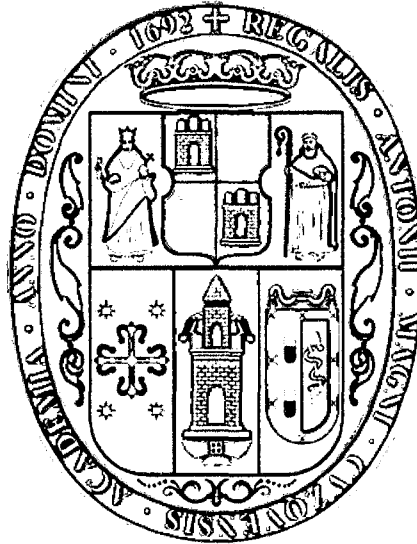


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO
ABAD DEL CUSCO.**

**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA, ELECTRONICA,
MECANICA Y MINAS.**

CARRERA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELÉCTRICA.



**DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA LA
RECONFIGURACION DE REDES PRIMARIAS DE
DISTRIBUCION.**

TESIS FINANCIADA POR LA UNSAAC

PRESENTADO POR:

Br. CRISTIAN RICARDO BOCANGEL QUISPE

Br. NICO BEDIA CONDORI

Para optar al Título Profesional de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Asesor:

MGT. ING. VLADIMIRO CANAL BRAVO

CUSCO - PERÚ

2014

PRESENTACIÓN

Esta tesis presenta el diseño, desarrollo y evaluación del software (REPLAN) Que permita tomar decisiones para la reconfiguración de redes de distribución, mediante alternativas topológicas que ofrezcan menores pérdidas.

Siendo resultado de una investigación sobre los diferentes métodos de reconfiguración de redes de distribución, siendo seleccionado el método propuesto por el paper "RECONFIGURATION OF ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS FOR RESISTIVE LINE LOSSES REDUCTION. (DARIUS SHIRMOHAMMADI)".

Somos conscientes de que este trabajo no deja de ser el principio de una labor que ha de tener continuidad en nuestra vida profesional, así como dejar precedente para que se realicen otros trabajos de investigación relacionados a este tema.

DEDICATORIA

Aunque ande en valle de sombra de muerte, no temeré mal alguno, porque tú estarás conmigo; tú vara y tu callado me infundirán aliento. Salmo 23:4

Con eterna gratitud y mucho cariño a mis padres Aurelia y Nicolas por su apoyo incondicional para hacer realidad este sueño.

A mis hermanos: Elizabeth, María Carmen, Marina y Lourdes, inspiración de cada uno de mis propósitos.

A mis sobrinos Pablo Nicolas, Mariana Luisa y Matías Josue, por ser la alegría que día a día nos motiva a seguir adelante.

A todas aquellas personas que me brindaron su apoyo y aliento.

Nico.

DEDICATORIA

**A Dios por ser mi guía y
compañero, por darme gracia,
fortaleza y sabiduría para vivir.**

**A mis amados padres HELIO Y
JULIA, y mi hermana GARDENIA
quienes con su especial apoyo,
amor y comprensión fueron parte
de este gran pasó.**

**A todas aquellas innumerables
personas que formaron parte de
este sueño, sin su apoyo este
trabajo no hubiese sido posible.
Gracias.**

**Santiago 3:13 ¿Quién es sabio y
entendido entre ustedes? Que lo
demuestre con su buena conducta,
mediante obras hechas con la
humildad que le da su sabiduría.**

Cristian Ricardo

AGRADECIMIENTO

A los docentes de la carrera profesional de ingeniería eléctrica, ingenieros de la empresa electro sur este quienes son los coautores de este trabajo y los que nos inculcaron sus enseñanzas a lo largo de nuestra vida universitaria. Y en especial a nuestro asesor Magister Ing. Vladimiro Canal Bravo por su apoyo incondicional en el proceso y culminación de este trabajo.

RESUMEN EJECUTIVO

La presente tesis está estructurada en 5 capítulos que muestra una metodología para la elaboración y evaluación del software (REPLAN) que permita tomar decisiones de reconfiguración en las redes distribución primarias considerando las pérdidas resistivas de línea.

En el capítulo I, se desarrolla el esquema utilizado en la investigación, iniciando con los aspectos generales, tomando 4 alimentadores de la subestación de transformación de Dolorespata (DO05, DO06, DO07, DO08), siguiendo con el planteamiento del problema, el cual está considerando las pérdidas que se presentan en sistemas de distribución; el objetivo de la investigación será desarrollar un software que permita tomar decisiones de reconfiguración en sistemas de distribución primaria, considerando las pérdidas resistivas; siguiendo con la justificación y las limitaciones en el desarrollo de la investigación, así como las hipótesis, variables e indicadores.

El segundo capítulo, contiene el marco teórico, con la referencia conceptual de todos los elementos que describen los contenidos. En este capítulo se describe la referencia de antecedentes de reconfiguración en el ámbito Internacional y local así como conceptos de sistemas de distribución, topologías de los sistemas de distribución, regulación de sistemas de distribución, conceptos de pérdidas en sistemas de distribución así también describe los diferentes métodos de reconfiguración en sistemas de distribución propuestos por autores de papers de la IEEE: S CIVANLAR, JJ GRAINGER, H YIN, SSH LEE MESUT E. BARAN, FELIX F. WU, DARIUSH SHIRMOHAMMADI , H. WAYNE HONG.

En el tercer capítulo, se describe la configuración actual de los 9 alimentadores, que provienen de la subestación de transformación de Dolorespata, así como la identificación de casos críticos de la red de distribución primaria de la subestación de transformación de Dolorespata, siendo los alimentadores DO06 y DO07, los que presentan problemas de tensión y sobrecarga en el caso de DO06.

En el cuarto capítulo, se realiza la descripción del método de reconfiguración seleccionado, el cual es propuesto por el paper "RECONFIGURATION OF ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS FOR RESISTIVE LINE LOSSES REDUCTION. (DARIUS SHIRMOHAMMADI) (Reconfiguración de redes de distribución para reducir pérdidas resistivas de línea) ". El cual se aplica a un modelo de prueba; describiéndose el proceso de manera pormenorizada.

En el quinto capítulo, describe la estructura y herramientas del software (REPLAN), se explica el procedimiento de aplicación empezando en un modelo de prueba y luego se realiza la aplicación a 4 alimentadores (DO05, DO06, DO07, DO08) de la red de distribución primaria de la subestación de transformación de Dolorespata, comparándose los resultados obtenidos con el software NEPLAN de la situación actual y la mejor alternativa de reconfiguración que presente menores pérdidas.

INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo de tesis se plantea una metodología para el diseño, desarrollo y evaluación del software (REPLAN) Que permita tomar decisiones para la reconfiguración de redes de distribución mediante alternativas topológicas que ofrezcan menores pérdidas.

Esta tesis pretende contribuir con la investigación sobre la reconfiguración de redes de distribución, desde un punto de vista académico.

La reconfiguración de sistemas de distribución de energía eléctrica consiste en alterar la topología de las redes de distribución a través de la abertura o cierre de interruptores. Este procedimiento nos permite minimizar las pérdidas y mejorar los niveles de tensión.

Para el desarrollo de la presente propuesta, se han consultado diferentes publicaciones de métodos de reconfiguración.

En esta tesis se desarrolla un método buscando la minimización de pérdidas, propuesta por el paper titulado RECONFIGURATION OF ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS FOR RESISTIVE LINE LOSSES REDUCTION de los autores DARIUSH SHIRMOHAMMADI y H. WAYNE HONG.

El proceso de esta metodología empieza con la solución de flujos de potencia DC de la red que resulta de la operación de cierre de todos los interruptores de la red, después volver a la topología radial abriendo los interruptores que presenten menor corriente, hacer todas las tensiones de la barra igual a la barra de referencia; a partir de las barras extremas se calculan las corrientes de barra y de las ramas.

Calculando las tensiones y corrientes se calculan las pérdidas de potencias activas y reactivas, de esta manera se creara un proceso repetitivo que terminara cuando la variación de pérdidas en las iteraciones sea menor.

Una vez desarrollado el software se desarrolla modelos de prueba y la aplicación de a la red primaria de la Subestación de Transformación Dolorespata-Cusco.

Los resultados obtenidos en el software fueron comparados con los resultados obtenidos por el software NEPLAN

ÍNDICE GENERAL

PRESENTACIÓN.....	I
DEDICATORIA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
RESUMEN EJECUTIVO.....	V
INTRODUCCIÓN.....	VI
ÍNDICE GENERAL.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
ÍNDICE DE ANEXOS.....	X
GLOSARIO DE TERMINOS.....	XI
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	XII
BIBLIOGRAFÍA.....	XIII
ANEXOS.....	XIV

CAPITULO I

1. ASPECTOS GENERALES.....	1
1.1. GENERALIDADES	1
1.2. ÁMBITO GEOGRÁFICO.....	1
1.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	1
1.3.1. SELECCIÓN DEL PROBLEMA	1
1.3.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	4
1.3.3. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	4
1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	5
1.4.1. OBJETIVO GENERAL.....	5
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
1.5. ALCANCES	5
1.6. HIPÓTESIS Y VARIABLES.....	6
1.6.1. HIPÓTESIS GENERAL	6
1.6.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS.....	6
1.7. VARIABLES E INDICADORES	7
1.7.1. VARIABLES.....	7
1.7.1.1. VARIABLES DEPENDIENTES	7
1.7.1.2. VARIABLES INDEPENDIENTES	7
1.7.1.3. VARIABLES INTERVINIENTES	7
1.7.2. INDICADORES	7
1.8. METODO.....	7
1.8.1. DISEÑO DE INVESTIGACIÓN	7
1.8.2. POBLACIÓN	8
1.8.3. MUESTRA	8
1.8.4. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE DATOS	8
1.8.5. ANÁLISIS DE DATOS	8
1.8.6. LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN	9

CAPITULO II

2. MARCO TEORICO	10
2.1. GENERALIDADES	10
2.2. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA.....	10
2.2.1. ANTECEDENTES INTERNACIONALES DE RECONFIGURACIÓN DE REDES.....	10
2.2.2. ANTECEDENTES LOCALES DE RECONFIGURACIÓN DE REDES	12
2.3. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	13
2.3.1. TIPOS DE CONFIGURACIÓN DE REDES	13
2.3.1.1. TOPOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	13
2.3.1.2. CONFIGURACIÓN TIPO RADIAL.....	14
2.3.1.2.1 CONFIGURACIÓN TIPO RADIAL SIMPLE.....	15
2.3.1.2.2 CONFIGURACIÓN TIPO RADIAL EXPANDIDO.....	15
2.3.1.2.3 CONFIGURACIÓN TIPO RADIAL CON UNIONES.....	16
2.3.1.3 CONFIGURACIÓN TIPO ANILLO	17
2.3.1.3.1 CONFIGURACIÓN TIPO ANILLO ABIERTO.....	17
2.3.1.3.2 CONFIGURACIÓN TIPO ANILLO CERRADO.....	19
2.4. REGULACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	20
2.5. SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN.....	21
2.5.1.SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN EL TIPO DE INSTALACIÓN	22
2.5.1.1 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SED) BIPOSTE	22
2.5.1.2 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SED) MONOPOSTE	22
2.5.1.3 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SED) TIPO CASETA.....	22
2.5.1.4 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SED) TIPO COMPACTA.....	23
2.5.2. SUBESTACIONES SEGÚN EL TIPO DE SERVICIO.....	23
2.5.2.1 SERVICIO PÚBLICO	23
2.5.2.2 SERVICIO PARTICULAR	23
2.5.3. SUBESTACIONES SEGÚN EL TIPO DE ACTIVIDAD DEL USUARIO.....	24
2.5.3.1 SERVICIO RESIDENCIAL.....	24
2.5.3.2 SERVICIO COMERCIAL	24
2.5.3.3 SERVICIO INDUSTRIAL.....	24
2.5.4 CONDUCTORES UTILIZADOS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN	25
2.5.4.1 LINEA ELÉCTRICA	25
2.5.4.2 LINEA AÉREA	25
2.5.4.3 LINEA SUBTERRANEA	25
2.5.4.4 RED AÉREA	26
2.5.4.5 RED SUBTERRANEA	26
2.5.4.6 CABLE	26
2.5.4.7 CONDUCTOR DESNUDO	26
2.5.4.8 CONDUCTOR CUBIERTO (PROTEGIDO)	26
2.5.4.9 AISLAMIENTO (DE UN CABLE)	26
2.6 PLANIFICACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION	27
2.6.1 ASPECTOS TÉCNICOS	27
2.6.2 ASPECTOS ECONÓMICOS	27
2.7 INCERTIDUMBRE Y ESCENARIOS EN LA PLANIFICACION DE SISTEMAS DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	28
2.8 CONDICIONES DE OPERACIÓN A CORTO PLAZO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	29
2.9 PÉRDIDAS DE POTENCIA	29
2.9.1 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA	29
2.9.1.1 SEGÚN SU ORIGEN	29
2.9.1.1.1 PÉRDIDAS TÉCNICAS.....	30

2.9.1.1.1.1 POR EL TIPO DE PÉRDIDAS	30
2.9.1.1.1.2 POR LA CAUSA DE LAS PÉRDIDAS	31
2.9.1.1.2 PÉRDIDAS NO - TÉCNICAS	31
2.10 PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	31
2.11 SISTEMAS DE REPRESENTACION EN VALOR POR UNIDAD	32
2.12 CALCULO DEL FLUJO DE POTENCIA PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	33
2.13 CALCULO DEL FLUJO DC DE POTENCIA.....	38
2.14 RECONFIGURACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	42
2.14.1 MÉTODO BASADO EN CONOCIMIENTO	46
2.14.1.1 TÉCNICAS HEURÍSTICAS.....	46
2.14.1.2 TÉCNICAS DE PROGRAMACIÓN LINEAL.....	47
2.14.2 ANÁLISIS CRONOLÓGICO DE LOS MÉTODOS DE RECONFIGURACION	48

CAPITULO III

3. EVALUACION DE LA RED PRIMARIA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACION DE TRANSFORMACION DOLORESPATA DE LA CIUDAD DEL CUSCO	55
3.1. INTRODUCCIÓN.....	55
3.2. DESCRIPCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO DE LA CIUDAD DEL CUSCO SUBESTACION DE TRANSFORMACION DOLORESPATA	55
3.2.1. CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION SEGÚN EL TIPO DE INSTALACIÓN	58
3.2.2. CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION SEGÚN EL TIPO DE SERVICIO	63
3.2.3. CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION DE ACUERDO AL TIPO DE ACTIVIDAD EN LA QUE SE EMPLEA.....	68
3.2.4. CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION SEGÚN LA POTENCIA.....	72
3.2.5. TIPOS DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS UTILIZADOS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SET DOLORESPATA.....	74
3.2.6. IDENTIFICACIÓN DE CASOS CRÍTICOS.....	88

CAPITULO IV

4. ANALISIS DE ALTERNATIVAS.....	89
4.1. INTRODUCCIÓN.....	89
4.2. DETERMINACIÓN DE MODELO SELECCIONADO	89
4.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO DEL MÉTODO DE PRUEBA PARA LA RECONFIGURACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	89
4.3.1. MODELO DE PRUEBA PARA EL FLUJO DC.....	90
4.3.2. MODELO DE PRUEBA PARA EL FLUJO DE CARGA	100

CAPITULO V

5. DESARROLLO DE ALGORITMO Y APLICACIÓN A LAS RED PRIMARIA DE LA SUBESTACION DE TRASFORMACION DOLORESPATA CIUDAD CUSCO	119
5.1. INTRODUCCIÓN.....	119
5.2. ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	119
5.3. ESQUEMA FUNCIONAL DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL	131
5.4. APLICACIÓN DEL SOFTWARE AL MODELO DE PRUEBA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS .	133

5.5. APLICACIÓN DEL SOFTWARE A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACION DE TRASFORMACION DOLORESPATA A CORTO	163
5.6. ANÁLISIS DE LA RECONFIGURACIÓN DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACION DE TRASFORMACION DOLORESPATA	180
5.7. ANÁLISIS DE RESULTADOS	181

INDICE DE FIGURAS

CAPITULO I

FIGURA Nº. 1.1: PROYECCIÓN DEMANDA HISTÓRICA CUSCO CIUDAD 2006-2011.....	3
--	---

CAPITULO II

FIGURA Nº. 2.1: TOPOLOGÍA TIPO RADIAL	15
FIGURA Nº. 2.2: TOPOLOGÍA TIPO RADIAL SIMPLE	15
FIGURA Nº. 2.3: TOPOLOGÍA TIPO RADIAL EXPANDIDO.....	16
FIGURA Nº. 2.4: TOPOLOGÍA TIPO RADIAL CON UNIONES	17
FIGURA Nº. 2.5: TOPOLOGÍA TIPO ANILLO ABIERTO	19
FIGURA Nº. 2.6: TOPOLOGÍA TIPO ANILLO CERRADO	20
FIGURA Nº. 2.7: MODELO DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN	34
FIGURA Nº. 2.8: CALCULO DEL FLUJO DE POTENCIA PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	37
FIGURA Nº. 2.9: MODELO EQUIVALENTE π	39
FIGURA Nº. 2.10: MÉTODOS PARA LA RECONFIGURACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	44

CAPITULO III

FIGURA Nº. 3.1: DIAGRAMA UNIFILAR SET DOLORESPATA	56
FIGURA Nº. 3.2: DIAGRAMA UNIFILAR ELSE CUSCO.....	56
FIGURA Nº. 3.3: DISTRIBUCION DE SED'S POR SET EN CUSCO CIUDAD.....	57
FIGURA Nº. 3.4: CANTIDAD DE SUBESTACIONES DE LA SET DOLORESPATA POR ALIMENTADOR	58
FIGURA Nº. 3.5: TIPO DE SED'S ALIMENTADOR DO01	58
FIGURA Nº. 3.6: TIPO DE SED'S ALIMENTADOR DO02.....	59
FIGURA Nº. 3.7: TIPO DE SED'S ALIMENTADOR DO03.....	59
FIGURA Nº. 3.8: TIPO DE SED'S ALIMENTADOR DO04.....	60
FIGURA Nº. 3.9: TIPO DE SED'S ALIMENTADOR DO05.....	60
FIGURA Nº. 3.10: TIPO DE SED'S ALIMENTADOR DO06.....	61
FIGURA Nº. 3.11: TIPO DE SED'S ALIMENTADOR DO07.....	61
FIGURA Nº. 3.12: TIPO DE SED'S ALIMENTADOR DO08.....	62
FIGURA Nº. 3.13: TIPO DE SED'S ALIMENTADOR DO09.....	62
FIGURA Nº. 3.14: DISTRIBUCION DE TIPO DE SERVICIO DE SED'S EN CIUDAD CUSCO POR ALIMENTADORES SET DOLORESPATA.....	63
FIGURA Nº. 3.15: DISTRIBUCION DE SED'S POR TIPO DE SERVICIO EN ALIMENTADOR DO01	64
FIGURA Nº. 3.16: DISTRIBUCION DE SED'S POR TIPO DE SERVICIO EN ALIMENTADOR DO02	64
FIGURA Nº. 3.17: DISTRIBUCION DE SED'S POR TIPO DE SERVICIO EN ALIMENTADOR DO03	65
FIGURA Nº. 3.18 DISTRIBUCION DE SED'S POR TIPO DE SERVICIO EN ALIMENTADOR DO04	65
FIGURA Nº. 3.19 DISTRIBUCION DE SED'S POR TIPO DE SERVICIO EN ALIMENTADOR DO05	66

FIGURA Nº. 3.20: DISTRIBUCION DE SED'S POR TIPO DE SERVICIO EN ALIMENTADOR DO06	66
FIGURA Nº. 3.21: DISTRIBUCION DE SED'S POR TIPO DE SERVICIO EN ALIMENTADOR DO07	67
FIGURA Nº. 3.22 DISTRIBUCION DE SED'S POR TIPO DE SERVICIO EN ALIMENTADOR DO08	67
FIGURA Nº. 3.23: DISTRIBUCION DE SED'S POR TIPO DE SERVICIO EN ALIMENTADOR DO09	67
FIGURA Nº. 3.24: DISTRIBUCION DE SED'S PRIVADAS SEGUN TIPO DE CARGA EN CADA ALIMENTADOR SET DOLORESPATA	68
FIGURA Nº. 3.25: DISTRIBUCION DE SED'S PRIVADAS SEGUN TIPO DE CARGA EN ALIMENTADOR DO01	69
FIGURA Nº. 3.26: DISTRIBUCION DE SED'S PRIVADAS SEGUN TIPO DE CARGA EN ALIMENTADOR DO02	69
FIGURA Nº. 3.27: DISTRIBUCION DE SED'S PRIVADAS SEGUN TIPO DE CARGA EN ALIMENTADOR DO03	69
FIGURA Nº. 3.28: DISTRIBUCION DE SED'S PRIVADAS SEGUN TIPO DE CARGA EN ALIMENTADOR DO04	70
FIGURA Nº. 3.29: DISTRIBUCION DE SED'S PRIVADAS SEGUN TIPO DE CARGA EN ALIMENTADOR DO05	70
FIGURA Nº. 3.30: DISTRIBUCION DE SED'S PRIVADAS SEGUN TIPO DE CARGA EN ALIMENTADOR DO06	70
FIGURA Nº. 3.31: DISTRIBUCION DE SED'S PRIVADAS SEGUN TIPO DE CARGA EN ALIMENTADOR DO07	71
FIGURA Nº. 3.32: DISTRIBUCION DE SED'S PRIVADAS SEGUN TIPO DE CARGA EN ALIMENTADOR DO08	71
FIGURA Nº. 3.33: DISTRIBUCION DE SED'S PRIVADAS SEGUN TIPO DE CARGA EN ALIMENTADOR DO09	71
FIGURA Nº. 3.34: CANTIDAD DE SED POR POTENCIA INSTALADA [kVA] CONECTADAS A LA SET DOLORESPATA	72
FIGURA Nº. 3.35: CANTIDAD DE SED'S POR ALIMENTADOR EN FUNCION DE LA POTENCIA INSTALADA [kVA]	73
FIGURA Nº. 3.36: NUMERO DE SED'S CONECTADAS AL ALIMENTADOR DO01	74
FIGURA Nº. 3.37: TIPOS DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO01	75
FIGURA Nº. 3.38: TIPO DE INSTALACION DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO01	75
FIGURA Nº. 3.39: NUMERO DE SED'S POR POTENCIA INSTALADA [kVA] CONECTADAS AL ALIMENTADOR DO02	76
FIGURA Nº. 3.40: TIPOS DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO02	76
FIGURA Nº. 3.41: TIPO DE INSTALACION DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO02 ..	77
FIGURA Nº. 3.42: NUMERO DE SED'S CONECTADAS AL ALIMENTADOR DO03	77
FIGURA Nº. 3.43: TIPOS DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO03	78
FIGURA Nº. 3.44: TIPO DE INSTALACION DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO03 ..	78
FIGURA Nº. 3.45: NUMERO DE SED'S POR POTENCIA INSTALADA [kVA] CONECTADAS AL ALIMENTADOR DO04	79
FIGURA Nº. 3.46: TIPOS DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO04	79
FIGURA Nº. 3.47: TIPO DE INSTALACION DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO04 ..	80

FIGURA Nº. 3.48: NUMERO DE SED'S POR POTENCIA INSTALADA [kVA] CONECTADAS AL ALIMENTADOR DO05.....	80
FIGURA Nº. 3.49: TIPOS DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO05	81
FIGURA Nº. 3.50: TIPO DE INSTALACION DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO05 ..	81
FIGURA Nº. 3.51: NUMERO DE SED'S POR POTENCIA INSTALADA [kVA] CONECTADAS AL ALIMENTADOR DO06.....	82
FIGURA Nº. 3.52: TIPOS DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO06	82
FIGURA Nº. 3.53: TIPO DE INSTALACION DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO06 ..	83
FIGURA Nº. 3.54: NUMERO DE SED'S POR POTENCIA INSTALADA [kVA] CONECTADAS AL ALIMENTADOR DO07.....	83
FIGURA Nº. 3.55: TIPOS DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO07	84
FIGURA Nº. 3.56: TIPO DE INSTALACION DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO07 ..	84
FIGURA Nº. 3.57: TIPO DE INSTALACION DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO07 ..	85
FIGURA Nº. 3.58: TIPOS DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO08	85
FIGURA Nº. 3.59: TIPOS DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO08	86
FIGURA Nº. 3.60: NUMERO DE SED'S POR POTENCIA INSTALADA [kVA] CONECTADAS AL ALIMENTADOR DO09.....	86
FIGURA Nº. 3.61: TIPOS DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO09	87
FIGURA Nº. 3.62: TIPO DE INSTALACION DE CONDUCTORES EN EL ALIMENTADOR DO09	87

CAPITULO IV

FIGURA Nº. 4.1: MODELO DE PRUEBA PARA EL FLUJO DC	90
FIGURA Nº. 4.2: MODELO DE PRUEBA PARA EL FLUJO DC	99
FIGURA Nº. 4.3: MODELO DE PRUEBA PARA EL FLUJO DE CARGA	100

CAPITULO V

FIGURA Nº. 5.1: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	120
FIGURA Nº. 5.2: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	121
FIGURA Nº. 5.3: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	121
FIGURA Nº. 5.4: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	122
FIGURA Nº. 5.5: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	123
FIGURA Nº. 5.6: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	123
FIGURA Nº. 5.7: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	124
FIGURA Nº. 5.8: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	124
FIGURA Nº. 5.9: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	125
FIGURA Nº. 5.10: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	126
FIGURA Nº. 5.11: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	126
FIGURA Nº. 5.12: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	127
FIGURA Nº. 5.13: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	127
FIGURA Nº. 5.14: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	128
FIGURA Nº. 5.15: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	128
FIGURA Nº. 5.16: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	129
FIGURA Nº. 5.17: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	130
FIGURA Nº. 5.18: ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.....	131

FIGURA Nº. 5.19: ESQUEMA FUNCIONAL DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL	132
FIGURA Nº. 5.20: APLICACIÓN DEL SOFTWARE AL MODELO DE PRUEBA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	133
FIGURA Nº. 5.21: APLICACIÓN DEL SOFTWARE AL MODELO DE PRUEBA Y ANÁLISIS DE RESULTADO	136
FIGURA Nº. 5.22: APLICACIÓN DEL SOFTWARE AL MODELO DE PRUEBA Y ANÁLISIS DE RESULTADO	137
FIGURA Nº. 5.23: APLICACIÓN DEL SOFTWARE AL MODELO DE PRUEBA Y ANÁLISIS DE RESULTADO	137
FIGURA Nº. 5.24: APLICACIÓN DEL SOFTWARE AL MODELO DE PRUEBA Y ANÁLISIS DE RESULTADO	138
FIGURA Nº. 5.25: APLICACIÓN DEL SOFTWARE AL MODELO DE PRUEBA Y ANÁLISIS DE RESULTADO	143
FIGURA Nº. 5.26: ESCENARIO Nº1	145
FIGURA Nº. 5.27: ESCENARIO Nº2	146
FIGURA Nº. 5.28: ESCENARIO Nº3	146
FIGURA Nº. 5.29: ESCENARIO Nº4	147
FIGURA Nº. 5.30: ESCENARIO Nº5	147
FIGURA Nº. 5.31: ESCENARIO Nº6	148
FIGURA Nº. 5.32: ESCENARIO Nº7	148
FIGURA Nº. 5.33: ESCENARIO Nº8	149
FIGURA Nº. 5.34: DIAGRAMA UNIFILAR DE LA S.E.T. DOLORESPATA	169
FIGURA Nº. 5.35: DIAGRAMA DE ALIMENTADORES DO05-DO06-DO07-DO08	170
FIGURA Nº. 5.36: DIAGRAMA GENERAL DE FLUJO OPTIMO EN ESCENARIO ACTUAL DO05-DO06-DO07-DO08	177
FIGURA Nº. 5.37: DIAGRAMA EN EL ESCENARIO ACTUAL DE ALIMENTADORES DO05-DO06-DO07-DO08	178
FIGURA Nº. 5.38: DIAGRAMA EN EL ESCENARIO HEURISTICO7 DE ALIMENTADORES DO05-DO06-DO07-DO08	179
FIGURA Nº. 5.39: RESULTADOS DE CÁLCULO FLUJO DE POTENCIA EN EL ESCENARIO ACTUAL EN NEPLAN DE ALIMENTADORES DO05-DO06-DO07-DO08	196
FIGURA Nº. 5.40: DIAGRAMA EN NEPLAN DEL ESCENARIO ACTUAL DE ALIMENTADORES DO05-DO06-DO07-DO08	196
FIGURA Nº. 5.41: FIGURA 5.41 RESULTADOS DE CÁLCULO DEL FLUJO DE POTENCIA ESCENARIO HEURISTICO7 DE ALIMENTADORES DO05-DO06-DO07-DO08	197
FIGURA Nº. 5.42: FIGURA 5.42 DIAGRAMA EN NEPLAN DEL ESCENARIO HEURISTICO7 DE LOS ALIMENTADORES DO05-DO06-DO07-DO08	197

INDICE DE TABLAS

CAPITULO I	
TABLA Nº 1.1 MÁXIMA DEMANDA (KW).....	3
CAPITULO II	
TABLA 2.1. RELACIÓN BENEFICIO/COSTO DE DIFERENTES TÉCNICAS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS.....	43
TABLA 2.2 COMPARACIÓN DE MÉTODOS DE RECONFIGURACIÓN.....	49
CAPITULO III	
TABLA 3.1	88
CAPITULO IV	
TABLA 4.1 CARGAS EN LA BARRAS.....	91
TABLA 4.2 POTENCIA EN CADA BARRA	91
TABLA 4.3 POTENCIA EN CADA BARRA	92
TABLA 4.4 SUCEPTANCIA EN LA LÍNEA.....	92
TABLA 4.5 MATRIZ B'	93
TABLA 4.6 MATRIZ B''	95
TABLA 4.7 MATRIZ P'	96
TABLA 4.8 MATRIZ B ⁻¹	97
TABLA 4.9 MATRIZ θ' ANGULO DE TENSIÓN	98
TABLA 4.10 MATRIZ E	98
TABLA 4.11 FLUJO EN CADA LÍNEA	99
TABLA Nº4.12 CÁLCULO DE VALORES PU POTENCIA EN BARRA	100
TABLA Nº4.13 CÁLCULO DE VALORES PU DE LA IMPEDANCIA.....	101
TABLA Nº4.14 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA BARRA.....	101
TABLA Nº4.15 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA LÍNEA	102
TABLA Nº4.16 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA	102
TABLA Nº4.17 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA REACTIVA	103
TABLA Nº4.18 CÁLCULO DE VALORES DE LAS TENSIONES EN CADA BARRA.....	104
TABLA Nº4.19 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA BARRA.....	105
TABLA Nº4.20 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA LÍNEA	105
TABLA Nº4.21 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA.....	106
TABLA Nº4.22 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA REACTIVA	106
TABLA Nº4.23 CÁLCULO DE VALORES DE LAS TENSIONES EN CADA BARRA.....	108
TABLA Nº4.24 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA BARRA.....	108
TABLA Nº4.25 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA LÍNEA	109
TABLA Nº4.26 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA.....	109
TABLA Nº4.27 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA REACTIVA	109
TABLA Nº4.28 CÁLCULO DE VALORES DE LAS TENSIONES EN CADA BARRA.....	110
TABLA Nº4.29 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA BARRA.....	110
TABLA Nº4.30 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA LÍNEA	110
TABLA Nº4.31 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA.....	111
TABLA Nº4.32 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA REACTIVA	111
TABLA Nº4.33 CÁLCULO DE VALORES DE LAS TENSIONES EN CADA BARRA.....	112
TABLA Nº4.34 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA BARRA.....	112
TABLA Nº4.35 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA LÍNEA	112
TABLA Nº4.36 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA.....	113

TABLA N°4.37 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA REACTIVA.....	113
TABLA N°4.38 CÁLCULO DE VALORES DE LAS TENSIONES EN CADA BARRA.....	114
TABLA N°4.39 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA BARRA.....	114
TABLA N°4.40 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA LÍNEA	114
TABLA N°4.41 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA.....	115
TABLA N°4.42 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA REACTIVA.....	115
TABLA N°4.43 CÁLCULO DE VALORES DE LAS TENSIONES EN CADA BARRA.....	116
TABLA N°4.44 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA BARRA.....	116
TABLA N°4.45 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA LÍNEA	117
TABLA N°4.46 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA.....	117
TABLA N°4.47 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA REACTIVA.....	117

CAPITULO V

TABLA 5.1 CARGAS EN LA BARRAS	134
TABLA 5.2 POTENCIA EN CADA BARRA.....	135
TABLA 5.3 IMPEDANCIAS DE LA LINEA.....	135
TABLA 5.4 MATRIZ P	138
TABLA 5.5 MATRIZ P'	138
TABLA 5.6 MATRIZ θ'	138
TABLA 5.7 MATRIZ B'	139
TABLA 5.8 MATRIZ B''	140
TABLA 5.9 MATRIZ "E"	141
TABLA 5.10 MATRIZ "F"	142
TABLA 5.11 OPERACIÓN NORMAL DE LINEAS.....	143
TABLA 5.12 OPERACIÓN NORMAL DE LINEAS APLICANDO EL SOFTWARE	144
TABLA 5.13. COD. DE COORDINACION	144
TABLA 5.14. TABLA DE ESCENARIOS	145
TABLA 5.15 ESCENARIO1 ABC	149
TABLA 5.16 ESCENARIO2 A'BC.....	149
TABLA 5.17 ESCENARIO3 AB'C.....	150
TABLA 5.18 ESCENARIO4 ABC'.....	150
TABLA 5.19 ESCENARIOS5 AB'C'.....	150
TABLA 5.20 ESCENARIO6 A'BC'.....	150
TABLA 5.21 ESCENARIO7 A'B'C.....	151
TABLA 5.22 ESCENARIO8 A'B'C'	151
TABLA 5.23 ESCENARIO1 ABC	151
TABLA 5.24 ESCENARIO2 A'BC.....	151
TABLA 5.25 ESCENARIO3 AB'C.....	152
TABLA 5.26 ESCENARIO4 ABC'.....	152
TABLA 5.27 ESCENARIOS5 AB'C'	152
TABLA 5.28 ESCENARIO6 A'BC'.....	152
TABLA 5.29 ESCENARIO7 A'B'C.....	153
TABLA 5.30 ESCENARIO8 A'B'C'	153
TABLA 5.31 ESCENARIO1 ABC	153
TABLA 5.32 ESCENARIO2 A'BC.....	153
TABLA 5.33 ESCENARIO3 AB'C.....	154
TABLA 5.34 ESCENARIO4 ABC'.....	154
TABLA 5.35 ESCENARIOS5 AB'C'	154
TABLA 5.36 ESCENARIO6 A'BC'.....	154
TABLA 5.37 ESCENARIO7 A'B'C.....	155
TABLA 5.38 ESCENARIO8 A'B'C'	155

TABLA 5.39 COMPARACION DE CORRIENTES DE CARGA EN BARRA POR ESCENARIO DEL MODELO DE PRUEBA	156
TABLA 5.40 COMPARACION DE CORRIENTES DE LINEA POR ESCENARIO DEL MODELO DE PRUEBA	157
TABLA 5.41 COMPARACIONES DE TENSIONES EN BARRA POR ESCENARIO DEL MODELO DE PRUEBA	158
TABLA 5.42 PERDIDAS POR ESCENARIO DEL MODELO DE PRUEBA	160
TABLA 5.43 LISTADO DE CARGAS ALIMENTADAS POR EL DO05	163
TABLA 5.44 LISTADO DE CARGAS ALIMENTADAS POR EL DO06	164
TABLA 5.45 LISTADO DE CARGAS ALIMENTADAS POR EL DO07	166
TABLA 5.46 LISTADO DE CARGAS ALIMENTADAS POR EL DO08	167
TABLA 5.47 CARGAS EN BARRAS	170
TABLA 5.48 MATRIZ B'	172
TABLA 5.49 MATRIZ B''	173
TABLA 5.50 MATRIZ E	174
TABLA 5.51 MATRIZ Θ'	175
TABLA 5.52 MATRIZ F.....	176
TABLA 5.53 OPERACIÓN DE LINEAS APLICANDO EL SOFTWARE	177
TABLA 5.54 ESCENARIO HEURÍSTICO ACTUAL.....	181
TABLA 5.55 ESCENARIO HEURÍSTICO7	182
TABLA 5.56 ESCENARIO HEURÍSTICO ACTUAL.....	183
TABLA 5.57 ESCENARIO HEURÍSTICO 7	184
TABLA 5.58 ESCENARIO HEURÍSTICO ACTUAL.....	185
TABLA 5.59 ESCENARIO HEURÍSTICO 7	186
TABLA 5.60 COMPARACION DE CORRIENTES DE CARGA EN BARRA POR ESCENARIO	187
TABLA 5.61 COMPARACION DE CORRIENTES DE LINEA POR ESCENARIO.....	189
TABLA 5.62 COMPARACIONES DE TENSIONES EN BARRA POR ESCENARIO	191
TABLA 5.63 COMPARACION DE PERDIDAS POR ESCENARIO PERDIDAS DE POTENCIA EN PORCENTAJE.....	193
TABLA 5.64 RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA EN NEPLAN EN EL ESCENARIO ACTUAL ALIMENTADORES DO05, DO06, DO07, DO08.....	198
TABLA 5.65 RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA EN NEPLAN EN EL ESCENARIO 7 ALIMENTADORES DO05, DO06, DO07, DO08	198
TABLA 5.66 COMPARACIONES DE RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA EN NEPLAN	199
TABLA 5.67 COMPARACION DE RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA EN NEPLANY REPLAN.....	199

INDICE DE ANEXOS

- 1. MATRIZ DE CONSISTENCIA**
- 2. LISTADO DE SED**
- 3. CARGAS CONECTADAS A LOS ALIMENTADORES.**
- 4. TOPOLOGIA INDIVIDUAL DE CADA ALIMENTADOR DE LA S.E.T. DOLORESPATA (9 PLANOS TAMAÑO A1).**
- 5. PUNTOS GPS. ARCHIVO DIGITAL (Revisar CD)**
- 6. FOTOGRAFIAS DE MEDICIONES REALIZADAS (Revisar CD)**
- 7. PAPERS.**
- 8. DIAGRAMA UNIFILAR SET DOLORESPATA**
- 9. APORTES DE LA TESIS**
- 10. ESCENARIOS HEURISTICOS 2, 3, 4, 5, 6**
- 11. CALCULO ECONOMICO DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA**
- 12. MANUAL DE INSTALACION**

GLOSARIO DE TERMINOS

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la inversión en energía y minas.

REPLAN : Nombre del software que se desarrolla en la Tesis.

P_{er} : Perdidas de energía por efecto joule, se presentan en los conductores [W].

R : Resistencia de conductor en [Ω].

I : Corriente de Línea en [A].

I_B : Corriente Base del sistema en [A].

S_B : Potencia aparente Base del sistema en [MVA].

V_B : Tensión Base del sistema en [KV].

Z_B : Impedancia Base del sistema en [Ω].

S.E.T : Subestación eléctrica de transformación.

ELSE : Empresa de distribución de energía eléctrica del sur este del país.

SAIDI : Índice de duración media de interrupción de usuario.

SAIFI : Índice de frecuencia media de interrupción por usuario.

MT : Media Tensión.

BT : Baja Tensión.

SED : Subestación de distribución.

SED'S : Subestaciones de distribución.

AAAC : Conductor de aleación de aluminio, recibe nombres como; Aldrey (Suiza), Arvidal (Canadá), Almelec (Francia), Simalec (Gran Bretaña).

ACSR : Conductor de aluminio reforzado con acero.

CU_DES : Conductor de cobre desnudo.

N2XSEY : Conductores de cobre electrolítico recocido, cableado compactado. Compuesto semiconductor extruido sobre el conductor. Aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE), compuesto semiconductor extruido y cintas de cobre electrolítico sobre el conductor aislado de cada fase, con o sin conductor de tierra. Reunión de las tres fases apantalladas, cubierta interna (relleno) de PVC y cubierta externa (chaqueta) de PVC.

- N2XSY** : Conductor de cobre electrolítico recocido, cableado compactado. Compuesto semiconductor extruido sobre el conductor. Aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE), compuesto semiconductor extruido y cinta o alambres de cobre electrolítico sobre el conductor aislado. Cubierta externa de PVC.
- N2XSY** : Conductor de cobre electrolítico recocido, cableado compactado. Compuesto semiconductor extruido sobre el conductor. Aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE), compuesto semiconductor extruido y cinta o alambres de cobre electrolítico sobre el conductor aislado. Cubierta externa de PVC.
- NA2XS2Y** : Cable de voltaje medio,
- NY** : Uno, dos, tres o cuatro conductores de cobre recocido, sólido, cableado (comprimido, compactado o sectorial) ó flexible. Aislamiento de PVC, con o sin conductor de tierra (aislado) y cubierta exterior de PVC.
- AT/AT** : Relación de transformación de niveles de alta tensión a alta tensión dentro de nuestro país.
- AT/MT** : Relación de transformación de niveles de alta tensión a media tensión dentro de nuestro país.
- MT/BT** : Relación de transformación de niveles de media tensión a baja tensión dentro de nuestro país.
- RA** : Radialidad.
- DI** : Distribuida.
- VM** : Voltaje mínimo.
- PC** : Potencia constante.
- CM** : Corriente mínima.
- IC** : Corriente constante.
- CA** : Traslado de Carga.
- ZC** : Impedancia constante.
- CON** : Confiabilidad.
- LT** : Límite térmico.
- NOS** : No. Oper. «switcheo»
- MN** : Manual.

FCOP : Flujo carga óptimo patrón.
TE : Telecomandado.
FAC : Flujo de carga AC.
FCR : Flujo de carga radial.
FCRS : Flujo carga radial simplificado.
HE : Heurístico.
MPP : Minimizar pérdidas potencia.
PL : Programación lineal.
BC : Alivio de sobrecarga.
SE : Sistemas expertos.
MNO : Min. Operaciones switcheo.
RN : Redes neuronales.
CTO : Costos.
FL : Lógica difusa.
RES : Restauración de servicio
AG : Algoritmos genéticos.
MPE : Minimizar pérdidas energía.
AS : Enfriamiento simulado.
ANL : Análisis.
EJ : Sistema ejemplo.
PN : Planeación
SH : Sistema hipotético.
TR : Tiempo real.
SR : Sistema real.
OP : Operación.
SP : Sistema piloto.

BA : Balanceado.

DB : Desbalanceado.

XML : formato del archivo que se utiliza para almacenar la red graficada.

PU : Valores por unidad.

NEPLAN : software para cálculos eléctricos utilizados por la concesionaria ELSE.

GIS-ELSE : sistema geo referenciado de Electro Sur Este

CAPITULO I

1. ASPECTOS GENERALES

1.1. GENERALIDADES

En este capítulo se desarrolla todo el esquema utilizado en la investigación, iniciando con el planteamiento del problema objetivo de la investigación; donde se muestra la selección del problema, la justificación y las limitaciones en el desarrollo de la investigación. También se muestran los objetivos que se persiguen al inicio de la investigación, así como las hipótesis, variables e indicadores. Con todo esto se espera que el lector pueda comprender de manera más sencilla y metódica este trabajo de investigación.

1.2. ÁMBITO GEOGRÁFICO

Área de concesión de las redes de distribución primaria de los 4 alimentadores DO05, DO06, DO07, DO08 de la subestación de transformación de Dolorespata - Ciudad del Cusco

1.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.3.1. SELECCIÓN DEL PROBLEMA

Las pérdidas que se presentan en los sistemas de distribución producen el deterioro de las instalaciones y equipos; como el caso de los cables que una gran cantidad de energía disipada provoca un aumento mayor en su resistencia eléctrica, ocasionando caídas de tensión, generando pérdidas económicas crecientes en las empresas concesionarias.

