser		
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm	
79	1972	N23B	IGLESIA	Carga	0.018	0	0.05	-5.1								
80	2018	N24	TR24	Transformador 2 Dev.	0.03	0.001	0.002	-7.5	0	0	0.0013	0.000	0	0.00000		
81	944	N24	L23-24	Línea	-0.133	-0.005	0.006	172.8	2.37	0	0	0	0	0.00000		
82	949	N24	L24-25	Línea	0.103	0.004	0.006	-7.1	1.84	0	0	0	0	0.00000		
83	2018	N24B	TR24	Transformador 2 Dev.	-0.03	0	0.003	172.5	0	0	0.0013	0.000	0	0.00000		

Tramo Las Vegas

NEPLAN - [Resultados Elementos]																
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																
ID	Idodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser		
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm	
84	2017	N24B	VEGAS	Carga	0.03	0	0.083	-7.5								
85	949	N25	L24-25	Línea	-0.103	-0.004	0.006	172.9	1.84	0	0	0	0	0.00000		
86	954	N25	L25-26	Línea	0.035	0.001	0.002	-7.2	0.82	0	0	0	0	0.00000		
87	2110	N25	L25-25.1	Línea	0.068	0.003	0.004	-7.1	1.21	0	0	0	0	0.00000		
88	2093	N25.1	TR25	Transformador 2 Dev.	0.068	0.003	0.004	-7.1	0	0	0.0026	0.000	0	0.00000		
89	2110	N25.1	L25-25.1	Línea	-0.068	-0.003	0.004	172.9	1.21	0	0	0	0	0.00000		
90	2093	N25.1B	TR25	Transformador 2 Dev.	-0.068	0	0.188	172.9	0	0	0.0026	0.000	0	0.00000		

Tramo Peaje

NEPLAN - [Resultados Elementos]																
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																
ID	Idodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser	Sob	
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm	
91	2094	N25.1B	PEAJE	Carga	0.068	0	0.188	-7.1							ON	
92	954	N26	L25-26	Línea	-0.035	-0.001	0.002	172.8	0.82	0	0	0	0	0.00000	ON	
93	959	N26	L26-27	Línea	0	0	0	135	0	0	0	0	0	0.00000	ON	
94	2053	N26	TR26	Transformador 2 Dev.	0.035	0.001	0.002	-7.2	0	0	0.0014	0.000	0	0.00000	ON	
95	2053	N26B	TR26	Transformador 2 Dev.	-0.035	0	0.097	172.8	0	0	0.0014	0.000	0	0.00000	ON	

Tramo Telefónica

NEPLAN - [Resultados Elementos]																
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																
ID	Idodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xser	Sob	
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm	
96	2052	N26B	TELEFON	Carga	0.035	0	0.097	-7.2							ON	
97	959	N27	L26-27	Línea	0	0	0	-45	0	0	0	0	0	0.00000	ON	
98	591	N3	L3-4	Línea	3.819	0.215	0.221	-4	48.58	0.0064	0.0125	0	0	0.00000	ON	
99	607	N3	L2-3	Línea	-3.819	-0.215	0.221	176	0	0.0006	0.0012	0	0	0.00000	ON	
100	591	N4	L3-4	Línea	-3.812	-0.202	0.221	176	48.58	0.0064	0.0125	0	0	0.00000	ON	
101	596	N4	L4-5	Línea	3.212	0.202	0.186	-4.5	40.96	0.0158	0.031	0	0	0.00000	ON	

RESUMEN RESULTADOS SEGÚN ESCENARIOS

RESULTADOS DE LA LÍNEA BASE

	C	a	Pérdidas P	Pérdidas Q	P Imp	Q Imp	P Gen	Q Gen	P carga	Q carga	Costo Gen.	Qc Parál.	Ql Parál.	Comp Q	Iron Losses
	Área/Zona	Área/Zona	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	Moneda	MVar	MVar	MVar	MW
1	Red		0	0.002	0.6	0.002	0.6	0.002	0.6	0	0	0	0	0	0
2	Zona 1		0	0.002	0	0	0.6	0.002	0.6	0	0	0	0	0	0
3	Área 1		0	0.002	0	0	0.6	0.002	0.6	0	0	0	0	0	0
4															
5	Un		Pérdidas	Pérdidas	Pérdidas	Pérdidas									
6	kV		MW	MVar	MW	MVar									
7	10		0	0	0	0									
8	60		0	0	0	0.001									

RESULTADOS DE LINEA BASE CON CENTROS POBLADOS

	C	a	Pérdidas P	Pérdidas Q	P Imp	Q Imp	P Gen	Q Gen	P carga	Q carga	Costo Gen.	Qc Parál.	Ql Parál.	Comp Q	Iron Losses
	Área/Zona	Área/Zona	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	Moneda	MVar	MVar	MVar	MW
1	Red		0	0.006	0.683	0.006	0.683	0.006	0.683	0	0	0	0	0	0
2	Zona 1		0	0.006	0	0	0.683	0.006	0.683	0	0	0	0	0	0
3	Área 1		0	0.006	0	0	0.683	0.006	0.683	0	0	0	0	0	0
4															
5	Un		Pérdidas	Pérdidas	Pérdidas	Pérdidas									
6	kV		MW	MVar	MW	MVar									
7	10		0	0.001	0	0.004									
8	60		0	0	0	0.002									

RESULTADOS LÍNEA BASE Y EMPRESAS PRINCIPALES

	C	a	Pérdidas P	Pérdidas Q	P Imp	Q Imp	P Gen	Q Gen	P carga	Q carga	Costo Gen.	Qc Parál.	Ql Parál.	Comp Q	Iron Losses
	Área/Zona	Área/Zona	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	Moneda	MVar	MVar	MVar	MW
1	Red		0.09	0.265	3.819	0.265	3.819	0.265	3.729	0	0	0	0	0	0
2	Zona 1		0.09	0.265	0	0	3.819	0.265	3.729	0	0	0	0	0	0
3	Área 1		0.09	0.265	0	0	3.819	0.265	3.729	0	0	0	0	0	0
4															
5	Un		Pérdidas	Pérdidas	Pérdidas	Pérdidas									
6	kV		MW	MVar	MW	MVar									
7	10		0.09	0.17	0	0.047									
8	60		0	0	0	0.049									

RESULTADOS DE LA LINEA GENERAL

NIPLAN - [Resultados Elementos]																			
Archivos Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventanas Ayuda																			
	ID	Node	Element	Tipos	P	Q	I	Ángulo	Cargado	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xmas	Sub	Descripción	Zona	Área
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Otos			Red	Alimentación
1	535	N1	F-1	Equivalente de Red	-3.813	-0.265	0.007	178								ON		Zone 1	Area 1
2	1173	N1	TR1-2	Transformador 2 Dev	0.859	0.265	0.007	-4	0	0	0.0489	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
3	1375	N10	TR10	Transformador 2 Dev	0.60	0.000	0.001	-6	0	0	0.0011	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
4	637	N10	L15-10	Línea	-2.812	-0.072	0.166	175.5	35.52	0.0018	0.0025		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
5	942	N10	L10-11	Línea	2.792	0.072	0.165	-4.4	35.38	0.0017	0.0139		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
6	1363	N100	N14-7	Carga	0.00	0	0.004	-6								ON		Zone 1	Area 1
7	1376	N100	TR10	Transformador 2 Dev	-0.02	0	0.004	174	0	0	0.0011	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
8	1391	N11	L11-12	Línea	1.984	0.137	0.118	-7.2	25.9	0.0009	0.0019		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
9	1436	N11	TR11	Transformador 3 Dev	0.8	-0.079	0.006	2.4	0	0	-0.079	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
10	642	N11	L10-11	Línea	-2.784	-0.058	0.165	175.5	35.26	0.0017	0.0139		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
11	1438	N1101	TR11	Transformador 3 Dev	-0.4	0	0.042	162.2	0	0	-0.079	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
12	1458	N1101	BAC0051	Carga	0.4	0	0.042	2.3								ON		Zone 1	Area 1
13	1439	N1102	TR11	Transformador 3 Dev	-0.4	0	1.001	162.6	0	0	-0.079	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
14	1398	N1102	BAC0052	Carga	0.4	0	1.001	2.6								ON		Zone 1	Area 1
15	1381	N12	L11-12	Línea	-1.984	-0.138	0.118	172.8	25.9	0.0009	0.0018		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
16	670	N12	L12-13	Línea	1.964	0.134	0.117	-7.2	25.84	0.0009	0.0017		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
17	1551	N12	T12	Transformador 2 Dev	0.00	0.001	0.001	-6.3	0	0	0.0011	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
18	1551	N120	T12	Transformador 2 Dev	-0.02	0	0.054	172.7	0	0	0.0011	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
19	1550	N120	GATT1A5	Carga	0.02	0	0.054	-6.3								ON		Zone 1	Area 1
20	670	N13	L12-13	Línea	-1.983	-0.132	0.117	172.8	25.84	0.0009	0.0017		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
21	675	N13	L13-14	Línea	1.943	0.121	0.115	-7.2	25.38	0.0009	0.0017		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
22	1591	N13	T13	Transformador 2 Dev	0.02	0.001	0.001	-6.4	0	0	0.0011	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
23	1591	N130	T13	Transformador 2 Dev	-0.02	0	0.004	173.8	0	0	0.0011	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
24	1590	N130	CALIT10	Carga	0.02	0	0.004	-6.4								ON		Zone 1	Area 1
25	1630	N14	TR14	Transformador 2 Dev	0.35	0.013	0.021	-5.5	0	0	0.013	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
26	1487	N14	L14-15	Línea	1.582	0.116	0.096	-7.6	30.81	0.0006	0.0011		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
27	675	N14	L13-14	Línea	-1.942	-0.128	0.115	172.8	25.38	0.0009	0.0017		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1