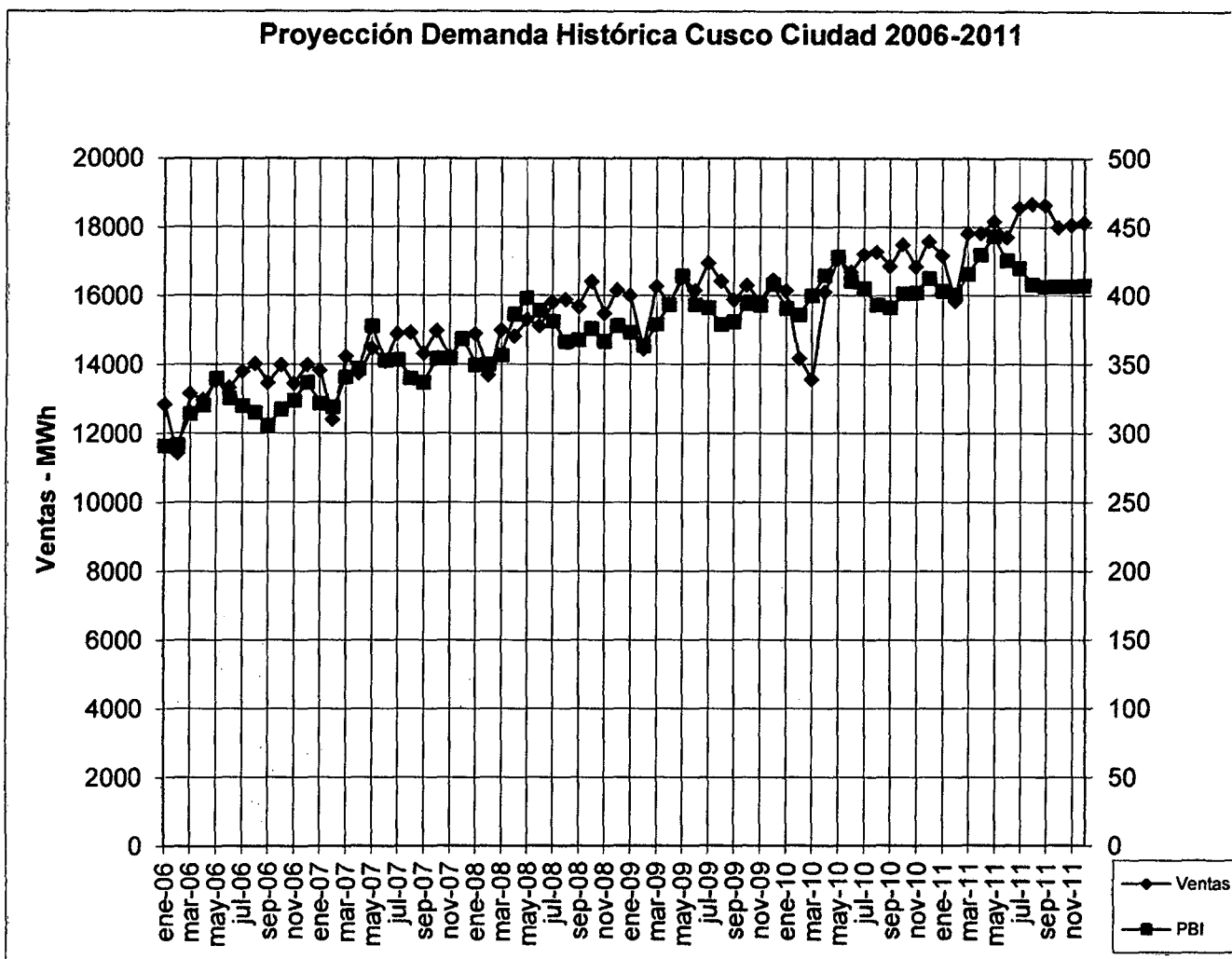
La reconfiguración de una red de distribución consiste en obtener alternativas de configuraciones posibles, que presenten menores pérdidas de potencia activa y cumplan con un conjunto de restricciones.

Cuando las redes de distribución crecen, sin un planeamiento adecuado, en vista que estas sufren ampliaciones realizadas indiscriminadamente, tal como sucede en las redes eléctricas de la ciudad del Cusco, implica la generación de pérdidas.

Como se puede observar en la curva de proyección de la demanda histórica (figura N° 1.1), la ciudad del Cusco en el periodo 2006 al 2011; la venta de energía del concesionario ELSE S.A.A., ha tenido un crecimiento continuo, alcanzando en enero del 2006 una venta de 12838 MW-H y a diciembre del 2011 a 18130 MW-H, lo cual representa un crecimiento de 41.22%.

En la Tabla N° 1.1 se muestra la proyección de demanda de potencia al año 2031, el cual tendrá un crecimiento de 92%. Las proyecciones se han tomado del estudio de "Renovación de Alimentadores y Subestaciones Asociadas de la Ciudad del Cusco" elaborado por Electro Sur Este S.A.A.

Figura N° 1.1



FUENTE: Estudio de Renovación de Alimentadores y Subestaciones Asociadas de la Ciudad del Cusco - ELSE

TABLA N° 1.1 MÁXIMA DEMANDA (KW)				
	2011	2012	2016	2031
TOTAL	42,400.79	43,421.85	49,026.51	81,560.41

FUENTE: Estudio de Renovación de Alimentadores y Subestaciones Asociadas de la Ciudad del Cusco - ELSE

Como se puede observar en los cuadros, al incrementarse la demanda de energía y potencia; se tendrá que optar en el corto plazo por nuevas configuraciones de la red que presenten menores pérdidas.

Además, la adecuada topología del sistema de distribución eléctrica permitirá mitigar problemas futuros de maniobrabilidad, logrando mayor confiabilidad del sistema eléctrico, permitiendo una mejor operación de las redes de distribución así como un mejor dimensionamiento en futuras redes de distribución; Por consiguiente se puede tomar una medida urgente, mientras se desarrolle la planificación o se elaboren nuevos proyectos de las redes primarias de la ciudad del cusco y pueda aliviar la demanda de potencia actual; será desarrollar un estudio de reconfiguración de redes en la configuración actual y que estas sean implementadas para los futuros mejoramientos de estas redes de distribución.

1.3.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Aplicando nuestro software para la reconfiguración de Red Primaria se puede mejorar la operatividad mediante la disminución de pérdidas en los alimentadores de la SET Dolorespata?

1.3.3. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Uno de los aspectos más importantes dentro del funcionamiento de un sistema de distribución es la continuidad del servicio; a esta primordial característica se le denomina confiabilidad, siendo esta de vital importancia, ya que las interrupciones en el servicio afectan en gran medida diferentes actividades que llevan a cabo los usuarios y representan costos adicionales que deben ser retribuidos al usuario en compensación, por parte de la empresa concesionaria.

La creciente automatización de los sistemas de distribución, trae la posibilidad de modificar más fácilmente la configuración de las redes a través de las maniobras de seccionamiento, viabilizando acciones que permita operar el sistema siempre de manera más

adecuada con reducción en las pérdidas, manteniendo las condiciones de continuidad del servicio.

Razón por la cual se puede implementar, para la solución de reconfiguración de redes de los alimentadores, en tiempo real: De la SET-Dolorespata, un software que ofrezca alternativas de configuración de los alimentadores, de tal manera que en tiempo mínimo de cálculo ofrezca alternativas de reconfiguración, tomando como restricción las pérdidas.

1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Desarrollar el software REPLAN que permita tomar decisiones de reconfiguración en las redes distribución primaria considerando las pérdidas de potencia activa.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Evaluar la operación actual de la red primaria concerniente a los alimentadores críticos de la S.E.T. de Dolorespata.

Seleccionar un método que permita desarrollar el software para la reconfiguración de redes de distribución Primaria de los alimentadores críticos de la S.E.T. Dolorespata.

Desarrollar el algoritmo del método seleccionado y su aplicación a la red primaria de los alimentadores críticos de la S.E.T. Dolorespata.

1.5. ALCANCES

El presente trabajo de investigación, está enfocado dentro del ámbito de estudio de la INGENIERIA ELECTRICA, lo cual está contemplado dentro de lo siguiente:

- El tamaño de la muestra es el área de concesión de la red de distribución de los 4 alimentadores críticos de la S.E.T. de Dolorespata.
- Muestra el cálculo de flujo en redes de distribución primaria, mediante una adecuada configuración y sus posibles resultados.
- Su aplicación solo es para redes de distribución primaria, que tengan una configuración radial.

1.6. HIPÓTESIS Y VARIABLES.

1.6.1. HIPÓTESIS GENERAL

El desarrollo de la herramienta informática; permite tomar mejores decisiones en la planificación de la operación de redes de distribución primaria, mediante el proceso de reconfiguración.

1.6.2. HIPÓTESIS ESPECIFICAS

- Analizar en el corto plazo las pérdidas de los alimentadores críticos de la S.E.T. de Dolorespata, permitirá conocer el estado de pérdidas de potencia activa en la situación actual de la topología del sistema.
- La investigación y el análisis de las variables involucradas en la reconfiguración de redes permitirán identificar un método de solución adecuado acorde a las necesidades del sistema.
- La aplicación del método seleccionado en el desarrollo del Software y su posterior aplicación en la reconfiguración de los alimentadores críticos de la Red primaria de los alimentadores de la S.E.T. Dolorespata aumenta la eficacia y efectividad en la restitución del servicio de energía, y disminución de pérdidas.

1.7. VARIABLES E INDICADORES.

1.7.1. VARIABLES

1.7.1.1. VARIABLES DEPENDIENTES

- Reducción de pérdidas.
- Caída de tensión.

1.7.1.2. VARIABLES INDEPENDIENTES

- Crecimiento de la demanda.
- Configuración actual de la red primaria.

1.7.1.3. VARIABLES INTERVINIENTES

- Límites técnicos de distribución.
- Parámetros de redes de distribución.

1.7.2. INDICADORES

- Niveles de pérdidas de potencia activa. (kW)
- Variación del nivel de tensión. (%)
- Potencia y energía. (kW, kW-h)
- Capacidad de las redes de distribución (kW)
- Flujo de potencia. (kVA)
- Perdidas en la red de distribución (kW)

1.8. MÉTODO.

1.8.1. DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

Por la naturaleza del estudio, esta investigación utiliza el método de investigación científica tecnológica; siendo esta la búsqueda planificada y sistemática de conocimientos dentro del campo de la ingeniería eléctrica, siguiendo una serie de pasos y recomendaciones para obtener resultados valederos, esta a su vez obedecerá a una planificación; contará con los instrumentos de datos, es objetiva y ofrece resultados comprobables.

Se realizará a nivel de investigación experimental, debido a que está basado en el análisis causal y consciente en la identificación de algunas variables relevantes como son las pérdidas de energía activa, para reproducirlos en el contexto del gabinete, y poder manipular los parámetros de las variables independientes y estudiar sus efectos en la variable experimental, su diseño precisara el juego de hipótesis.

1.8.2. POBLACIÓN.

La población está conformada por el sistema de distribución de la ciudad de Cusco.

1.8.3. MUESTRA.

La muestra del presente trabajo de investigación, está conformada por los alimentadores de S.E.T. de Dolorespata.

1.8.4. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE DATOS.

- Deductiva.
- Comparativa.
- Estadística.
- Y otros.

1.8.5. ANÁLISIS DE DATOS.

Se procede de la siguiente manera:

- Análisis e interpretación de los datos, registrados en mediano plazo por el centro de control de Electro Sur Este SAA.
- Análisis e interpretación de los datos de pérdidas, técnicas de energía de Electro Sur Este SAA.
- Análisis de datos de la configuración en red primaria actual, correspondientes a los alimentadores críticos de la SET Dolorespata.

- Análisis e interpretación de los resultados obtenidos, con el nuevo enfoque planteado por la herramienta informática.

1.9.LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN

- La investigación se enmarcara en la Red Primaria de la ciudad del cusco.
- El software se aplicara en Configuraciones de la red que sale de la Subestación de Dolorespata.
- Las soluciones que se propondrán, serán planteadas tomando en cuenta como principal criterio la minimización de pérdidas de potencia activa eléctrica en la Red.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1. GENERALIDADES

El estudio de la reconfiguración de redes de distribución, se desarrolla para la mejora de la operación de redes de distribución, de esta manera poder optimizar el suministro de energía para los usuarios finales.

A lo largo de las tres últimas décadas, se desarrollan diferentes métodos de reconfiguración de redes de distribución eléctrica, para la minimización de pérdidas y encontrar de qué manera es conveniente realizar el cálculo de flujo de potencia y qué algoritmos utilizar para optimizar dicho cálculo.

En este capítulo se desarrolla definiciones de términos y conceptos básicos de un sistema de distribución, topología y la regulación (OSINERGMIN).

2.2. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

2.2.1. ANTECEDENTES INTERNACIONALES DE RECONFIGURACIÓN DE REDES.

Como principales referentes para el presente trabajo de tesis se consideran casos de países como Portugal, Corea, India, Estados Unidos; los cuales se detallan a continuación.

1. La Electricidade de Portugal (EDP) en conjunto con el Instituto Superior Técnico, desarrollo de 1992 a 1994 una herramienta computacional llamada DPLAN para el apoyo en la planeación de la operación de los sistemas de distribución. Dicha herramienta se basa en encontrar los perfiles de carga más confiables y con menos pérdidas, a través de la evaluación de

miles de alternativas de apertura y cierre de interruptores; por medio de estudios de flujos de potencia, generando varias posibles soluciones para el operador del sistema de distribución, seleccionando aquella solución que es mejor de acuerdo a su experiencia. [3]

2. La compañía Korea Electric Power Corporation (KEPCO) redujo sus pérdidas técnicas, dentro de las cuales registró índices de pérdidas del 18.17% al principio y de 7.4% al final, lo cual se logro a traves de uniformar el voltaje primario a 22.9 kV, reemplazando instalaciones viejas, reforzando las líneas de distribución, visitas a los sitios de alto consumo para mediciones de prueba, promoción y desarrollo de transformadores de pérdidas bajas y mejoras en las caidas de voltaje. [3]
3. Por otro lado en la india en 1993 se investiga el efecto de las pérdidas en sus sistemas de distribución, que ocasionan los transformadores; encontrando que alrededor de 5% de toda la energía generada son pérdidas en transformadores, instituyendo en 1994 un programa piloto a traves de la Rural Electrification Corporation of india (RECI) que consistió en la instalación de 3000 transformadores de metal amorfo, subsidiando la diferencia en costos con respecto a los transformadores convencionales; lo que inicio un aumento en la producción de tales transformadores y que debido a la alta eficiencia de los transformadores de núcleo amorfo se espera hoy en día se tenga mayor aplicación en las redes de distribución, logrando ahorros considerables de energía. [3]
4. En los Estados Unidos la Tenesse Valley Public Power Association en 1994 y la American Public Power Association en 1997 han hecho manuales y guías de operación para el adecuado control de las pérdidas técnicas, basándose en el reconocimiento de los principales componentes productores de

pérdidas de un sistema de distribución y en estudios a valor presente así como en la experiencia de los operadores de este tipo de redes. También han hecho estudios registrando el valor de las pérdidas técnicas en diferentes sistemas de distribución.

[3]

2.2.2. ANTECEDENTES LOCALES DE RECONFIGURACIÓN DE REDES

Se puede citar como un trabajo de reconfiguración de redes, el realizado como parte del “Estudio de Renovación de Alimentadores y Subestaciones Asociadas de la Ciudad del Cusco”, presentado por la concesionaria de distribución Electro Sur Este S.A.A., donde, en base a estimaciones de proyecciones de la demanda en el periodo 2011-2031 en la ciudad del Cusco, se diseña la reconfiguración de la topología de los alimentadores de la S.E.T. DOLORESPATA, teniendo como resultado que adicionar dos nuevos alimentadores en el mediano plazo (DO10, DO11) para poder dar continuidad de servicio en los posteriores años a los usuarios de la zona centro de la ciudad del Cusco.

También a nivel local y departamental, se realizó el curso de reconfiguración de redes dictado por el Ing. Vladimiro Canal Bravo el año 2009, donde menciona un consolidado de dos métodos:

El método de VARREDURA y el de SUMA DE POTENCIAS para el cálculo de flujo de potencia. Para la reconfiguración, toma como referencia los métodos aplicados por CINVANLAR, SHIRMOHANMADI y GOSWAMI BASU, y utiliza la meta heurística de búsqueda de vecindad variable para realizar la aplicación de reconfiguración.

2.3. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

La red de distribución eléctrica es el medio a través del cual se transmite la energía eléctrica al usuario final; partiendo de una barra del sistema de transmisión, mediante un conjunto de elementos encargados de conducir la energía eléctrica.

El sistema de distribución eléctrica comprende líneas primarias, transformadores, líneas secundarias, acometidas y medidores.

Un sistema de distribución desde un punto de vista de la reconfiguración de redes, es un conjunto de caminos unidos de manera coherente que busca distribuir la energía de manera eficiente hacia el usuario final.

Aproximadamente las 2/3 partes de la inversión total del sistema de potencia, están dedicados a la parte de distribución (Gigante Invisible), lo que implica necesariamente un trabajo cuidadoso en el planeamiento, diseño y construcción y en la operación del sistema de distribución, lo que requiere manejar una información voluminosa y tomar numerosas decisiones, lo cual es una tarea compleja pero de gran trascendencia.

[4]

2.3.1. TIPOS DE CONFIGURACIÓN DE REDES

2.3.1.1. TOPOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La topología de un sistema de distribución es descrita por la conexión de nodos y ramas del sistema.

Un sistema de distribución práctico se divide en un subsistema primario o de media tensión y en varios subsistemas secundarios o de baja tensión. Aun cuando un sistema de distribución este bien planeado y opere bajo criterios estrictos de confiabilidad, siempre estará sujeto a fallas, debido a que hay algunas que no son inherentes al mal funcionamiento del propio sistema, sino a causas

externas. Para asegurar la operación confiable de un sistema de distribución, es importante restaurar rápidamente el servicio eléctrico para los consumidores; ante la presencia de una falla o una anomalía en una cierta sección del sistema.

Siempre que ocurra una falla en alguna sección del sistema, se requiere tomar las siguientes acciones [3]:

- Localización de la falla.
- Aislamiento de la falla.
- Restauración del servicio.
- Reparación de la falla.
- Restauración del sistema ha estado normal.

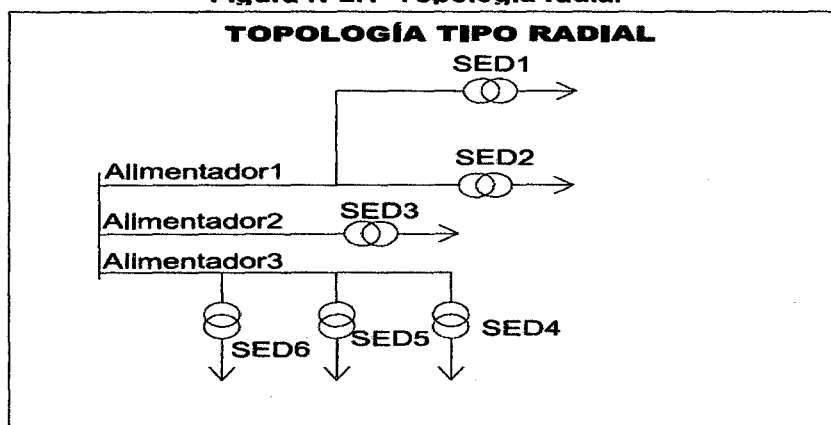
2.3.1.2. CONFIGURACIÓN TIPO RADIAL

Este tipo de configuración es el más simple y de más bajo costo, por lo tanto el más común.

La confiabilidad del servicio es baja; la ocurrencia de una falla en algún punto causa el corte del servicio de muchos usuarios.

Es obvio que el sistema radial está expuesto a muchas posibilidades de interrupción, por fallas en conductores aéreos o cables subterráneos, o por fallas en los transformadores. Los tiempos de interrupción son grandes [4].

Figura N°2.1 Topología radial



Fuente: Elaboración propia

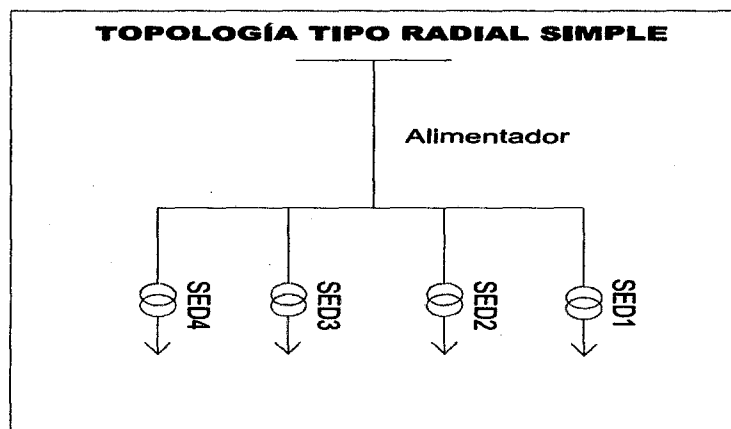
Los sistemas radiales se sub-clasifican en:

2.3.1.2.1. CONFIGURACIÓN TIPO RADIAL SIMPLE

El sistema radial simple, es el más sencillo y económico de todos los sistemas. Sólo emplea un alimentador principal, el cual parte de la subestación de distribución hasta el transformador de distribución, punto de alimentación de los usuarios.

Una falla en el alimentador principal causará interrupción del servicio, a todos los usuarios durante el mismo tiempo que dura la falla. En un sistema de distribución bien planificado se debería utilizar para alimentar cargas de tipo residencial y cargas no críticas. Este sistema es tan confiable como lo sean el cable y el equipo asociado al alimentador [4].

Figura N°2.2 Topología tipo radial simple



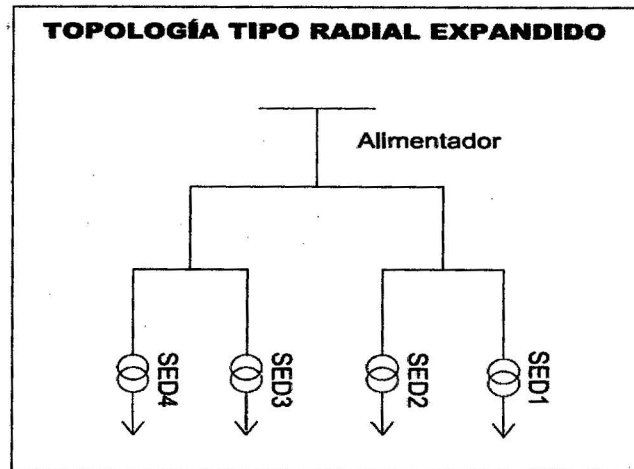
Fuente: Elaboración propia

2.3.1.2.2. CONFIGURACIÓN TIPO RADIAL EXPANDIDO

Puede aumentarse la confiabilidad del sistema, si a partir del alimentador principal se derivan sub-alimentadores o ramales primarios separados del alimentador principal, mediante los seccionadores adecuados. Así, en el caso de una falla, sólo habrá

interrupción del servicio para aquellos usuarios que estén después del punto de falla; aquéllos ubicados entre la fuente de alimentación y el sitio de falla no perderán el servicio. Este es el caso del sistema radial expandido [4].

Figura N°2.3: Topología tipo radial



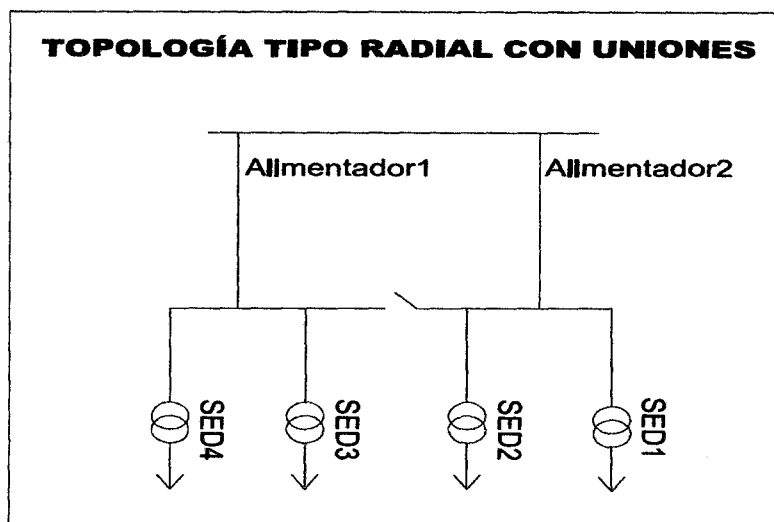
Fuente: Elaboración propia

2.3.1.2.3. CONFIGURACIÓN TIPO RADIAL CON UNIONES

Es otra variación del sistema radial. Este sistema emplea varios alimentadores primarios los cuales recorren toda el área a servir, con una repartición proporcional de la carga. La confiabilidad de servicio se ve aumentada en este sistema, debido a que los diferentes alimentadores o sub-alimentadores que se derivan de los anteriores, se unen por medio de seccionadores normalmente abiertos; así en caso de falla, los usuarios del ramal afectado no perderán el servicio sino durante el tiempo en que se localice la falla y se operen los seccionadores. Su costo es mayor debido a la adición de los equipos de mando. En condiciones normales cada alimentador funciona

como un circuito radial simple. Esta configuración es semejante a la de anillo abierto [4].

Figura N°2.4: Topología tipo radial con uniones



Fuente: Elaboración propia

2.3.1.3. CONFIGURACIÓN TIPO ANILLO

Como su nombre lo indica, en este caso el alimentador parte de la subestación, recorre el área de carga y regresa a la subestación formando un circuito cerrado (anillo). Para lograr un cubrimiento total del área de carga, se derivan ramales del alimentador principal. Puede utilizarse uno ó 2 interruptores primarios.

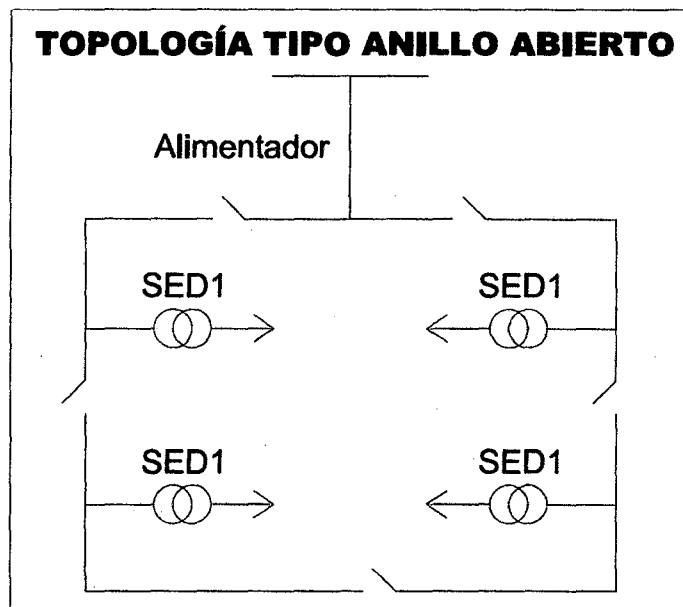
Los sistemas anillo se sub-clasifican en:

2.3.1.3.1. CONFIGURACIÓN TIPO ANILLO ABIERTO

En este caso, cada mitad del anillo es similar a un sistema radial con uniones. Una falla en el alimentador primario puede aislarse abriendo los suiches de desconexión en cada lado de la falla. Una vez ésta ha sido aislada, puede cerrarse el seccionador de unión del anillo, el cual es

normalmente abierto, restableciendo por lo tanto el servicio a una gran porción del alimentador fallado. El alimentador principal o anillo se diseña para llevar su carga normal, más la carga de la otra mitad del anillo; para tener en cuenta aquellos casos de emergencia, durante los cuales el anillo deba ser alimentado desde un solo extremo. En caso de falla, el tiempo de la interrupción no es muy prolongado, solamente lo será si la carga afectada está conectada a una sección del anillo con falla y no puede ser transferida a otra sección sin falla. Esta es probablemente una de las configuraciones más utilizadas. Sin embargo es aplicable a cargas residenciales y comerciales, las cuales aunque importantes, generalmente no son críticas. Puede aumentarse la confiabilidad de este tipo de sistema si, a cambio de interruptores manuales, se utilizan seccionadores automáticos, controlados por un equipo supervisor, pero este procedimiento eleva los costos del sistema.

Figura N°2.5: Topología tipo anillo abierto



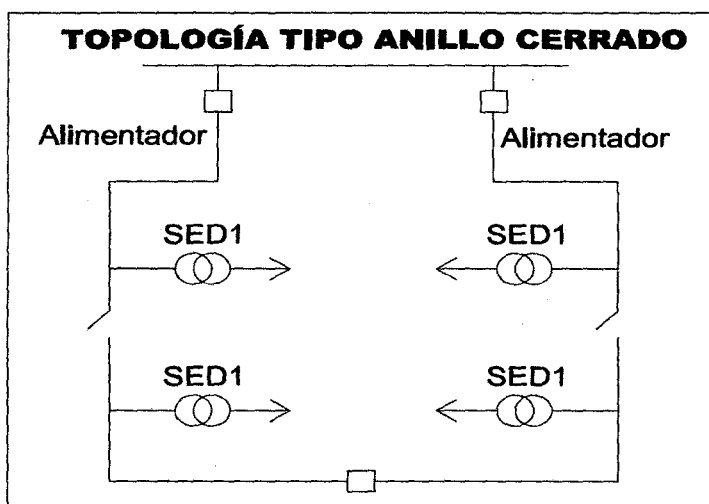
Fuente: Elaboración propia

2.3.1.3.2. CONFIGURACIÓN TIPO ANILLO CERRADO

Cuando se tiene esta configuración existen dos trayectorias paralelas de la fuente hacia la carga; la carga a lo largo del anillo se dividirá automáticamente entre los dos lados del anillo, de modo que se obtenga el mínimo porcentaje de pérdidas, así como una buena regulación de voltaje. Para este tipo de configuración debe procederse con mucho cuidado en caso de mantenimiento, debido a que puede existir flujo de energía en ambas direcciones. Para el anillo cerrado se utilizan interruptores, lo que eleva altamente el costo del sistema.

La configuración tipo anillo cerrado se ha limitado a casos especiales o a circuitos de distribución primaria. Por último, puede anotarse como principal desventaja del sistema tipo anillo, el hecho de que en caso de falla de cualquier transformador o cualquier sección del anillo primario, todo el sistema se interrumpirá durante un tiempo, el cual puede ser en algunos casos prolongado.

Figura N°2.6: Topología tipo anillo cerrado



Fuente: Elaboración propia

2.4. REGULACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución está regulado básicamente por índices de frecuencia de interrupciones SAIFI y duración de las interrupciones SAIDI.

OSINERGMIN tiene una función supervisora y fiscalizadora, que requiere de información relevante de los sistemas eléctricos, que le permita tomar conocimiento de manera oportuna del estado de operación de los referidos sistemas; en ese sentido establece un procedimiento para la entrega de información de la operación de los Sistemas Eléctricos en relación al Servicio Público de Electricidad referidos a fallas, maniobras e indisponibilidades de las instalaciones eléctricas de Generación, Transmisión o Distribución; a fin de supervisar la calidad y continuidad del suministro eléctrico (OSINERG N° 074-2004-OS/CD).

El procedimiento establece la entrega de información de todas aquellas interrupciones que tengan un período igual o mayor a tres minutos, especificando que aquellas que afecten a más de 5.000 usuarios o a todo un sistema eléctrico, deben ser reportadas dentro de las 12 horas siguientes de la ocurrencia. El conocimiento oportuno de las deficiencias del servicio eléctrico permitirá que OSINERGMIN contraste dicha información con las inspecciones de campo que disponga, y en función de ella establecer, de corresponder, las acciones y sanciones por las deficiencias del servicio eléctrico.

La concesionaria reportará los indicadores SAIDI (Duración Media de Interrupción Usuario) y SAIFI (Frecuencia Media de interrupción por Usuario) por cada sistema eléctrico y toda la concesión aplicando las siguientes formulas:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times u_i}{N} \dots\dots\dots 2.1$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N} \dots\dots\dots 2.2$$

t = Duración de cada interrupción.

u = Número de usuarios afectados en cada interrupción.

n = Número de interrupciones del periodo.

N = Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria, al final del periodo según corresponda.

Estos indicadores medios por cliente reflejan la situación y funcionamiento real de toda la red de MT y BT, tanto en los aspectos de estado (reflejados en la tasa de fallas), como en la actuación de los sistemas de protección, la constitución de los sistemas y la operación de las redes (tareas de reposición del servicio).

En este sentido, los límites de calidad individual; establecen un nivel máximo de cantidad de interrupciones y duración de las mismas, que si bien no permiten que sean excedidas, **éstas no definen el nivel de calidad que está ofreciendo el sistema de distribución de manera conjunta a todos los clientes.**

Estos indicadores pueden ser controlados mediante una operación adecuada de la red; lo cual involucra directamente al manejo topológico de la red, pero como se mencionó no definen el nivel de calidad pero obviamente mejorara la calidad y continuidad del servicio eléctrico [7].

2.5. SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución eléctrico de una ciudad, posee un nivel de tensión adecuado para distribuir la energía eléctrica a sus usuarios, generando las menores perdidas de energía posibles.

Está constituido por alimentadores de distribución que llevan la energía a la población; posee una Demanda Máxima y una topología adecuada, cuenta con subestaciones de distribución (SED'S).

2.5.1. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN EL TIPO DE INSTALACIÓN

Es necesario conocer las SED'S por el tipo de instalación que poseen; esto por la necesidad de entender las posibles dificultades de maniobra que se dan en un proceso de reconfiguración (aunque actualmente todas las maniobras de reconfiguración vienen realizándose en las SED del tipo Caseta).

Así se tienen 4 tipos de instalación de SED'S y son las siguientes:

2.5.1.1. SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SED) BIPOSTE

La SED Biposte se caracteriza por estar instalada en medio de dos estructuras, que en nuestro caso son postes entre 9-12m de altura; es utilizada en redes aéreas y por el tipo de servicio, pueden ser trifásicas para potencias que superan los 50kVA [9].

2.5.1.2. SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SED) MONOPOSTE

La SED tipo Monoposte se caracteriza por estar instalada en una sola estructura, para nuestro caso Poste de C.A.C. de hasta 15m de altura, utilizada en redes aéreas y por el servicio pueden ser trifásicas y monofásicas para potencias que son menores a los 75kVA [9].

2.5.1.3. SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SED) TIPO CASETA

La SED del tipo Caseta se caracteriza por estar instalada, en un ambiente cerrado, diseñado específicamente para albergar equipos tales como celdas de protección, transformador de distribución, tablero de distribución, celda de interruptor, sistemas de puesta a tierra MT y BT, rectificador y banco de baterías así como un tablero de control. [9]

2.5.1.4. SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SED) TIPO COMPACTA

Subestación en la cual el transformador, los dispositivos de protección y maniobra son herméticos; van instalados como una unidad. Pueden ser de tipo pedestal, si se instalan a nivel del suelo sobre una base de concreto, o de tipo bóveda si se instalan debajo del nivel del suelo.

Su aplicación en sistemas de distribución, como son centros comerciales, fraccionamientos residenciales, hoteles, centros turísticos y lugares en donde la continuidad de servicio es un factor determinante.

Su diseño de frente muerto lo hace muy seguro además de que toma una apariencia muy estética. [9]

2.5.2. SUBESTACIONES SEGÚN EL TIPO DE SERVICIO

2.5.2.1. SERVICIO PUBLICO

Es aquella subestación (carga), destinado a suministrar energía eléctrica a zonas urbanas, rurales o caseríos con viviendas habitadas, donde el propietario de la red de distribución es la concesionaria. Estas instalaciones pueden estar ubicadas en la vía pública.

2.5.2.2. SERVICIO PARTICULAR

Es aquella Subestación (carga), que está constituido por el conjunto de instalaciones eléctricas de Media Tensión, comprendida desde el punto de entrega hasta los bornes de Baja Tensión del transformador, destinado a suministrar energía eléctrica a un predio particular; sus instalaciones pueden estar ubicadas en la vía pública o en propiedad privada, excepto la subestación, que siempre deberá

instalarse en la propiedad del Interesado. Se entiende que quedan fuera de este concepto las electrificaciones para usos de vivienda y centros poblados.

2.5.3. SUBESTACIONES SEGÚN EL TIPO DE ACTIVIDAD DEL USUARIO

2.5.3.1. SERVICIO RESIDENCIAL

Que comprenden básicamente los edificios de apartamentos, multifamiliares, condominios, urbanizaciones, etc. Estas cargas se caracterizan por ser eminentemente resistivas (alumbrado y calefacción) y aparatos electrodomésticos de pequeñas características reactivas. De acuerdo al nivel de vida y a los hábitos de los consumidores residenciales y teniendo en cuenta que en los centros urbanos, las gentes se agrupan en sectores bien definidos, de acuerdo a las clases socioeconómicas; los usuarios residenciales podrían calificarse en Zona clase alta, Zona clase media, Zona clase baja y Zona tugurio. [4]

2.5.3.2. SERVICIO COMERCIAL

Caracterizadas por ser resistivas y se localizan en áreas céntricas de las ciudades; donde se realizan actividades comerciales, centros comerciales y edificios de oficinas. Tienen algún componente inductivo que bajan un poco el factor de potencia. [4]

2.5.3.3. SERVICIO INDUSTRIAL

Tienen un componente importante de energía reactiva debido a la gran cantidad de motores instalados; con frecuencia se hace necesario corregir el factor de potencia. A estas cargas se les controla el consumo de reactivos y se

les realiza gestión de carga, pues tienen tarifas variadas.

[4]

2.5.4. CONDUCTORES UTILIZADOS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Los conductores en una red de distribución deben ser diseñados tomando como criterios que:

- 1.- Deberán ser adecuados para la ubicación, uso y tensión.
- 2.- Deberán tener la capacidad de corriente que sea adecuada para la aplicación.

Para continuar con esta parte, se hará referencia a la terminología utilizada para el transporte de energía eléctrica en sistemas de distribución en el Perú, como son:

2.5.4.1. LÍNEA ELÉCTRICA

Conjunto de conductores, materiales aislantes y accesorios utilizados para transferir electricidad entre dos puntos de una red.

[8]

2.5.4.2. LÍNEA AÉREA

Línea eléctrica cuyos conductores están sobre el terreno, generalmente por medio de aisladores y soportes apropiados.

Nota: Ciertas líneas aéreas también pueden construirse con conductores aislados. [10]

2.5.4.3. LÍNEA SUBTERRÁNEA

Línea eléctrica con conductores aislados enterrados directamente en la tierra, o colocados en conductos portacables, tuberías, canales, etc. [8]

Nota: El mismo término se utiliza para describir al elemento físicamente

2.5.4.4. RED AÉREA

Red formada principalmente por líneas aéreas. [10]

2.5.4.5. RED SUBTERRÁNEA

Red formada principalmente por líneas subterráneas. [8]

2.5.4.6. CABLE

Un conductor con aislamiento, o un conductor con varios hilos trenzados, con o sin aislamiento y otras cubiertas (cable monopolar o unipolar) o una combinación de conductores aislados entre sí (cable de múltiples conductores o multipolar). [11]

2.5.4.7. CONDUCTOR DESNUDO

Conductor de metal en el que el alambre o alambres no están recubiertos con un metal adicional. [11]

2.5.4.8. CONDUCTOR CUBIERTO (PROTEGIDO)

Conductor cubierto por un dieléctrico que no posea un nivel de aislamiento o que tenga un nivel de aislamiento inferior a la tensión del circuito en el cual es utilizado el conductor. [11]

2.5.4.9. AISLAMIENTO (DE UN CABLE)

Materiales aislantes incorporados a un cable con la función específica de soportar la tensión. Permite aislar un conductor de los otros conductores o de partes conductoras o de la tierra.

Entre los principales conductores utilizados en las redes de distribución del cusco se encuentran los conductores del tipo.

AAAC, ACSR, CU_DES, N2XSEY, N2XSY, N2YSY, NA2XS2Y, NA2XSA, NKBA, NKY, NYY. [11]

2.6. PLANIFICACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La planificación es un proceso de decisión que busca identificar el mejor plan, para lograr las metas de la compañía. Estas metas incluyen consideraciones financieras (minimizar costes y maximizar el beneficio), consideraciones técnicas (calidad de servicio, estándares de fiabilidad y flexibilidad futura) y consideraciones sociales (impacto ambiental e imagen pública). Las soluciones obtenidas en el proceso de planificación deben considerar varios aspectos. [12]

2.6.1. ASPECTOS TÉCNICOS:

Para que la solución de planificación obtenida sea técnicamente factible, debe cumplir las restricciones técnicas de máximas caídas de tensión permitidas, las restricciones de los límites máximos de capacidad de suministro de potencia de las subestaciones y la restricción de radialidad. [12]

2.6.2. ASPECTOS ECONÓMICOS:

El coste de la planificación depende del coste de cada línea y de cada subestación del sistema (coste unitario por longitud del conductor de línea aérea o subterránea, coste de la excavación necesaria para su instalación, coste de compra e instalación de un seccionador o transformador, etc.) y de los costes de las pérdidas producidas por efecto joule esencialmente en líneas y transformadores durante los años de vida de cada elemento. Además, los costes de las diferentes soluciones técnicas propuestas deben ser evaluados en unidades monetarias referidas a un determinado momento en el tiempo; es decir, los costes anuales y los capitales invertidos en el sistema de distribución se calculan actualizados al momento presente. [12]

2.7. INCERTIDUMBRE Y ESCENARIOS EN LA PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Cuando se habla de incertidumbre en la planificación de redes de distribución, se está refiriendo a aquellos factores que no pueden ser controlados por la empresa eléctrica y que, además, no pueden ser previstos con precisión, como por ejemplo las variaciones de demanda, los costes de materiales, energía y la influencia del entorno económico o el efecto de futuras innovaciones. Como dice Willis: "las llaves de una previsión exitosa están en hacer más que una sola previsión para comprender cuales y donde están las fuentes de incertidumbre"

Los planificadores siempre han tenido una gran preocupación por el efecto de la incertidumbre, en las soluciones que han propuesto después de un meticuloso estudio.

El proceso de la planificación tiene su riesgo. El riesgo a elegir a una solución pensando en que las circunstancias evolucionaran en un sentido y observar como las circunstancias evolucionan en otro sentido. Como se indica Will-96 "En presencia de incertidumbre sobre el futuro, los planificadores de las compañías se enfrentan a un dilema. Ellos no quieren hacer compromisos de recursos y medios para un posible aumento de carga, pero tampoco pueden ignorar que hubo otros tiempos anteriores que requirieron poner medios en un lugar, y esos hechos podrían ocurrir".

Una primera aproximación al problema de la incertidumbre, consiste en considerar un conjunto de valores para las incertidumbres identificadas, denominado *futuro* (donde se puede asumir porcentajes de demanda y tasas de interés, etc.).

Se pueden definir varios futuros con distintas combinaciones de los valores que podrían tener las incertidumbres identificadas.

Para cada futuro se puede encontrar la solución de planificación óptima. Entonces, se puede hablar de escenario; como el conjunto de un futuro y la solución de planificación óptima alcanzada para ese futuro. En esto consiste el método de los escenarios, en definir varios futuros y encontrar la solución óptima para cada futuro, es decir, se definen

varios escenarios. En planificación se tiende a utilizar la palabra futuro y escenario con el mismo significado, para referirse a las distintas combinaciones de valores que pueden tener las incertidumbres. [12]

Claramente, los planificadores podían comprobar que la incertidumbre podía dar lugar a distintos escenarios, pero la elección entre un escenario u otro dependía del planificador. El planificador siempre ha querido minimizar este riesgo como se puede ver en las siguientes afirmaciones:

“Una meta claramente deseable del proceso de planificación es minimizar el riesgo debido a la incertidumbre”. [5]

2.8.CONDICIONES DE OPERACIÓN A CORTO PLAZO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El diseño de la construcción a corto plazo realiza un diseño detallado de cada componente de la red y sus características específicas, en un periodo de tiempo que va desde un rango de 1 hora a 1 día.

Al tratar de operación a corto plazo de un sistema de distribución, se refiere en mayor parte a maniobras realizadas con la finalidad de brindar continuidad y calidad del servicio eléctrico a todos los usuarios.

2.9.PÉRDIDAS DE POTENCIA

Las pérdidas de potencia eléctrica son un problema común en todo sistema eléctrico, que puede y debe ser controlado si la empresa distribuidora de energía así lo decide; se clasifican en: [13]

2.9.1. CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA

Las pérdidas de potencia se pueden clasificar según su origen y su variación en función de ciertos parámetros. Se clasifican:

2.9.1.1. SEGÚN SU ORIGEN

2.9.1.1.1. PÉRDIDAS TÉCNICAS:

Obedecen a las condiciones propias de las instalaciones, del manejo y transporte de la energía. Constituye la potencia que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera, pero que sin embargo pueden ser reducidas a valores aceptables según planes, establecidos para dicho efecto.

Las pérdidas técnicas se presentan principalmente por la resistencia de los conductores, que transportan la energía desde los lugares de generación hasta llegar a los consumidores. [13]

Las pérdidas técnicas a su vez se pueden clasificar:

2.9.1.1.1.1. POR EL TIPO DE PÉRDIDAS:

Obedece a la parte y proceso del sistema donde se producen las pérdidas, así tienen:

a. Pérdidas por transporte: producidas por la circulación de la corriente en las redes y conductores de las líneas de transmisión, subtransmisión y redes de distribución primarias y secundarias. [13]

b. Pérdidas por transformación: se producen en los transformadores de AT/AT, AT/MT y MT/BT y dependen de su eficiencia y del factor de potencia de la carga que alimentan. [13]

c. Pérdidas en las mediciones: producidas en los equipos y aparatos utilizados para realizar las mediciones. [13]

2.9.1.1.1.2. POR LA CAUSA DE LAS PÉRDIDAS:

Se agrupan de acuerdo a tres causas que son bien conocidas:

- a. pérdidas por efecto corona (perdidas de transmisión de alto voltaje) [13]
- b. pérdidas por efecto joule (perdidas en líneas de distribución). [13]
- c. pérdidas por corrientes parásitas e histéresis. [13]

2.9.1.1.2. PÉRDIDAS NO - TÉCNICAS:

Son las pérdidas calculadas; como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Considerando el origen de las pérdidas como criterio de clasificación, se tienen: [13]

- a.- Por robo o hurto: realizado por personas que no tienen ningún trato ni contrato con la empresa concesionaria. [13]
- b.- Por fraude: realizado por clientes de la empresa concesionaria con la finalidad de reducir su consumo real. [13]
- c.- Por mala administración: corresponde a la energía no cobrada por problemas en la gestión administrativa. [13]

2.10. PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE.

Son las pérdidas que se presentan en los conductores, debido al paso de la corriente eléctrica, siendo su magnitud proporcional al cuadrado de la misma y variando este valor según la longitud y

sección de conductor, estas pérdidas se manifiestan en forma de calor, que por convección son liberadas al exterior.