2

NIPLAN - [Resultados Elementos]																			
Archivos Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventanas Ayuda																			
	ID	Node	Element	Tipos	P	Q	I	Ángulo	Cargado	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xmas	Sub	Descripción	Zona	Área
		Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Otos			Red	Alimentación
28	1620	N140	YAN1501	Carga	0.35	0	0.045	-5.5								ON		Zone 1	Area 1
29	1636	N140	TR14	Transformador 2 Dev	-0.35	0	0.045	174.6	0	0	0.013	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
30	1585	N15	TR15	Transformador 2 Dev	0.18	0.007	0.011	-5.5	0	0	0.0064	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
31	1467	N15	L14-15	Línea	-1.991	-0.119	0.096	172.8	25.81	0.0006	0.0011		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
32	825	N15	L15-16	Línea	1.411	0.105	0.094	-7.6	18.46	0.0014	0.0027		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
33	1664	N150	CBKAMC	Carga	0.18	0	0.406	-5.6								ON		Zone 1	Area 1
34	1665	N150	TR15	Transformador 2 Dev	-0.18	0	0.406	174.4	0	0	0.0064	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
35	895	N16	L15-16	Línea	-1.41	-0.108	0.094	172.2	18.46	0.0014	0.0027		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
36	1502	N16	L16-16.1	Línea	0.1	0.011	0.006	-8.7	0	0	0	0	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
37	890	N16	L16-17	Línea	1.31	0.095	0.019	-7.7	17.15	0.002	0.0009		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
38	1502	N16.1	L16-16.1	Línea	-0.1	-0.011	0.006	170.3	0	0	0	0	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
39	1482	N16.1	TR16.1	Transformador 2 Dev	0.1	0.011	0.006	-8.7	0	0	0.0107	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
40	1482	N16.10	PERE2 V	Carga	0.1	0	0.372	-8.7								ON		Zone 1	Area 1
41	1482	N16.10	TR16.1	Transformador 2 Dev	-0.1	0	0.372	170.3	0	0	0.0107	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
42	890	N17	L16-17	Línea	-1.306	-0.091	0.019	172.3	17.15	0.002	0.0009		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
43	707	N17	L17-18	Línea	1.300	0.091	0.019	-7.7	32.36	0.0024	0.0032		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
44	1768	N18	TR18	Transformador 3 Dev	0.35	0.021	0.016	-8.7	0	0	0.0214	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
45	707	N18	L17-18	Línea	-1.305	-0.098	0.019	172.3	32.36	0.0024	0.0032		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
46	1036	N18	L18-19	Línea	1.085	0.086	0.063	-7.4	18.55	0.0016	0.0021		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
47	1773	N1801	CASAJ	Carga	0.2	0	0.272	-7.7								ON		Zone 1	Area 1
48	1768	N1801	TR18	Transformador 3 Dev	-0.2	0	0.272	172.3	0	0	0.0214	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
49	1767	N1802	CASAJ2	Carga	0.05	0	0.136	-12.6								ON		Zone 1	Area 1
50	1768	N1802	TR18	Transformador 3 Dev	-0.05	0	0.136	162.2	0	0	0.0214	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
51	1016	N19	L19-20	Línea	0.754	0.040	0.045	-7.6	13.27	0.0034	0.0073		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
52	1620	N19	TR19	Transformador 2 Dev	0.3	0.016	0.010	-7	0	0	0.0181	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
53	1036	N19	L18-19	Línea	-1.034	-0.064	0.063	172.8	18.55	0.0016	0.0021		0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1
54	1525	N180	TR19	Transformador 2 Dev	-0.3	0	0.018	173	0	0	0.0181	0.000	0	0	0.00000	ON		Zone 1	Area 1