El calentamiento en los conductores fue uno de los primeros fenómenos eléctricos conocidos; J.P. JOULE (1819-1885), estudió la medida de la temperatura en motores eléctricos, lo que permitió hacia 1840 encontrar la ley que rige la producción de calor debido al paso de una corriente eléctrica a través de un conductor, la ley de Joule como también se conoce, establece que la cantidad de calor (energía), es directamente proporcional a la resistencia (R) del conductor y al cuadrado de la intensidad de corriente (I) que lo atraviesa.

$$P_{er} = R * I^2 \dots\dots\dots 2.3$$

Este fenómeno puede ser explicado a partir del mecanismo de conducción de los electrones por un medio, la energía disipada en los choques internos aumenta la agitación térmica del material, lo que da lugar a un incremento de temperatura y a la consiguiente producción de calor. [54]

2.11. SISTEMAS DE REPRESENTACIÓN EN VALOR POR UNIDAD.

El valor por unidad de una magnitud cualquiera, se define como el cociente entre el valor real de esa magnitud y un valor de la misma magnitud adoptado como base.

Este método aplicado a circuitos eléctricos, requiere la elección de dos magnitudes eléctricas que se tomaran como base, quedando el resto de las magnitudes definidas automáticamente de acuerdo a la ley de ohm y formulas derivadas. Normalmente en un circuito se seleccionan como base la potencia aparente (en MVA) y la tensión (en KV), resultando la corriente (en A) y la impedancia (en Ω) como magnitudes base derivadas de aquellas. [14]

A continuación se muestran las formulas aplicadas en el cálculo de valores por unidad.

$$\text{Valor por unidad(p. u.)} = \frac{\text{valor real}}{\text{valor base}} \dots\dots\dots 2.4$$

Recordando que todo nuestros cálculos se hacen para un sistema monofásico.

$$Z_B = \frac{V_B}{I_B} = \frac{V_B^2}{S_B} = \frac{KV_B^3}{MVA_B} \quad [\Omega] \quad \dots\dots\dots 2.5$$

$$I_B = \frac{S_B}{V_B} = \frac{KVA_B}{KV_B} = \frac{10^3 MVA_B}{KV_B} \quad [A] \quad \dots\dots\dots 2.6$$

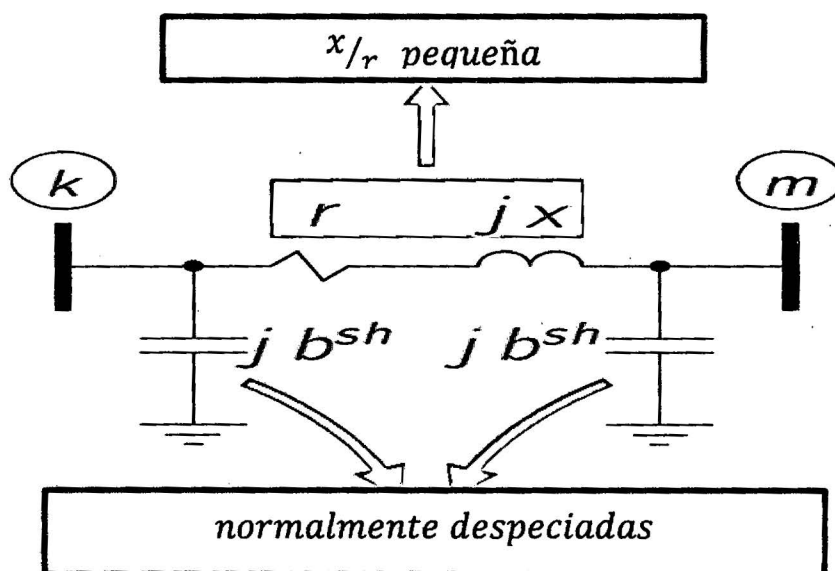
2.12. CALCULO DEL FLUJO DE POTENCIA PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN.

El Flujo de Potencia tradicional, que utiliza el método de Newton-Raphson para encontrar el punto de operación de un sistema eléctrico de potencia, está en capacidad de resolver topologías tanto radiales como enmalladas. Sin embargo, a medida que la componente de radialidad del sistema sea mayor, el método de Newton se hace más ineficiente debido a que se conforman matrices Jacobianas altamente dispersas en cada iteración del proceso. Los alimentadores primarios de los sistemas de distribución, generalmente son operados con una distribución topológica radial. El estudio de estos sistemas incluye diversos problemas encaminados generalmente, a la reducción de pérdidas y optimización de recursos. Entre los problemas más estudiados de los sistemas de distribución se encuentran: el planeamiento, la reconfiguración, la colocación óptima de capacitores y el mejoramiento del perfil de tensión, entre otros. Todos estos estudios requieren de una herramienta común de análisis, como lo es el flujo de potencia para sistemas de gran tamaño y con configuración radial. [15]

El cálculo del flujo de potencia en una red de distribución, se realiza utilizando el modelo de Línea corta (líneas menores a 80Km) [6], en líneas cortas se desprecia la suceptancia capacitiva; en la siguiente figura se observa el Modelo de una Línea de Distribución a utilizar en esta Tesis:

Figura 2.7

Modelo de una Línea de Distribución



Fuente (16)

$V_k : I_k$ son la tensión y corriente en el extremo transmisor

$V_m : I_m$ son la tensión y corriente en el extremo receptor

$$Z = r + jx \text{ impedancia de la línea}$$

Por tratarse de un circuito serie $I_k = I_s$ 2.7

La tensión en el extremo transmisor es: $V_k = V_m + I_m * Z$ 2.8

Dariush Shirmohammadi en su paper "RECONFIGURATION OF ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS FOR RESISTIVE LINE LOSSES REDUCTION" muestra en base al modelo de una línea corta, una alternativa nueva de cálculo de flujo de potencia para redes de distribución. [15]

Este proceso consiste primero en hacer los voltajes de todas las barras del sistema igual a 1 p.u.

$$V_1 = V_2 = \dots = V_n = 1 \angle 0^\circ \text{ p.u.} \dots \dots \dots 2.9$$

Con el valor de tensión asumido en cada barra se procede a calcular los valores de corriente utilizando la siguiente formula:

$$I_{km}^k = \frac{S_i}{V^{(k-1)}_i} - Y_{i\ shunt} * V^{(k-1)}_i \dots\dots\dots 2.10$$

El valor del shunt es igual a: $Y_{i\ shunt} = \frac{1}{Z_i} \dots\dots\dots 2.11$

Donde el valor de Z_i ; $Y_{i\ shunt}$ puede ser dato de entrada. Y "k" es el número de iteración. Con este valor calculado de la corriente en la única rama se procede a estimar las pérdidas de potencia reactiva (Q) y activa (P), se sabe que la Impedancia de la línea es:

$$Z_{km} = r_{km} + x_{km} \dots\dots\dots 2.12$$

También la corriente de línea:

$$I_{km} = I_{rkm}(\text{parte real de la corriente}) + I_{ikm}(\text{parte imaginaria de la corriente}) \dots\dots\dots 2.13$$

Se necesita conocer el módulo de la corriente elevada al cuadrado, esto con la finalidad de poder estimar las perdidas activas y reactivas:

$$I_{km}^2 = I_{rkm}^2 + I_{ikm}^2 \dots\dots\dots 2.14$$

Las pérdidas activas de la red se calculan con:

$$P_{km\ loss} = I_{km}^2 * r_{km} \dots\dots\dots 2.15$$

Las pérdidas reactivas de la red se calculan con:

$$Q_{km\ loss} = I_{km}^2 * x_{km} \dots\dots\dots 2.16$$

Se continúa estimando las pérdidas de la red, para ello se utiliza la siguiente formula: $\%S^i = \frac{S_{perdida}^i}{S_{suministrada\ a\ la\ red}^i} * 100 \dots\dots\dots 2.17$

Donde la $S_{perdida}^i = \sqrt{P_{km\ loss}^i^2 + Q_{km\ loss}^i^2} \dots\dots\dots 2.18$

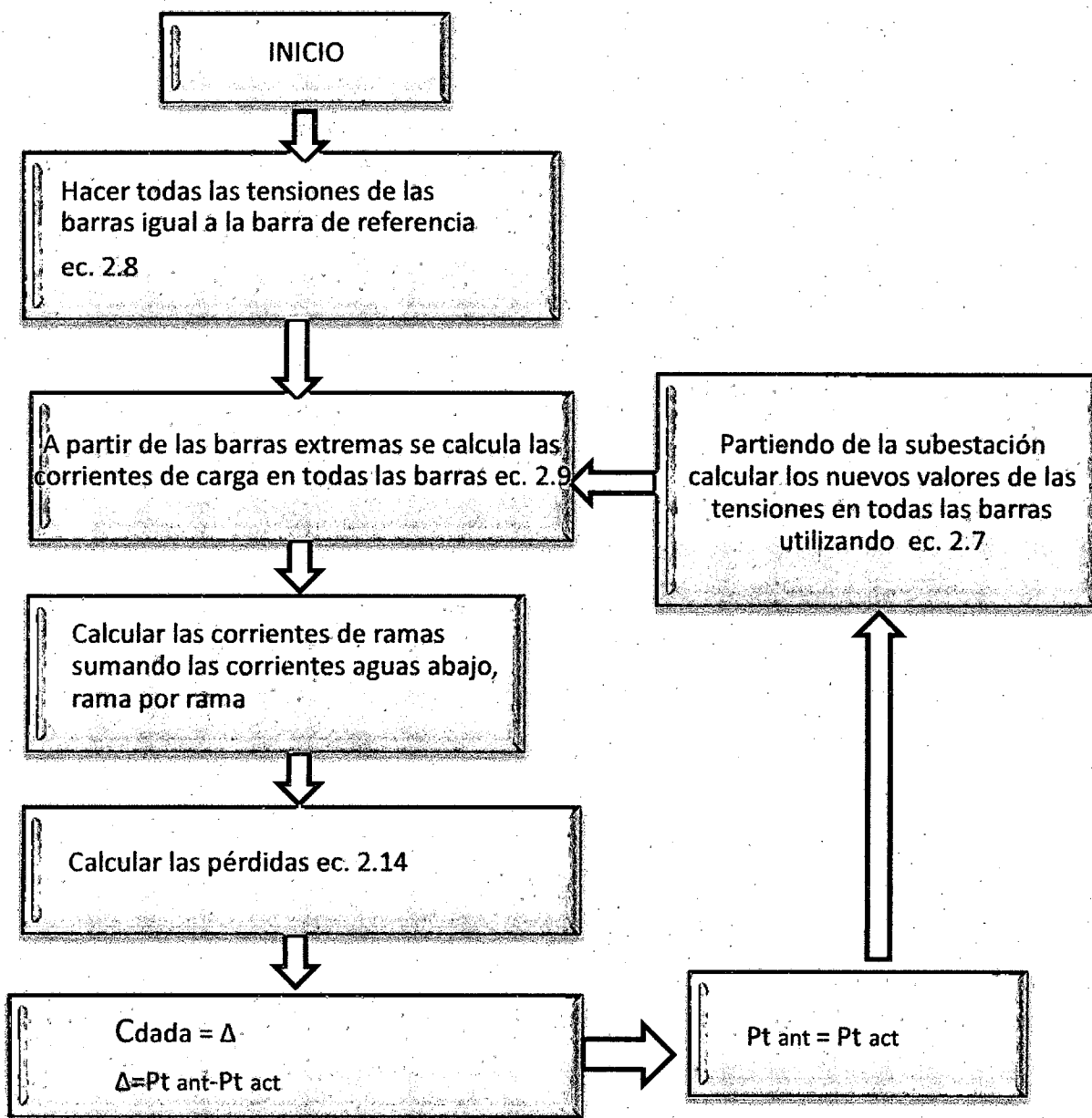
Y

$$S_{suministrada\ a\ la\ red} = \sqrt{P_{km}^i^2 + Q_{km}^i^2} \dots\dots\dots 2.19$$

Repasando; el proceso de esta metodología empieza con la solución de flujos de potencia de la red; que resulta de la operación de convertir la red en forma radial, hacer todas las tensiones de la barra igual a la barra de referencia; a partir de las barras extremas se calculan las corrientes de carga en barra y de las ramas.

Calculando las tensiones y corrientes se calculan las pérdidas, potencias activas y reactivas; de esta manera se creara un proceso repetitivo que terminara cuando la variación de pérdidas en las iteraciones sea menor que una tolerancia especifica.

Figura 2.8



Fuente: elaboración propia

2.13. CALCULO DEL FLUJO DC DE POTENCIA.

El modelo linealizado del flujo de potencia o modelo DC es bastante utilizado, como una herramienta rápida para el cálculo aproximado de los flujos de potencia activa en los sistemas eléctricos de potencia; los errores en la aproximación son relativamente pequeños (2% a 4%), con énfasis en las líneas más sobrecargadas. Es importante señalar que a causa de las hipótesis simplificadoras, existen limitaciones del modelo linealizado, por ejemplo el modelo no es capaz de calcular ni en forma aproximada los flujos de potencia reactiva del sistema. Sin embargo, a la luz de estas desventajas; el flujo DC es utilizado por excelencia en los modelos de planificación de la operación de los sistemas eléctricos. Se acepta que la modelación del flujo DC, se acerca mucho al comportamiento real del sistema bajo condiciones de estabilidad de tensión y control de reactivos. De allí que se utiliza muy frecuentemente en los modelos de planificación de la operación, además una característica importante del modelo linealizado es el hecho de entregar una solución, aún a los problemas que no podrían ser resueltos por métodos convencionales del flujo de potencia no lineal. El flujo DC es por excelencia un método muy rápido de converger. Las aproximaciones adoptadas en el flujo linealizado son las siguientes: La operación eléctrica de un sistema de generación y/o transmisión de energía eléctrica, normalmente se describe a través de cuatro magnitudes asociadas a cada barra i del sistema: [17]

- La magnitud de tensión nodal V_i .
- El Angulo de tensión nodal θ_i .
- La inyección de potencia activa P_i .
- La inyección de potencia reactiva Q_i .

La generación y la demanda (carga) total de potencia en cada barra corresponden respectivamente a la inyección de potencia reactiva positiva y negativa en la barra. Considerando G_i y L_i como

generación y demanda respectivamente en la barra i, la inyección neta P_i está dada por:

$$P_i = G_i - L_i \dots\dots\dots 2.20$$

Una línea de distribución conectada a las barras i, k de un sistema de energía eléctrica, puede ser representada por el modelo equivalente π , mostrado en la figura y definida por las características físicas de la línea: la conductancia sería G_{ik} , la susceptancia sería B_{ik} y la mitad de la susceptancia shunt (conectada a tierra) B'_{ik}

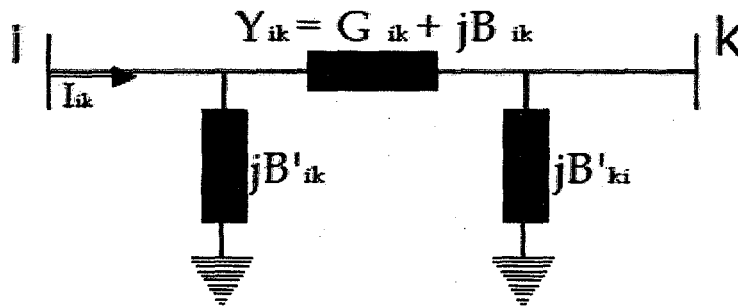


Figura 2.9

Las tensiones en las barras son iguales al nominal

$$V_i = V_k = 1 \dots\dots\dots 2.21$$

Donde $\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$ es la diferencia angular de la línea i-k

Las diferencias angulares θ_{ik} en las línea son relativamente pequeñas. Así, se obtienen

$$\cos \theta_{ik} \cong 1 \quad \text{sen } \theta_{ik} \cong \theta_{ik}$$

Las reactancias en las líneas de distribución son muy pequeñas comparadas con las resistencias, la susceptancia será:

$$B_{ik} = \frac{-X_{ik}}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2} \dots\dots\dots 2.22$$

Las susceptancias shunt pueden ser despreciadas

$$B'_{ik} \approx 0 \dots\dots\dots 2.23$$

La expresión para el flujo de potencia activa lineal es:

$$P_{ik} = B_{ik}\theta_{ik} \dots\dots\dots 2.24$$

La inyección de potencia activa en la barra es igual a la suma algebraica de los flujos que salen de la barra:

$$P_i = \sum_{k \neq 1}^n P_{ik} = \sum_{k \neq 1}^n B_{ik}\theta_{ik} \dots\dots\dots 2.25$$

El modelo del flujo de potencia lineal o modelo DC, entonces se puede escribir en forma matricial como:

$$P = B'\theta \dots\dots\dots 2.26$$

Dónde:

P: es el vector de inyecciones netas de potencia activas nodales.

θ : es el vector de ángulos nodales.

B': es una matriz que depende de las características físicas de las líneas de distribución.

Como no hay pérdidas en el sistema, la suma de las inyecciones netas de potencia es nula, lo que implica en la singularidad de la matriz B'. Este problema se evita adoptando una barra de referencia S, que pasa a ser la referencia angular del sistema. La inyección en la barra de referencia está dada por el balance total del sistema. [17]

$$P_s = \sum_{i \neq s}^n -P_i \dots\dots\dots 2.27$$

Las variables P_s y θ_s son retiradas del conjunto de ecuaciones del modelo DC, que se transforma en un nuevo sistema.

$$P' = B''\theta' \dots\dots\dots 2.28$$

Dónde:

P': Es el vector con dimensión (n-1) de las inyecciones netas de potencia activa en todas las barras del sistema, excepto en la barra de referencia S.

θ' : Es el vector con dimensión (n-1) de los ángulos de tensión en todas las barras, excepto en la barra de referencia S.

B'': Es una matriz resultante de la exclusión de la fila y columna S de la matriz B.

El modelo está caracterizado por dos magnitudes asociadas a cada barra i, las cuales son:

- La inyección de potencia activa P_i .
- El Angulo de tensión θ_i .

La primera denominada variable de control y la segunda variable de estado. El modelo de flujo de potencia linealizado relaciona las dos variables de la red eléctrica, a través de las ecuaciones lineales resumidas a continuación:

$$P' = [B'']\theta' \quad P_s = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq s}}^n -P_i \quad \theta_s = 0 \quad P_i = G_i - L_i$$

En la expresión (a) del flujo de potencia activa, por conveniencia de notación se reemplaza P_{ik} con F_{ik} , se puede escribir como:

$$(a) \rightarrow P_{ik} = B_{ik}\theta_{ik} \dots\dots\dots 2.29$$

$$F_{ik} = B_{ik}(\theta_i - \theta_k) \dots\dots\dots 2.30$$

Para aprovechar la característica esparsa de la red, este flujo se puede expresar:

$$F_{ik} = e^t_{ik}\theta' \dots\dots\dots 2.31$$

Donde $[e_{ik}]$ es un vector de dimensión (n-1), cuyos elementos son ceros, excepto en la posición i, donde vale B_{ik} y en posición k, vale $-B_{ik}$.

Dadas las potencias de generación G y las demandas L, los ángulos de las tensiones nodales se pueden calcular a partir de las siguientes ecuaciones:

$$\theta' = [B'']^{-1}P' \dots\dots\dots 2.32$$

$$\theta_s = 0$$

Expresando el flujo de potencia activa en función de las inyecciones netas de potencia.

Se sustituye en:

$$F_{ik} = e^t_{ik}\theta' \rightarrow F_{ik} = e^t_{ik}[B'']^{-1}P' \dots\dots\dots 2.33$$

En forma vectorial, se tiene:

$$F = E[B'']^{-1}P' \dots\dots\dots 2.34$$

F: es el vector de flujos en las líneas.

E: es la matriz cuyas filas corresponden a los vectores e^t_{ik} .

$$F = \begin{cases} F \rightarrow (i - k) \\ -F \rightarrow (k - i) \end{cases} \dots\dots\dots 2.35$$

2.14. RECONFIGURACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.

La reconfiguración de alimentadores de una red de distribución eléctrica, es una función que permite reducir pérdidas y mejorar la calidad del servicio, alterando la estructura topológica de la red y puede ser efectuado a través de switches manuales o con mando remoto. La concepción de esta función fue realizada por Merlin y Back en 1975 y actualmente se utiliza como una herramienta de planeación (simulación) o de control en tiempo real (operación). En planeación se utiliza para minimizar los costos de construcción y ubicación óptima de los «switches». Cuando se utiliza en tiempo real se emplea para operar el sistema con mínimas pérdidas, mejorar la calidad del servicio y garantizar la seguridad de los equipos. La

importancia de la implementación de la función de reconfiguración, está basada en la reducción de pérdidas. Se estima que las pérdidas de un sistema eléctrico no deben ser mayores del 10% e idealmente debe estar entre 3 y 6%. Sin embargo este objetivo raramente se cumple hasta en los países desarrollados. En los países en vía de desarrollo el porcentaje de pérdidas es mayor al 7%, razón por la cual actualmente las empresas del sector eléctrico están interesadas en disminuir este índice. [18]

Para la disminución de las pérdidas existen diferentes métodos los cuales se comparan en la Tabla 2.1.

TABLA 2.1. RELACIÓN BENEFICIO/COSTO DE DIFERENTES TÉCNICAS DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS	
METODO DE REDUCCION DE PERDIDAS	BENEFICIO/COSTO
Ubicación de condensadores	2 a 8
Cambio de conductores	0.6 a 7
Elevación de los niveles de tensión de servicio	1.5 a 3
Reconfiguración	Mayor de 13

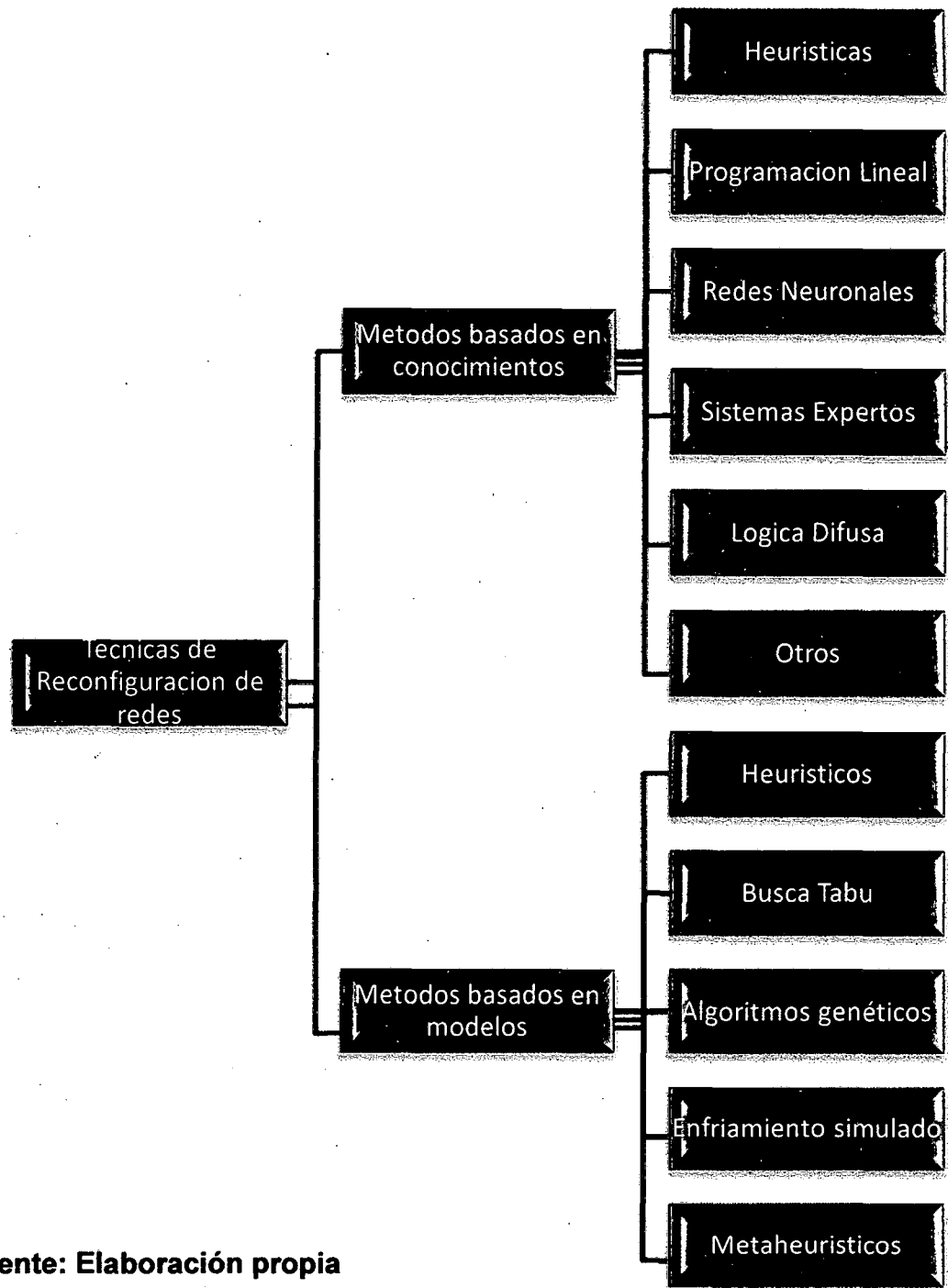
Fuente [18].

El problema de reconfiguración consiste en optimizar una o varias funciones objetivo sujeto a restricciones. Debido al tamaño de la red y a la gran cantidad de opciones de "switchero", si este problema se ha clasificado como un problema complejo de decisión con las siguientes características: optimización no lineal, objetivo múltiple, sujeto a restricciones y combinatorio de gran escala.

Para la solución del problema se requieren algoritmos efectivos y eficientes que permitan buenos resultados en grandes sistemas.

Para cumplir con estos requisitos la investigación en reconfiguración, está orientada a los siguientes temas:

Figura 2.10



Fuente: Elaboración propia

- Técnicas de búsqueda rápida que eliminen opciones de switcheo no factibles.
- Utilización de técnicas computacionales avanzadas para obtener la solución óptima.
- Implementación de flujos de carga radial que permitan rápidamente chequear las restricciones operativas.

-Modelos de los diferentes tipos de carga que permitan una buena aproximación al comportamiento real.

Varios métodos han sido propuestos para solucionar el problema descrito en tiempos aceptables. Cada método tiene sus diferentes ventajas y desventajas. En general los métodos para la reconfiguración de redes de distribución, pueden ser clasificados como se muestra en la **Figura 2.10**. Los métodos basados en el conocimiento se fundamentan en la experiencia de los operadores, sobre las maniobras del sistema. Con base en estos conocimientos se han diseñado varios algoritmos que facilitan la búsqueda de la nueva configuración de la red de distribución, tratando de obtener una opción cercana a la óptima. Dentro de esta categoría se encuentran los métodos más estudiados que son los heurísticos y que además se utilizan en combinación con otros métodos, para encontrar mejores respuestas permitiendo de esta manera agilizar la búsqueda. Otra técnica empleada es la programación lineal, la cual ha sido utilizada en planeación; para reducir los costos de la expansión del sistema, involucrando las pérdidas de potencia. Recientemente técnicas como las de Sistemas Expertos (SE), Lógica Difusa (FL) y Redes Neuronales (ANN) han sido también aplicadas para solucionar el problema de la reconfiguración de redes. Estas técnicas han sido implementadas con reglas heurísticas para solucionar el problema con menos carga computacional. La segunda categoría corresponde a los métodos basados en técnicas evolutivas; se basa en la imitación del comportamiento de procesos físicos y biológicos que existen en la naturaleza, los cuales tienen como característica importante la carencia de una formulación matemática rigurosa, que permita establecer con certeza su comportamiento en cada situación. Como ejemplo de técnicas en esta categoría, están las técnicas de algoritmos genéticos y de enfriamiento simulado. Estas técnicas parten de una solución y la mejoran. Los algoritmos genéticos (GA) entregan una solución óptima que permiten mayor reducción de pérdidas. Los GA buscan

soluciones basados en mecanismos de selección y en la genética natural. Estos combinan la naturaleza adaptativa de la genética natural con la optimización funcional. Otra técnica que permite encontrar una solución más aproximada al óptimo global, es el método de enfriamiento simulado. Este método resuelve el problema de optimización por simulación, del proceso de enfriamiento del metal. En esta técnica se define un parámetro llamado temperatura, el cual tiene las mismas dimensiones que el costo de la función objetivo. A continuación se describe en forma más detallada, las técnicas aplicadas en esta investigación. [18]

2.14.1. MÉTODO BASADO EN CONOCIMIENTO.

2.14.1.1. TÉCNICAS HEURÍSTICAS.

Las técnicas heurísticas han sido propuestas para encontrar soluciones cercanas a la óptima, con tiempos de cómputo rápidos. Estos métodos permiten encontrar un óptimo local y no necesariamente un óptimo global. En las técnicas heurísticas los «switches» se clasifican en dos tipos:

Los de seccionamiento, que son «switches» normalmente cerrados que se abren y los de frontera que son switches normalmente abiertos que separan un circuito de otro. Existen dos métodos de realizar la búsqueda. El primero, el método planteado por Merlyn y Back y posteriormente modificado por Shirmohammadi; consiste en cerrar todos los «switches» de frontera, hasta obtener una red enmallada y a partir de un flujo de carga óptimo comenzar abrir «switches» de seccionamiento, hasta obtener nuevamente una red radial. En este algoritmo se utiliza la regla heurística de abrir la rama con el menor flujo de corriente, para obtener una mayor reducción de pérdidas.

El segundo, es el método de Civanlar y posteriormente mejorado por Baran y Wu, que se basa en el intercambio de ramas, manteniendo la radialidad del sistema. Consiste en cerrar un switch de frontera y buscar el «switch» de seccionamiento que debe abrirse. Esta búsqueda se realiza mediante dos reglas heurísticas: 1.- Cuando se considera la apertura de un switch de frontera, es necesario transferir la carga desde el lado con mayor caída de tensión al lado con la caída de tensión más baja, 2.-Sólo es posible una reducción de pérdidas si existe una sustancial caída de tensión, a través del «switch» de frontera. Mediante este procedimiento se escogen las opciones que reducen pérdidas, las cuales se calculan a través de una expresión matemática. De acuerdo con el método empleado se realiza la búsqueda, seleccionando la opción de mayor reducción de pérdidas y repitiendo el procedimiento hasta no obtener más opciones que reduzcan pérdidas; luego, a las opciones seleccionadas se verifican las restricciones operativas mediante un flujo de carga, para verificar que no exista violación. La opción seleccionada será la que más pérdidas reduzcan y no viole las restricciones. [18]

2.14.1.2. TÉCNICAS DE PROGRAMACIÓN LINEAL.

El método de programación lineal, se utiliza para planear la operación y expansión de los sistemas de distribución. Su objetivo fundamental es reducir los costos de capital, para la construcción de un sistema nuevo o la expansión de uno existente. La función objetivo que se trabaja es la reducción de costos, que es una función lineal, pero que es una reducción indirecta de las pérdidas. La programación lineal es una técnica de optimización matemática desarrollada por George Dantzing en 1947. El problema se formula como la optimización de una función objetivo, sujeta a un

conjunto de restricciones que no son de tipo operativo; por lo tanto no se requiere la utilización de un flujo de carga. La reconfiguración de los sistemas de distribución, se expresa mejor dentro de la programación lineal como un problema de transporte. La función objetivo, es el costo total de llevar la potencia suministrada de una fuente a cada uno de los puntos de carga del sistema. Esta función está sujeta a las siguientes restricciones: la potencia suministrada a cada una de las cargas, debe ser menor o igual a la potencia suministrada por la fuente, y la potencia suministrada a cada una de las cargas debe ser igual a la potencia demandada. Para solucionar el problema del transporte se utiliza una tabla típica, que ayuda al procesamiento de la información y a visualizar mejor el comportamiento de las variables de los resultados obtenidos, para cada una de las soluciones factibles que la técnica va arrojando. Este es un procedimiento matemático. Por ser los sistemas de distribución constituidos por redes radiales, el proceso matemático para la solución se facilita mucho ya que ningún destino va a tener más de un solo proveedor o fuente. Con el fin de obtener mayor precisión en el factor de costos, la función de pérdidas que es no lineal se linealiza por el método de linealización por partes que tiene mejor precisión, cuanto mayor sea la carga de los usuarios pero que requiere también un mayor esfuerzo computacional. [18]

2.14.2. ANÁLISIS CRONOLÓGICO DE LOS MÉTODOS DE RECONFIGURACIÓN.

En la Tabla 2.2, se hace un resumen de los métodos computacionales utilizados en la reconfiguración de redes de distribución, en orden cronológico. Además, se muestra el

desarrollo del tema desde el punto de vista de métodos computacionales.

La Tabla 2.2, describe las diferentes metodologías descritas en la sección anterior, hace un cuadro comparativo con los siguientes ítems:

- Año de publicación.
- Tipo de restricciones que maneja.
- Modelos de carga empleados.
- Tipo de «switch». Si utiliza la curva de carga.
- Función objetivo a optimizar.
- Tipo de aplicación: operación o planeación.
- Tipo de sistema con que se trabaja.
- Sistema balanceado o desbalanceado.
- Tipos de flujo de carga que se utilizan.
- Método de búsqueda.

Tabla 2.2 Comparación de métodos de reconfiguración.

ENTE	AÑO	MÉTODO BÚSQUEDA	FUNCIÓN OBJETIVO	TIPO RESTRICCIÓN	TIPO		MODELO CARGA	TIPO SW	CURVA CARGA	TIPO SISTEMA	SISTEMA
					FLUJO CARGA	APLICACIÓN					
21	75	HE	MPP	RA	LVK	PN, OP	PC	-	No	SR	BA
42	80	HE	BC	CA	-	OP	PC	TE	No	SP	BA
22	88	HE	MPP	RA, VM	FCR	PN, TR	PC	TE	No	SR	BA
17	88	SE	MPP, RES	RA	FCR	OP, PN	PC	-	No	SR	BA
23	89	HE	MPP, BC	VM, CM, CON	FCRS	OP	PC	TE	No	SH	BA
24	89	HE	MPP	RA, CA, CM	FCOP	PN, OP	PC	-	No	EJ	BA
25	90	HE	MPP, BC	CM, VM, LT	FCR	OP	PC	-	No	SH	BA
26	90	AS	BC, MPP	VM, CM, NOS	FCR	OP	PC	-	No	SR	BA
34	90	PL	MPP	VM, CM, RA	FCR	OP, PN	-	-	No	SR	BA
27	91	PL + HE	CTO, MPP	VM, CM	FCR	OP, PN	DI	TE	Si	EJ, SR	BA
28	91	HE	MPP	VM	FCR, FCOP	ANL	IC	TE	No	SH	BA
33	91	AS	MPP	VM, CM, CA	FCR	PN	IC, DI	-	No	EJ, SR	BA
37	92	AG	MPP	VM, CM, CA	FCR	PN	DI, IC	-	No	SR	BA
10	92	PL	MPP, CTO	CM, CA	FAC	OP	PC	-	No	SP	BA+

43	92	HE	RES	VM, CM	FCOP	OP	PC	-	No	EJ	BA
48	93	RN	MPP	RA	FCR	PN	PC	-	No	EJ	BA
49	93	RN	MPP	VM, CM	FCR	PN	PC	-	No	EJ	BA
29	95	HE	MPE	VM, CM	FCR, FCO	ANL	IC, PC, ZC, MX	-	Si	SR	BA
36	95	AG	MPP, BC	VM, CM, CA	FCR	PN	PC	-	No	SH	BA
53	95	HE	MPP	VM, CM	FCR	OP	PC	-	No	SH	BA
30	96	HE	MPP	RA, VM	FCR	TR	PC	TE	No	EJ	DB
31	96	HE	MPP, BC	VM, CM, CA, NOS	FCR	OP, PN	PC	TE	No	SP	DB
44	96	HE + PL	MPP	RA, VM, CM	FCOP	OP	PC	-	No	SR	BA
45	96	HE	MPP, BC	VM, CM, CA	FCOP	OP	PC	-	No	EJ	BA
32	97	HE	MPE	CM	FCR	OP, PN	PC, IC, ZC	TE	Si	SP	DB
50	97	RN	MPP	VM, CM, CON	FCRS	OP, TR	PC		No	EJ	BA
39	97	AG + FL	MPP	VM, CM, LT	FCR	PN	PC	-	No	EJ	BA
41	97	FL+ HE	RES, BC	RA, CA	FAC	OP	PC	TE	No	-	BA
46	97	HE	CTO	CA, CM, VM	FCOP	PN	PC	-	No	EJ, SR	BA
38	98	FL+ HE	MPP, RES	VM, CM	FAC	OP, PN	PC	-	No	EJ, SR	BA
51	98	HE	MPP	VM	FCR	OP	PC	-	No	EJ, SR	BA
35	99	AS + HE	MPP, RES	VM, CM, NOS	FCR	PN	-	-	No	SH	BA
52	00	HE	MPE	CM, CA	FCR	OP	PC	-	Si	EJ, SR	BA

Fuente: [18]

La investigación realizada, en busca de bibliografía especializada en el área de reconfiguración de redes de distribución; se decidió tomar como principales referentes para el presente trabajo de tesis tres papers, los cuales se detallan a continuación:

1. DISTRIBUTION FEEDER RECONFIGURATION FOR LOSS REDUCTION de los autores S CIVANLAR, JJ GRAINGER, H YIN y SSH LEE; investigación realizada con apoyo de CAROLINA POWER&LIGTH COMPANY.

2. NETWORK RECONFIGURATION IN DISTRIBUTION SYSTEMS FOR LOSS REDUCTION AND LOAD BALANCING de los autores MESUT E. BARAN y FELIX F. WU.

3. RECONFIGURATION OF ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS FOR RESISTIVE LINE LOSSES REDUCTION de los autores DARIUSH SHIRMOHAMMADI y H. WAYNE HONG.

Los cuales a continuación se muestra un resumen.

DISTRIBUTION FEEDER RECONFIGURATION FOR OPERATION LOSS REDUCTION (CINVANLAR, GRAINGER, YIN, LEE)

Establece, que se puede ir modificando la estructura radial de los alimentadores de distribución de vez en cuando, cambiando los estados cerrados / abiertos de los interruptores para transferir cargas de un alimentador a otro; esto significativamente puede mejorar las condiciones operativas del sistema global. Asume, que cada alimentador en un sistema de distribución suministra energía eléctrica a cargas del tipo industrial, comercial, residencial; para los cuales supone que las variaciones diarias de carga de estos tipos de carga, se produce en momentos diferentes. Así mismo considera que en transformadores de la subestación y en alimentadores individuales, ocurren picos de carga en momentos diferentes (poca coincidencia de picos). La reconfiguración del alimentador, consiente en la transferencia de cargas de alimentadores sobrecargados (o los transformadores) para alimentadores relativamente menos cargados (o los transformadores). Tales transferencias de carga, son efectivos no sólo en términos de alterar el nivel de cargas en los alimentadores, sino que también en mejorar el perfil de voltaje a lo largo de los alimentadores y efectuar reducciones en las pérdidas globales de potencia del sistema. Se enfoca en el problema de reducir pérdidas de potencia en alimentadores de distribución mediante la reconfiguración de

alimentadores. Realiza un esquema para determinar el abierto / cerrado de los estados de la unión y seccionamiento de interruptores en regiones para lograr reducción de pérdidas. Por último menciona la importancia de mantener la condición de radialidad de los alimentadores. [19]

DISTRIBUTION FEEDER RECONFIGURATION FOR SERVICE RESTORATION AND LOAD BALANCING (BARAN, WU)

Este paper trata la reconfiguración de la red para la reducción de pérdidas, la solución involucra una búsqueda sobre configuraciones radiales pertinentes. Para auxiliar la búsqueda, se desarrollan dos métodos aproximados de flujo de potencia con grado de exactitud diversos. Para cargas desbalanceadas, es definido un índice de balance de carga. Los resultados experimentales son incluidos para demostrar la actuación del método propuesto. Se divide en regiones mediante interruptores de protección, que aíslan ante una eventual falla, y para la administración de las probables configuraciones. Define dos tipos de interruptores en el sistema: Los interruptores normalmente cerrados y los interruptores normalmente abiertos en las líneas de conexión ya sea dos alimentadores primarios. Manifiesta que los sistemas de distribución son operados en configuración radial. La red es reconfigurada para dos propósitos: (i) para reducir la pérdida de potencia del sistema, (ii) aliviar el congestionamiento en la red. A continuación se refiere al primer problema como la reconfiguración de la red para la reducción de pérdidas y el segundo como cargas balanceándose (cargas desbalanceadas). [20]

RECONFIGURATION OF ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS FOR RESISTIVE LINE LOSSES REDUCTION. (DARIUS SHIRMOHAMMADI)

Menciona que los alimentadores de distribución eléctrica son configurados radialmente, para la coordinación efectiva de sus

sistemas de protección. Los alimentadores de distribución contienen un número de interruptores que son normalmente cerrados y los interruptores que están normalmente abiertos; en respuesta a una falla, una cierta cantidad de los interruptores normalmente cerrados serían abiertos para aislar las ramas que tienen una falla en la red. Al mismo tiempo, un número de interruptores normalmente abiertos, estarían cerrados para trasladar en parte o todas las ramas aisladas para otro alimentador o para otra rama del mismo alimentador. Todos los interruptores serían restaurados para sus posiciones normales después de la remoción de la falla. Bajo las condiciones operativas normales; los ingenieros de distribución, periódicamente reconfiguran alimentadores de distribución abriendo y cerrando interruptores (cambiando operaciones), para aumentar fiabilidad de la red y / o reducir pérdidas de distribución. Clasifica el problema de encontrar la configuración de la red con pérdidas de distribución mínimas, en un problema no lineal de optimización del tipo entero mixto. Se busca que la red resultante, aminore pérdidas de la línea mientras se reconecta la carga afectada por una falla. Considera restricciones como, límites de voltaje y la cargabilidad del conductor; tomadas en cuenta antes y después de realizar la operación de cambio del interruptor. En este último caso la operación de cambio del interruptor, sería puesta al revés si estas restricciones fuesen violadas. La configuración final de la red, está bajo la dependencia del estatus inicial de interruptores de la red. La selección de cada operación de cambio del interruptor, se vuelve muy consumidora de tiempo en una red de distribución de tamaño realista, lo cual puede contener muchos miles de ramas y varios centenares de interruptores. Las cargas son linealizadas, las posiciones de interruptores están continuamente variadas a lo largo de las ramas en las cuales están ubicadas. Se asume que de la R/X red es muy grande. La propiedad anteriormente citada simplifica el cálculo. Además, el procedimiento iterativo propuesto en este acercamiento no asegura convergencia para una solución óptima cercana. Toma como referencia el método heurístico propuesto por Merlin y Back.

Esta conclusión es corroborada por resultados experimentales, al comparar el método heurístico propuesto con la rama formal y técnica comprometida para varias redes de distribución. Las cargas son asumidas, puramente activas y son representadas por fuentes actuales que se componen a pesar de la configuración cambiante de la red. Los ángulos de voltaje de la red, son asumidos insignificantes. Se utiliza una variación del algoritmo de flujo de potencia de CD, que sirve para la solución de las redes de distribución que demuestra ser más eficiente y confiable en solucionar tales redes. La metodología de cálculo, utilizada en este paper se tomó como principal referencia en la elaboración de la presente investigación; la cual se desarrolla más adelante. [15]

CAPITULO III

3. EVALUACIÓN DE LA RED PRIMARIA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DOLORESPATA DE LA CIUDAD DEL CUSCO.

3.1. INTRODUCCIÓN

Electro Sur Este S.A.A., es la empresa concesionaria de distribución de energía eléctrica; con concesiones en los departamentos de Cusco, Apurímac y Madre de Dios.

Este capítulo, describe la configuración actual de los 9 alimentadores, que provienen de la subestación de transformación de Dolorespata.

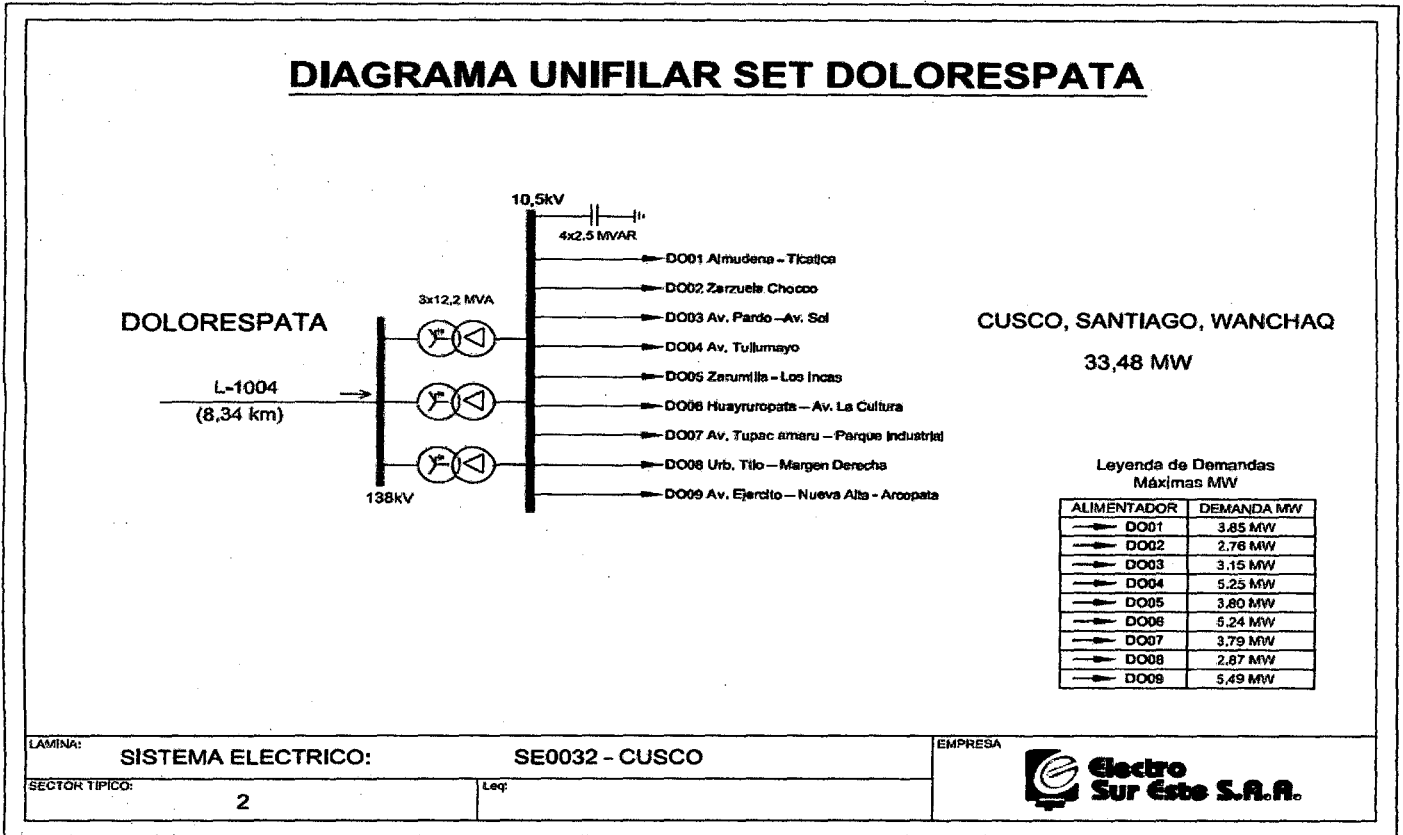
Así como la situación actual de operación y la selección de ramales de la red.

3.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO DE LA CIUDAD DEL CUSCO SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DOLORESPATA.

El sistema de distribución eléctrico en la ciudad del cusco, actualmente posee el nivel de tensión de 10.5kV; cómo se observa en el gráfico N°3.1, se observa el Diagrama unifilar la Subestación de transformación DOLORESPATA, tiene 9 alimentadores de distribución. Los mismos que distribuyen energía eléctrica a la población de estudio de esta Tesis, así también se incluye en la descripción del sistema eléctrico de distribución del cusco; los 5 alimentadores de la subestación de transformación QUENCORO.

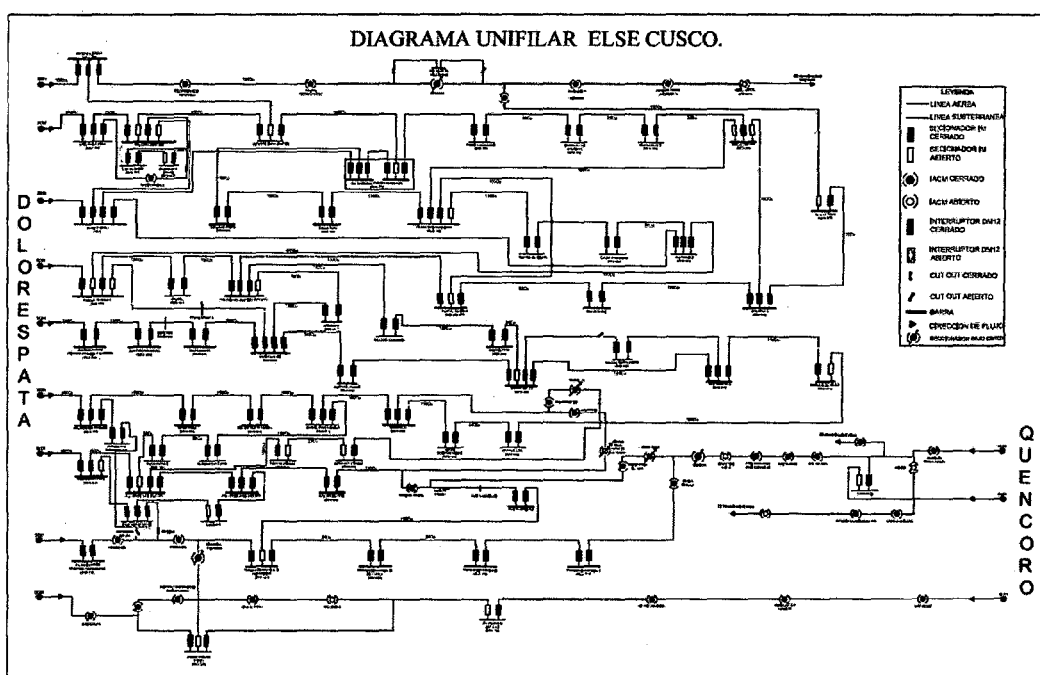
La subestación de transformación de DOLORESPATA, para inicios del año 2013 suministra potencia para una Demanda Máxima de 33.48MW, topología radial con uniones, formando anillos en tramos de la red, interconectándose con los alimentadores de la subestación de transformación QUENCORO con los cuales formaría una red mallada, los cuales no son parte de este trabajo de investigación.

Figura N°3.1



Fuente centro de control ELSE

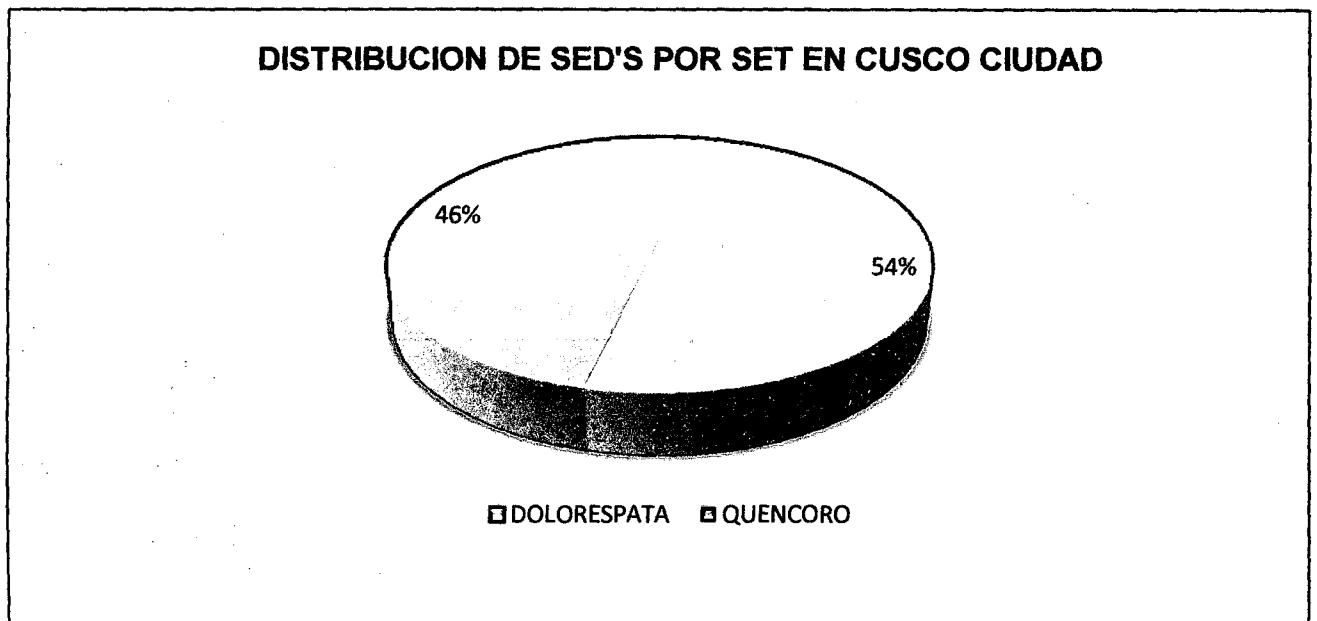
Figura N°3.2



Fuente centro de control ELSE

La ciudad del cusco cuenta con un total 975 SED'S para finales del año 2013, las cuales son alimentadas por dos Subestaciones de Transformación (SET DOLORESPATA, SET QUENCORO); cuya distribución de las mismas por alimentador se observa en la figura N° 3.2. La figura N°3.3 muestra la distribución de SED'S, en porcentaje; conectadas por Subestación de Transformación.

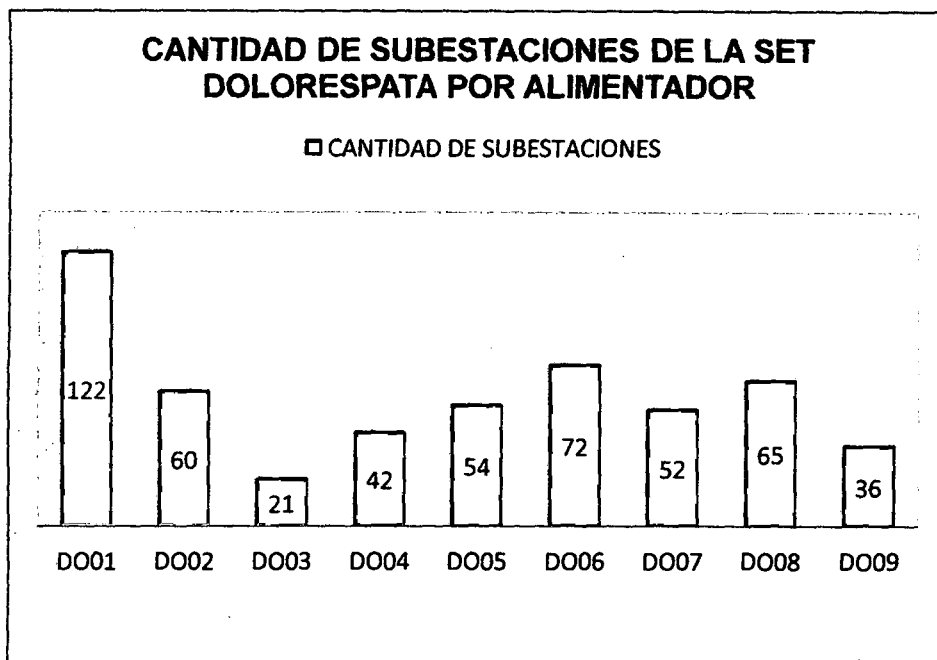
Figura N°3.3



Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

La figura N°3.4 muestra la distribución de SED'S por alimentador de la SET Dolorespata, donde se observa; que la mayor concentración de SED'S es en el alimentador DO01.

Figura N°3.4

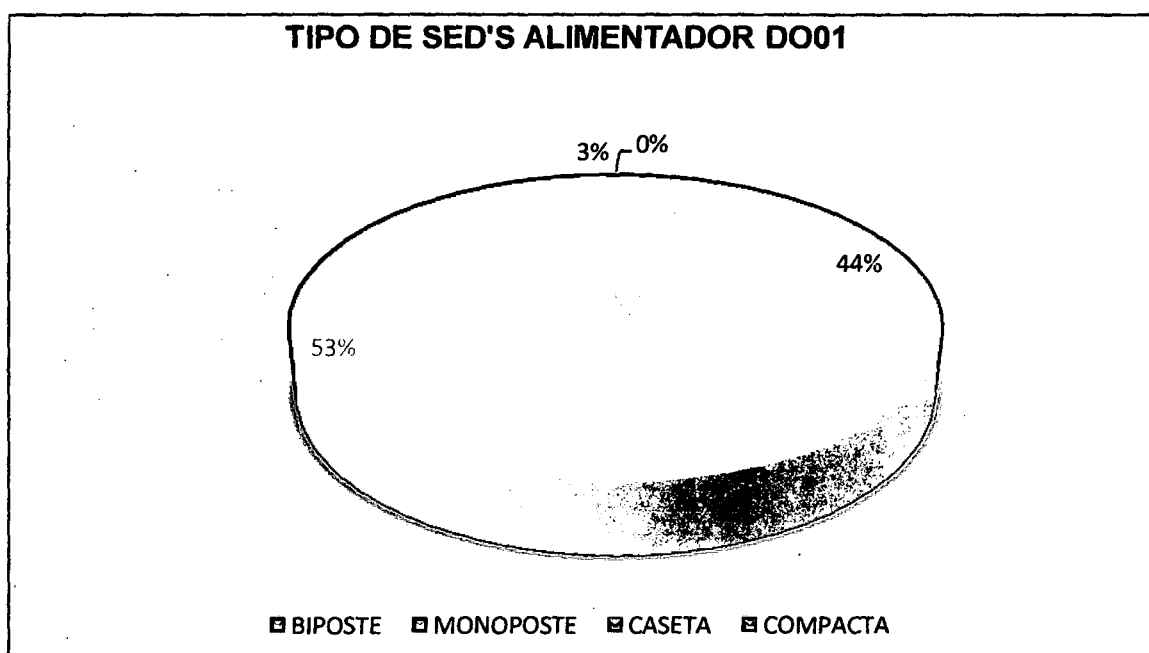


Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

3.2.1. CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN EL TIPO DE INSTALACIÓN.

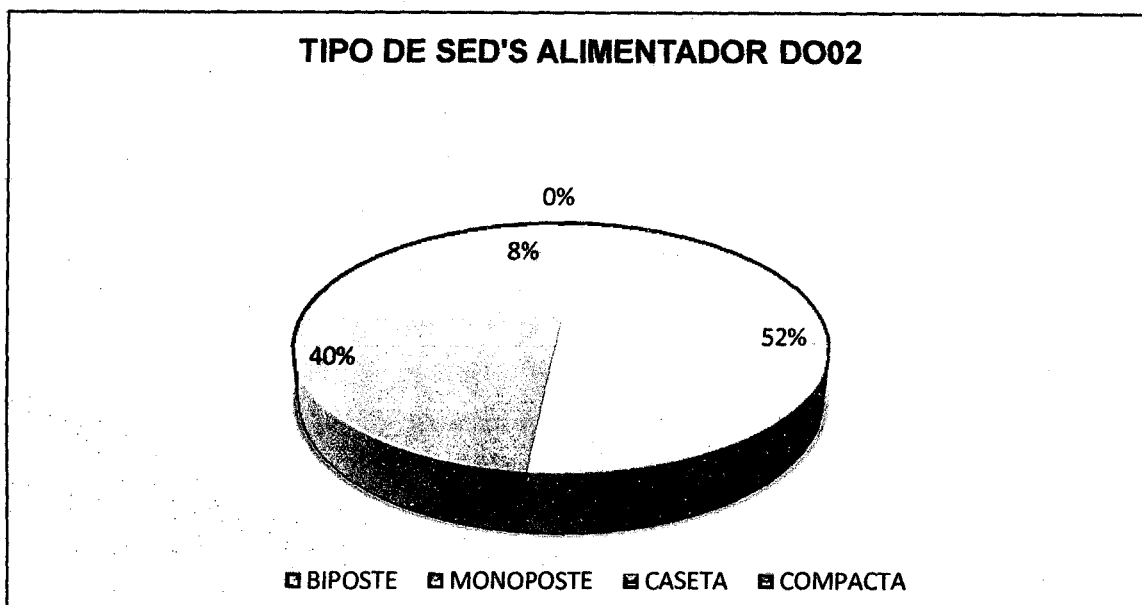
A continuación se muestra, la distribución de SED según el tipo de instalación que posee cada una de las mismas, en cada uno de los 9 alimentadores de nuestro estudio (figura N°3.5- figura N° 3.12).

Figura N°3.5



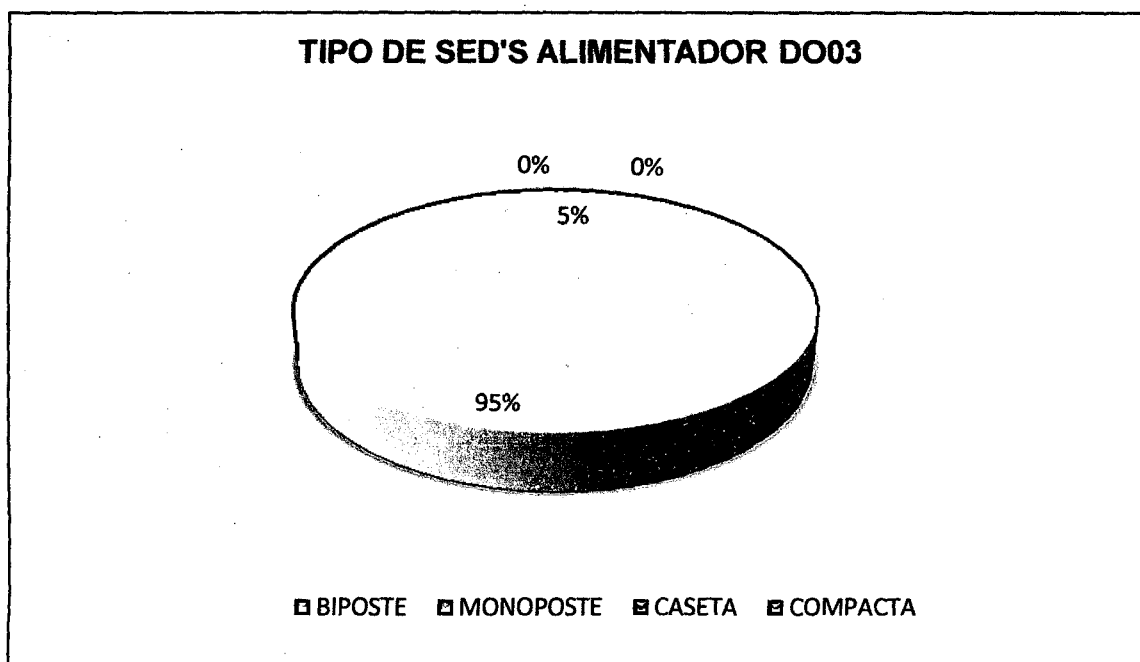
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.6



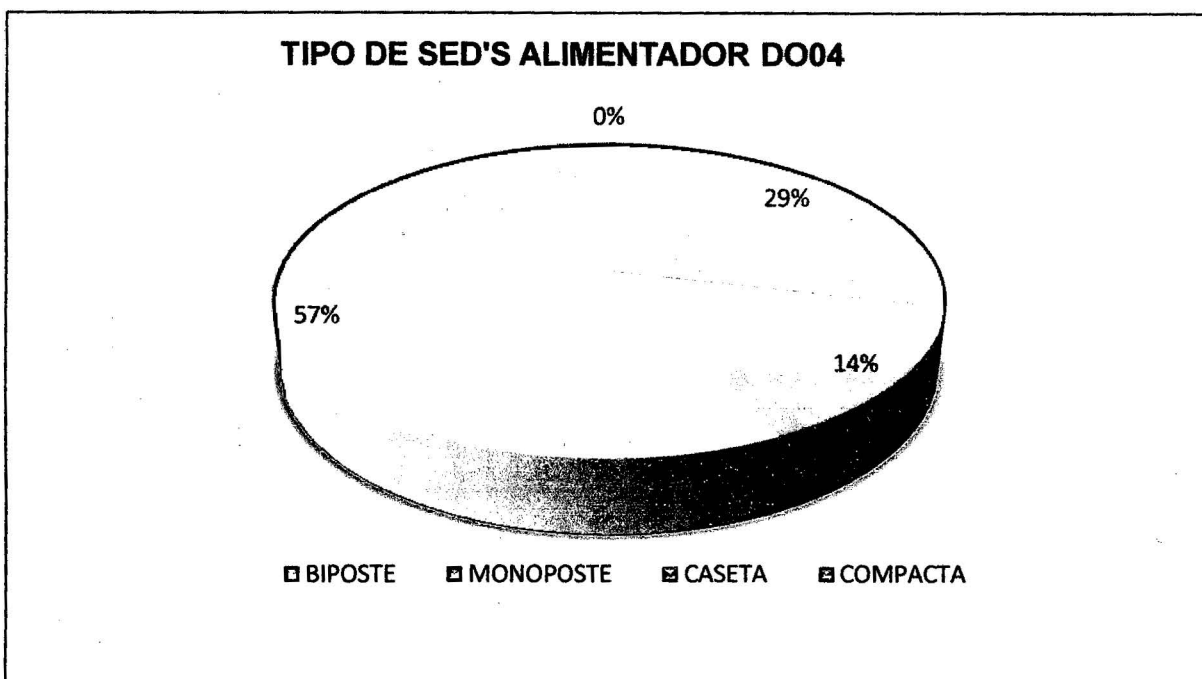
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.7



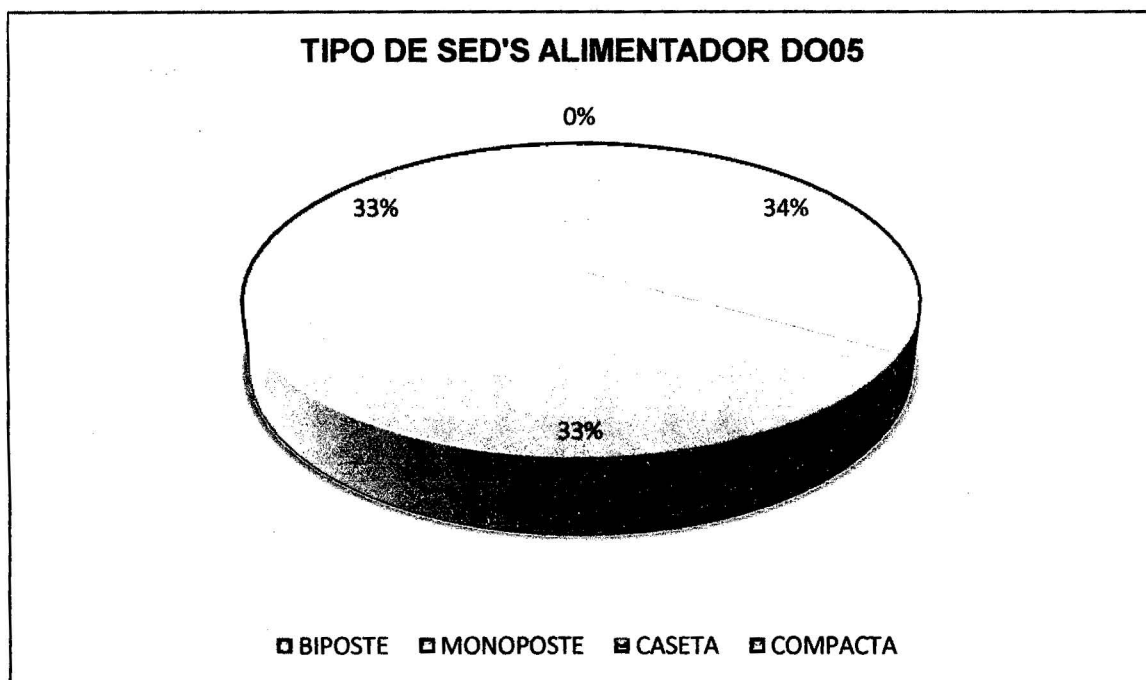
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.8



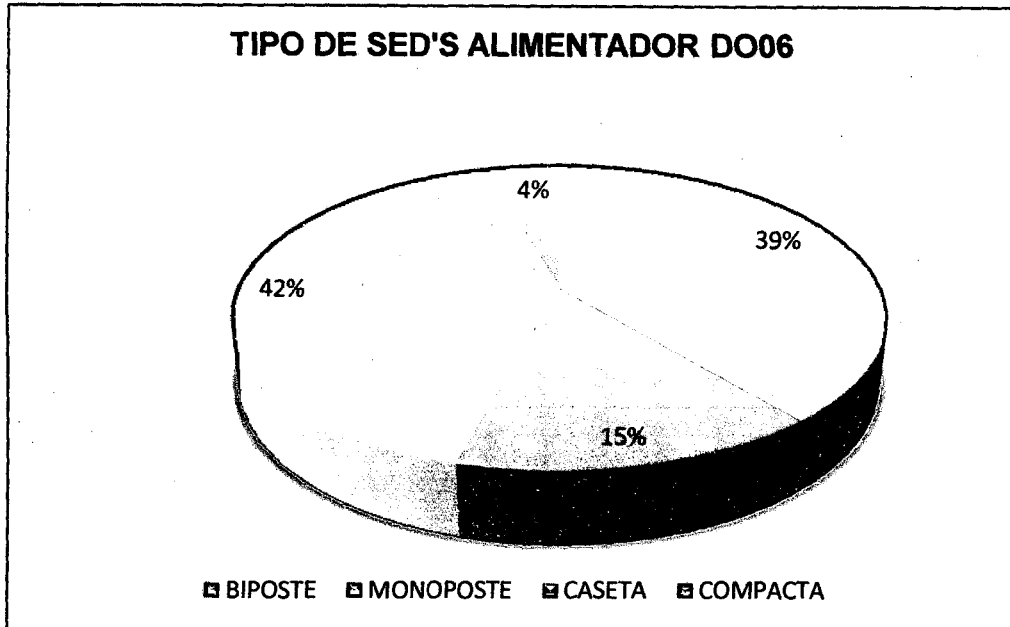
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.9



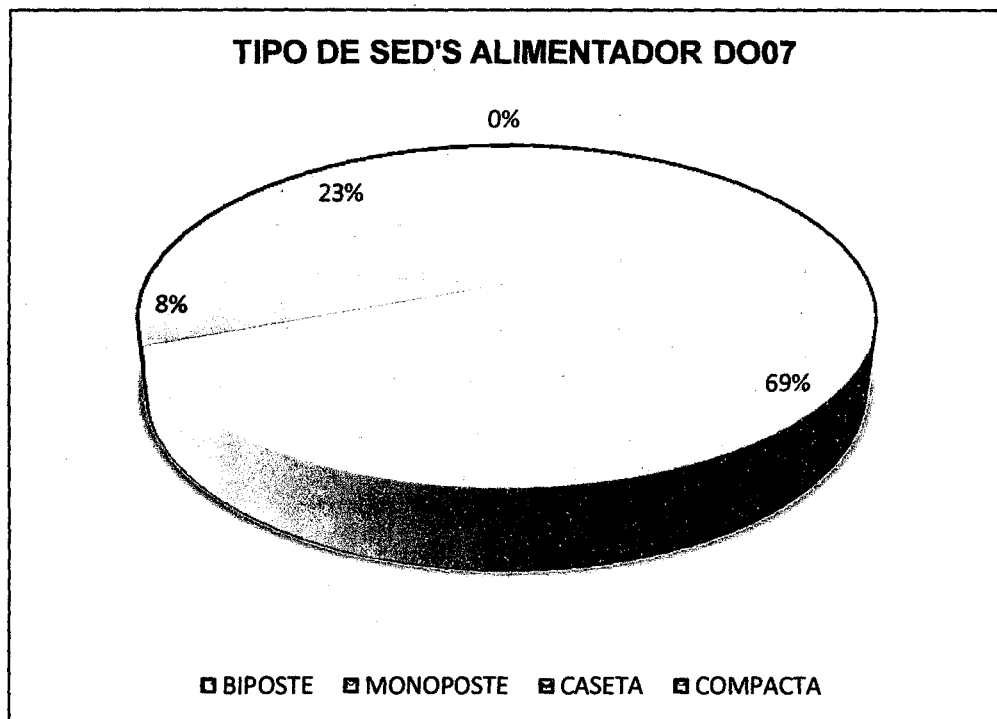
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.10



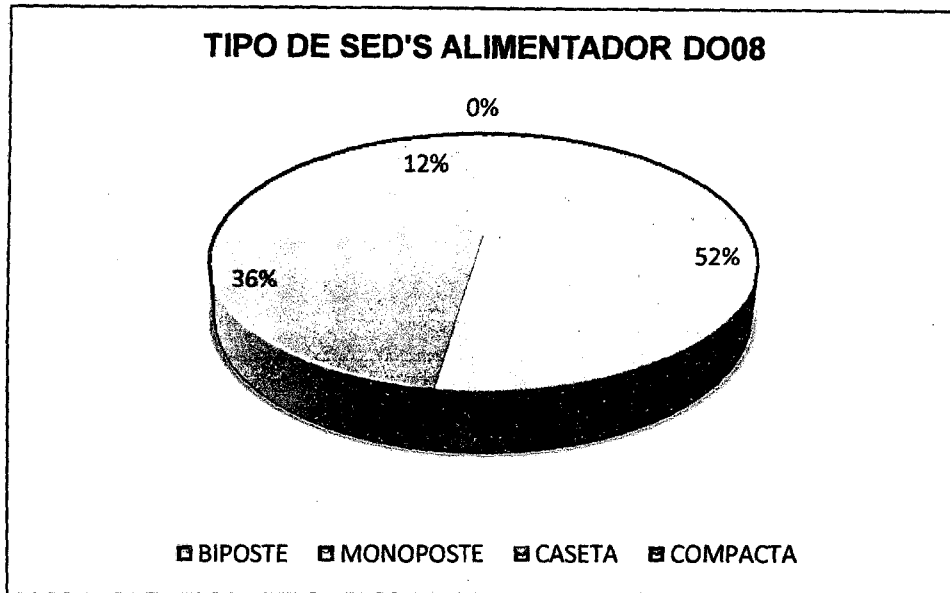
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.11



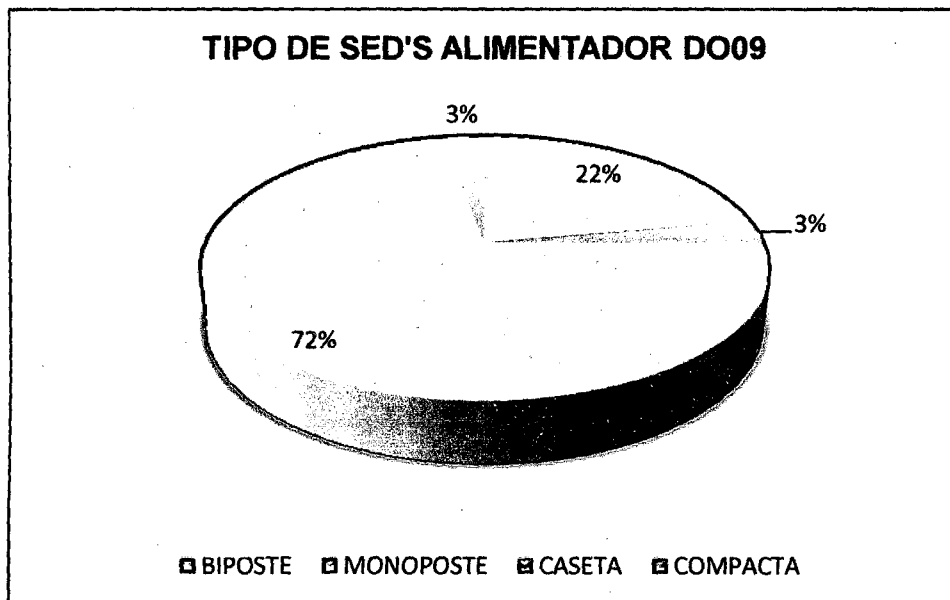
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.12



Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.13



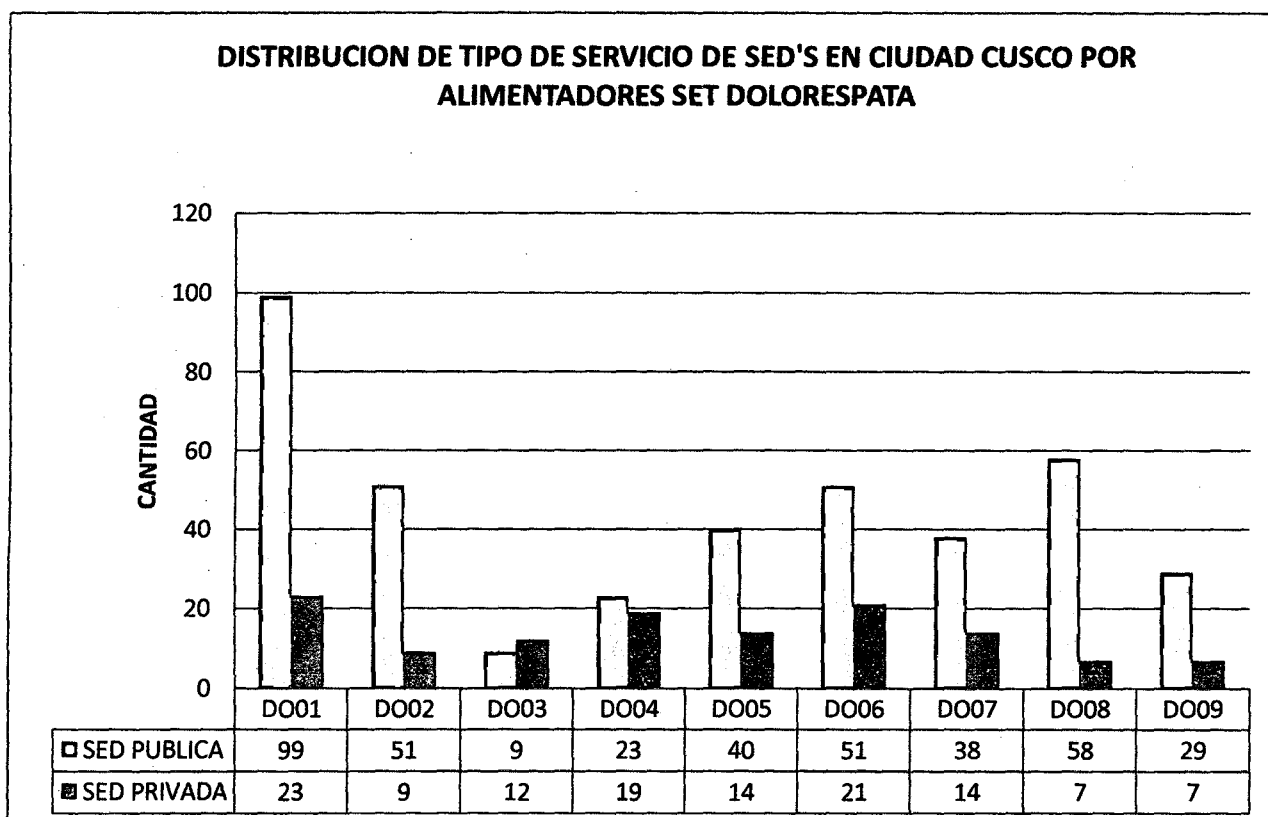
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

La mayor parte de las reconfiguraciones a corto plazo, se realizan en las subestaciones del tipo caseta, es así que los alimentadores que tienen, mayor cantidad de estas subestaciones, tienen mayor facilidad en las labores de restauración del servicio en el corto plazo, ante una eventual falla que se presente en las redes.

3.2.2. CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN EL TIPO DE SERVICIO.

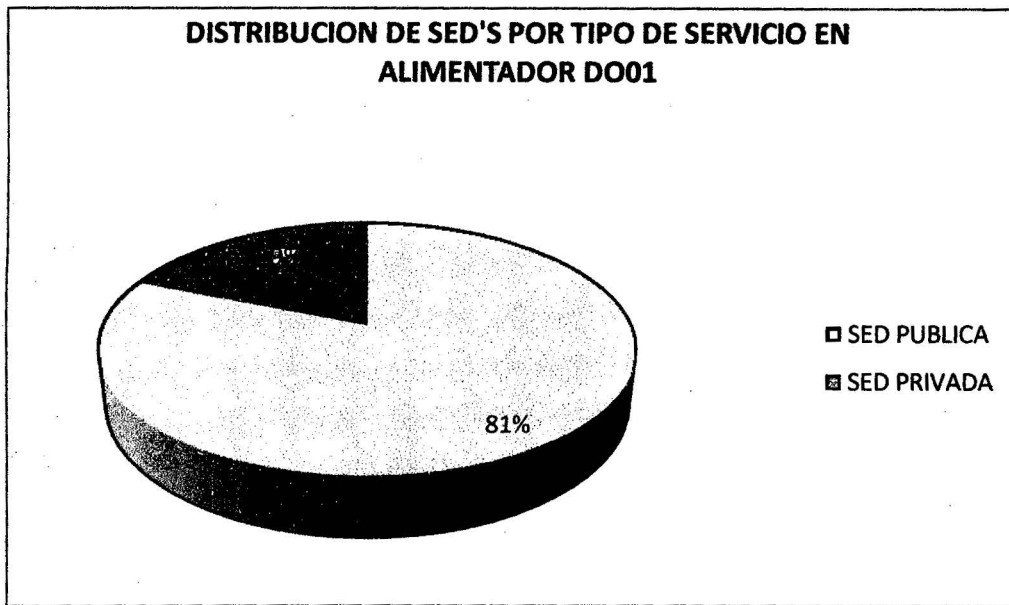
En los siguientes figuras se aprecia la distribución de subestaciones de distribución según el tipo de servicio (servicio público, servicio privado); en los alimentadores de la SET DOLORESPATA.

Figura N°3.14



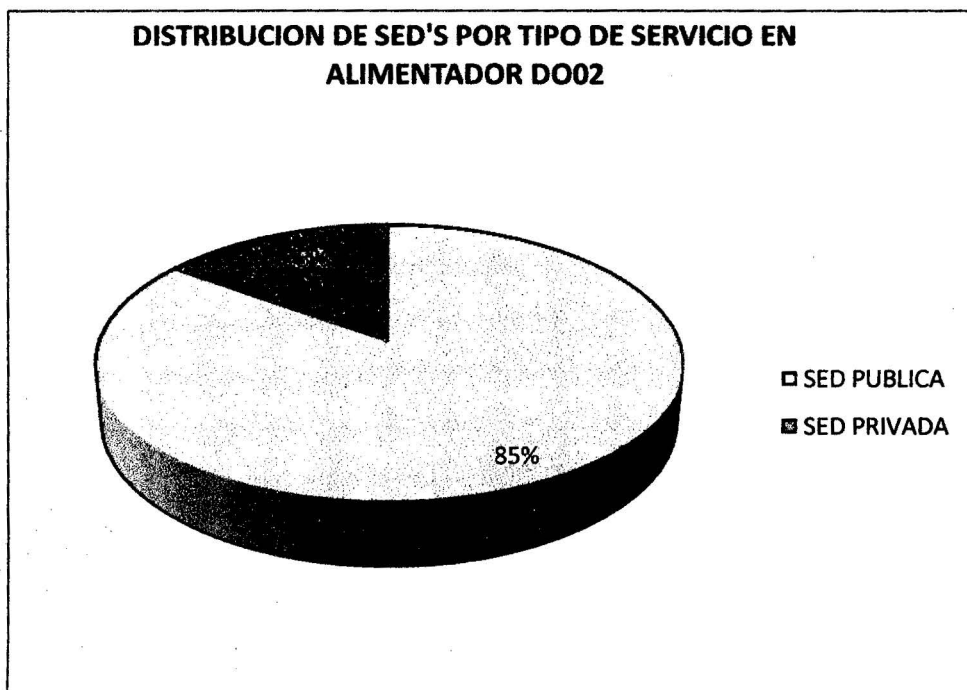
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.15



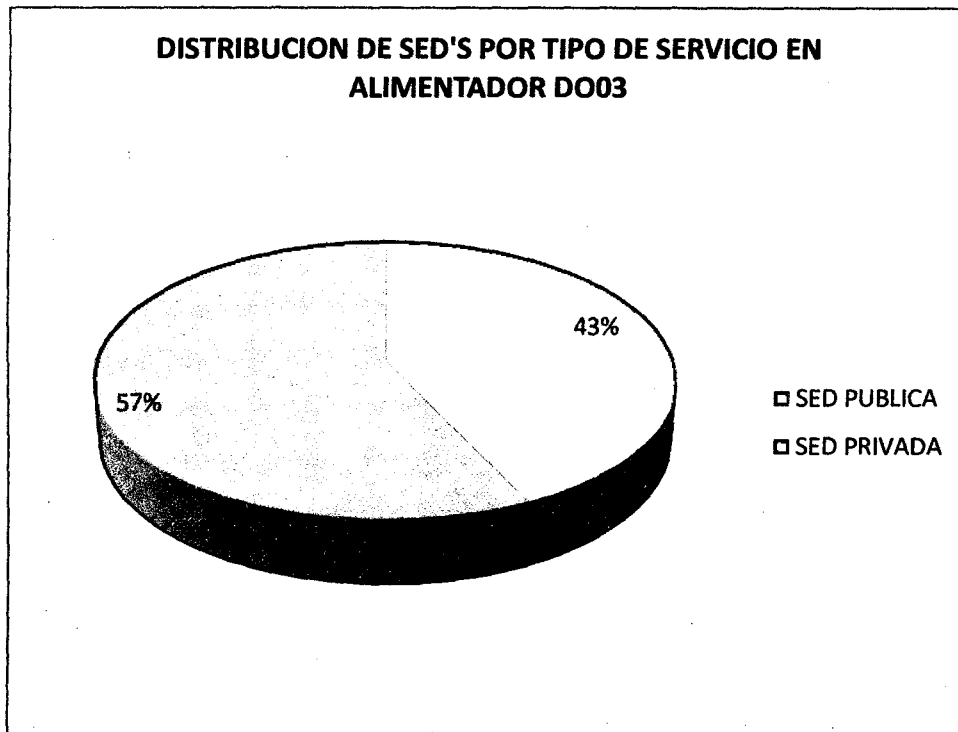
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.16



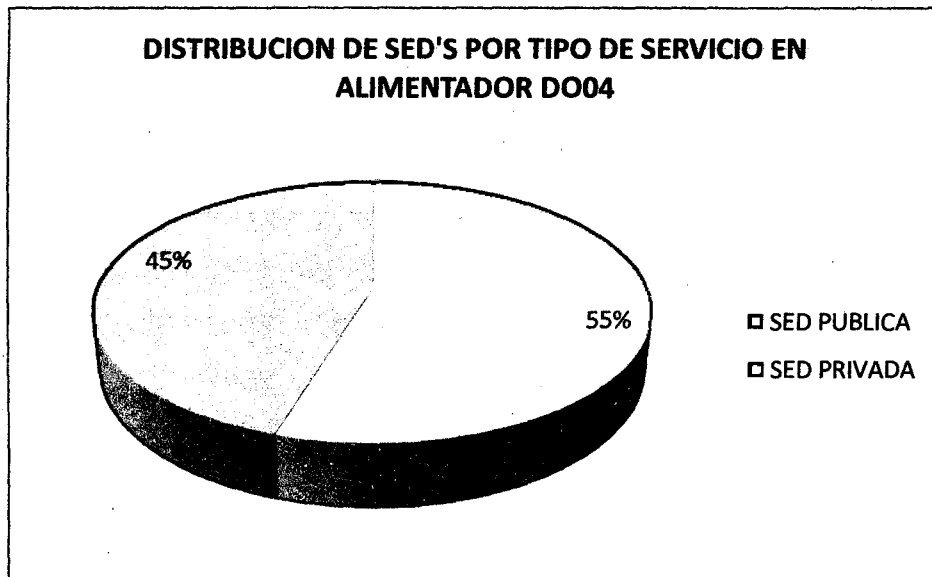
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.17



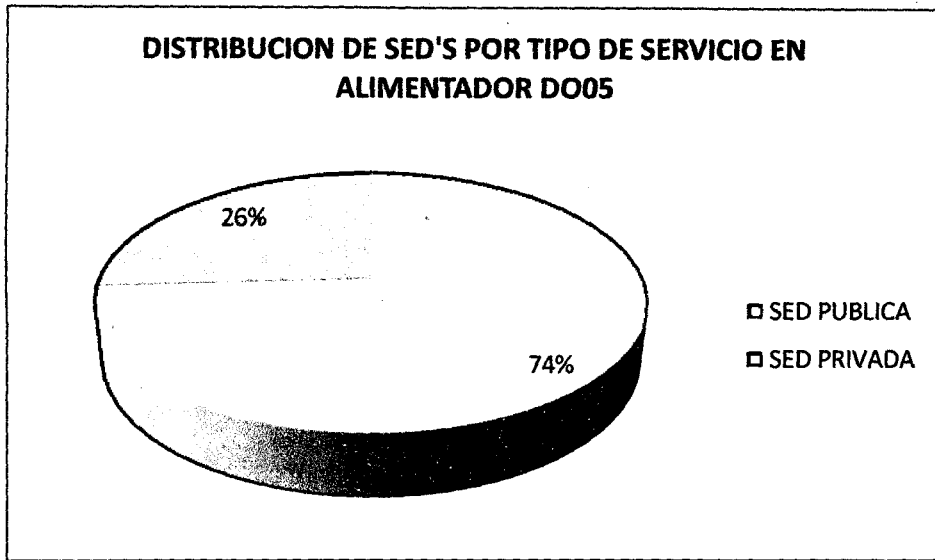
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.18