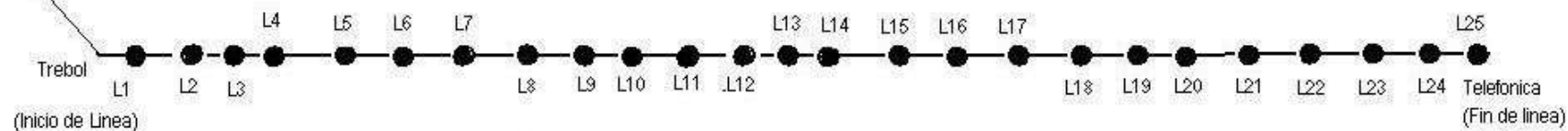
3

NEPLAN - [Resultados Elementos]																			
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																			
ID	Bodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xcer	Sub	Descripción	Zona	Área	
Bondice	Bondice	Bondice		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm					
55	1019	N19B	LA TERCER Carga	0.3	0	0.016	-3	0	0.0008	0.0012	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
56	607	N2	L2-3 Línea	3.019	0.218	0.221	-4	0	0.0008	0.0012	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
57	1173	N2	TR1-2 Transformador 2 Dev.	-3.019	-0.218	0.221	176	0	0	0.0489	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
58	717	N20	L20-21 Línea	0.090	0.030	0.042	-7.6	12.39	0.0004	0.0005	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
59	1016	N20	L19-20 Línea	-0.740	-0.041	0.045	172.4	13.27	0.0054	0.0073	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
60	1055	N20	TR20 Transformador 2 Dev.	0.05	0.003	0.003	-7.6	0	0	0.0027	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
61	1055	N20B	TR20 Transformador 2 Dev.	-0.05	0	0.137	172.4	0	0	0.0027	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
62	1054	N20B	OUTVAL Carga	0.05	0	0.137	-7.6	0	0	0.0027	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
63	1907	N21	L21-21.1 Línea	0.045	0.002	0.003	-7.3	0.8	0	0	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
64	717	N21	L20-21 Línea	-0.090	-0.030	0.042	172.4	12.39	0.0004	0.0005	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
65	722	N21	L21-22 Línea	0.563	0.035	0.039	-7.6	11.59	0.0015	0.0021	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
66	1907	N21.1	L21-21.1 Línea	-0.045	-0.002	0.003	172.7	0.8	0	0	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
67	1096	N21.1B	TR21 Transformador 2 Dev.	0.045	0.002	0.003	-7.3	0	0	0.0022	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
68	1096	N21.1B	MERCEDE Carga	0.045	0	0.123	-7.3	0	0	0.0022	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
69	1096	N21.1B	TR21 Transformador 2 Dev.	-0.045	0	0.123	172.7	0	0	0.0022	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
70	1907	N22	L22-23 Línea	0.152	0.008	0.009	-7	2.69	0.0005	0.0007	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
71	1936	N22	TR22 Transformador 2 Dev.	0.5	0.027	0.03	-7.8	0	0	0.0274	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
72	722	N22	L21-22 Línea	-0.692	-0.033	0.039	172.4	11.59	0.0015	0.0021	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
73	1236	N22B	TR22 Transformador 2 Dev.	-0.5	0	1.275	172.2	0	0	0.0274	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
74	1937	N22B	0-044J Carga	0.5	0	1.275	-7.8	0	0	0.0274	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
75	1937	N23	L22-23 Línea	-0.151	-0.005	0.009	173	2.69	0.0005	0.0007	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
76	1973	N23	TR23 Transformador 2 Dev.	0.018	0	0.001	-8.1	0	0	0.000	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
77	944	N23	L23-24 Línea	0.133	0.003	0.008	-7.2	2.37	0	0	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
78	1973	N23B	TR23 Transformador 2 Dev.	-0.018	0	0.05	174.8	0	0	0.000	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
79	1072	N23B	GOLESA Carga	0.018	0	0.05	-8.1	0	0	0.000	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
80	2010	N24	TR24 Transformador 2 Dev.	0.03	0.001	0.002	-7.5	0	0	0.0013	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
81	944	N24	L23-24 Línea	-0.133	-0.003	0.008	172.8	2.37	0	0	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
82	949	N24	L24-25 Línea	0.103	0.004	0.006	-7.1	1.84	0	0	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
83	2010	N24B	TR24 Transformador 2 Dev.	-0.03	0	0.003	172.5	0	0	0.0013	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
84	2017	N24B	VEGAS Carga	0.03	0	0.003	-7.5	0	0	0.0013	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
85	949	N25	L24-25 Línea	-0.103	-0.004	0.006	172.9	1.84	0	0	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
86	954	N25	L25-26 Línea	0.035	0.001	0.002	-7.2	0.82	0	0	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
87	2110	N25	L25-25.1 Línea	0.069	0.003	0.004	-7.1	1.21	0	0	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	
88	2093	N25.1	TR25 Transformador 2 Dev.	0.069	0.003	0.004	-7.1	0	0	0.0026	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	