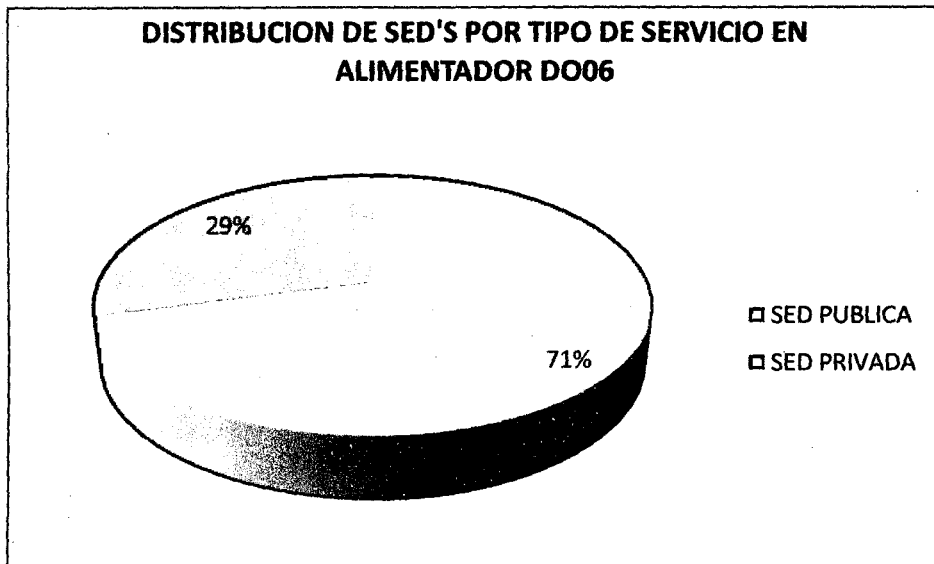
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.19



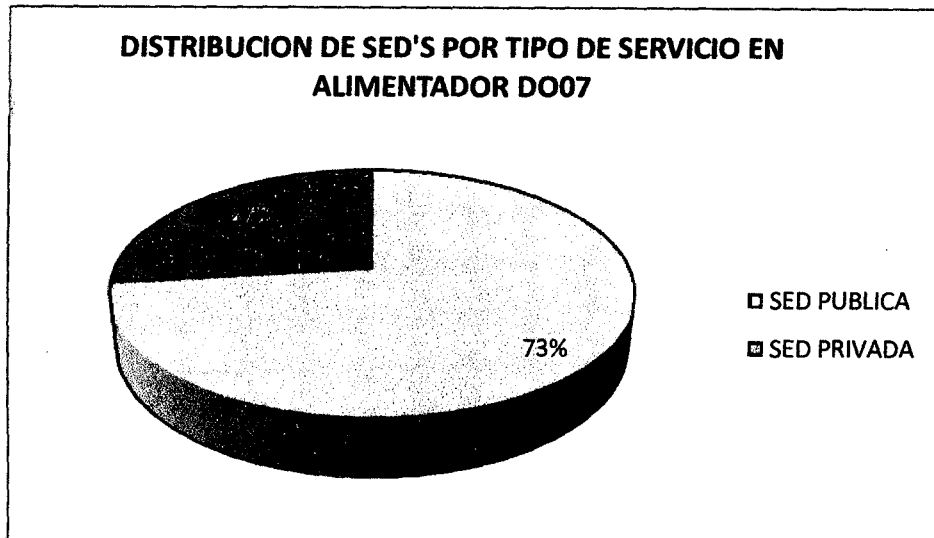
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.20



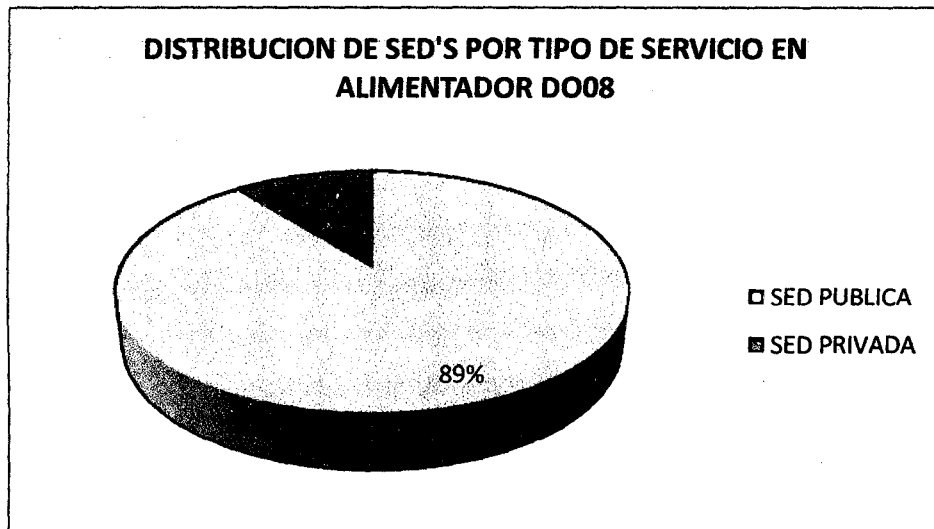
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.21



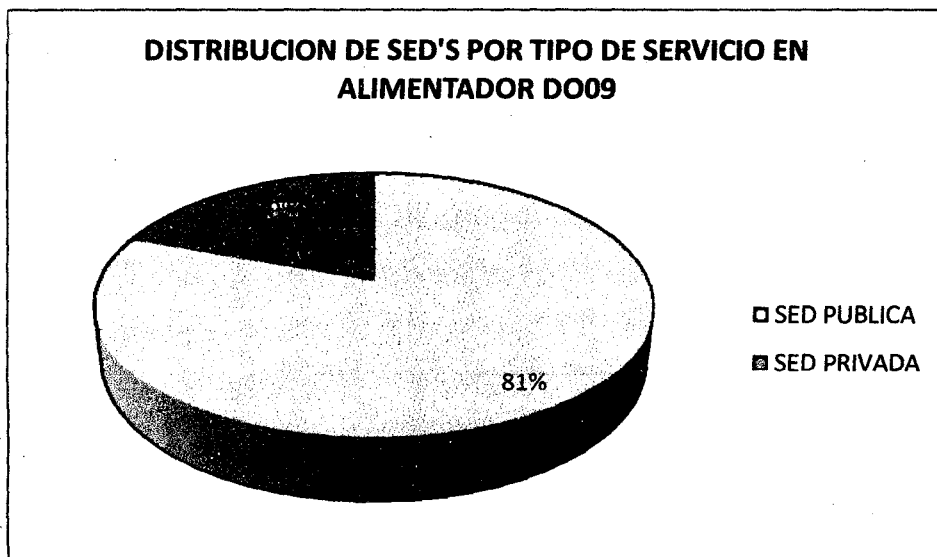
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.22



Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.23 (fuente ELSE)

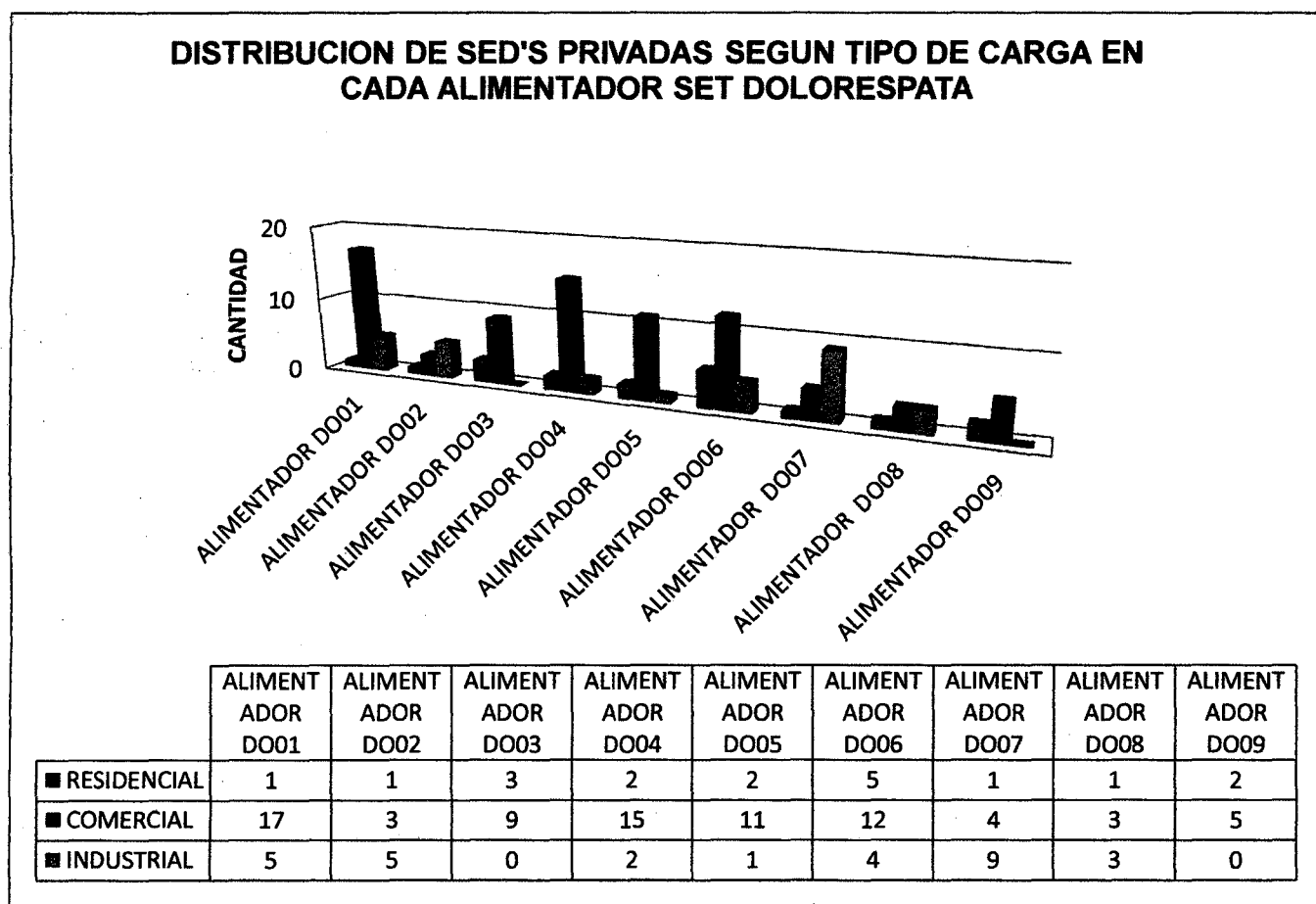


Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

3.2.3. CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO AL TIPO DE ACTIVIDAD EN LA QUE SE EMPLEA.

En la figura N°3.24 se puede apreciar la distribución de las subestaciones, en cada uno de los alimentadores; según la actividad principal en la que se emplea la energía.

Figura N°3.24

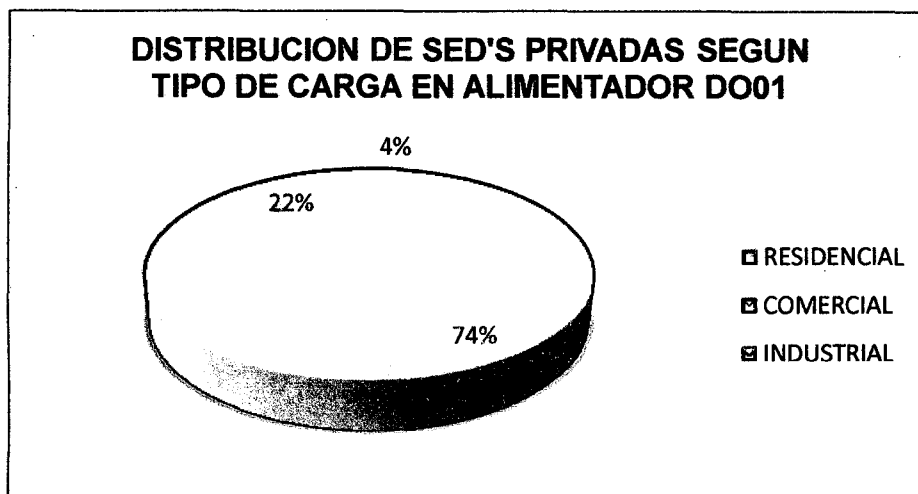


Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Se observa que el mayor consumo de energía eléctrica, se da en el sector comercial, esto para las cargas conectadas a la subestación de transformación de DOLORESPATA. Siendo la mayor demanda de energía en el alimentador DO07, para cargas del tipo industrial. En el alimentador DO06 la mayor demanda de energía se da para el sector comercial.

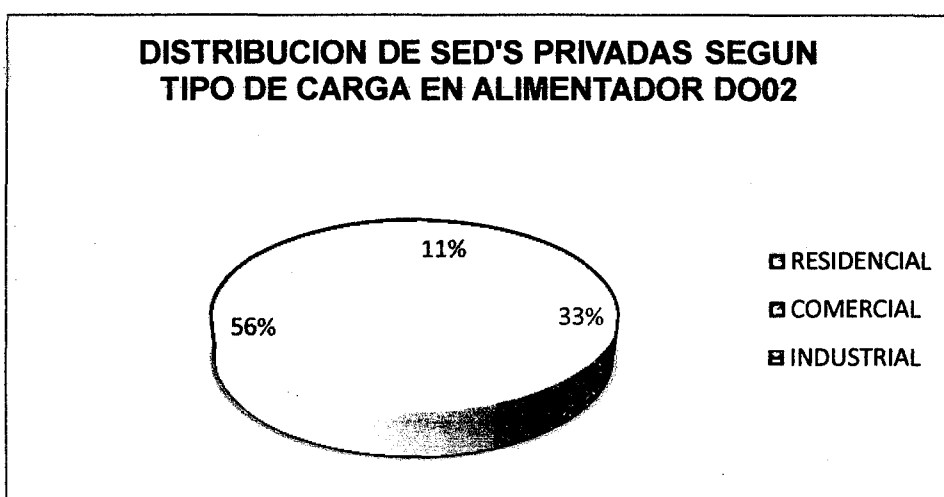
A continuación, el lector puede obtener sus propias conclusiones de las figuras N° 3.25 a la figura N° 3.33.

Figura N°3.25



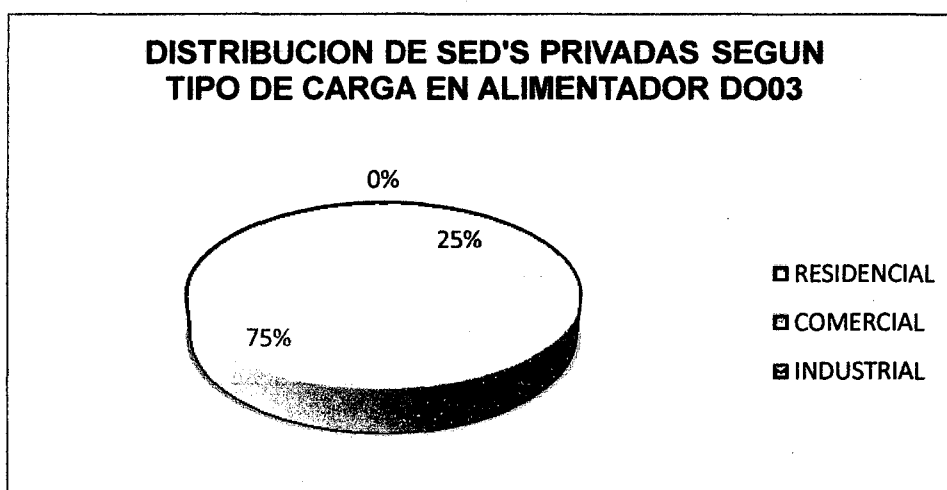
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.26



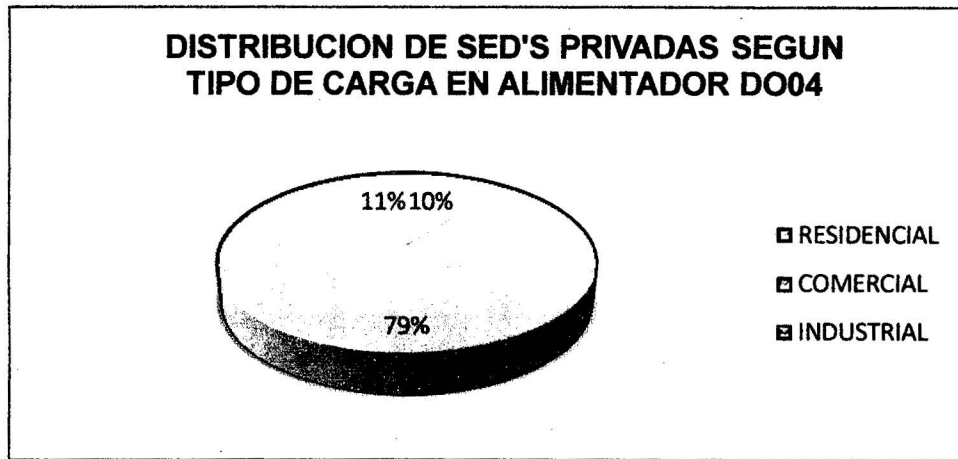
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.27



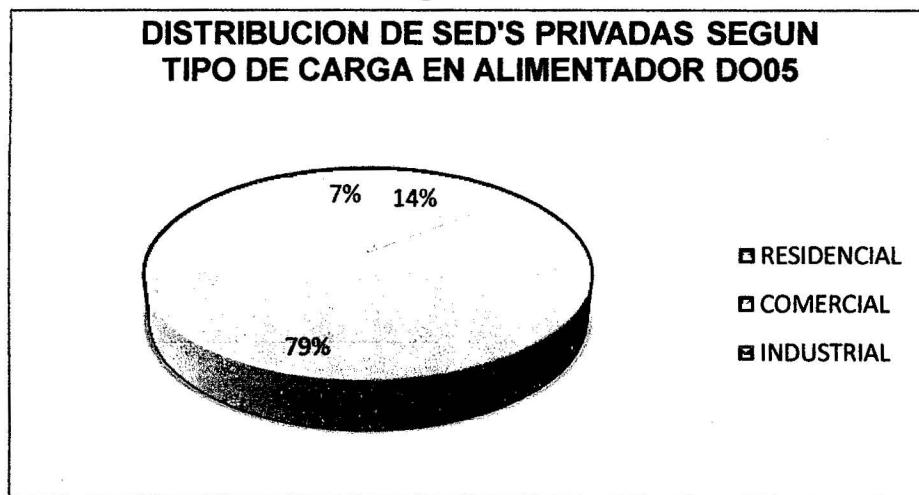
Fuente base de datos GIS-2012 ELSE

Figura N°3.28



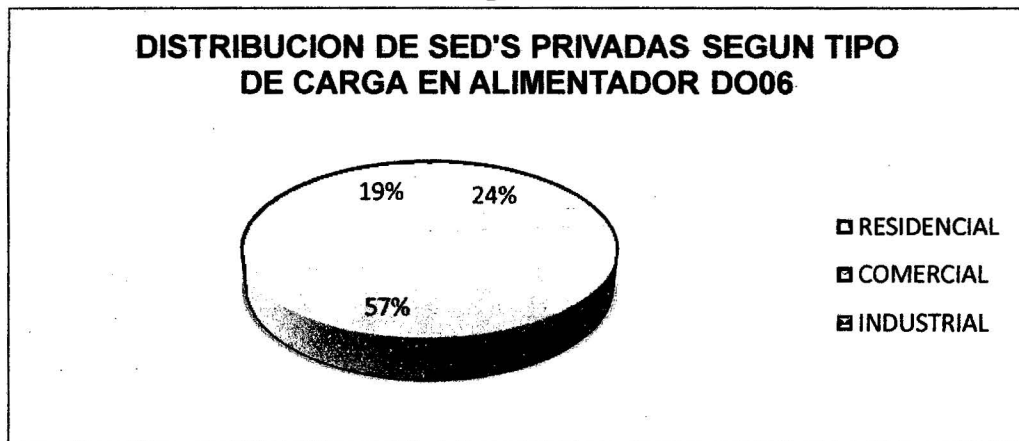
Fuente base de datos GIS-2012

Figura N°3.29



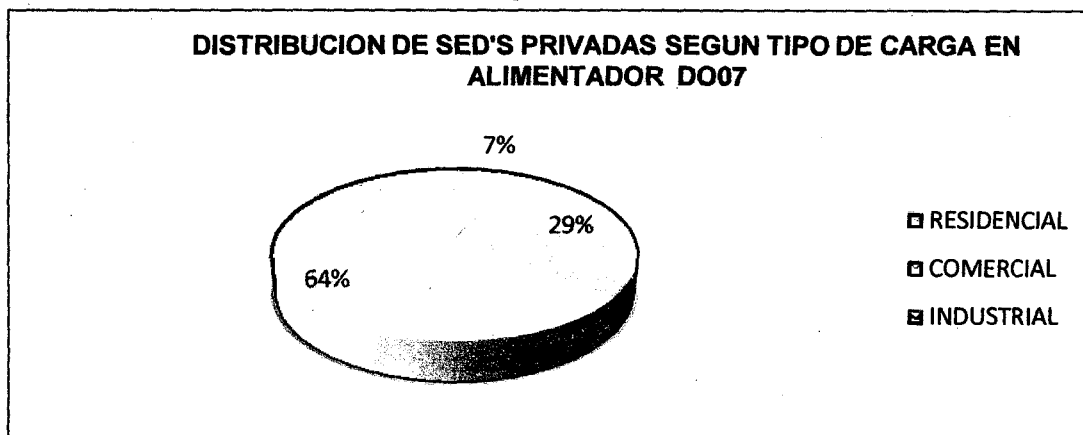
Fuente base de datos GIS-2012

Figura N°3.30



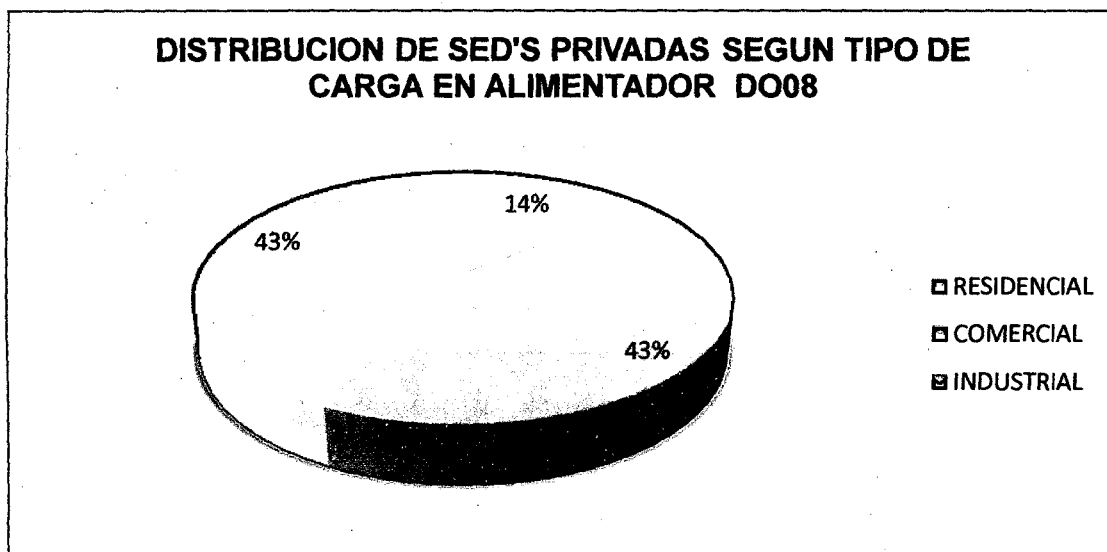
Fuente base de datos GIS-2012

Figura N°3.31



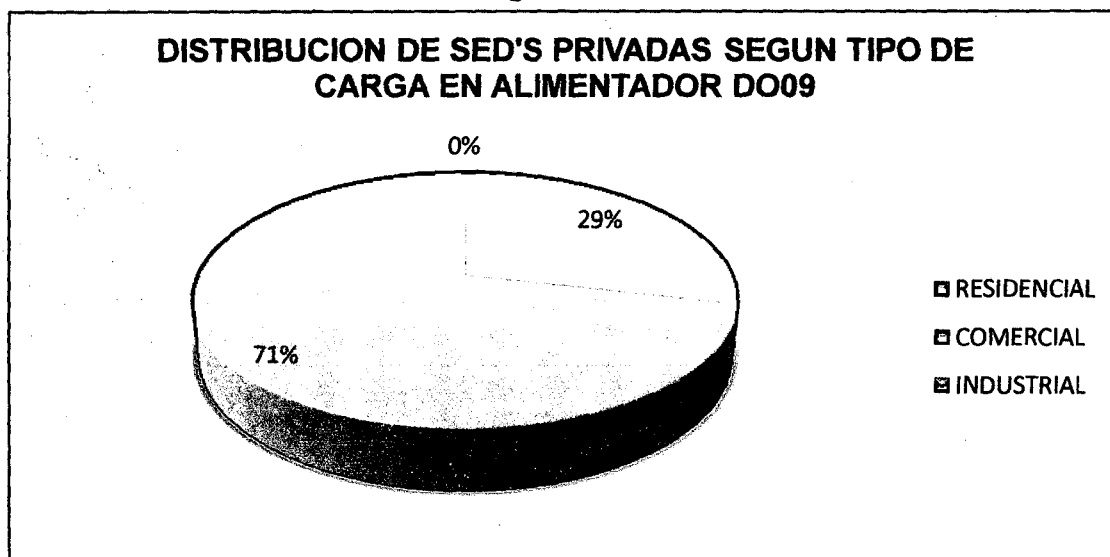
Fuente base de datos GIS-2012

Figura N°3.32



Fuente base de datos GIS-2012

Figura N°3.33

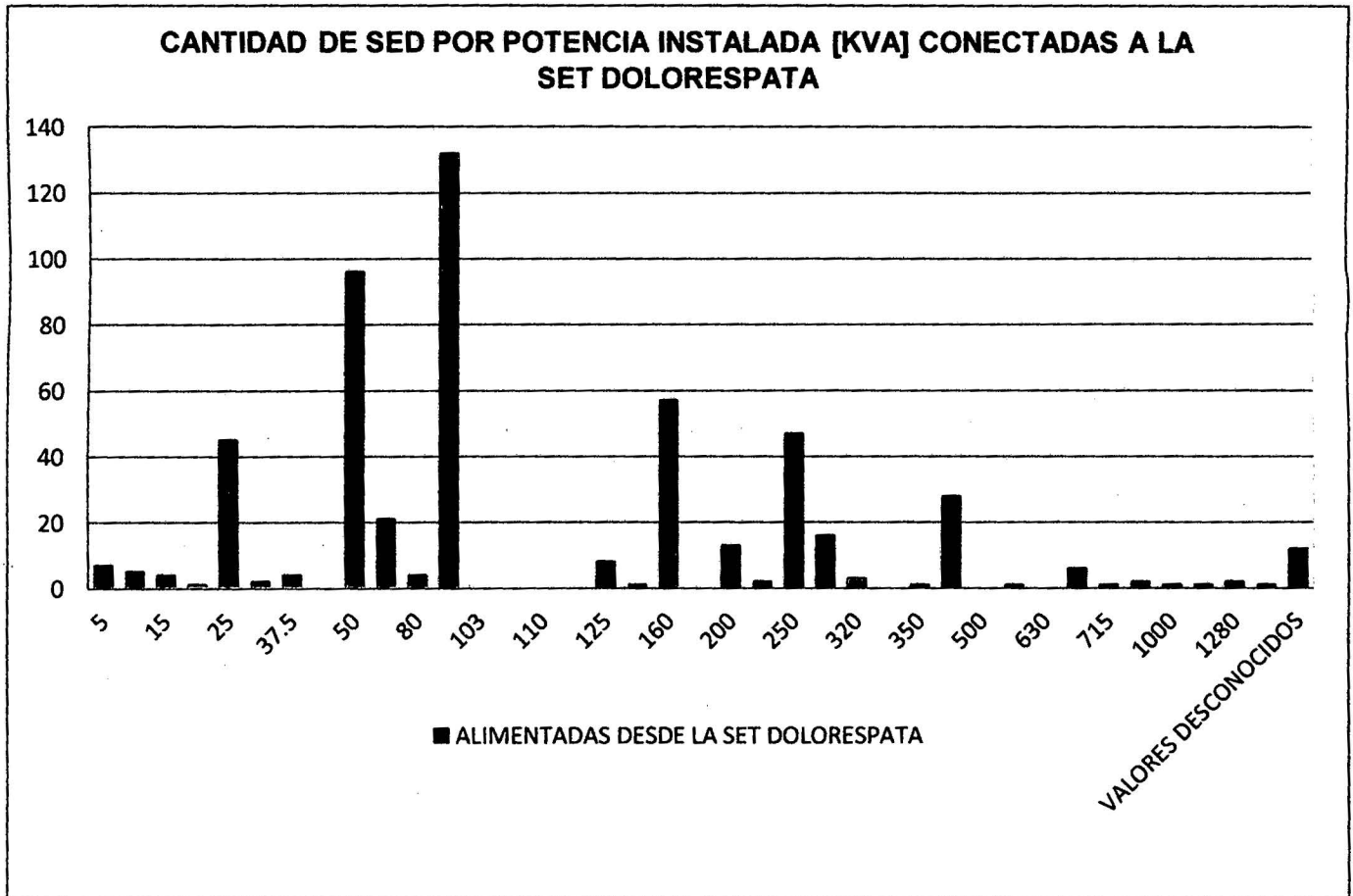


Fuente base de datos GIS-2012

3.2.4. CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN LA POTENCIA.

En la figura N°3.34, se observa la distribución del total de subestaciones instaladas en el alimentador de Dolorespata, seleccionados según la potencia instalada de cada una de las subestaciones; siendo la potencia nominal de 100kVA, la potencia de mayor aplicación.

Figura N°3.34



Fuente base de datos GIS-2012

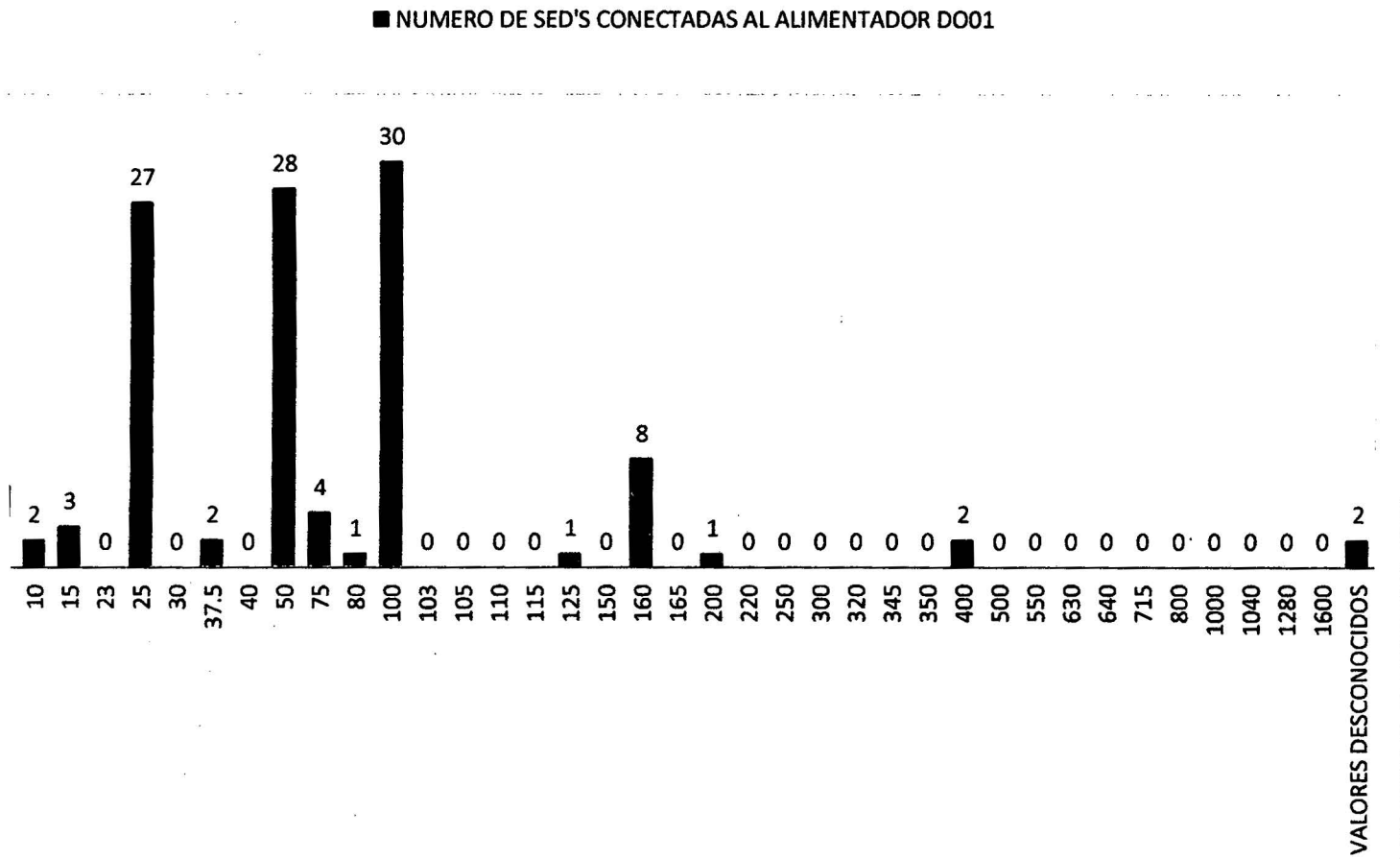
3.2.5. TIPOS DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS QUE SE UTILIZAN EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SET DOLORESPATA.

ALIMENTADOR DO01

La figura N°3.36 del alimentador DO01, muestra que la potencia nominal de 100kVA es la más común entre todas, en segundo lugar se encuentra la de 50kVA y en tercer lugar la de 25 kVA, en su mayoría este tipo de potencias es usado para cargas residenciales y comerciales.

Figura N° 3.36

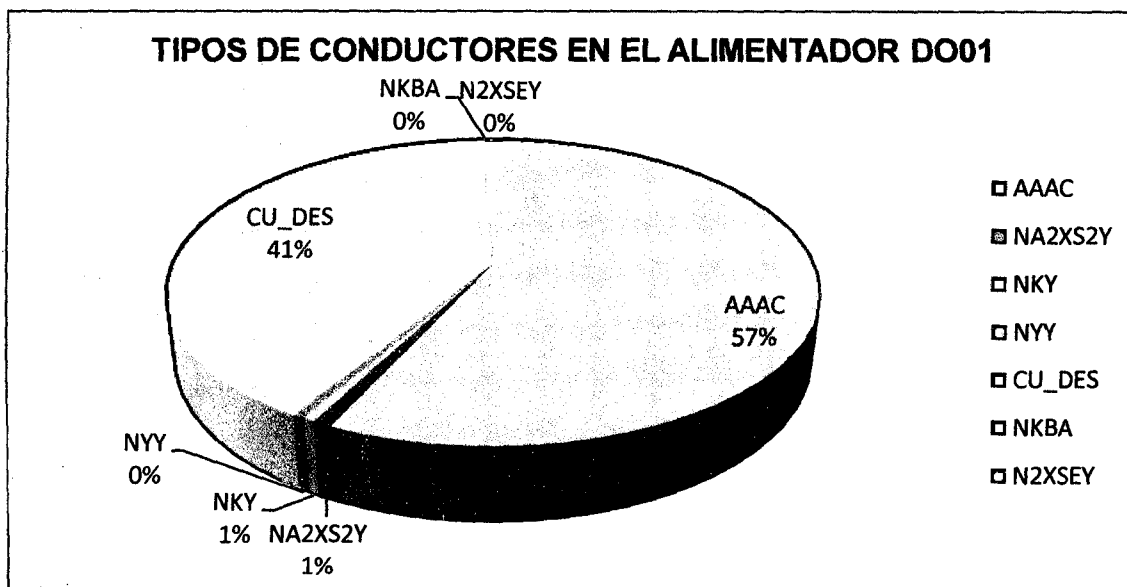
NUMERO DE SED'S POR POTENCIA INSTALADA [kVA] CONECTADAS AL ALIMENTADOR DO01



Fuente base de datos GIS-2012

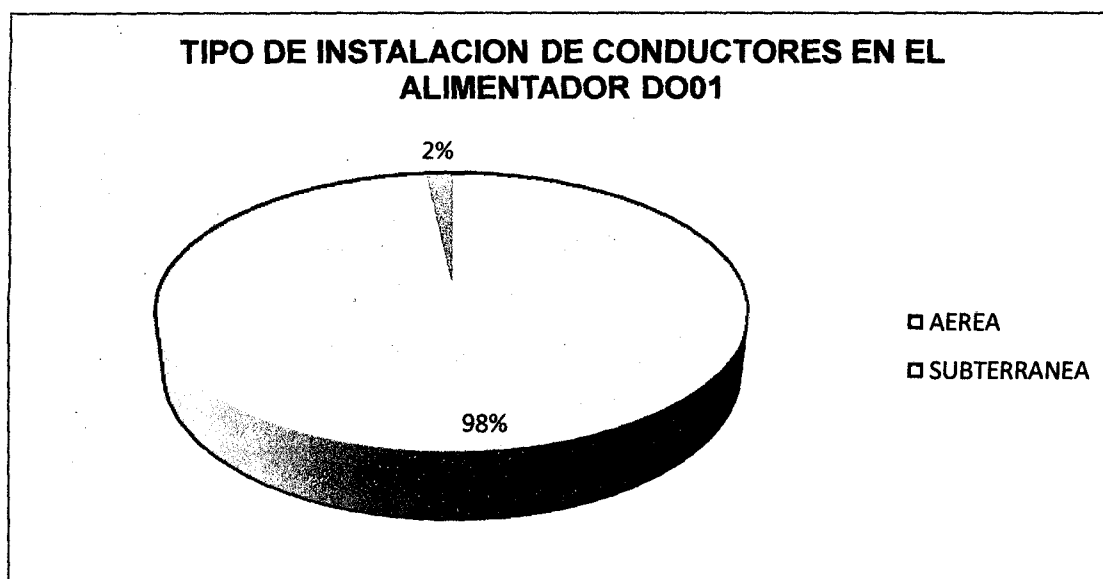
Así también en la figura N° 3.37; se observa que los conductores de mayor uso en las redes del DO01 son AAAC, CU_DES, y esto se complementa con la figura N° 3.38 que muestran que en mayor parte, el tendido de las redes del alimentador DO01 es del tipo aéreo.

Figura N° 3.37



Fuente base de datos GIS-2012

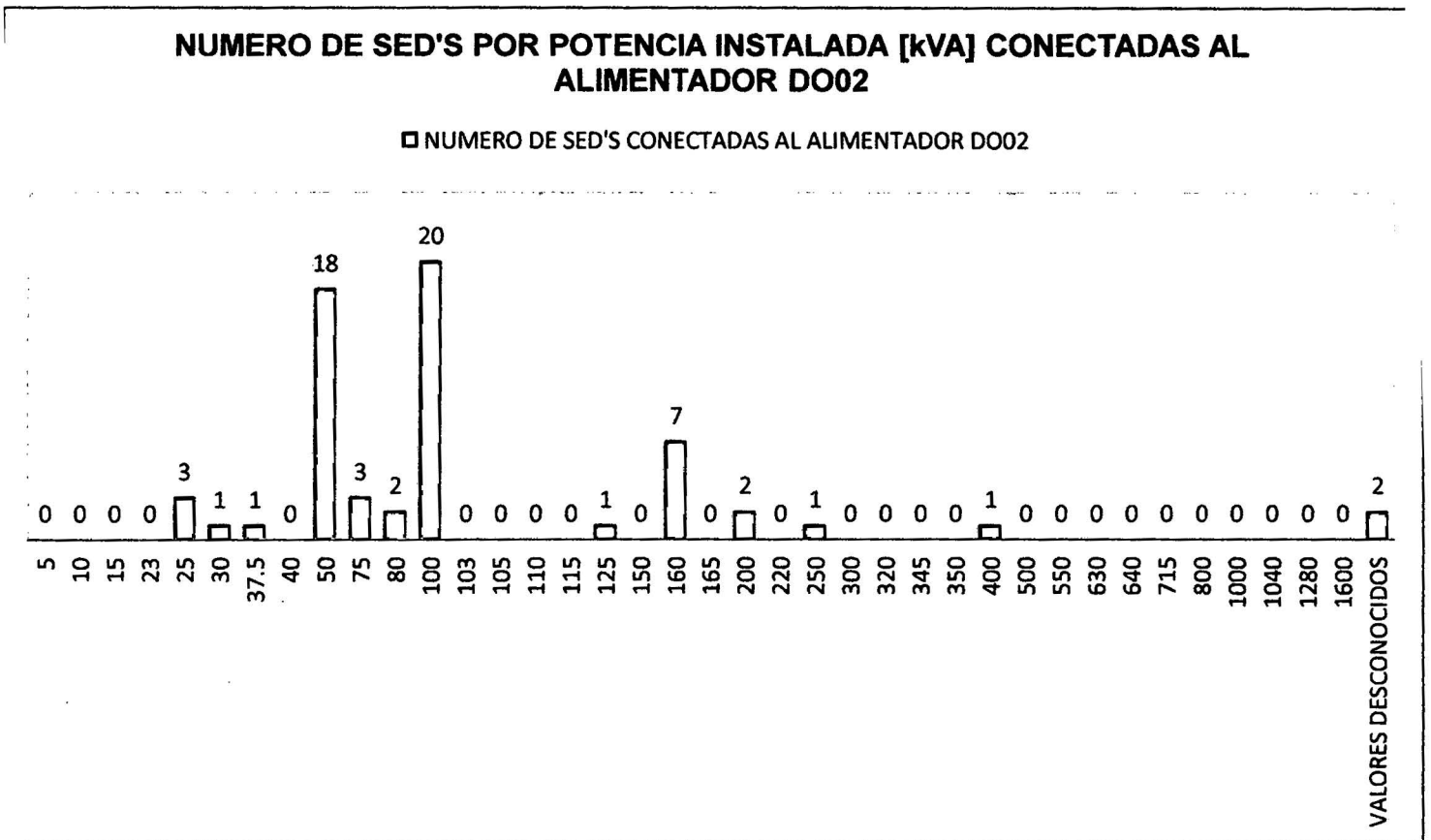
Figura N° 3.38



Fuente base de datos GIS-2012

ALIMENTADOR DO02

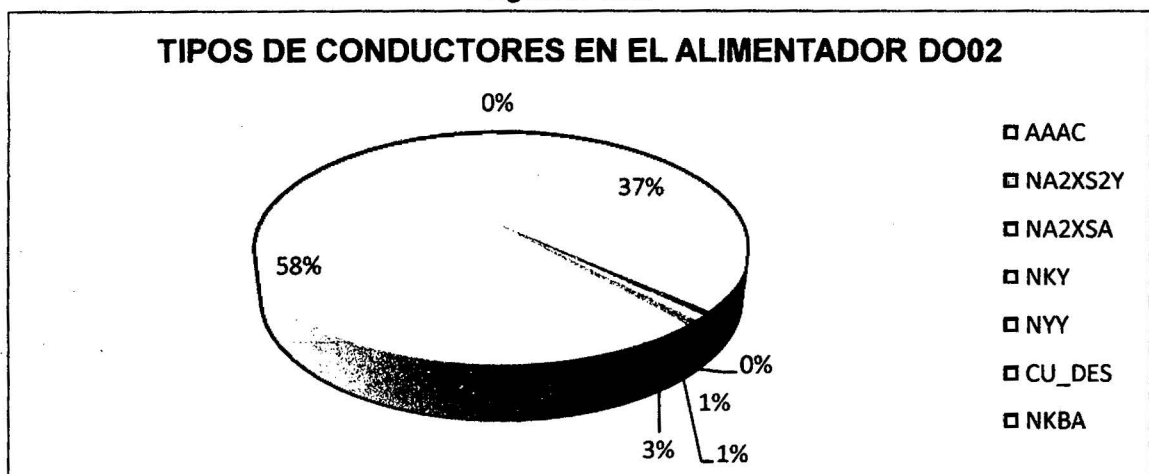
Figura N° 3.39



Fuente base de datos GIS-2012

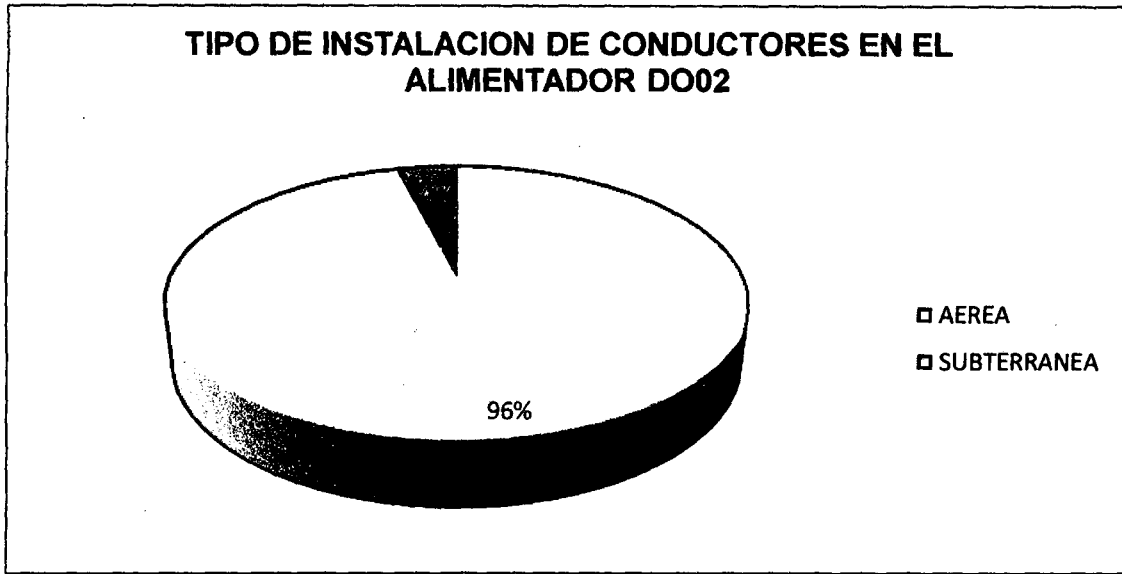
El conductor de CU_DES seguido del AAAC son los materiales que más se usan en la red de distribución, el tendido es del tipo aéreo, y aumenta la proporción de conductor subterráneo utilizado en este alimentador con respecto al alimentador DO01.