4

NEPLAN - [Resultados Elementos]																			
Archivo Editar Formato Ajustes de Tabla Ver Ventana Ayuda																			
ID	Bodo	Element	Tipo	P	Q	I	Ángulo	Cargab	Pérdida	Pérdida	P Fe	Q Comp	Tap	Sens. Xcer	Sub	Descripción	Zona	Área	Red
	Bondice	Bondice		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		% Ohm					Re
89	2110	N25.1	L25-25.1 Línea	-0.069	-0.003	0.004	172.9	1.21	0	0	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
90	2093	N25.1B	TR25 Transformador 2 Dev.	-0.069	0	0.188	172.9	0	0	0.0026	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
91	2094	N25.1B	PEAJE Carga	0.069	0	0.188	-7.1	0	0	0.0026	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
92	954	N26	L25-26 Línea	-0.035	-0.001	0.003	172.8	0.82	0	0	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
93	959	N26	L26-27 Línea	0	0	0	125	0	0	0	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
94	2053	N26	TR26 Transformador 2 Dev.	0.035	0.001	0.002	-7.2	0	0	0.0014	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
95	2053	N26B	TR26 Transformador 2 Dev.	-0.035	0	0.097	172.8	0	0	0.0014	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
96	2052	N26B	TR26B Carga	0.035	0	0.097	-7.2	0	0	0.0014	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
97	959	N27	L26-27 Línea	0	0	0	46	0	0	0	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
98	591	N3	L3-4 Línea	3.019	0.215	0.221	-4	48.88	0.0064	0.0125	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
99	607	N3	L2-3 Línea	-3.019	-0.215	0.221	176	0	0.0006	0.0012	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
100	591	N4	L3-4 Línea	3.012	-0.202	0.221	176	48.88	0.0064	0.0125	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
101	506	N4	L4-5 Línea	3.212	0.202	0.186	-4.5	40.96	0.0198	0.021	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
102	747	N4	PAITA Carga	0.6	0	0.025	-0.9	0	0	0.000	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
103	1195	N4-B	TR6 Transformador 2 Dev.	-0.075	0	0.199	179.1	0	0	0.0029	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
104	1194	N4-B	KOSCHI Carga	0.075	0	0.199	-3.9	0	0	0.0029	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
105	506	N5	L4-5 Línea	-3.196	-0.171	0.186	175.5	40.96	0.0198	0.021	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
106	1041	N5	L5-6 Línea	3.196	0.171	0.186	-4.5	40.96	0.0095	0.0133	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
107	607	N6	L5-7 Línea	3.115	0.195	0.192	-4.8	39.99	0.0022	0.0042	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
108	1199	N6	TR6 Transformador 2 Dev.	0.075	0.003	0.004	-3.9	0	0	0.0029	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
109	1041	N6	L5-6 Línea	-3.119	-0.159	0.196	175.5	40.96	0.0095	0.0133	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
110	607	N7	L5-7 Línea	-3.113	-0.151	0.182	175.4	39.99	0.0022	0.0042	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
111	1228	N7	TR7 Transformador 2 Dev.	0.018	0.001	0.001	-3.9	0	0	0.0007	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
112	1040	N7	L7-8 Línea	3.095	0.19	0.181	-4.8	39.76	0.0095	0.0167	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
113	1215	N7-B	AYPATB Carga	0.018	0	0.048	-3.9	0	0	0.0007	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
114	1229	N7-B	TR7 Transformador 2 Dev.	-0.018	0	0.048	179.1	0	0	0.0007	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
115	802	N8	L6-9 Línea	3.030	0.131	0.178	-4.5	39.12	0.0227	0.0444	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
116	1040	N8	L7-8 Línea	-3.088	-0.134	0.181	175.4	39.76	0.0095	0.0167	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
117	1339	N8	TR8 Transformador 2 Dev.	0.05	0.003	0.003	0	0	0.0028	0.000	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
118	1343	N8-B	GRFO LA Carga	0.05	0	0.132	-5	0	0	0.0028	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
119	1330	N8-B	TR8 Transformador 2 Dev.	-0.05	0	0.132	175	0	0	0.0028	0.000	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1
120	632	N9	L8-9 Línea	-0.013	-0.007	0.179	97.5	39.12	0.0227	0.0444	0	0	0	0.00000	ON		Zona 1	Área 1	1

ST/STR



Nombre	Long. km	R(1) Ohm/km	X(1) Ohm/km
L0-1	0.020	0.1174	0.4151
L1-2	0.200	0.2168	0.4249
L2-3	0.700	0.2168	0.4249
L3-4	0.300	0.2168	0.4249
L4-5	0.100	0.2168	0.4249
L5-6	0.400	0.2168	0.4249
L6-7	1.100	0.2168	0.4249
L7-8	0.100	0.2168	0.4249
L8-9	0.400	0.2168	0.4249
L9-10	0.100	0.2168	0.4249
L10-11	0.100	0.2168	0.4249
L11-12	0.100	0.2168	0.4249
L12-13	0.100	0.2168	0.4249
L13-14	0.300	0.2168	0.4249
L14-15	0.500	0.2168	0.4249