Figura N° 3.40



Fuente base de datos GIS-2012

Figura N° 3.41

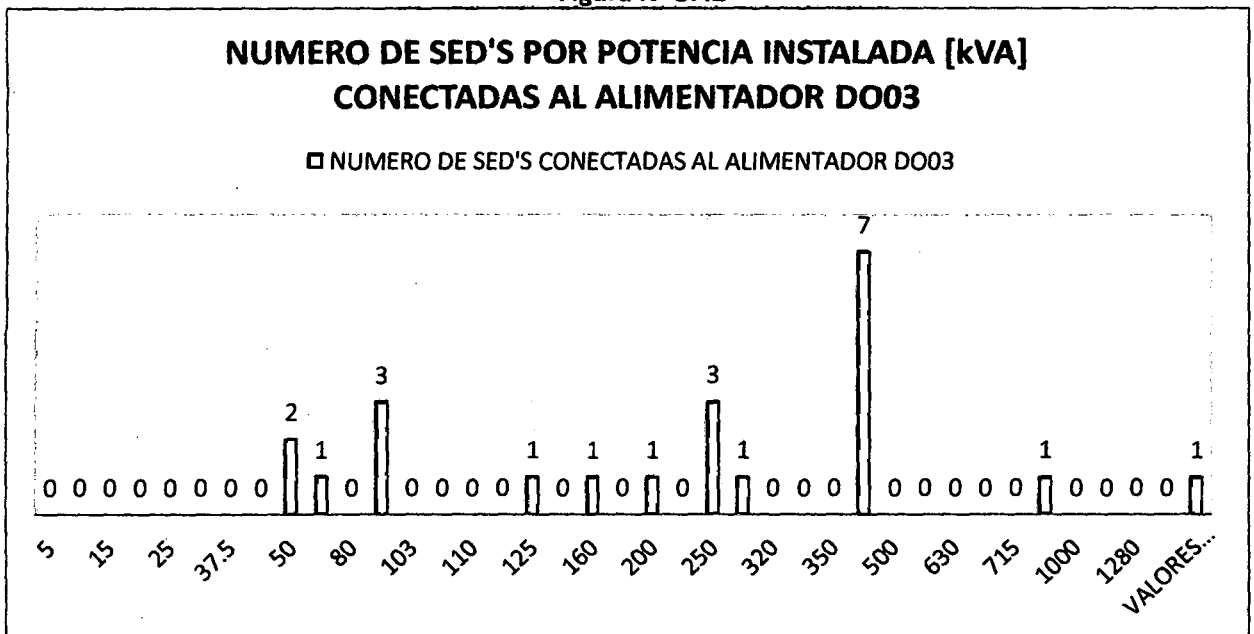


Fuente base de datos GIS-2012

ALIMENTADOR DO03

En el alimentador DO03 se observa, que el tipo de instalación de las SED'S es del tipo caseta, y por tener este tipo de instalación, la potencia nominal de las subestaciones son de 400kVA, al tener mayor cantidad de subestaciones del tipo caseta; este alimentador tienen mayores facilidades para que se restaure el servicio de energía, y esto también se explica por la naturaleza de las cargas a las que abastece de energía, como son bancos, hoteles del centro de la ciudad y principales centro comerciales turísticos de nuestra ciudad.

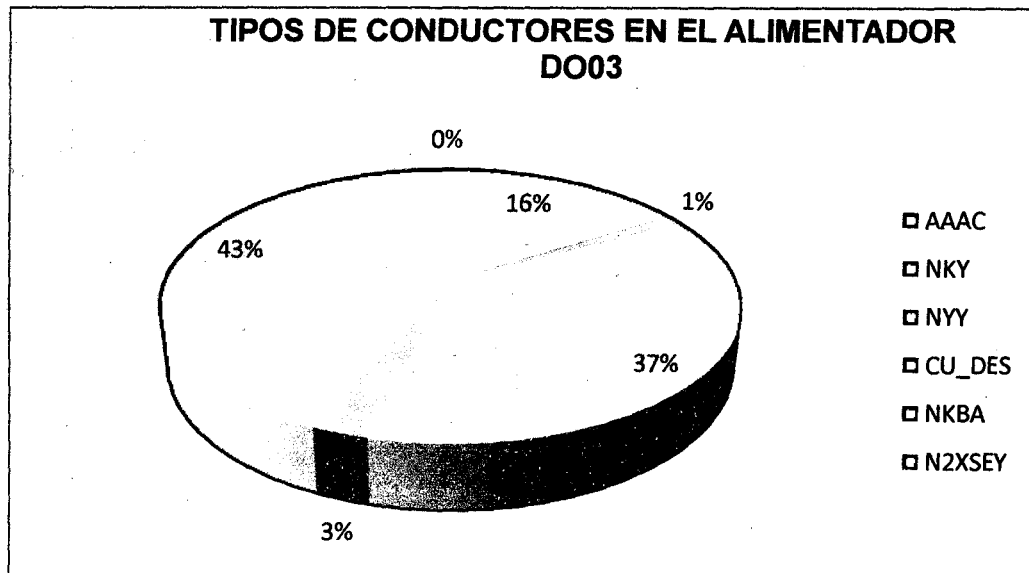
Figura N° 3.42



Fuente base de datos GIS-2012

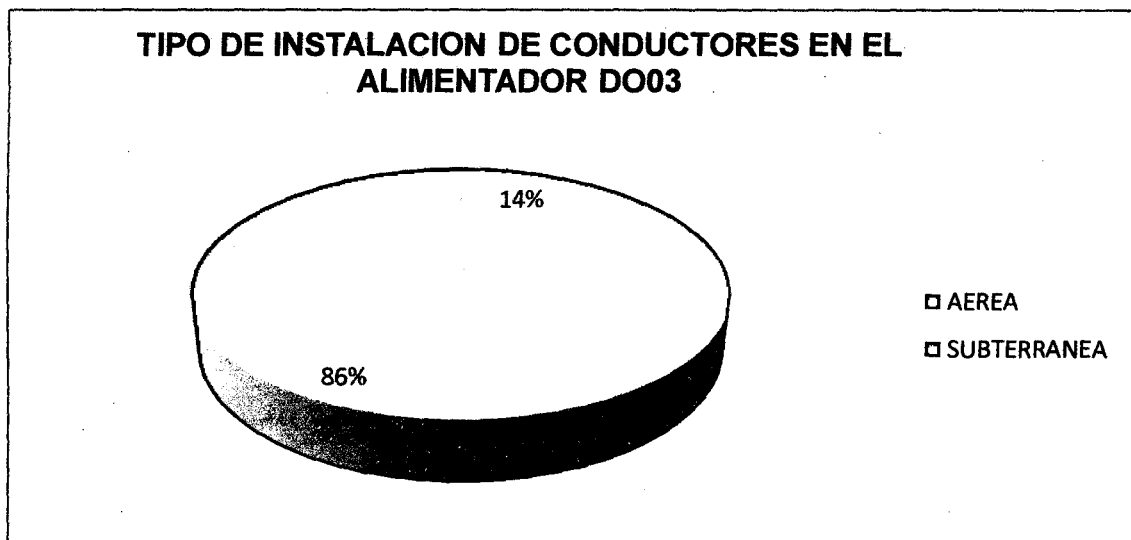
En cuanto a tipo de conductores que se utilizan en las redes, los conductores que tienen mayor aplicación en este alimentador son los NYY, NKBA y en tercer lugar por un pequeño porcentaje de AAAC, que se utiliza a la salida de la subestación de transformación de dolorespata. En su mayoría el tendido es del tipo subterráneo.

Figura N° 3.43



Fuente base de datos GIS-2012

Figura N° 3.44



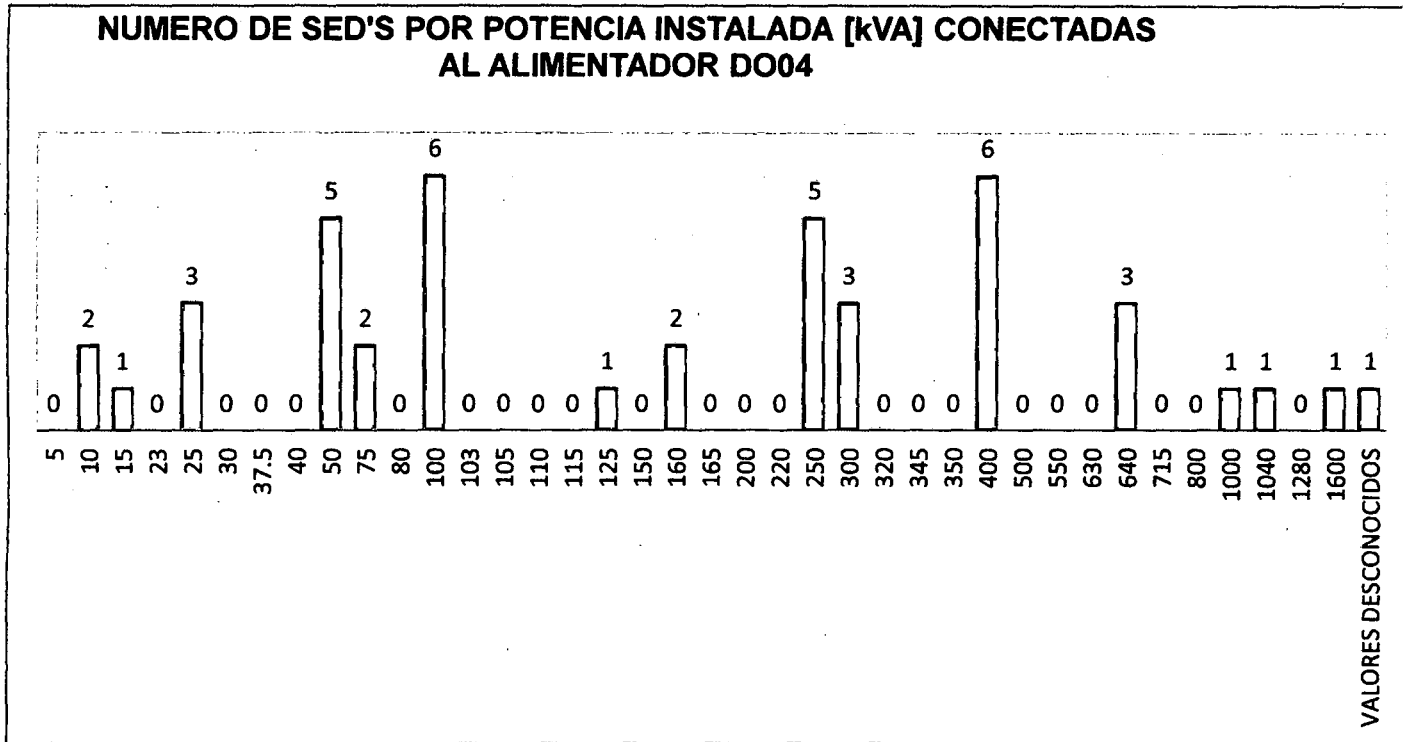
Fuente base de datos GIS-2012

ALIMENTADOR DO04

En el alimentador DO04 al igual que en el DO03, se encuentra que predominan las SED'S del tipo caseta; en menor porcentaje que el alimentador DO03. Esto muestra que se tiene, mayor posibilidad de

ser alimentado por distintos tramos de la red. En el DO04 se encuentra potencias instaladas de 400kVA y 100kVA entre las de mayor uso; esto muestra, que las cargas con mayor potencia instalada son cargas muy importantes lo cual aporta en la toma decisiones del operador.

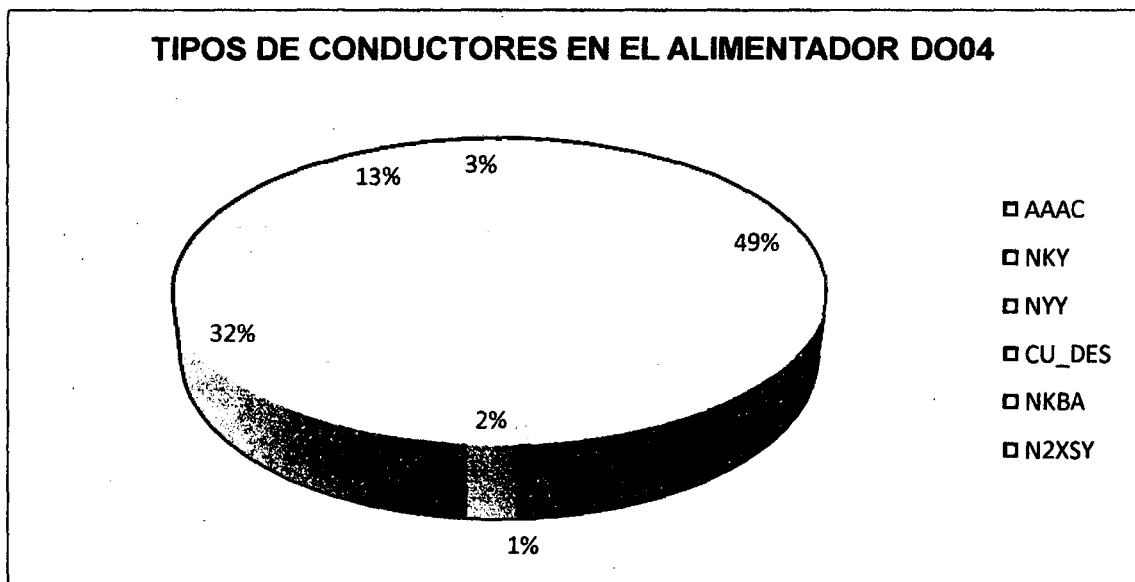
Figura N° 3.45



Fuente base de datos GIS-2012

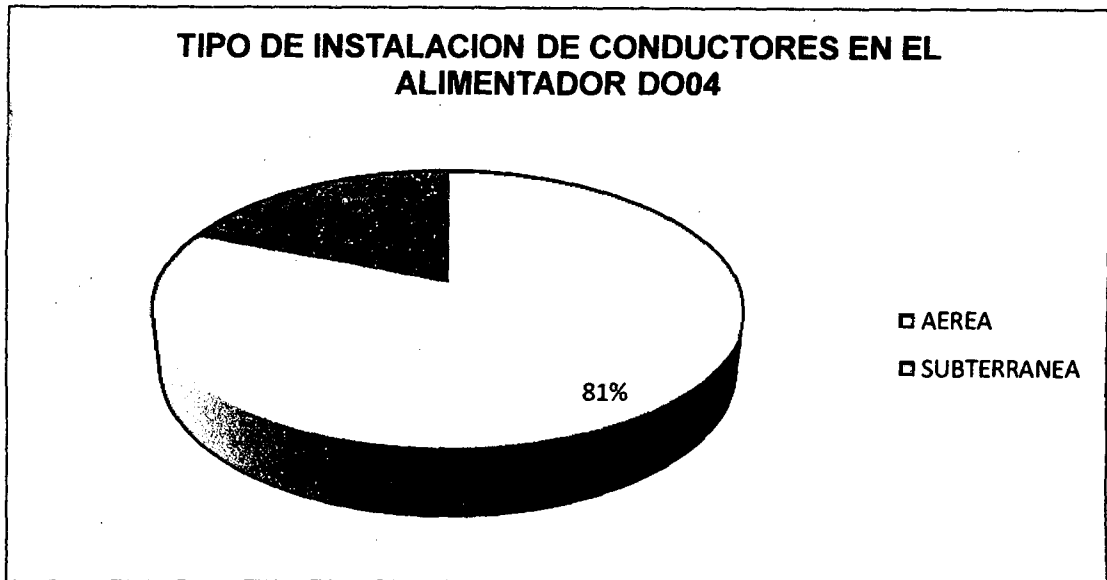
En cuanto al tipo de conductor que utiliza las redes, en primer lugar el AAAC, seguido de CU_DES y en tercer lugar el NKBA, las instalaciones son en su mayoría del tipo aéreo.

Figura N° 3.46



Fuente base de datos GIS-2012

Figura N° 3.47

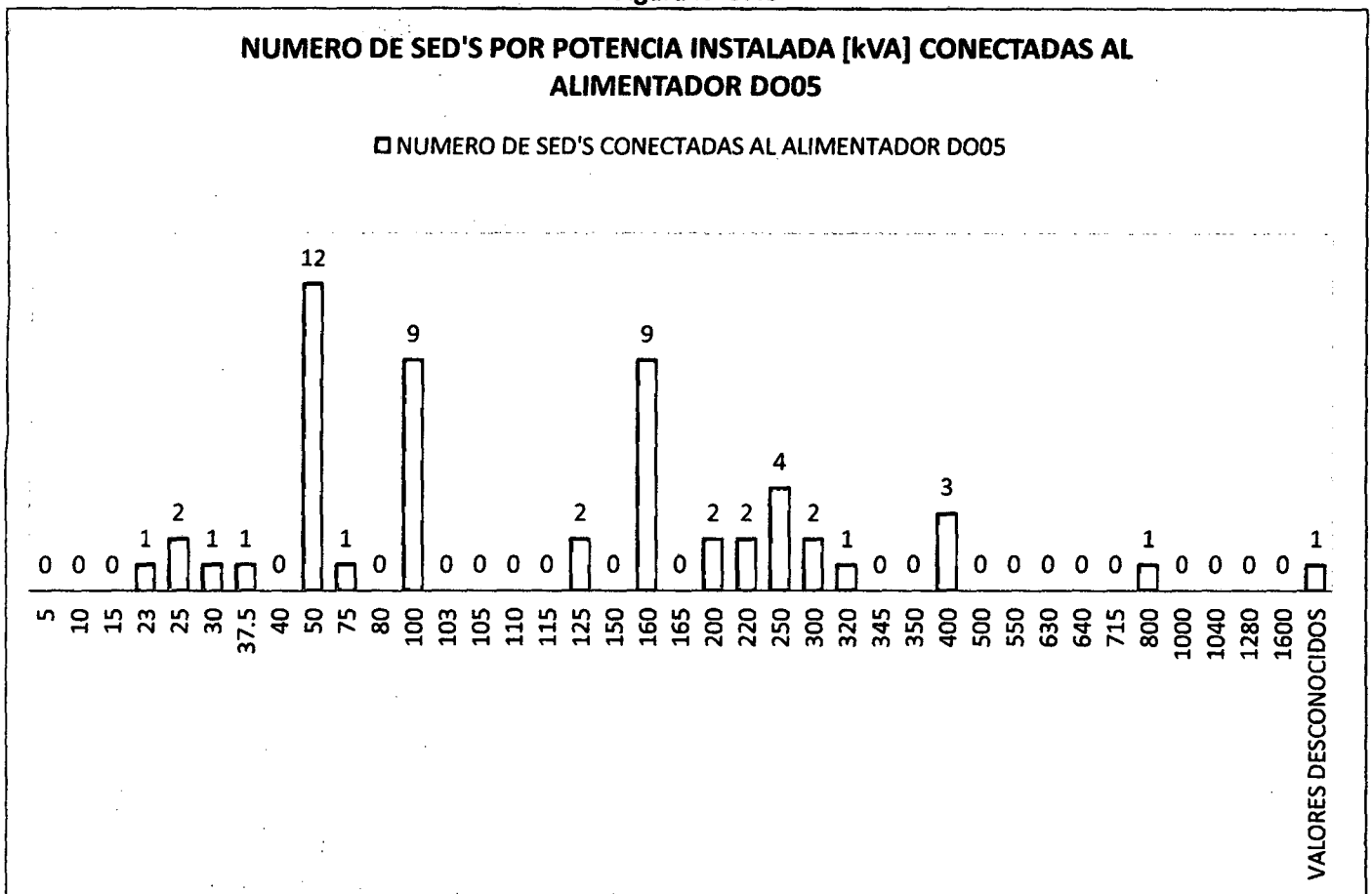


Fuente base de datos GIS-2012

ALIMENTADOR DO05

En el alimentador DO05 existen cargas con potencia nominal elevadas, esto muestra que son cargas importantes, que además se presentan en mayor cantidad. Esta es una consideración, relevante en el proceso de restauración de servicio en caso de falla, y posterior reconfiguración.

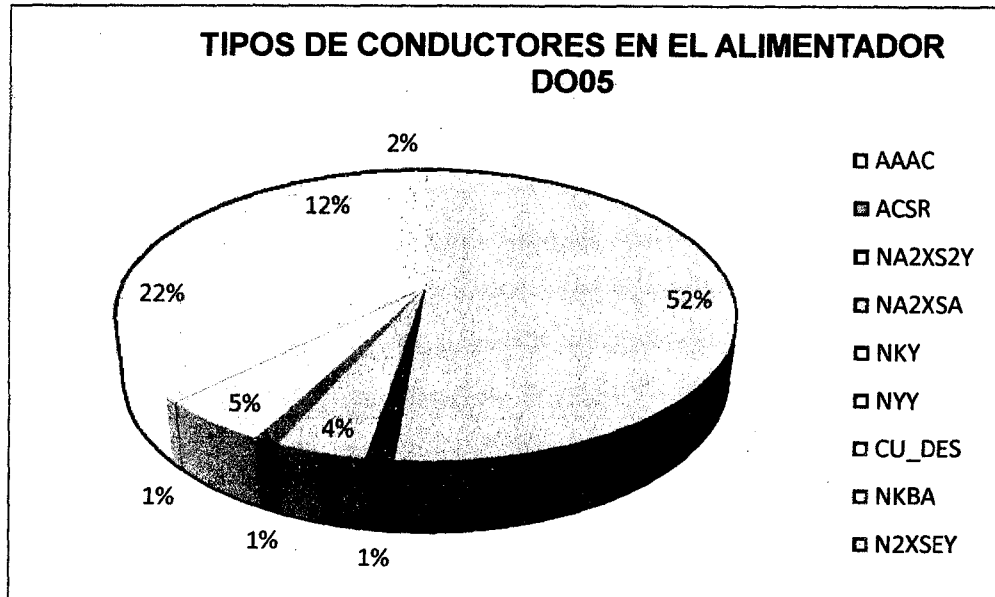
Figura N° 3.48



Fuente base de datos GIS-2012

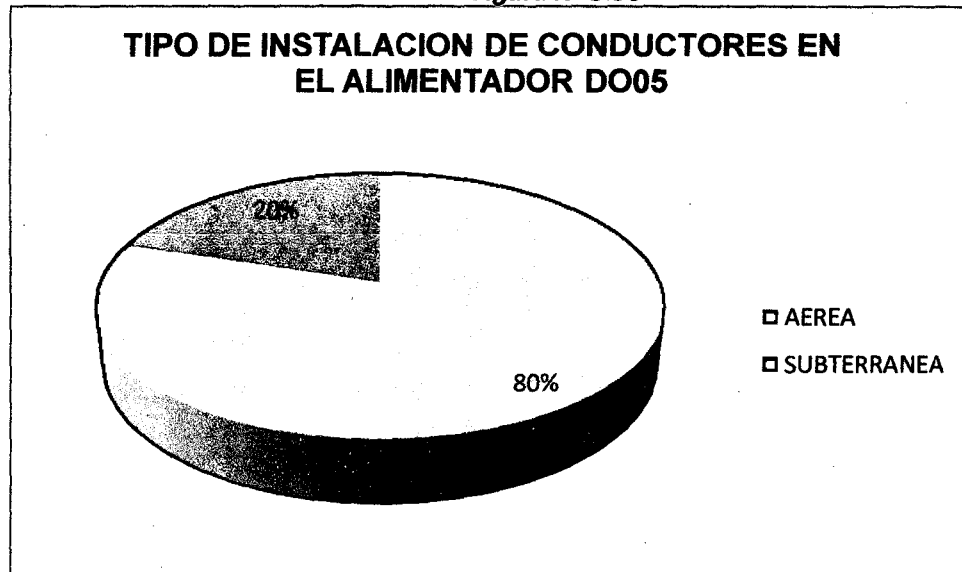
Los conductores de mayor uso en el alimentador DO05 son el AAAC, seguido de CU_DES, y NKBA, el tendido de las redes en mayor parte aéreo.

Figura N° 3.49



Fuente base de datos GIS-2012

Figura N° 3.50

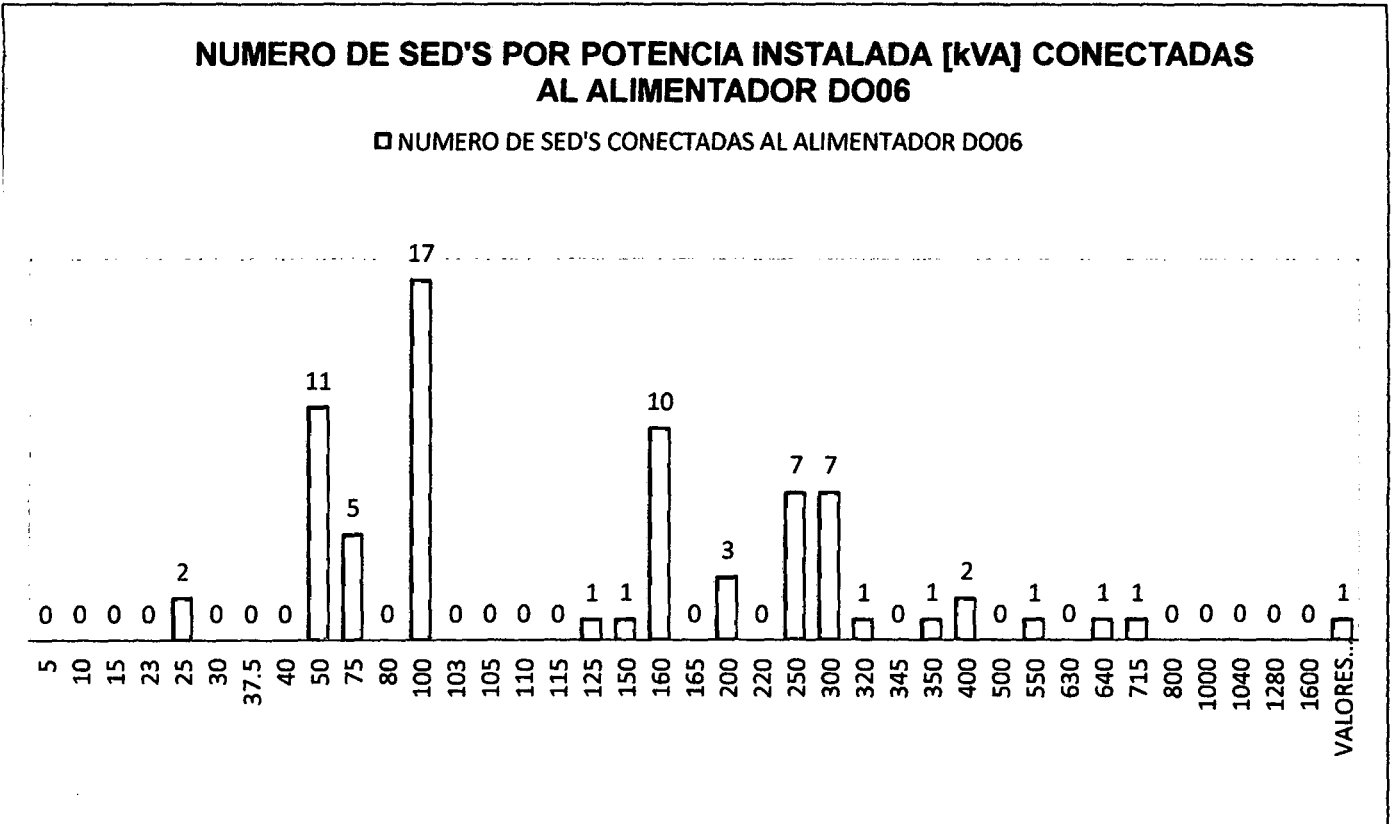


Fuente base de datos GIS-2012

ALIMENTADOR DO06

En el alimentador DO06 se ve la comparación del DO05, el porcentaje de SED'S del tipo compacta va aumentando. En el alimentador DO06 se observa que las SED'S más usuales son las de potencias instaladas de 100kVA, 50kVA y 160kVA.

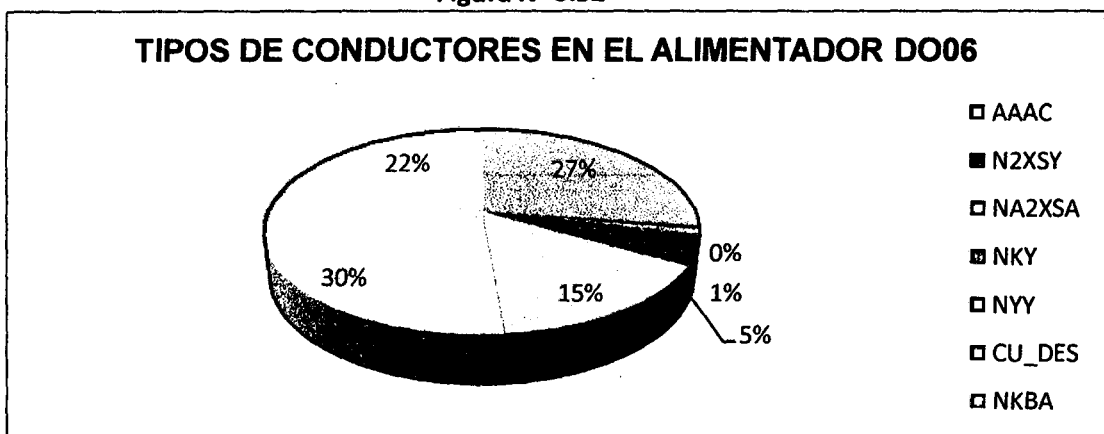
Figura N° 3.51



Fuente base de datos GIS-2012

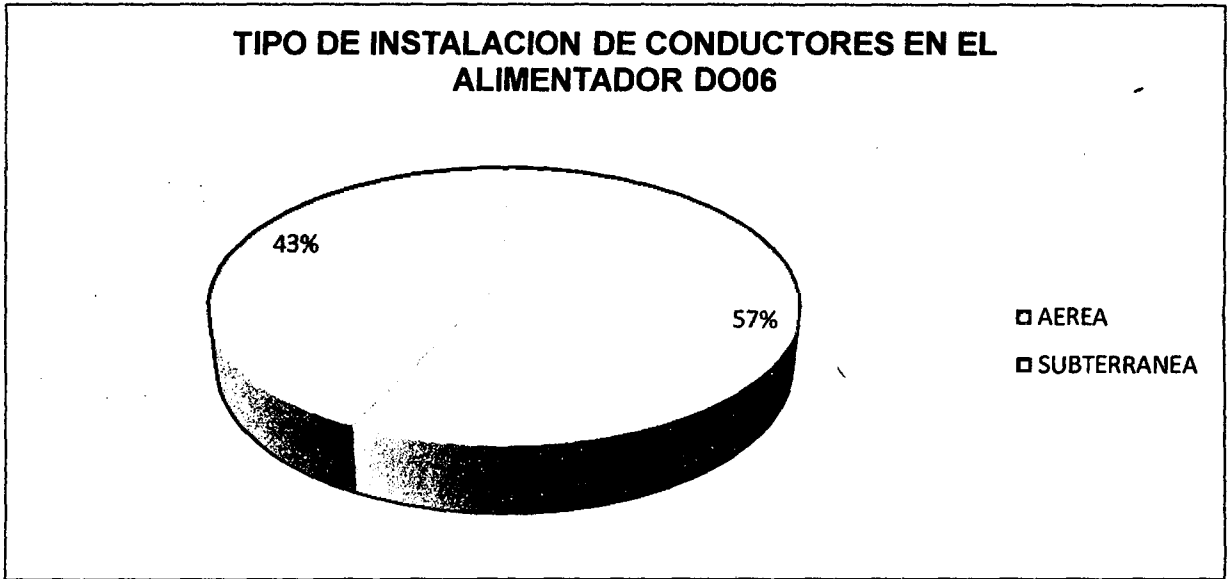
Los conductores más utilizados en este alimentador son el AAAC, CU_DES, NYN y el NKBA; el tendido es 43% subterráneo y 57% aéreo.

Figura N° 3.52



Fuente base de datos GIS-2012

Figura N° 3.53

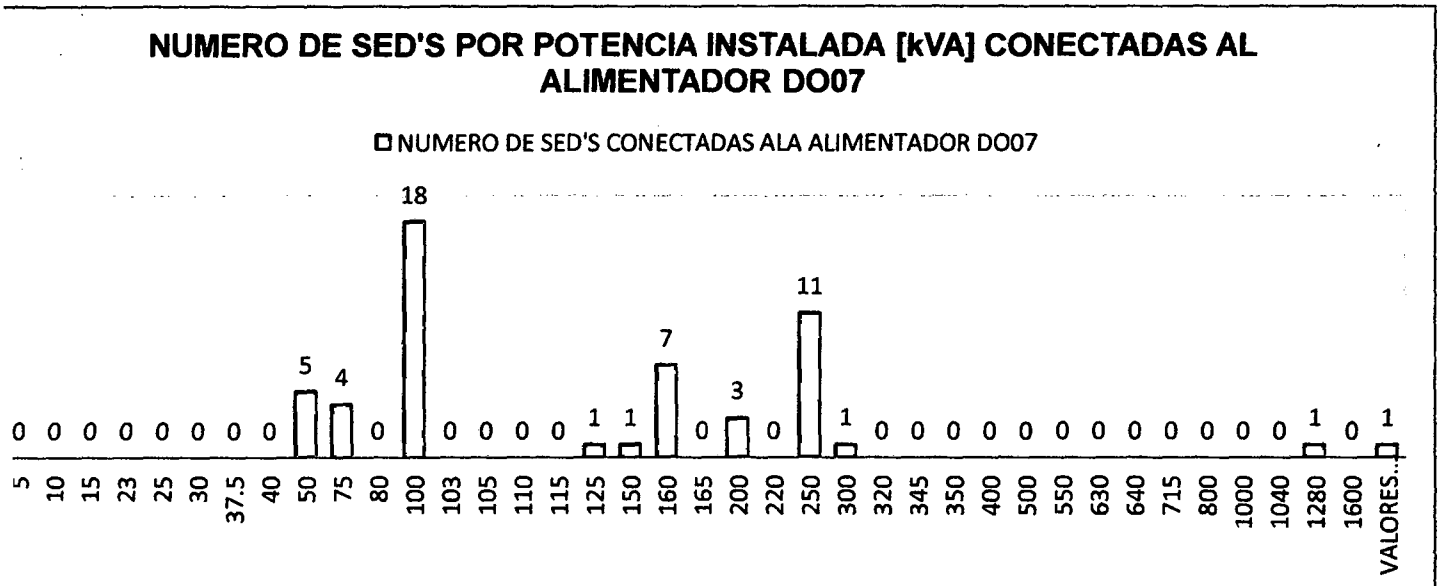


Fuente base de datos GIS-2012

ALIMENTADOR DO07

En el alimentador DO07, el mayor porcentaje de SED'S de este alimentador es del tipo Biposte. En la figura N°3.54 se observa potencias de 100kVA, 160kVA entre las de mayor uso.

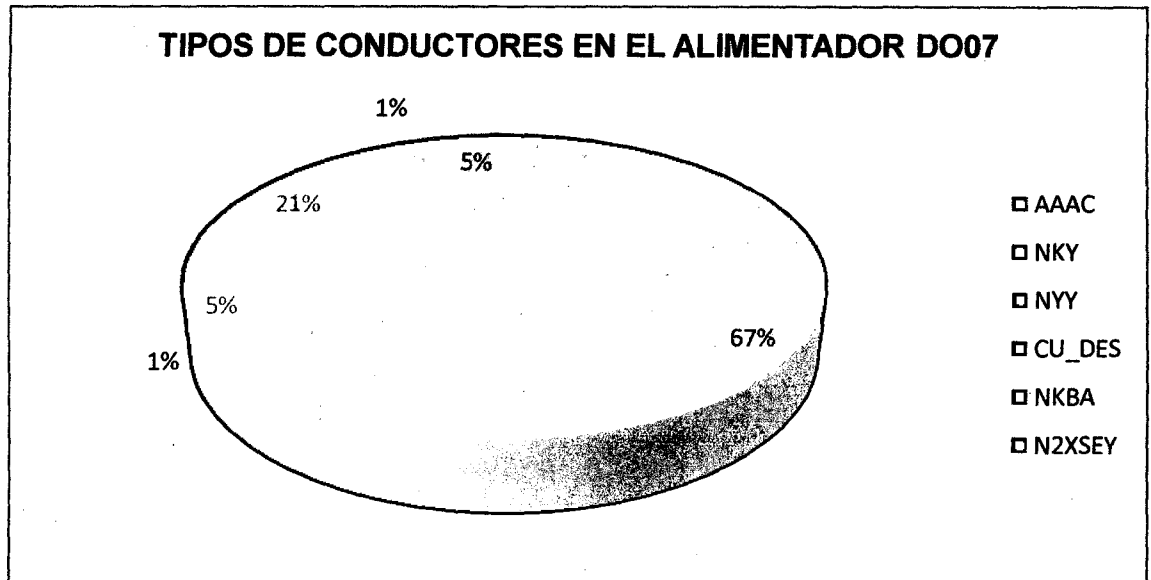
Figura N° 3.54



Fuente base de datos GIS-2012

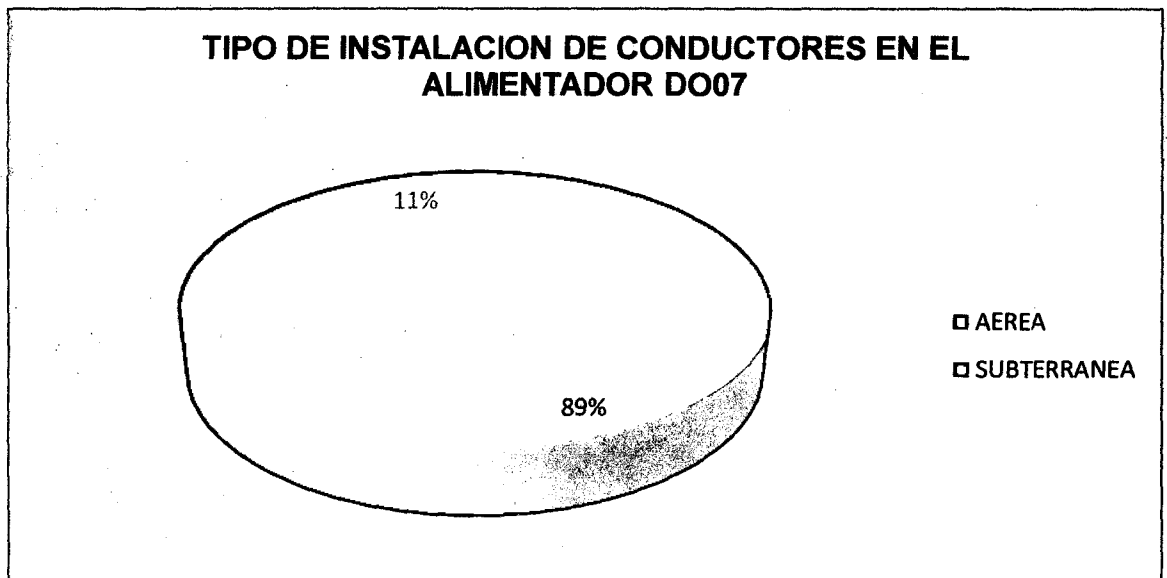
Los conductores de mayor uso son AAAC, CU_DES, la mayor parte de tramos de la red tiene tendido aéreo.

Figura N° 3.55



Fuente base de datos GIS-2012

Figura N° 3.56



Fuente base de datos GIS-2012

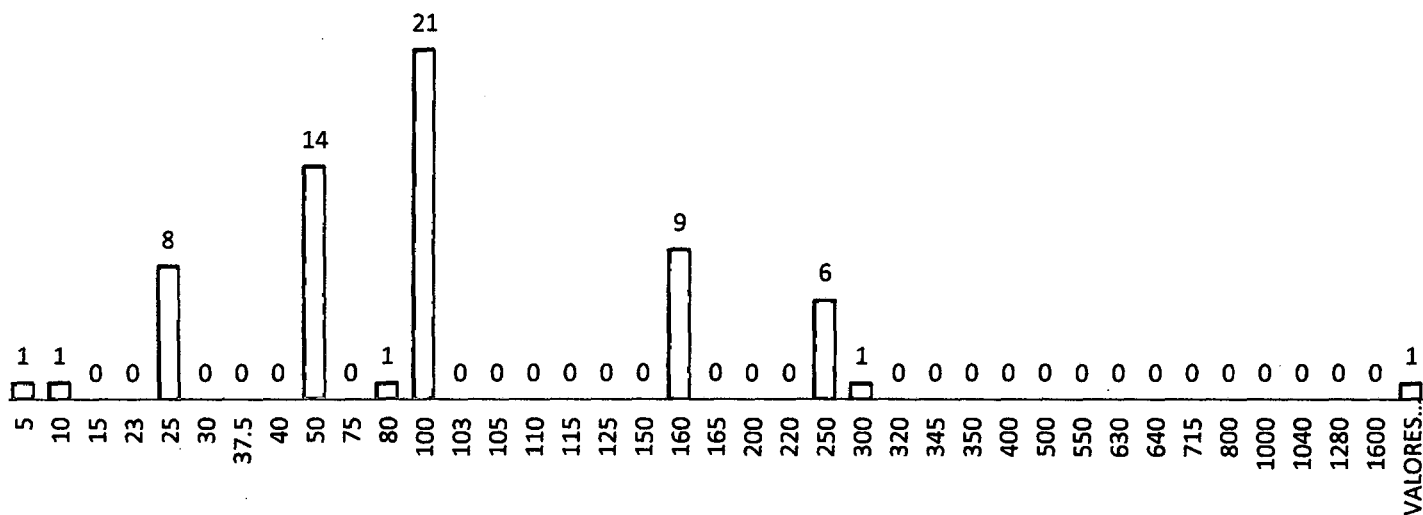
ALIMENTADOR DO08

En el alimentador DO08 se tiene en primer lugar la cantidad de SED'S del tipo Biposte, en segundo lugar el tipo Monoposte, en tercer lugar las subestaciones tipo caseta.

Figura N° 3.57

NUMERO DE SED'S POR POTENCIA INSTALADA [kVA] CONECTADAS AL ALIMENTADOR DO08

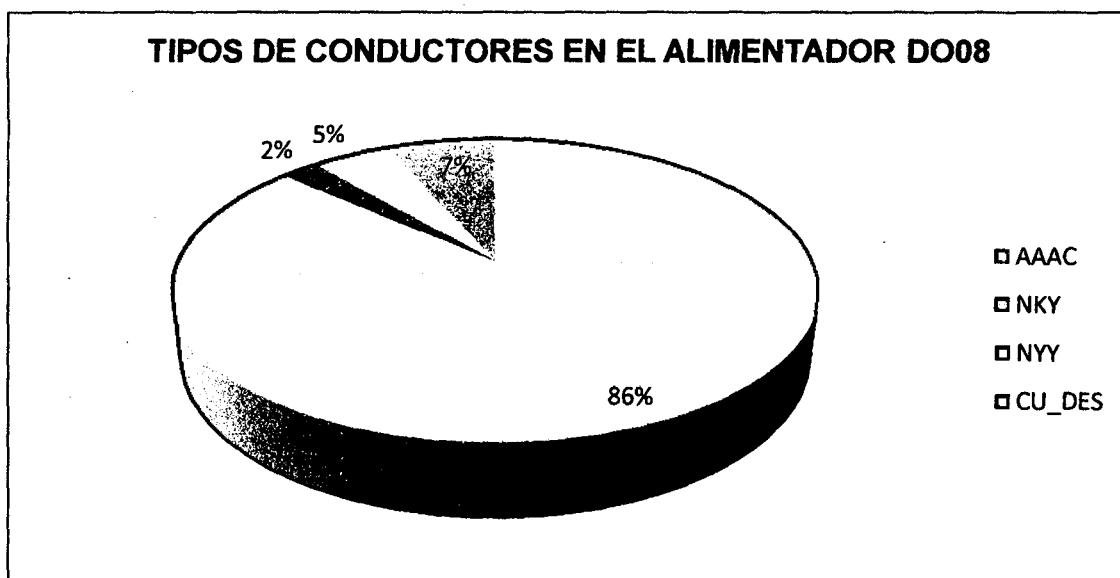
□ NUMERO DE SED'S CONECTADAS ALA ALIMENTADOR DO08



Fuente base de datos GIS-2012

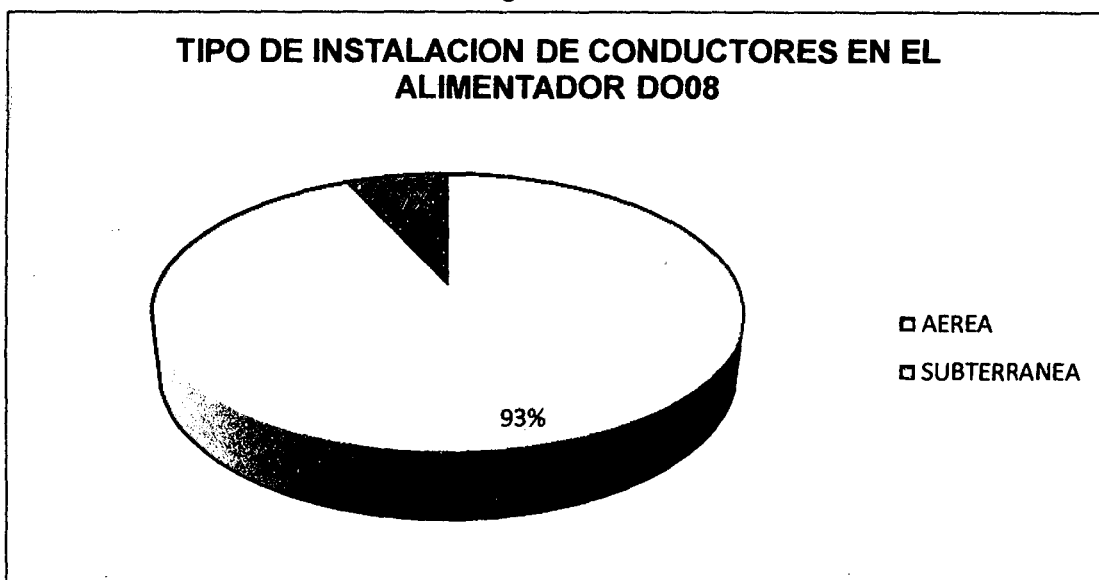
El tipo de conductor de mayor uso es el AAAC seguido por el CU_DES, la instalación del conductor, es en su mayoría aérea.