Nombre	Long. km	R(1) Ohm/km	X(1) Ohm/km
L15-16	0.400	0.3295	0.4412
L16-17	0.400	0.3295	0.4412
L17-18	2.700	0.3295	0.4412
L18-19	0.200	0.3295	0.4412
L19-20	1.000	0.3295	0.4412
L20-21	6.000	0.3295	0.4412
L21-22	0.100	0.3295	0.4412
L22-23	0.900	0.3295	0.4412
L23-24	1.200	0.3295	0.4412
L24-25	1.000	0.3295	0.4412

FLUJO DE CARGA OPTIMOS DE TRANSFORMADORES

129	ID	Nodo	Elemento	Tipo	P	Q	I	Ángulo I	P Fe	P Comp
130		Nombre	Nombre		MW	MVar	kA	°	MW	MW
131	1630	N14	TR14	Tra 2 Dev.	0.35	0.013	0.021	-5.5	0	0.013
133	1630	N14B	TR14	Trar 2 Dev.	-0.35	0	0.944	174.5	0	0.013
138	1376	N10B	TR10	Tra2 Dev.	-0.02	0	0.054	174	0	0.001
139	1376	N10	TR10	Tran 2 Dev.	0.02	0.001	0.001	-6	0	0.001
140	535	N1	F-1	Eq de Red	-3.81	-0.265	0.037	176	0	0
141	1665	N15	TR15	Tra 2 Dev.	0.18	0.007	0.011	-5.6	0	0.0069
143	1665	N15B	TR15	Tra 2 Dev.	-0.18	0	0.486	174.4	0	0.0069
146	1938	N22B	TR22	Tra 2 Dev.	-0.5	0	1.374	172.2	0	0.0274
148	1938	N22	TR22	Tra 2 Dev.	0.5	0.027	0.03	-7.8	0	0.0274
155	1973	N23B	TR23	Tran 2 Dev.	-0.018	0	0.05	174.9	0	0
157	1973	N23	TR23	Tranr 2 Dev.	0.018	0	0.001	-5.1	0	0
158	1438	N11B2	TR11	Tran 3 Dev.	-0.4	0	1.081	182.6	0	-0.0789
159	1438	N11B1	TR11	Tra 3 Dev.	-0.4	0	0.542	182.2	0	-0.0789
160	1438	N11	TR11	Tran3 Dev.	0.8	-0.079	0.048	2.4	0	-0.078

161	1173	N1	TR1-2	Trar 2 Dev.	3.819	0.265	0.037	-4	0	0.08
162	1173	N2	TR1-2	Tran2 Dev.	-3.819	-0.216	0.221	176	0	0.0488

	ID	Nodo	Elemento	Tipo	P	Q	I	Ángulo I	P Fe	P Comp
		Nombre	Nombre		MW	MVar	kA	°	MW	MW
177	1198	N6	TR6	Tranr 2 Dev.	0.075	0.003	0.004	-3.9	0	0.0029
179	2018	N24B	TR24	Tran 2 Dev.	-0.03	0	0.083	172.5	0	0.0013
181	2018	N24	TR24	Tra 2 Dev.	0.03	0.001	0.002	-7.5	0	0.0013
184	1768	N18B2	TR18	Tran 3 Dev.	-0.05	0	0.136	167.2	0	0.0215
185	1768	N18B1	TR18	Tranr 3 Dev.	-0.2	0	0.272	172.3	0	0.0215
187	1228	N7	TR7	Tran 2 Dev.	0.018	0.001	0.001	-3.9	0	0.0007
199	1768	N18	TR18	Tran 3 Dev.	0.25	0.021	0.015	-8.7	0	0.0215
201	1482	N16.1B	TR16.1	Trar 2 Dev.	-0.1	0	0.272	170.3	0	0.0107
202	1482	N16.1	TR16.1	Transformador 2 Dev.	0.1	0.011	0.006	-9.7	0	0.0107
209	2053	N26B	TR26	Tranr 2 Dev.	-0.035	0	0.097	172.8	0	0.0014
211	2053	N26	TR26	Tran 2 Dev.	0.035	0.001	0.002	-7.2	0	0.0014

212	1253	N9.1	TR9.1	Tranr 2 Dev.	0.2	0.01	0.012	-5.9	0	0.0105
218	1253	N9.1.B	TR9.1	Tranr 2 Dev.	-0.2	0	0.538	174.1	0	0.0105
221	1820	N19B	TR19	Tran 2 Dev.	-0.3	0	0.816	173	0	0.0161
223	2093	N25.1	TR25	Tranr 2 Dev.	0.068	0.003	0.004	-7.1	0	0.0026
224	1228	N7-B	TR7	Tran 2 Dev.	-0.018	0	0.048	176.1	0	0.0007
225	1198	N4-B	TR6	Tran 2 Dev.	-0.075	0	0.199	176.1	0	0.0029

	ID	Nodo	Elemento	Tipo	P	Q	I	Ángulo I	P Fe	P Comp
		Nombre	Nombre		MW	MVar	kA	°	MW	MW
231	1551	N12B	T12	Tran 2 Dev.	-0.02	0	0.054	173.7	0	0.0011
233	1551	N12	T12	Tran2 Dev.	0.02	0.001	0.001	-6.3	0	0.0011
234	1820	N19	TR19	Tran 2 Dev.	0.3	0.016	0.018	-7	0	0.0161
235	2093	N25.1B	TR25	Tra 2 Dev.	-0.068	0	0.188	172.9	0	0.0026
245	1591	N13B	T13	Tranr 2 Dev.	-0.02	0	0.054	173.6	0	0.0011
247	1591	N13	T13	Tran 2 Dev.	0.02	0.001	0.001	-6.4	0	0.0011
248	1855	N20B	TR20	Tran 2 Dev.	-0.05	0	0.137	172.4	0	0.0027
250	1855	N20	TR20	Tranr 2 Dev.	0.05	0.003	0.003	-7.6	0	0.0027

253	1338	N8-B	TR8	Tranr 2 Dev.	-0.05	0	0.133	175	0	0.0026
254	1338	N8	TR8	Tran 2 Dev.	0.05	0.003	0.003	-5	0	0.0026
255	1895	N21.1	TR21	Tran 2 Dev.	0.045	0.002	0.003	-7.3	0	0.0022
256	1895	N21.1B	TR21	Tran 2 Dev.	-0.045	0	0.123	172.7	0	0.0022

FLUJO DE CARGA OPTIMOS DE LINEAS

129	ID	Nodo	Elemento	Tipo	P	Q	I	Ángulo I	Cargabilidad	P Fe	P Comp
130		Nombre	Nombre		MW	MVar	kA	°	%	MW	MW
135	1907	N22	línea 21	Línea	0.152	0.006	0.009	-7	2.69	0.0005	0.0007
136	1907	N23	línea 21	Línea	-0.151	-0.005	0.009	173	2.69	0.0005	0.0007
144	1391	N12	línea 10	Línea	-1.984	-0.135	0.118	172.8	25.9	0.0009	0.0018
145	1391	N11	línea 10	Línea	1.984	0.137	0.118	-7.2	25.9	0.0009	0.0018
149	591	N3	linea2	Línea	3.819	0.215	0.221	-4	48.58	0.0064	0.0125
150	591	N4	linea2	Línea	-3.812	-0.202	0.221	176	48.58	0.0064	0.0125
151	596	N4	linea3	Línea	3.212	0.202	0.186	-4.5	40.95	0.0158	0.031
152	596	N5	linea3	Línea	-3.196	-0.171	0.186	175.5	40.95	0.0158	0.031

153	607	N2	línea1	Línea	3.819	0.216	0.221	-4	0	0.0003	0.0012
154	607	N3	línea1	Línea	-3.819	-0.215	0.221	176	0	0.0003	0.0012
163	627	N6	línea 5	Línea	3.115	0.155	0.182	-4.5	39.99	0.0022	0.0042
164	627	N7	línea 5	Línea	-3.113	-0.151	0.182	175.5	39.99	0.0022	0.0042
165	632	N8	línea 7	Línea	3.036	0.131	0.178	-4.5	39.12	0.0227	0.0444
166	632	N9	línea 7	Línea	-3.013	-0.087	0.178	175.5	39.12	0.0227	0.0444
167	637	N9	línea 8	Línea	2.813	0.076	0.166	-4.4	36.52	0.0018	0.0035
168	637	N10	línea 8	Línea	-2.812	-0.073	0.166	175.6	36.52	0.0018	0.0035

	ID	Nodo	Elemento	Tipo	P	Q	I	Ángulo I	Cargabilidad	P Fe	P Comp
		Nombre	Nombre		MW	MVar	kA	°	%	MW	MW
169	1987	N21	L21-21.1	Línea	0.045	0.002	0.003	-7.3	0.8	0	0
170	1987	N21.1	L21-21.1	Línea	-0.045	-0.002	0.003	172.7	0.8	0	0
171	1467	N14	línea 13	Línea	1.592	0.116	0.095	-7.6	20.81	0.0006	0.0011
172	1467	N15	línea 13	Línea	-1.591	-0.115	0.095	172.4	20.81	0.0006	0.0011
175	642	N10	línea 9	Línea	2.792	0.072	0.165	-4.4	36.26	0.0071	0.0139