Figura N° 3.58



Fuente base de datos GIS-2012

Figura N° 3.59



Fuente base de datos GIS-2012

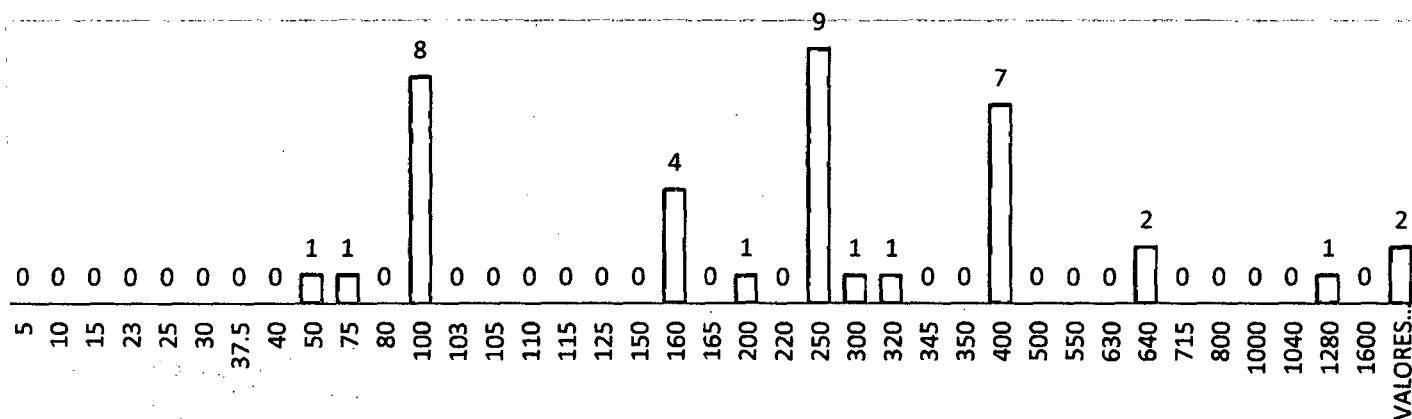
ALIMENTADOR DO09

En el alimentador DO09 se encuentra un 72% de SED'S tipo caseta, nuevamente se resalta que, al existir más de este tipo de subestaciones; existe mayor probabilidad de hacer reconfiguraciones para alimentar las cargas de este alimentador en el corto plazo.

Figura N° 3.60

NUMERO DE SED'S POR POTENCIA INSTALADA [kVA] CONECTADAS AL ALIMENTADOR DO09

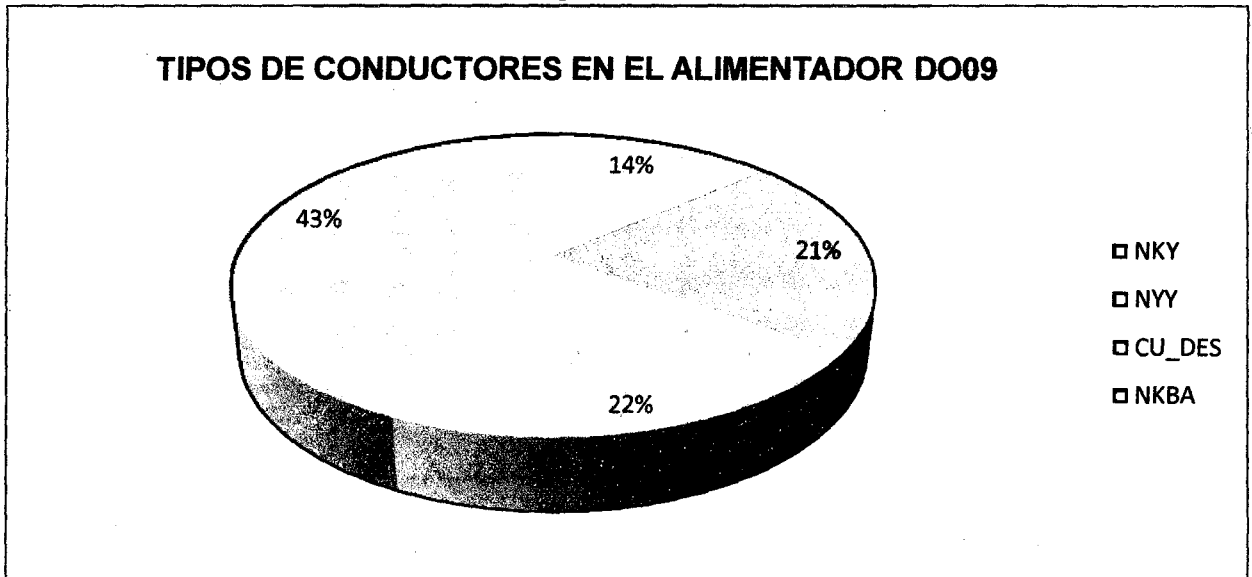
□ NUMERO DE SED'S CONECTADAS ALA ALIMENTADOR DO09



Fuente base de datos GIS-2012

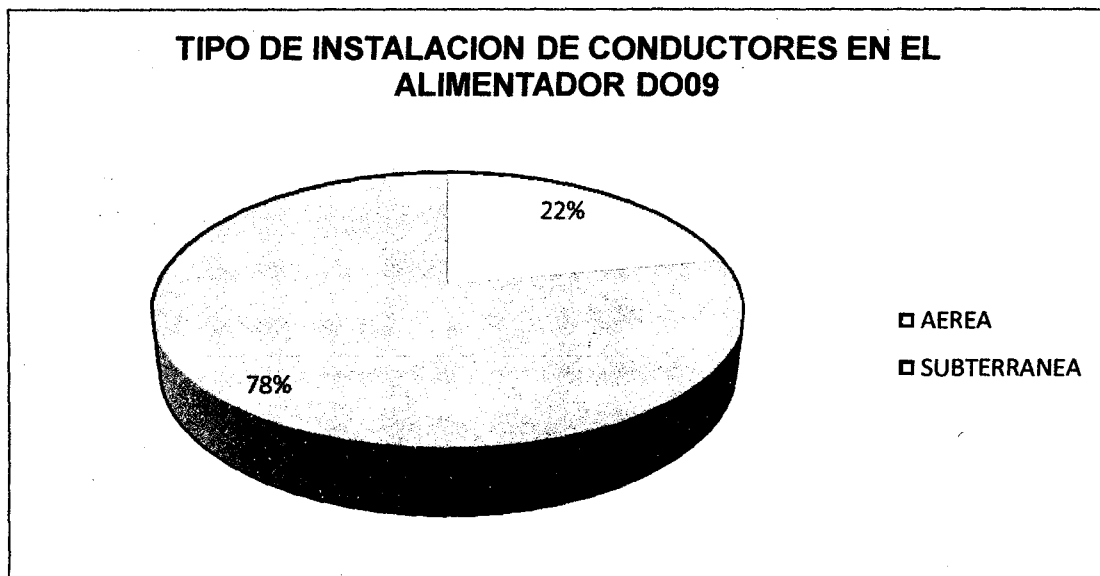
El tipo de conductor utilizado es NKBA seguido por el CU_DES, NYY y NKY, la instalación es en un 78% subterránea y un 22% de los tramos son aéreos.

Figura N° 3.61



Fuente base de datos GIS-2012

Figura N° 3.62



Fuente base de datos GIS-2012

3.2.6. IDENTIFICACIÓN DE CASOS CRÍTICOS.

El sector eléctrico se encuentra dentro de un contexto regulatorio, respecto a la distribución de energía eléctrica; electro Sur Este S.A.A. es una Sociedad anónima abierta empresa del estado que pertenece al subsector de distribución y comercialización, formando parte de FONAFE, cuya función es abastecer de energía eléctrica a los departamentos de Cusco, Apurímac, Madre de Dios y la provincia de Sucre en Ayacucho.

A inicios del año 2012, la concesionaria de distribución de energía eléctrica, elaboro el estudio de "Renovación de Alimentadores y Subestaciones Asociadas de la Ciudad del Cusco" [2]; dicho estudio señala que los alimentadores DO07 y DO06; presentan problemas de nivel de tensión y sobrecarga en el caso de DO06 presentando una sobrecarga de 121.46% [2], estas conclusiones están consideradas a un corto plazo; estos datos se corroboraron mediante una simulación en el software NEPLAN y la tabla 3.1 muestra el resultado del flujo de los alimentadores DO05, DO06, DO07, DO08 obtenidos en este cálculo.

Por lo cual se decide tomar como *estudio base en el cual se tomara decisiones*, en la aplicación práctica del programa los alimentadores DO06, DO07 junto a los alimentadores adyacentes, como son el DO05 y DO08.

Estos cuatro alimentadores serán analizados en el capítulo V. para fines de aplicación del proceso de reconfiguración.

TABLA 3.1

Red		P Pérdidas [kW]	Q Pérdidas [kVAR]
Nodo	Alimentador	536.00	P Pérdidas [kW]
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-05	Fase R	44
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-06	Fase R	331
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-07	Fase R	91
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-08	Fase R	70
	PERDIDA TOTAL %	P.ENTREGADA TOTAL[kW]	PERDIDAS TOTAL [kW]
	3.095	19,460.126	536.00

Fuente: Elaboración propia.

CAPITULO IV

4. ANALISIS DE ALTERNATIVAS.

4.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describe la selección e implementación del método de prueba.

Primeramente se describe la selección del método de reconfiguración seleccionado, además del modelo de prueba y los resultados obtenidos para el cálculo de flujo DC y flujo de carga.

4.2. DETERMINACIÓN DE MODELO SELECCIONADO.

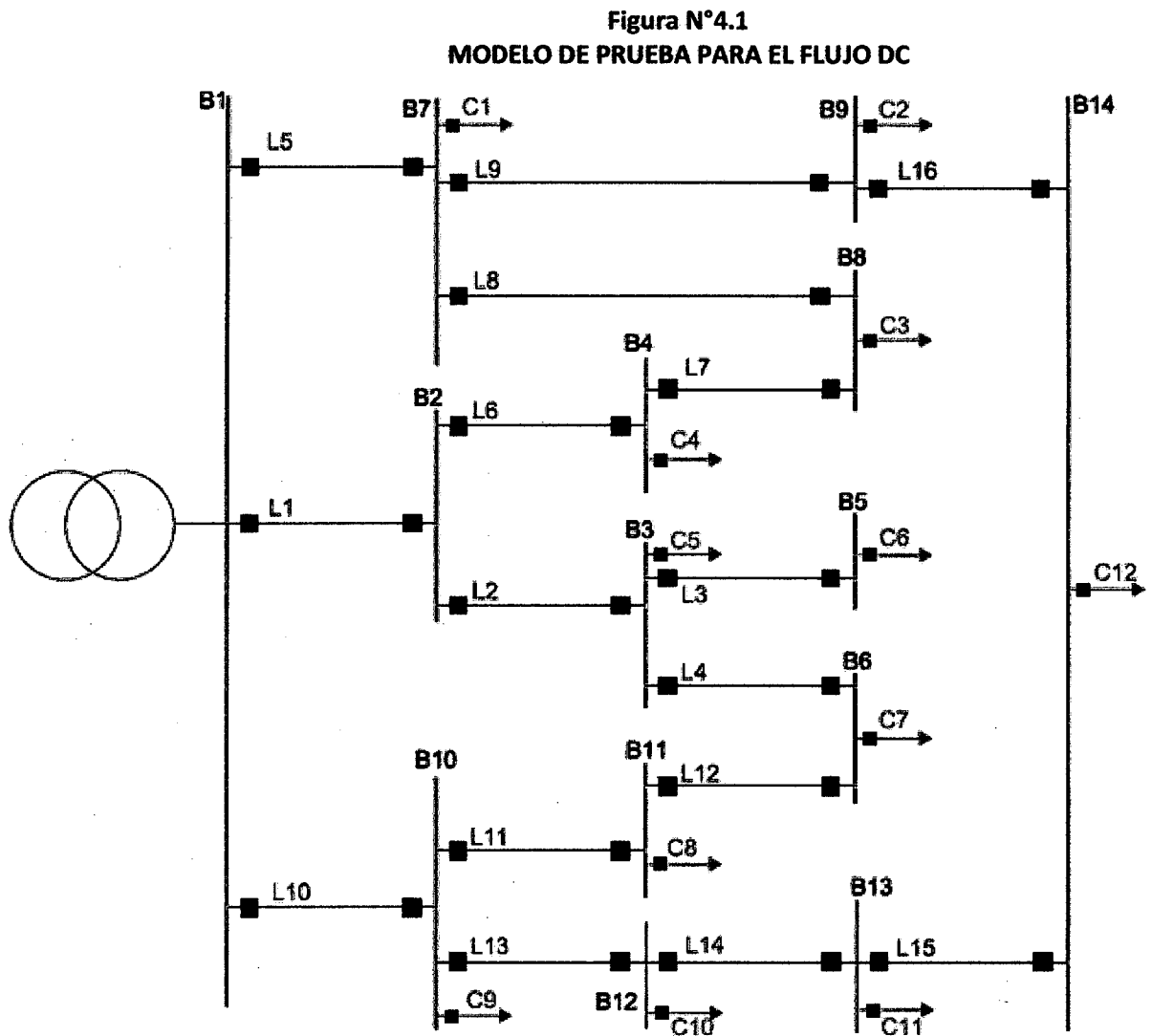
Después de revisar los diferentes métodos de reconfiguración de redes de distribución, se ha decidido utilizar el método de RECONFIGURATION OF ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS FOR RESISTIVE LINE LOSSES REDUCTION. (DARIUS SHIRMOHAMMADI), se toma este método de reconfiguración por tener una aplicación práctica bajo condiciones de operación, ya que se amolda a la situación de operación actual del sistema de distribución en nuestro contexto, además que para la aplicación de este método solo se necesita los siguientes datos, la potencia de carga, la tensión de referencia y las características de los conductores.

4.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO DEL MÉTODO DE PRUEBA PARA LA RECONFIGURACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.

Para la etapa de prueba se desarrollaron dos diagramas unifilares; el primero desarrolla el modelo de prueba para el flujo dc y el segundo desarrolla el modelo de prueba para el flujo de carga.

4.3.1. MODELO DE PRUEBA PARA EL FLUJO DC.

Se utiliza un diagrama unifilar de 14 barras que originalmente es radial, se cierran todas las llaves del sistema eléctrico de esta



Fuente: Curso de Reconfiguración de Redes eléctricas Ing. V. Canal B. - UNSAAC)

manera se convierte en un sistema enmallado.

Datos del gráfico:

Tensión base $V_b = 10\text{kV}$

Potencia base $S_b = 100\text{ MVA}$

G = carga inyectada

L=carga consumida

Tabla 4.1 CARGAS EN LA BARRAS	
Datos en las barras N°1	
G 1	0.222
L 2	0.01
L 3	0.05
L 4	0.01
L 5	0.02
L 6	0.006
L 7	0.01
L 8	0.01
L 9	0.01
L 10	0.02
L 11	0.03
L 12	0.02
L 13	0.015
L 14	0.021

Fuente: Elaboración propia

Siendo la potencia en cada barra

$$P_i = G_i - L_i \dots \dots \dots 4.1$$

Entonces se remplazan los valores de la tabla N°4.1 en la fórmula 4.1. Se obtienen los siguientes valores (tabla 4.2):

Tabla 4.2 POTENCIA EN CADA BARRA	
Potencia en la barra	
P 1	0.222
P 2	-0.01
P 3	-0.05
P 4	-0.01
P 5	-0.02
P 6	-0.006
P 7	-0.01
P 8	-0.01
P 9	-0.01
P 10	-0.02
P 11	-0.03
P 12	-0.02
P 13	-0.015
P 14	-0.021

Fuente: Elaboración propia

La impedancia en las líneas (tabla 4.3)

Tabla 4.3 IMPEDANCIAS EN CADA LINEA		
IMPEDANCIAS DE LA LINEA		
Línea	Ri	Xi
L5	0.11	0.11
L1	0.11	0.11
L10	0.0075	0.1
L6	0.11	0.11
L2	0.08	0.11
L8	0.09	0.12
L9	0.08	0.11
L11	0.08	0.11
L13	0.09	0.18
L14	0.04	0.04
L4	0.11	0.11
L3	0.08	0.11
L16	0.04	0.04
L7	0.04	0.04
L12	0.04	0.04
L15	0.09	0.12

Fuente: Elaboración propia

Con los valores de la impedancia de la tabla 4.3 se calcula la susceptancia utilizando la ecuación 2.22.

$$B_{ik} = \frac{-X_{ik}}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2}$$

Tabla 4.4 SUCEPTANCIA EN LA LÍNEA			
Línea	Ri	Xi	B
L5	0.11	0.11	-4.545454545
L1	0.11	0.11	-4.545454545
L10	0.0075	0.1	-9.944064636
L6	0.11	0.11	-4.545454545
L2	0.08	0.11	-5.945945946
L8	0.09	0.12	-5.333333333
L9	0.08	0.11	-5.945945946
L11	0.08	0.11	-5.945945946
L13	0.09	0.18	-4.444444444
L14	0.04	0.04	-12.5
L4	0.11	0.11	-4.545454545
L3	0.08	0.11	-5.945945946
L16	0.04	0.04	-12.5
L7	0.04	0.04	-12.5
L12	0.04	0.04	-12.5
L15	0.09	0.12	-5.333333333

Fuente: Elaboración propia

Con los valores de la susceptancia (Tabla 4.4) se realiza la matriz B', siendo:

Tabla 4.5 MATRIZ B'

	B'1	B'2	B'3	B'4	B'5	B'6	B'7	B'8	B'9	B'10	B'11	B'12	B'13	B'14
B'1	-19.03497373	4.545454545	0	0	0	0	4.545454545	0	0	9.944064636	0	0	0	0
B'2	4.545454545	-15.036855	5.94594595	4.54545455	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B'3	0	5.945945946	-16.437346	0	5.94594595	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B'4	0	4.545454545	0	-17.045455	0	0	0	12.5	0	0	0	0	0	0
B'5	0	0	5.94594595	0	-5.9459459	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B'6	0	0	4.54545455	0	0	17.0454545	0	0	0	0	12.5	0	0	0
B'7	4.545454545	0	0	0	0	0	-15.8247338	5.333333333	5.94594595	0	0	0	0	0
B'8	0	0	0	12.5	0	0	5.333333333	-17.8333333	0	0	0	0	0	0
B'9	0	0	0	0	0	0	5.945945946	0	-18.445946	0	0	0	0	12.5
B'10	9.944064636	0	0	0	0	0	0	0	0	-20.334455	5.94594595	4.44444444	0	0
B'11	0	0	0	0	0	12.5	0	0	0	5.945945946	-18.4459459	0	0	0
B'12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.444444444	0	-	12.5	0
B'13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.5	-17.8333333	5.33333333
B'14	0	0	0	0	0	0	0	0	12.5	0	0	0	5.33333333	-17.833333

Fuente: Elaboración propia

Tomando como referencia la barra 14 de la tabla 4.5 Matriz B' y de la tabla 4.2 potencia en cada barra:

	B'1	B'2	B'3	B'4	B'5	B'6	B'7	B'8	B'9	B'10	B'11	B'12	B'13	B'14
B'1	19.03497373	4.545454545	0	0	0	0	4.545454545	0	0	9.944064636	0	0	0	0
B'2	4.545454545	-15.036855	5.94594595	4.54545455	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B'3	0	5.945945946	-16.437346	0	5.94594595	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B'4	0	4.545454545	0	-17.045455	0	0	0	12.5	0	0	0	0	0	0
B'5	0	0	5.94594595	0	-5.9459459	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B'6	0	0	4.54545455	0	0	-17.0454545	0	0	0	0	12.5	0	0	0
B'7	4.545454545	0	0	0	0	0	-15.8247338	5.333333333	5.94594595	0	0	0	0	0
B'8	0	0	0	12.5	0	0	5.333333333	-17.8333333	0	0	0	0	0	0
B'9	0	0	0	0	0	0	5.945945946	0	-18.445946	0	0	0	0	12.5
B'10	9.944064636	0	0	0	0	0	0	0	0	-20.334455	5.94594595	4.44444444	0	0
B'11	0	0	0	0	0	12.5	0	0	0	5.945945946	-18.4459459	0	0	0
B'12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.444444444	0	-16.9444444	12.5	0
B'13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.5	-17.8333333	5.3333333
	0	0	0	0	0	0	0	0	12.5	0	0	0	5.3333333	-17.8333333

Fuente: Elaboración propia

Se obtiene la matriz B'' (Tabla 4.6):

Tabla 4.6 MATRIZ B''

	B'1	B'2	B'3	B'4	B'5	B'6	B'7	B'8	B'9	B'10	B'11	B'12	B'13
B'1	-19.03497373	4.545454545	0	0	0	0	4.545454545	0	0	9.944064636	0	0	0
B'2	4.545454545	-15.036855	5.94594595	4.54545455	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B'3	0	5.945945946	-16.437346	0	5.94594595	0	0	0	0	0	0	0	0
B'4	0	4.545454545	0	-17.045455	0	0	0	12.5	0	0	0	0	0
B'5	0	0	5.94594595	0	-5.9459459	0	0	0	0	0	0	0	0
B'6	0	0	4.54545455	0	0	-	0	0	0	0	12.5	0	0
						17.0454545							
B'7	4.545454545	0	0	0	0	0	-15.8247338	5.333333333	5.94594595	0	0	0	0
B'8	0	0	0	12.5	0	0	5.333333333	-17.8333333	0	0	0	0	0
B'9	0	0	0	0	0	0	5.945945946	0	-18.445946	0	0	0	0
B'10	9.944064636	0	0	0	0	0	0	0	0	-20.334455	5.94594595	4.44444444	0
B'11	0	0	0	0	0	12.5	0	0	0	5.945945946	-	0	0
											18.4459459		
B'12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.444444444	0	-	12.5
												16.9444444	
B'13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.5	-
													17.8333333

Fuente: Elaboración propia

Tomando como referencia la barra 14 de la tabla 4.2.

Se obtiene la matriz P' (Tabla 4.7):

P 1	0.222
P 2	-0.01
P 3	-0.05
P 4	-0.01
P 5	-0.02
P 6	-0.006
P 7	-0.01
P 8	-0.01
P 9	-0.01
P 10	-0.02
P 11	-0.03
P 12	-0.02
P 13	-0.015
P 14	-0.021

Fuente: Elaboración propia



P 1	0.222
P 2	-0.01
P 3	-0.05
P 4	-0.01
P 5	-0.02
P 6	-0.006
P 7	-0.01
P 8	-0.01
P 9	-0.01
P 10	-0.02
P 11	-0.03
P 12	-0.02
P 13	-0.015

Fuente: Elaboración propia

Entonces se tiene los valores de las matrices de $[B'']$ $[P']$.

Se calcula la matriz $[\theta']$

Para calcular $[\theta']=[B'']^{-1} [P']$; siendo $[B'']^{-1}$ la matriz inversa de la matriz B'' (tabla 4.6)

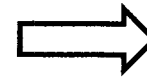
Se obtiene la matriz inversa $[B'']^{-1}$:

Tabla 4.8 MATRIZ $[B'']^{-1}$

-0.1611613	-0.115241	-0.088435	-0.104385	-0.088435	-0.053369	-0.091186	-0.100438	-0.029393	-0.113575	-0.072776	-0.061688	-0.043239
-0.0995761	-0.185139	-0.119213	-0.13694	-0.119213	-0.032975	-0.078335	-0.119414	-0.025251	-0.070174	-0.044966	-0.038115	-0.026716
-0.0564342	-0.104927	-0.16288	-0.07761	-0.16288	-0.018688	-0.044396	-0.067677	-0.014311	-0.039771	-0.025484	-0.021601	-0.015141
-0.094425	-0.139964	-0.092872	-0.247106	-0.092872	-0.031269	-0.10988	-0.206066	-0.035419	-0.066544	-0.04264	-0.036143	-0.025334
-0.0564342	-0.104927	-0.16288	-0.07761	-0.331061	-0.018688	-0.044396	-0.067677	-0.014311	-0.039771	-0.025484	-0.021601	-0.015141
-0.0872992	-0.101247	-0.127213	-0.081229	-0.127213	-0.16118	-0.056889	-0.07395	-0.018338	-0.094824	-0.13979	-0.051503	-0.036101
-0.0881617	-0.085036	-0.060843	-0.113557	-0.060843	-0.029195	-0.148237	-0.123929	-0.047783	-0.06213	-0.039812	-0.033746	-0.023654
-0.0925519	-0.123537	-0.083293	-0.207166	-0.083293	-0.030649	-0.121351	-0.237577	-0.039117	-0.065224	-0.041794	-0.035426	-0.024832
-0.0284184	-0.027411	-0.019612	-0.036604	-0.019612	-0.009411	-0.047783	-0.039948	-0.069615	-0.020027	-0.012833	-0.010878	-0.007625
-0.1221179	-0.097097	-0.086978	-0.085311	-0.086978	-0.073742	-0.070982	-0.081026	-0.022881	-0.15693	-0.100557	-0.085236	-0.059745
-0.0985228	-0.099909	-0.114244	-0.082545	-0.114244	-0.132994	-0.061431	-0.076231	-0.019802	-0.114844	-0.181356	-0.062377	-0.043722
-0.066328	-0.052738	-0.047242	-0.046337	-0.047242	-0.040053	-0.038553	-0.044009	-0.012427	-0.085236	-0.054617	-0.168504	-0.11811
-0.0464916	-0.036966	-0.033113	-0.032479	-0.033113	-0.028074	-0.027023	-0.030847	-0.008711	-0.059745	-0.038283	-0.11811	-0.138862

Fuente: Elaboración propia

Utilizando la ecuacion 2.32., Para calcular $[\theta']=[B'']^{-1} [P']$



θ'_{11}	-1.9676014
θ'_{22}	-0.6048199
θ'_{33}	0.32443463
θ'_{44}	-0.4576037
θ'_{55}	0.66079827
θ'_{66}	0.04574072
θ'_{77}	-0.7336023
θ'_{88}	-0.4840706
θ'_{99}	-0.1822601
θ'_{10}	-0.9221082
θ'_{11}	-0.1036025
θ'_{12}	-0.1279344
θ'_{13}	-0.0055615

Fuente: Elaboración propia

Con los valores de la impedancia se calculó la matriz E (tabla 4.10)

L1,2	-4.54545454	4.54545454	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L2,3	0	-5.94594594	5.94594594	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L3,5	0	0	-5.94594594	0	5.94594594	0	0	0	0	0	0	0	0
L3,6	0	0	-4.54545454	0	0	4.54545454	0	0	0	0	0	0	0
L1,7	-4.54545454	0	0	0	0	0	4.54545454	0	0	0	0	0	0
L2,4	0	-4.54545454	0	4.54545454	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L4,8	0	0	0	-12.5	0	0	0	12.5	0	0	0	0	0
L7,8	0	0	0	0	0	0	-5.33333333	5.33333333	0	0	0	0	0
L7,9	0	0	0	0	0	0	-5.94594594	0	5.94594594	0	0	0	0
L1,10	-9.94406463	0	0	0	0	0	0	0	0	9.94406463	0	0	0
L10,11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5.94594594	5.94594594	0	0
L11,6	0	0	0	0	0	12.5	0	0	0	0	-12.5	0	0
L10,12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.44444444	0	4.44444444	0
L12,13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12.5	12.5
L13,14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5.33333333
L9,14	0	0	0	0	0	0	0	0	-12.5	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia

Utilizando la ecuacion 2.32., Para calcular $[\theta']=[B'']^{-1} [P']$

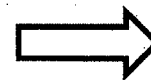


Tabla 4.9 MATRIZ θ' ÁNGULO DE TENSION

θ'_{11}	-1.9676014
θ'_{22}	-0.6048199
θ'_{33}	0.32443463
θ'_{44}	-0.4576037
θ'_{55}	0.66079827
θ'_{66}	0.04574072
θ'_{77}	-0.7336023
θ'_{88}	-0.4840706
θ'_{99}	-0.1822601
θ'_{10}	-0.9221082
θ'_{11}	-0.1036025
θ'_{12}	-0.1279344
θ'_{13}	-0.0055615

Fuente: Elaboración propia

Con los valores de la impedancia se calculó la matriz E (tabla 4.10)

Tabla 4.10 MATRIZ E

L1,2	-4.54545454	4.54545454	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L2,3	0	-5.94594594	5.94594594	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L3,5	0	0	-5.94594594	0	5.94594594	0	0	0	0	0	0	0	0
L3,6	0	0	-4.54545454	0	0	4.54545454	0	0	0	0	0	0	0
L1,7	-4.54545454	0	0	0	0	0	4.54545454	0	0	0	0	0	0
L2,4	0	-4.54545454	0	4.54545454	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L4,8	0	0	0	-12.5	0	0	0	12.5	0	0	0	0	0
L7,8	0	0	0	0	0	0	-5.33333333	5.33333333	0	0	0	0	0
L7,9	0	0	0	0	0	0	-5.94594594	0	5.94594594	0	0	0	0
L1,10	-9.94406463	0	0	0	0	0	0	0	0	9.94406463	0	0	0
L10,11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5.94594594	5.94594594	0	0
L11,6	0	0	0	0	0	12.5	0	0	0	0	-12.5	0	0
L10,12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.44444444	0	4.44444444	0
L12,13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12.5	12.5
L13,14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5.33333333
L9,14	0	0	0	0	0	0	0	0	-12.5	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia

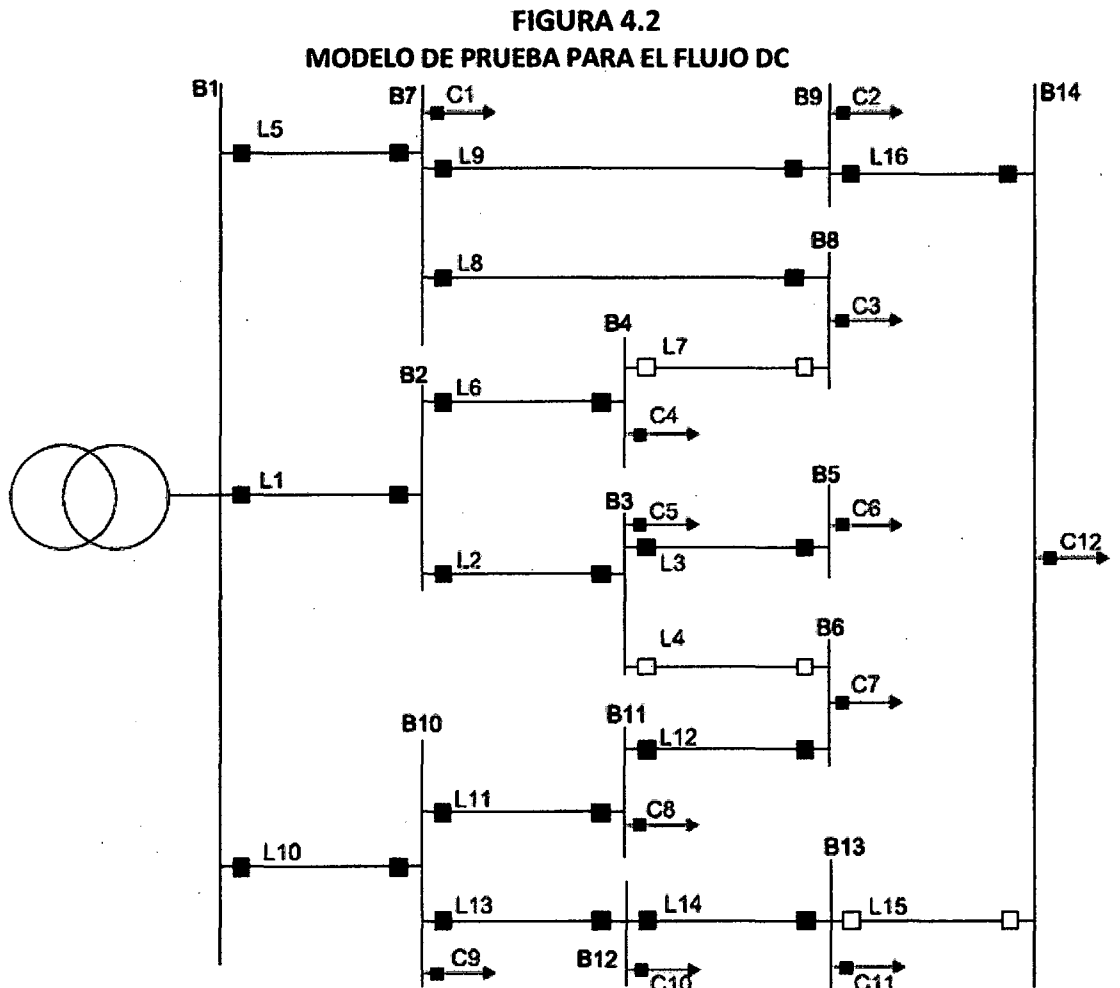
Para calcular el flujo (tabla 4.11), se utiliza la ecuación 2.34.

$$[F]=[E] [B'']^{-1}[P']$$

Tabla 4.11 FLUJO EN CADA LÍNEA	
F3,6	-0.0134671020727
F4,8	-0.0038986090102
F13,14	-0.0005739890955
F2,4	0.00610139086215
F7,8	0.01389860906528
F12,13	0.01442601128329
F11,6	0.01946710283380
F3,5	0.02000000005997
F9,14	0.02157398905635
F7,9	0.03157398899281
F10,12	0.03442601075949
F10,11	0.04946710186931
F1,7	0.05547259821116
F2,3	0.05653289766762
F1,2	0.06263428880610
F1,10	0.10389311362482

Fuente: Elaboración propia

Una vez obtenido estos valores tabla 4.11 se procede a la apertura las llaves de esta manera se obtiene una red radial (en la figura 4.1).



Fuente: Curso de Reconfiguración de Redes eléctricas Ing. V. Canal B. – UNSAAC

TABLA 4.13 CALCULO DE VALORES P.U. DE LA IMPEDANCIA					
	Z-Ω	L Km	Z-km	Zbase	Zpu
Z12	0.952+0.4192801897649i	0.446	0.424592+0.186998964635145i	4.1666666667	0.10190208+0.0448797515124348i
Z23	0.952+0.4192801897649i	0.189	0.179928+0.0792439558655661i	4.1666666667	0.04318272+0.0190185494077359i
Z24	1.31+0.4322306152117i	1.440	1.8864+0.622412085904848i	4.1666666667	0.452736+0.149378900617163i

Fuente: Elaboración propia

Una vez calculados los valores p.u. de la potencia y la impedancia se empieza a aplicar el método Dariush Shirmohammadi en su paper "RECONFIGURATION OF ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS FOR RESISTIVE LINE LOSSES REDUCTION"

Este proceso consiste primero en hacer los voltajes de todas las barras del sistema igual a 1 p.u.

$$V_1 = V_2 = \dots = V_n = 1 \angle 0^\circ \text{ p.u.}$$

Para nuestro modelo se tiene 4 barras por lo tanto:

$$V_1 = V_2 = V_3 = V_4 = 1 \angle 0^\circ$$

Con el valor de tensión asumido en cada barra se procede a calcular los valores de corriente utilizando la ec. 2.10

$$I_{km}^k = \frac{S_i}{V^{(k-1)}_i} - Y_{i \text{ shunt}} * V^{(k-1)}_i$$

Obteniéndose las corrientes en las 4 barras:

TABLA 4.14 CALCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES CARGA EN BARRA				
	S	V	S/V	CONJUGADA
I1=S1/V1	0.0027916666666667 -0.001375i	1	0.0027916666666667 -0.001375i	0.0027916666666667 +0.001375i
I3=S3/V3	0.006 -0.002933333333333333i	1	0.006 -0.002933333333333333i	0.006 +0.002933333333333333i
I2=S2/V2	0.00375 -0.001833333333333333i	1	0.00375 -0.001833333333333333i	0.00375 +0.001833333333333333i

Fuente: Elaboración propia

Con el valor de las corrientes en las barras, se calcula las corrientes en la línea utilizando la ecuación 2.13.

$$I_{km} = I_{rkm}(\text{parte real de la corriente}) + I_{ikm}(\text{parte imaginaria de la corriente})$$

Las pérdidas reactivas de la red se calculan con la ecuación 2.16.

$$Q_{km\text{loss}} = I_{km}^2 * x_{km}$$

TABLA 4.17 CALCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA REACTIVA			
	Módulo de las corrientes al cuadrado	x Reactancia p.u	pérdidas Reactivas
Q12	0.00000000003982176955	-0.001833333333333333i	0.00000875
Q23	0.00000000068553522890	0.0190185494077359i	0.00000085
Q24	0.00000000068553522890	0.149378900617163i	0.00000145
QTOTALES			0.00001105

Fuente: Elaboración propia

Con los datos de las tablas 4.17 y 4.18, se puede estimar el porcentaje de las pérdidas de la red, para ello se utiliza la ecuación 2.17.

$$\%S^i = \frac{S_{perdida}^i}{S_{suministrada\ a\ la\ red}^i} * 100$$

$$\text{Donde la } S_{perdida}^i = \sqrt{P_{km\text{loss}}^i{}^2 + Q_{km\text{loss}}^i{}^2} =$$

$$S_{perdida} = \sqrt{0.0000261827276826668^2 + 0.00001105^2} = 0.00002842$$

$$S_{suministrada\ a\ la\ red} = \sqrt{P_{km}^i{}^2 + Q_{km}^i{}^2} =$$

$$S_{suministrada\ a\ la\ red} = \sqrt{0.0125416666666667^2 + 0.0061416666666666^2}$$

$$S_{suministrada\ a\ la\ red} = 0.01396472$$

$$\%S^i = \frac{0.000028417823751}{0.01396472} * 100 = 0.20349723$$

Primera iteración

Se calcula las tensiones en la primera iteración, haciendo el valor de la primera barra 1 utilizando la ecuación 2.8.

$$V'1=V1=1+0i$$

$$V'2=V'1-Z12*I12$$

$$V'3=V'2-Z23*I23$$

$$V'4=V'2-Z24*I24$$

TABLA 4.18 CALCULO DE VALORES DE LAS TENSIONES EN CADA BARRA

	Z	I	Z*I	V'
V'2	0.10190208+0.0448797515124348i	0.0125416666666667+0.006141666666i	0.0010023854461278+0.00118871549155179i	0.998997614553872-0.00118871549155179i
V'3	0.04318272+0.0190185494077359i	0.006+0.002933333333333333i	0.000203308575070641+0.000240780608446i	0.998794305978801-0.00142949609999821i
V'4	0.452736+0.149378900617163i	0.00279166666666667+0.001375i	0.0010584920116514+0.00103952809755625i	0.997939122542221-0.00222824358910804i

Fuente: Elaboración propia

Se calcula las corrientes en cada barra, utilizando la ecuación 2.10 y los valores de las tensiones en cada barra.

$$I'4 = S4/V'4$$

$$I'3 = S3/V'3$$

$$I'2 = S2/V'2$$

TABLA 4.19 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES DE CARGA EN BARRA				
	S	V'	S/V'	CONJUGADA
I ₃₄	0.00279166666666667-0.001375i	0.997939122542221-0.00222824358910804i	0.00280049437118578-0.001371586488045i	0.00280049437118578+0.001371586488045i
I ₂₃	0.006-0.002933333333333333i	0.998794305978801-0.00142949609999821i	0.00601143390133095-0.002928270610383i	0.00601143390133095+0.002928270610383i
I ₁₂	0.00375-0.001833333333333333i	0.998997614553872-0.00118871549155179i	0.00375594108648112-0.001830703658682i	0.00375594108648112+0.001830703658682i

Fuente: Elaboración propia

Sumando las corrientes de aguas abajo, de cada barra; según corresponda y en base a la ley de Kirchhoff se calcula las corrientes en las líneas utilizando los valores de la tabla 4.20.

$$I'_{34}=I_4$$

$$I'_{23}=I_3$$

$$I'_{12}=I_{23}+I_{24}+I_2$$

TABLA 4.20 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA LÍNEA			
		modulo	modulo al cuadrado
I ₃₄ =I ₄	0.00280049437118578+0.00137158648804568i	0.003118336	0.00000972
I ₂₃ =I ₃	0.00601143390133095+0.00292827061038337i	0.006686711	0.00004471
I ₁₂ =I ₂₃ +I ₂₄ +I ₂	0.0125678693589978+0.00613056075711116i	0.013983387	0.00019554

Fuente: Elaboración propia

Se calcula las perdidas activas y reactivas utilizando las ecuaciones 2.15 y 2.16

TABLA 4.21 CALCULO DE VALORES DE LAS PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA			
	R	I(modulo)^2	ΔP
$\Delta P_{12} = R_{12} \cdot I_{12}^2 =$	0.101902080000000	0.000195535115421	0.000019925434974
$\Delta P_{23} = R_{23} \cdot I_{23}^2 =$	0.043182720000000	0.000044712106318	0.000001930790368
$\Delta P_{24} = R_{24} \cdot I_{24}^2 =$	0.452736000000000	0.000009724018217	0.000004402413112
ΔP totales=			0.000026258638454

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.22 CALCULO DE VALORES DE LAS PERDIDAS DE POTENCIA REACTIVA			
	X	I(modulo)^2	ΔQ
$\Delta Q_{12} = X_{12} \cdot I_{12}^2 =$	0.044879751512435	0.000195535115421	0.000008775567392
$\Delta Q_{23} = X_{23} \cdot I_{23}^2 =$	0.019018549407736	0.000044712106318	0.000000850359403
$\Delta Q_{24} = X_{24} \cdot I_{24}^2 =$	0.149378900617163	0.000009724018217	0.000001452563151
ΔQ totales=			0.000011078489946

Fuente: Elaboración propia

Con los datos de las tablas 4.21 y 4.22 se puede estimar el porcentaje de las pérdidas de la red, para ello se utilizan las ecuaciones 2.17 2.18 y 2.19.

$$\%S^i = \frac{S_{perdida}^i}{S_{suministrada\ a\ la\ red}^i} * 100$$

Donde la $S_{perdida}^i = \sqrt{P_{kmloss}^i + Q_{kmloss}^i} =$

$$S_{perdida} = \sqrt{0.000026258638454^2 + 0.000011078489946^2} = 0.00002850$$

$$S_{suministrada\ a\ la\ red} = \sqrt{P_{km}^i + Q_{km}^i} =$$

$$S_{suministrada\ a\ la\ red} = \sqrt{0.0125416666666667^2 + 0.0061416666666666^2} = 0.01396472$$

$$\%S^i = \frac{0.00002849998303391}{0.01396472} * 100 = 0.2040855677618990$$

Siguiendo con la secuencia de los cálculos, de las demás iteraciones se realizan en Excel

TABLA 4.23 CÁLCULO DE VALORES DE LAS TENSIONES EN CADA BARRA

SEGUNDA ITERACION				
	Z	I'	V'1=V1=1+0i	1
	Z	I'	Z*I'	V''
V ¹²	0.10190208+0.04487975151243i	0.0125678693589978+0.0061305607571111i	0.00100555398543911+0.0011887597465885i	0.998994446014561-0.001188759746588i
V ¹³	0.04318272+0.01901854940773i	0.00601143390133095+0.002928270610383i	0.000203898607676885+0.000240779442516i	0.998790547406884-0.001429539189104i
V ¹⁴	0.452736+0.149378900617163i	0.00280049437118578+0.001371586488045i	0.00106299853794755+0.0010393013506041i	0.997931447476613-0.002228061097192i