176	642	N11	línea 9	Línea	-2.784	-0.058	0.165	175.6	36.26	0.0071	0.0139
178	670	N12	línea 11	Línea	1.964	0.134	0.117	-7.2	25.64	0.0009	0.0017
186	1502	N16.1	L16-16.1	Línea	-0.1	-0.011	0.006	170.3	0	0	0
188	670	N13	línea 11	Línea	-1.963	-0.132	0.117	172.8	25.64	0.0009	0.0017
189	675	N13	línea 12	Línea	1.943	0.131	0.115	-7.2	25.37	0.0009	0.0017
190	675	N14	línea 12	Línea	-1.942	-0.129	0.115	172.8	25.37	0.0009	0.0017
191	685	N15	línea 14	Línea	1.411	0.108	0.084	-7.8	18.46	0.0014	0.0027
192	685	N16	línea 14	Línea	-1.41	-0.106	0.084	172.2	18.46	0.0014	0.0027
193	944	N23	línea 22	Línea	0.133	0.005	0.008	-7.2	2.37	0	0
194	944	N24	línea 22	Línea	-0.133	-0.005	0.008	172.8	2.37	0	0
195	949	N24	línea 23	Línea	0.103	0.004	0.006	-7.1	1.84	0	0
196	949	N25	línea 23	Línea	-0.103	-0.004	0.006	172.9	1.84	0	0

	ID	Nodo	Elemento	Tipo	P	Q	I	Ángulo I	Cargabilidad	P Fe	P Comp
		Nombre	Nombre		MW	MVar	kA	°	%	MW	MW
197	954	N25	línea 24	Línea	0.035	0.001	0.002	-7.2	0.62	0	0

198	954	N26	línea 24	Línea	-0.035	-0.001	0.002	172.8	0.62	0	0
203	1502	N16	L16-16.1	Línea	0.1	0.011	0.006	-9.7	0	0	0
205	690	N16	línea 15	Línea	1.31	0.095	0.078	-7.7	17.15	0.002	0.0039
206	690	N17	línea 15	Línea	-1.308	-0.091	0.078	172.3	17.15	0.002	0.0039
207	959	N26	línea 25	Línea	0	0	0	180	0	0	0
208	959	N27	línea 25	Línea	0	0	0	0	0	0	0
213	707	N17	línea 16	Línea	1.308	0.091	0.078	-7.7	22.95	0.0024	0.0032
214	707	N18	línea 16	Línea	-1.305	-0.088	0.078	172.3	22.95	0.0024	0.0032
215	717	N20	línea 19	Línea	0.698	0.038	0.042	-7.6	12.38	0.0004	0.0005
216	717	N21	línea 19	Línea	-0.698	-0.038	0.042	172.4	12.38	0.0004	0.0005
219	722	N21	línea 20	Línea	0.653	0.035	0.039	-7.6	11.59	0.0015	0.0021
220	722	N22	línea 20	Línea	-0.652	-0.033	0.039	172.4	11.59	0.0015	0.0021
226	739	N9	L9-9.1	Línea	0.2	0.011	0.012	-5.9	2.6	0	0
227	739	N9.1	L9-9.1	Línea	-0.2	-0.01	0.012	174.1	2.6	0	0
229	1016	N20	línea 18	Línea	-0.748	-0.041	0.045	172.4	13.27	0.0054	0.0073

230	1016 N19	línea 18	Línea	0.754	0.048	0.045	-7.6	13.27	0.0054	0.0073
-----	----------	----------	-------	-------	-------	-------	------	-------	--------	--------

	ID	Nodo	Elemento	Tipo	P	Q	I	Ángulo I	Cargabilidad	P Fe	P Comp
		Nombre	Nombre		MW	MVar	kA	°	%	MW	MW
237	2110	N25	L25-25.1	Línea	0.068	0.003	0.004	-7.1	1.21	0	0
238	1036	N19	línea 17	Línea	-1.054	-0.064	0.063	172.6	18.55	0.0016	0.0021
239	1036	N18	línea 17	Línea	1.055	0.066	0.063	-7.4	18.55	0.0016	0.0021
240	2110	N25.1	L25-25.1	Línea	-0.068	-0.003	0.004	172.9	1.21	0	0
241	1041	N5	línea 4	Línea	3.196	0.171	0.186	-4.5	40.95	0.0068	0.0133
242	1041	N6	línea 4	Línea	-3.19	-0.158	0.186	175.5	40.95	0.0068	0.0133
243	1046	N7	línea 6	Línea	3.095	0.15	0.181	-4.6	39.76	0.0085	0.0167
244	1046	N8	línea 6	Línea	-3.086	-0.134	0.181	175.4	39.76	0.0085	0.0167