Fuente: Elaboración propia

SEGUNDA ITERACION

TABLA 4.24 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES DE CARGA EN BARRA

	S	V''	S/V''	CONJUGADA
I ¹⁴	0.0027916666666667-0.00137i	0.997931447476613-0.0022280610971927i	0.00280051568348446-0.0013715975014262i	0.00280051568348446+0.0013715975014262i
I ¹³	0.006-0.002933333333333333i	0.998790547406884-0.00142953918910479i	0.00601145666478088-0.00292828133790492i	0.00601145666478088+0.0029282813379049i
I ¹²	0.00375-0.001833333333333333i	0.998994446014561-0.00118875974658857i	0.00375595308710099-0.00183070928451053i	0.00375595308710099+0.0018307092845105i

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.25 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA LINEA			
		modulo	modulo al cuadrado
$I^{34}=I^4 =$	$0.00280051568348446+0.0013715975014262i$	0.00311836	0.00000972
$I^{23}=I^3 =$	$0.00601145666478088+0.00292828133790492i$	0.006686736	0.00004471
$I^{12}=I^{23}+I^{24}+I^2 =$	$0.0125679254353663+0.00613058812384165i$	0.01398345	0.00019554

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.26 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA			ΔP
	R	$I(\text{modulo})^2$	
$\Delta P_{12}=R_{12} \cdot I_{12}^2 =$	0.101902080000000	0.000195536860493	0.000019925612801
$\Delta P_{23}=R_{23} \cdot I_{23}^2 =$	0.043182720000000	0.000044712442826	0.000001930804899
$\Delta P_{24}=R_{24} \cdot I_{24}^2 =$	0.452736000000000	0.000009724167799	0.000004402480833
$\Delta P \text{ totales} =$			0.000026258898533

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.27 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PERDIDAS DE POTENCIA REACTIVA			ΔQ
	X		
$\Delta Q_{12}=X_{12} \cdot I_{12}^2 =$	0.044879751512435	0.000195536860493	0.000008775645710
$\Delta Q_{23}=X_{23} \cdot I_{23}^2 =$	0.019018549407736	0.000044712442826	0.000000850365803
$\Delta Q_{24}=X_{24} \cdot I_{24}^2 =$	0.149378900617163	0.000009724167799	0.000001452585495
$\Delta Q \text{ totales} =$			0.000011078597009

Fuente: Elaboración propia

El porcentaje de las pérdidas de la red:

$$\%S^i = \frac{0.000028500026427666}{0.01396472} * 100 = 0.20408758171353100000$$

TERCERA ITERACION

TABLA 4.28 CALCULO DE VALORES DE LAS TENSIONES EN CADA BARRA				
	Z	I''	V''1=V1=1+0i	1
	Z	I''	Z*I''	V'''
V ^{m2}	0.10190208+0.04487975151243i	0.0125679254353663+0.0061305881238416i	0.00100555847152563+0.0011887650520088i	0.998994441528474-0.0011887650520088i
V ^{m3}	0.04318272+0.01901854940773i	0.00601145666478088+0.002928281337904i	0.000203899386642671+0.000240780338687i	0.998790542141831-0.00142954539069638i
V ^{m4}	0.452736+0.149378900617163i	0.00280051568348446+0.001371597501426i	0.00106300654162573+0.0010393095203657i	0.997931434986848-0.00222807457237453i

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.29 CALCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES DE CARGA EN BARRA				
	S	V'''	S/V'''	
I ^{m4}	0.0027916666666667-0.001375i	0.997931434986848-0.00222807457237453i	0.00280051573700921-0.00137159748065745i	0.00280051573700921+0.00137159748065745i
I ^{m3}	0.006-0.002933333333333333i	0.998790542141831-0.00142954539069638i	0.00601145671462041-0.00292828131594407i	0.00601145671462041+0.00292828131594407i
I ^{m2}	0.00375-0.001833333333333333i	0.998994441528474-0.00118876505200881i	0.00375595311367595-0.00183070927275293i	0.00375595311367595+0.00183070927275293i

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.30 CALCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA LINEA			
		modulo	modulo al cuadrado
I ^{m34} =I ^{m4}	0.00280051573700921+0.00137159748065745i	0.00311836	0.00000972
I ^{m23} =I ^{m3}	0.00601145671462041+0.00292828131594407i	0.006686736	0.00004471
I ^{m12} =I ^{m23} +I ^{m24} +I ^{m2}	0.0125679255653056+0.00613058806935445i	0.01398345	0.00019554

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.31 CALCULO DE VALORES DE LAS PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA			
	R	I(modulo)^2	ΔP
$\Delta P_{12} = R_{12} \cdot I_{12}^2 \cdot I_{12} =$	0.101902080000000	0.000195536863091	0.000019925613066
$\Delta P_{23} = R_{23} \cdot I_{23}^2 \cdot I_{23} =$	0.043182720000000	0.000044712443297	0.000001930804919
$\Delta P_{24} = R_{24} \cdot I_{24}^2 \cdot I_{24} =$	0.452736000000000	0.000009724168042	0.000004402480943
$\Delta P \text{ totales} =$			0.000026258898928

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.32 CALCULO DE VALORES DE LAS PERDIDAS DE POTENCIA REACTIVA			
	X	I(modulo)^2	ΔQ
$\Delta Q_{12} = X_{12} \cdot I_{12}^2 \cdot I_{12} =$	0.044879751512435	0.000195536863091	0.000008775645827
$\Delta Q_{23} = X_{23} \cdot I_{23}^2 \cdot I_{23} =$	0.019018549407736	0.000044712443297	0.000000850365812
$\Delta Q_{24} = X_{24} \cdot I_{24}^2 \cdot I_{24} =$	0.149378900617163	0.000009724168042	0.000001452585532
$\Delta Q \text{ totales} =$			0.000011078597171

Fuente: Elaboración propia

$$\%S^i = \frac{0.0000285002647035079}{0.01396472} * 100 = 0.2040875847701060000$$

CUARTA ITERACION

TABLA 4.33 CALCULO DE VALORES DE LAS TENSIONES EN CADA BARRA				
	Z	V'''	V'''1=V1=1+0i	1
	Z	V'''	Z*V'''	V''''
V'''2	0.10190208+0.0448797515124348i	0.0125679255653056+0.00613058806935445i	0.00100555848721209+0.00118876505228809i	0.998994441512788-0.00118876505228809i
V'''3	0.04318272+0.0190185494077359i	0.00601145671462041+0.00292828131594407i	0.000203899389212541+0.000240780338687118i	0.998790542123576-0.00142954539097521i
V'''4	0.452736+0.149378900617163i	0.00280051573700921+0.00137159748065745i	0.00106300656896072+0.00103930951895843i	0.997931434943827-0.00222807457124652i

Fuente: Elaboración propia

TABLA N°4.34 CALCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES DE CARGA EN BARRA				
	S	V''''	S/V''''	I''''
I''''4	0.0027916666666667-0.001375i	0.997931434943827-0.00222807457124652i	0.00280051573712853-0.00137159748071948i	0.00280051573712853+0.00137159748071948i
I''''3	0.006-0.002933333333333333i	0.998790542123576-0.00142954539097521i	0.00601145671473117-0.00292828131599576i	0.00601145671473117+0.00292828131599576i
I''''2	0.00375-0.001833333333333333i	0.998994441512788-0.00118876505228809i	0.00375595311373547-0.00183070927278055i	0.00375595311373547+0.00183070927278055i

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.35 CALCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA LINEA			
		modulo	modulo al cuadrado
I''''3-I''''4	0.00280051573712853+0.00137159748071948i	0.00311836	0.00000972
I''''2-I''''3	0.00601145671473117+0.00292828131599576i	0.006686736	0.00004471
I''''2-I''''3+I''''4-I''''3	0.0125679255655952+0.00613058806949579i	0.01398345	0.00019554

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.36 CALCULO DE VALORES DE LAS PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA			
	R	I(modulo)^2	ΔP
$\Delta P_{12} = R_{12} \cdot I_{12}^2 \cdot I_{12} =$	0.101902080000000	0.000195536863100	0.000019925613067
$\Delta P_{23} = R_{23} \cdot I_{23}^2 \cdot I_{23} =$	0.043182720000000	0.000044712443299	0.000001930804919
$\Delta P_{24} = R_{24} \cdot I_{24}^2 \cdot I_{24} =$	0.452736000000000	0.000009724168043	0.000004402480943
ΔP totales=			0.000026258898929

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.37 CALCULO DE VALORES DE LAS PERDIDAS DE POTENCIA REACTIVA			
	X	I(modulo)^2	ΔQ
$\Delta Q_{12} = X_{12} \cdot I_{12}^2 \cdot I_{12} =$	0.044879751512435	0.000195536863100	0.000008775645827
$\Delta Q_{23} = X_{23} \cdot I_{23}^2 \cdot I_{23} =$	0.019018549407736	0.000044712443299	0.000000850365812
$\Delta Q_{34} = X_{24} \cdot I_{24}^2 \cdot I_{24} =$	0.149378900617163	0.000009724168043	0.000001452585532
ΔQ totales=			0.000011078597171

Fuente: Elaboración propia

$$\%S^i = \frac{0.000028500264704987}{0.01396472} * 100 = 0.2040875847806960000$$

QUINTA ITERACIÓN

TABLA 4.38 CÁLCULO DE VALORES DE LAS TENSIONES EN CADA BARRA

	Z	I''''	$V''''=V1=1+0i$	1
			$Z \cdot I''''$	V''''
V''''_2	0.10190208+0.0448797515124348i	0.0125679255655952+0.00613058806949579i	0.00100555848723526+0.00118876505231549i	0.998994441512765-0.00118876505231549i
V''''_3	0.04318272+0.0190185494077359i	0.00601145671473117+0.00292828131599576i	0.000203899389216341+0.00024078033869145i	0.998790542123549-0.00142954539100695i
V''''_4	0.452736+0.149378900617163i	0.00280051573712853+0.00137159748071948i	0.00106300656900548+0.00103930951900434i	0.997931434943759-0.00222807457131983i

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.39 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES DE CARGA EN BARRA

	S	V''''	S/V''''	I''''
I''''_2	0.00279166666666667-0.001375i	0.997931434943759-0.00222807457131983i	0.00280051573712882-0.00137159748071937i	0.00280051573712882+0.00137159748071937i
I''''_3	0.006-0.002933333333333333i	0.998790542123549-0.00142954539100695i	0.00601145671473143-0.00292828131599564i	0.00601145671473143+0.00292828131599564i
I''''_4	0.00375-0.001833333333333333i	0.998994441512765-0.00118876505231549i	0.0037559531137356-0.00183070927278049i	0.0037559531137356+0.00183070927278049i

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.40 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA LINEA

		modulo	modulo al cuadrado
$I''''_{23} = I''''_2$	0.00280051573712882+0.00137159748071937i	0.00311836	0.00000972
$I''''_{23} = I''''_3$	0.00601145671473143+0.00292828131599564i	0.006686736	0.00004471
$I''''_{12} = I''''_{23} + I''''_{24} + I''''_{12}$	0.0125679255655959+0.0061305880694955i	0.01398345	0.00019554

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.41 CALCULO DE VALORES DE LAS PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA			
	R	I(modulo)^2	ΔP
$\Delta P_{12} = R_{12} \cdot I_{12}^2 \cdot I_{12} =$	0.101902080000000	0.000195536863100	0.000019925613067
$\Delta P_{23} = R_{23} \cdot I_{23}^2 \cdot I_{23} =$	0.043182720000000	0.000044712443299	0.000001930804919
$\Delta P_{24} = R_{24} \cdot I_{24}^2 \cdot I_{24} =$	0.452736000000000	0.000009724168043	0.000004402480943
ΔP totales=			0.000026258898929

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.42 CALCULO DE VALORES DE LAS PERDIDAS DE POTENCIA REACTIVA			
	X	I(modulo)^2	ΔQ
$\Delta Q_{12} = X_{12} \cdot I_{12}^2 \cdot I_{12} =$	0.044879751512435	0.000195536863100	0.000008775645827
$\Delta Q_{23} = X_{23} \cdot I_{23}^2 \cdot I_{23} =$	0.019018549407736	0.000044712443299	0.000000850365812
$\Delta Q_{24} = X_{24} \cdot I_{24}^2 \cdot I_{24} =$	0.149378900617163	0.000009724168043	0.000001452585532
ΔQ totales=			0.000011078597171

Fuente: Elaboración propia

$$\%S^i = \frac{0.000028500264704989}{0.01396472} * 100 = 0.20408758478071300000$$

SEXTA ITERACIÓN

TABLA 4.43 CALCULO DE VALORES DE LAS TENSIONES EN CADA BARRA				
	Z	$I^{(k)}$	$V^{(k+1)}=V1=1+0i$	1
			$Z * I^{(k)}$	$V^{(k)}$
$V_{12}^{(k)}$	0.10190208+0.04487975151243i	0.0125679255655959+0.0061305880694955i	0.00100555848723534+0.0011887650523155i	0.998994441512765-0.0011887650523155i
$V_{13}^{(k)}$	0.04318272+0.01901854940773i	0.00601145671473143+0.002928281315995i	0.000203899389216354+0.0002407803386914i	0.998790542123549-0.00142954539100696i
$V_{23}^{(k)}$	0.452736+0.149378900617163i	0.00280051573712882+0.001371597480719i	0.00106300656900562+0.00103930951900433i	0.997931434943759-0.00222807457131983i

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.44 CALCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES DE CARGA EN BARRA				
	S	$V^{(k)}$	$S/V^{(k)}$	Corriente conjugada
$I_{12}^{(k)}$	0.0027916666666667-0.001375i	0.997931434943759-0.0022280745713198i	0.00280051573712882-0.0013715974807193i	0.00280051573712882+0.00137159748071937i
$I_{13}^{(k)}$	0.006-0.002933333333333333i	0.998790542123549-0.0014295453910069i	0.00601145671473143-0.0029282813159956i	0.00601145671473143+0.00292828131599564i
$I_{23}^{(k)}$	0.00375-0.001833333333333333i	0.998994441512765-0.0011887650523155i	0.0037559531137356-0.00183070927278049i	0.0037559531137356+0.00183070927278049i

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.45 CÁLCULO DE VALORES DE LAS CORRIENTES EN CADA LINEA			
		modulo	modulo al cuadrado
$I_{24} = I_{42} =$	$0.00280051573712882 + 0.00137159748071937i$	0.00311836	0.00000972
$I_{23} = I_{32} =$	$0.00601145671473143 + 0.00292828131599564i$	0.006686736	0.00004471
$I_{12} = I_{23} + I_{24} + I_{25} =$	$0.0125679255655959 + 0.0061305880694955i$	0.01398345	0.00019554

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.46 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA			
	R	$I(\text{modulo})^2$	ΔP
$\Delta P_{12} = R_{12} \cdot I_{12}^2 =$	0.101902080000000	0.000195536863100	0.000019925613067
$\Delta P_{23} = R_{23} \cdot I_{23}^2 =$	0.043182720000000	0.000044712443299	0.000001930804919
$\Delta P_{24} = R_{24} \cdot I_{24}^2 =$	0.452736000000000	0.000009724168043	0.000004402480943
$\Delta P \text{ totales} =$			0.000026258898929

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4.47 CÁLCULO DE VALORES DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA REACTIVA			
	X		ΔQ
$\Delta Q_{12} = X_{12} \cdot I_{12}^2 =$	0.044879751512435	0.000195536863100	0.000008775645827
$\Delta Q_{23} = X_{23} \cdot I_{23}^2 =$	0.019018549407736	0.000044712443299	0.000000850365812
$\Delta Q_{24} = X_{24} \cdot I_{24}^2 =$	0.149378900617163	0.000009724168043	0.000001452585532
$\Delta Q \text{ totales} =$			0.000011078597171

Fuente: Elaboración propia

$$\%S^i = \frac{0.000028500264704989}{0.01396472} 100 = 0.20408758478071300000$$

Como se puede observar, el porcentaje de pérdida es el mismo a partir de la quinta iteración; por lo tanto, es en este punto donde se deja de calcular las pérdidas, ya que los resultados comenzaran a repetirse sin sufrir variaciones considerables.

CAPITULO V

5. DESARROLLO DE ALGORITMO Y APLICACIÓN A LAS RED PRIMARIA DE LA SUBESTACION DE TRASFORMACION DOLORESPATA CIUDAD CUSCO.

5.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo, se desarrolla todo lo concerniente al aplicativo de la tesis; que viene a ser el software de reconfiguración de redes de distribución, se describe la estructura y las herramientas que contiene el programa, se explica el procedimiento de aplicación, el proceso de reconfiguración de redes iniciando en un modelo de prueba y luego en alimentadores de la red de distribución de la subestación de transformación Dolorespata, concluyendo con el análisis de los resultados y de alternativas de reconfiguración de los casos expuestos.

5.2. ESTRUCTURA DEL SOFTWARE PARA RECONFIGURAR REDES.

La estructura del software (elaborado en Visual Studio) está conformada por cuatro menús:

- Archivo
- Diagrama
- Ver
- Configuración

Constan también tres elementos de gráfico:

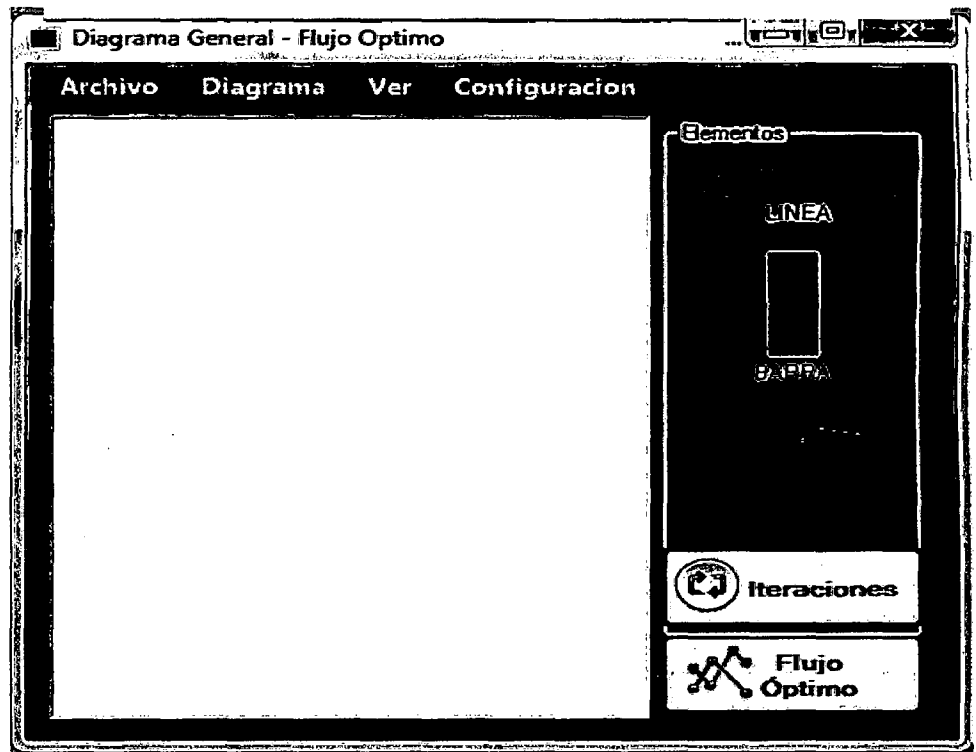
LINEA: Representación de una red primaria del sistema de distribución. Al insertar la figura de línea el software ofrece una amplia selección de tipo de material, sección y disposición de conductores.; es necesario que se ingrese la longitud de la red primaria insertada. Así como también el nombre de la línea.

BARRA: Representación de un nodo de la red. Es necesario definir de manera correcta todos los parámetros (color, dimensión y código) de cada barra o nodo en un inicio ya que modificaciones posteriores pueden llevar a errores en los cálculos.

CARGA: Representación de una carga cualquiera en el sistema de distribución graficado. Es necesario ingresar

desde el principio de manera correcta los valores de potencia activa y reactiva así como el color del gráfico, ya que una vez ingresado por primera vez no es posible cambiar el color ni los valores de potencia ingresados.

FIGURA 5.1

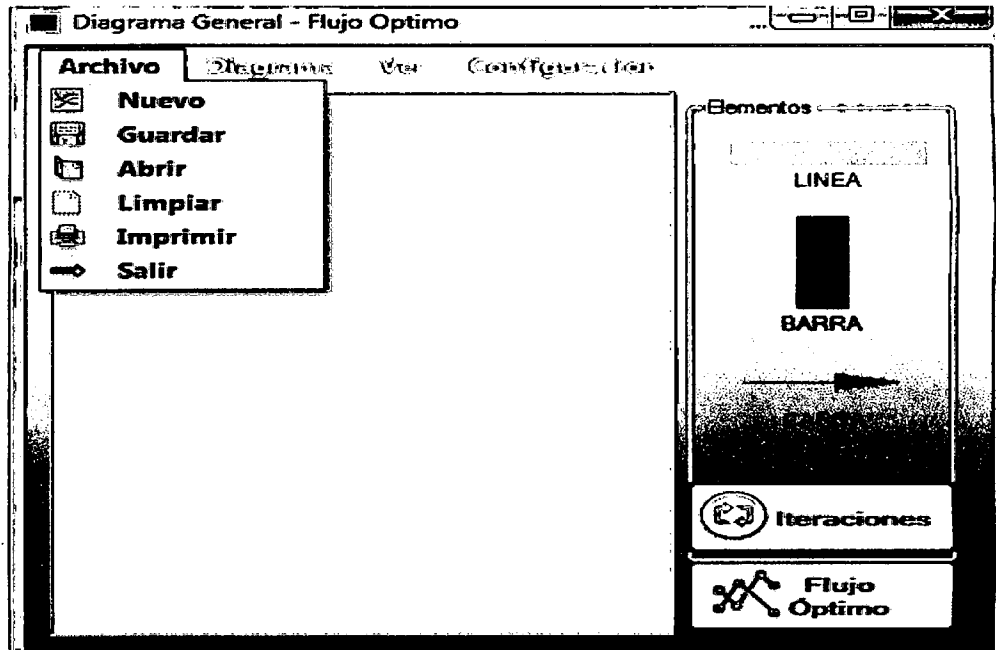


Fuente: Elaboración propia.

El menú archivo está compuesto por los siguientes submenús:

- Nuevo
- Guardar
- Abrir
- Limpiar
- Imprimir
- Salir

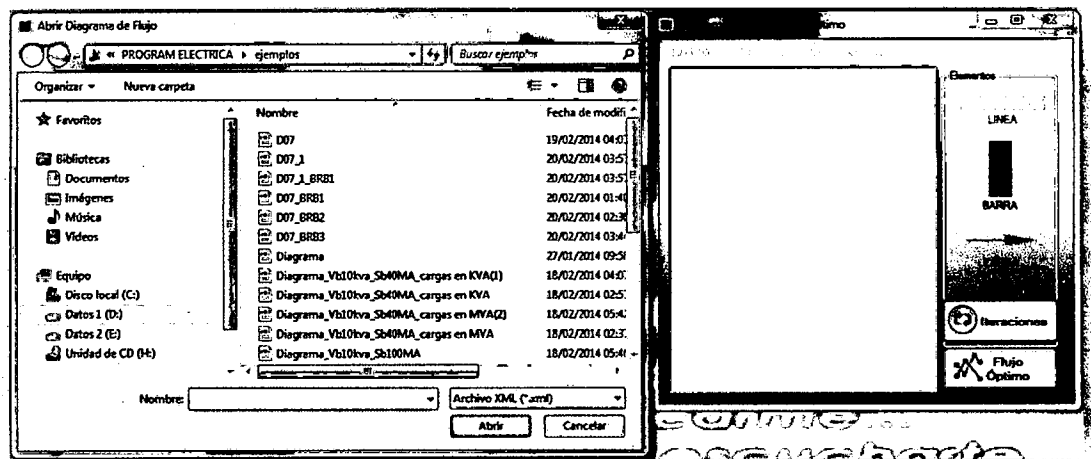
FIGURA 5.2



Fuente: Elaboración propia.

El comando ABRIR proporciona la opción de apertura, de un archivo creado con anterioridad en formato XML.

FIGURA 5.3



Fuente: Elaboración propia.

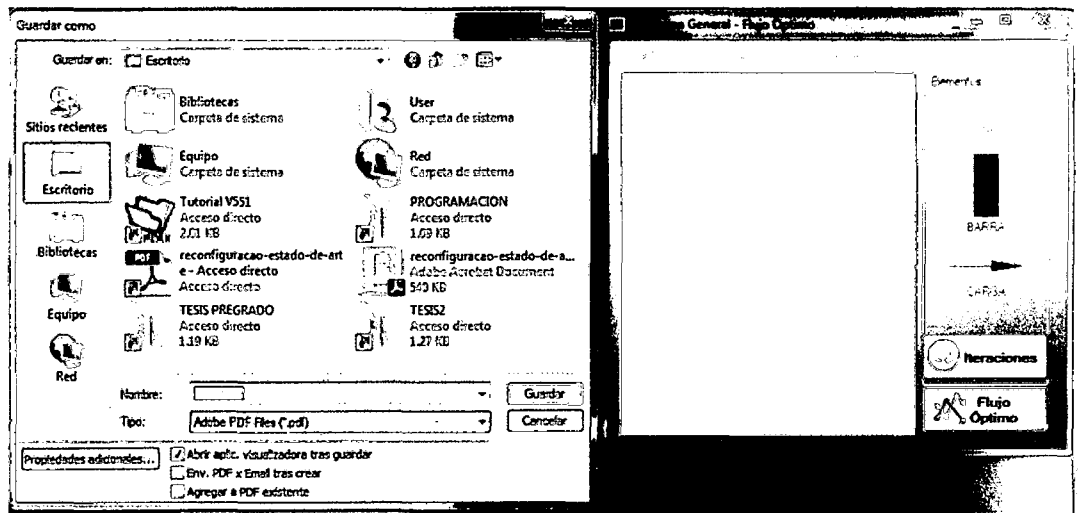
El comando NUEVO permite crear un archivo en blanco para realizar un nuevo proyecto.

El comando GUARDAR permite archivar un trabajo en formato XML; que viene a ser el tipo de formato del software en el que almacena la información del gráfico.

El comando LIMPIAR permite poner en blanco un diagrama, que previamente se inicio, pero se incurrio en algun error y se requiere redibujar el diagrama.

El comando IMPRIMIR permite enviar a imprimir la figura de proyecto, a un archivo digital sea tipo PDF o fisico según sea el tipo de impresora a la que tenga acceso el equipo.

FIGURA 5.4

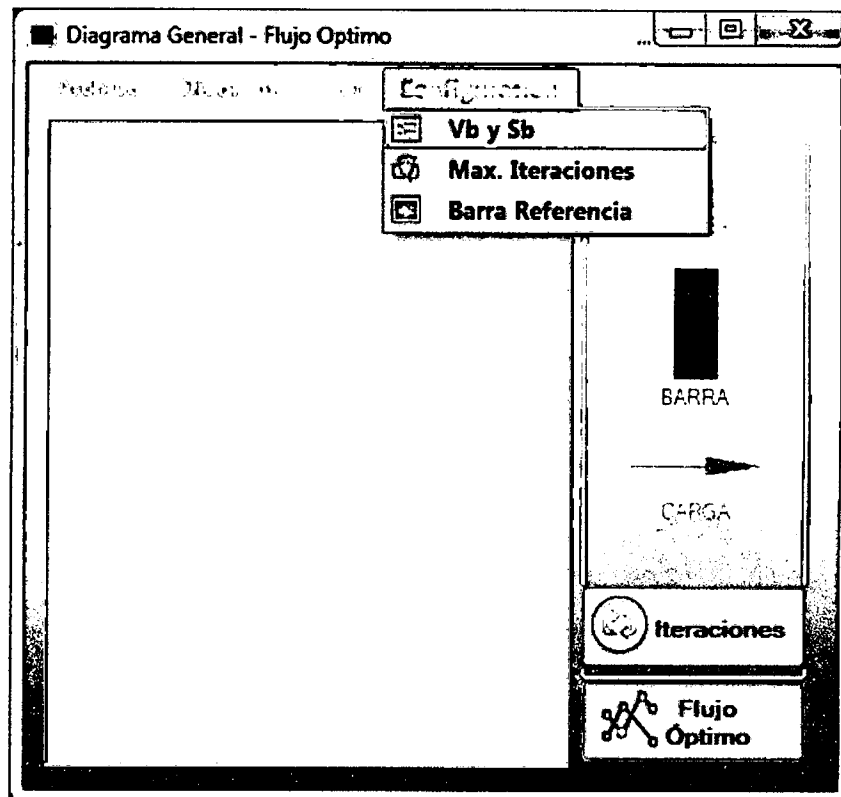


Fuente: Elaboración propia.

Para iniciar el cálculo del flujo de potencia optimo en el software, se inicia colocando los valores base de la tensión y la potencia incluyendo además el número de iteraciones que uno desea que el programa realice.

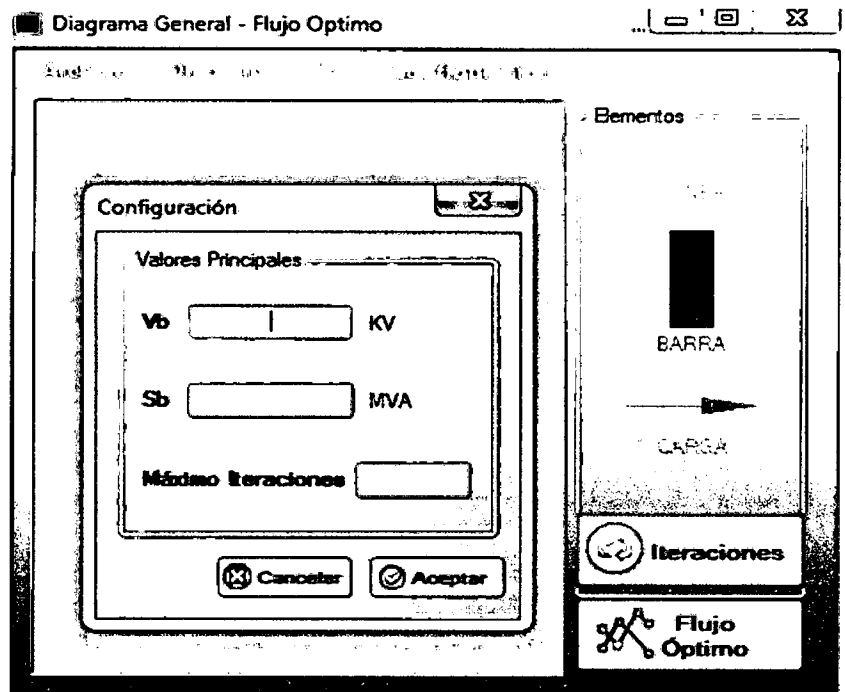
Para ello uno debe de dirigirse al menú configuración y seleccionar la opción Vb y Sb como se observa en la figura 5.5, luego como se puede observar en la figura 5.6 , aparece una ventana para ingresar los datos antes mencionados, una vez ingresados se da aceptar.

FIGURA 5.5



Fuente: Elaboración propia

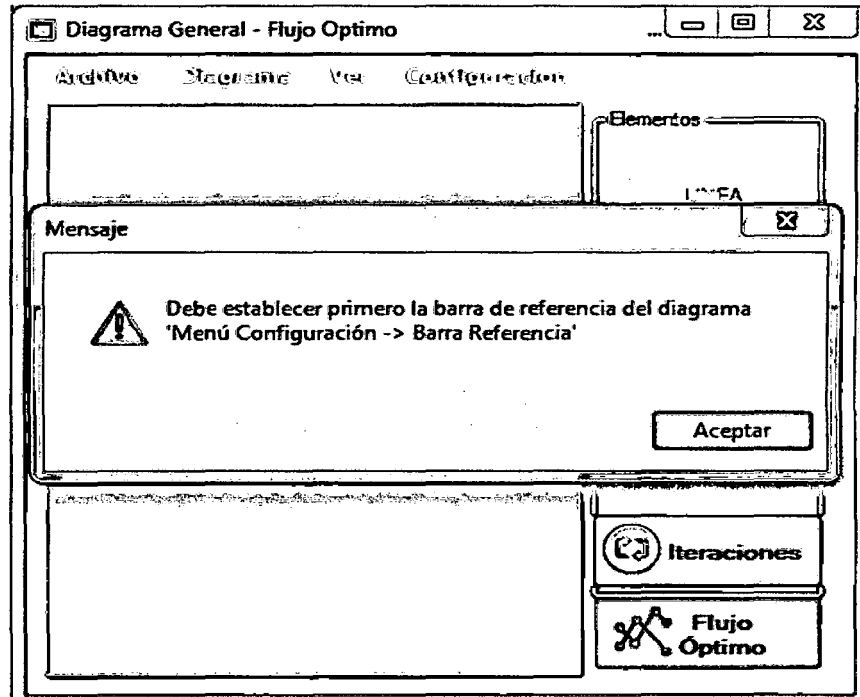
FIGURA 5.6



Fuente: Elaboración propia.

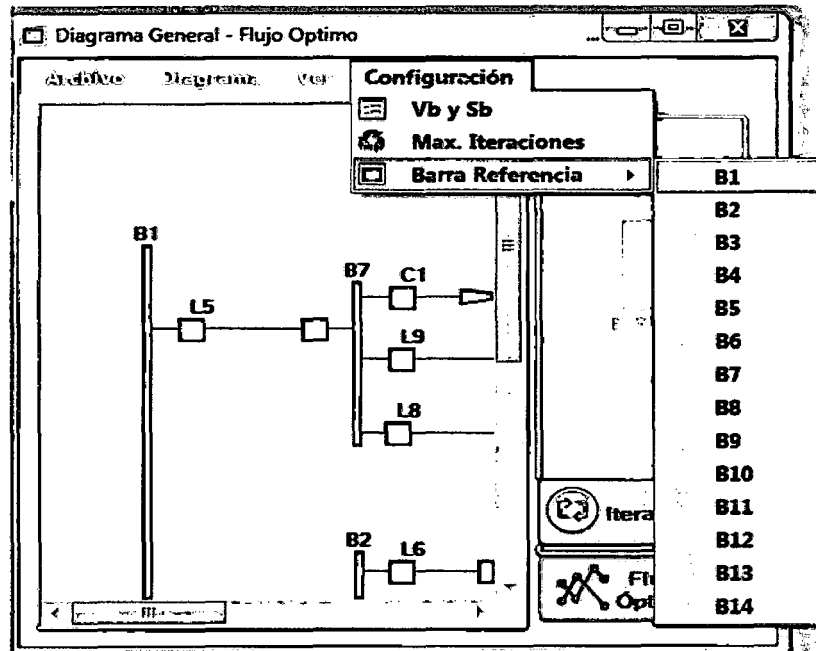
Para continuar con el calculo se debe dar clic en el boton de flujo optimo, al realizar esto el programa mostrara una ventana para de advertencia en donde indica que es nescesario tomar una barra como referencia para el calculo.

FIGURA 5.7



Fuente: Elaboración propia

FIGURA 5.8

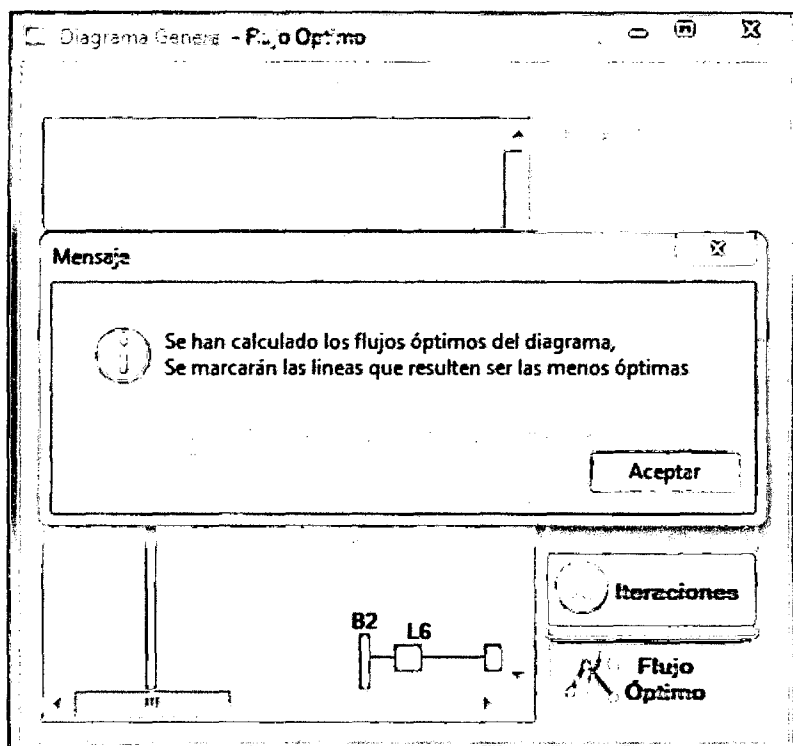


Fuente: Elaboración propia

La figura 5.8 muestra las opciones de barra de referencia para el ejemplo del gráfico.

Una vez seleccionada la barra de referencia de la red, se vuelve a dar clic en el botón de flujo óptimo y en esta ocasión procederá con el cálculo, mostrando una ventana de mensaje donde indica que se ha calculado los flujos óptimos del diagrama.

FIGURA 5.9



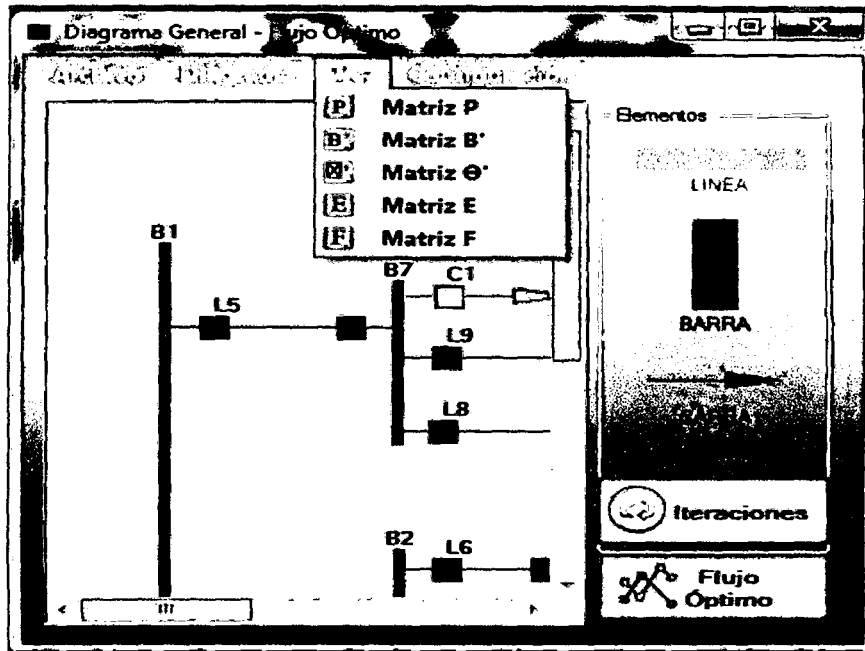
Fuente: Elaboración propia.

Luego de haber sido calculado el flujo óptimo; se procede a revisar los valores de cálculo para ello en el menú ver, se tiene las matrices de cálculo.

A dichas matrices se puede acceder haciendo clic en cada opción, estos es a criterio del operador.

Siendo la más resaltante la matriz F, dicha matriz contiene los valores de los flujos de potencia de cada tramo de línea del sistema de distribución graficado.

FIGURA 5.10



Fuente: Elaboración propia.

A continuación se puede observar la figura que muestra el programa al hacer clic en la matriz B'; el programa muestra una ventana que contiene dentro de esta, la matriz con los valores de las susceptancias de cada línea de la red graficada, además muestra en la parte inferior izquierda la opción de la matriz B" dicha matriz contiene los elementos de susceptancia sin considerar la fila y columna de la matriz de referencia.

FIGURA 5.11

Vista de Matrices

MATRIZ " B' "

Detalle de Matriz

	1	2	3	4	5
1	4.545454545...	4.545454545...	0	0	0
2	4.545454545...	-15.03685503...	5.945945945...	4.545454545...	0
3	0	5.945945945...	-16.43734643...	0	5.945945945...
4	0	4.545454545...	0	-17.04545454...	0
5	0	0	5.945945945...	0	-5.945945945...
6	0	0	4.545454545...	0	0
7	4.545454545...	0	0	0	0
8	0	0	0	12.5	0
9	0	0	0	0	0
10	9.944064636...	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0

Mostrar matriz B"

Aceptar

Fuente: Elaboración propia.

FIGURA 5.12

Vista de Matrices

MATRIZ " B "

Detalle de Matriz

	1	2	3	4	5
1	-15.03685503...	5.945945945...	4.545454545...	0	0
2	5.945945945...	-16.43734643...	0	5.945945945...	4.545454545...
3	4.545454545...	0	-17.04545454...	0	0
4	0	5.945945945...	0	-5.945945945...	0
5	0	4.545454545...	0	0	-17.04545454...
6	0	0	0	0	0
7	0	0	12.5	0	0
8	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	12.5
11	0	0	0	0	0

Mostrar matriz B"

Aceptar

Fuente: Elaboración propia.

Así mismo se tiene la matriz P, que incluye todos los valores de potencia demandada en cada barra de la red. En la parte inferior izquierda se tiene el botón que permite acceder a la matriz P', que incluye los elementos de potencia de la red retirando la potencia de la barra de referencia.

FIGURA 5.13

Vista de Matrices

MATRIZ " P "

Detalle de Matriz

	P
P 1	0.222
P 2	0
P 3	-0.05
P 4	-0.01
P 5	-0.02
P 6	-0.006
P 7	-0.01
P 8	-0.01
P 9	-0.01
P 10	-0.02
P 11	-0.03
P 12	-0.02

Mostrar matriz P'

Aceptar

Fuente: Elaboración propia.

FIGURA 5.14

Vista de Matrices

MATRIZ " θ "

Detalle de Matriz

	θ
$\theta 1$	0.018779548
$\theta 2$	0.023287349...
$\theta 3$	0.015121849...
$\theta 4$	0.026650985...
$\theta 5$	0.020324586...
$\theta 6$	0.012203971...
$\theta 7$	0.014809960...
$\theta 8$	0.017514142...
$\theta 9$	0.010447751...
$\theta 10$	0.018767218...
$\theta 11$	0.018193603...
$\theta 12$	0.019347684...

Aceptar

Fuente: Elaboración propia.

También al realizar un clic sobre la matriz θ , muestra el programa los valores de la matriz teta que vienen a ser los ángulos de tensión de cada nodo de la red obtenidos mediante el cálculo del flujo dc.

FIGURA 5.15

Vista de Matrices

MATRIZ " E "

Detalle de Matriz

	B 2	B 3	B 4	B 5	B 6
L1.2	4.545454545	0	0	0	0
L2.3	-5.945945945...	5.945945945...	0	0	0
L3.5	0	-5.945945945...	0	5.945945945...	0
L3.6	0	-4.545454545...	0	0	4.545454545...
L1.7	0	0	0	0	0
L2.4	-4.545454545...	0	4.545454545...	0	0
L4.8	0	0	-12.5	0	0
L7.8	0	0	0	0	0
L7.9	0	0	0	0	0
L1.10	0	0	0	0	0
L10.11	0	0	0	0	0

Aceptar

Fuente: Elaboración propia.

También se puede conocer los valores de la matriz E, que viene a ser una matriz auxiliar en el cálculo final del flujo dc (figura 5.15).

Por último se puede observar los valores de la matriz F, al realizar un clic sobre la opción de dicha matriz. Esta matriz contiene los valores de flujo de potencia linealizado que circula por cada rama del sistema de distribución graficado.

FIGURA 5.16

Detalle de Matriz	F
L3,6	-0.013467102...
L4,8	-0.003898608...
L13,14	-0.000573989...
L2,4	0.006101390...
L7,8	0.013898609...
L12,13	0.014426010...
L11,6	0.019467102...
L3,5	0.020000000...
L9,14	0.021573989...
L7,9	0.031573989...
L10,12	0.034426010...
L10,11	0.049467102...

Fuente: Elaboración propia.

Luego de haber realizado el cálculo del flujo de potencia dc, se muestra las líneas a retirar de la red para que esta tenga una topología radial.

Se procede con el cálculo de flujo de potencia para redes radiales, para esto se hace clic en el botón de ITERACIONES el cual permitirá calcular solamente si la red cumple con la condición de radialidad, inmediatamente realizado el clic en este botón y si la red cumple con la radialidad, entonces mostrara dos ventanas que contienen los valores de potencia activa, reactiva y el porcentaje de pérdidas en cada iteración.

FIGURA 5.17

Resultado de Iteraciones

Conjunto de Resultados

Máximo Iteraciones 100

Nro	Porcentaje	P Activa	P Reactiva
1	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
2	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
3	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
4	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
5	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
6	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
7	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
8	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
9	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
10	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
11	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
12	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
13	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
14	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
15	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
16	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
17	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...

Exportar a Excel Aceptar

Fuente: Elaboración propia.

La segunda ventana, contiene los valores de corrientes y tensiones de la última iteración, en primer lugar se muestra las corrientes propias de cada carga en cada barra, luego muestra las corrientes de cada línea y por último los valores de tensión de cada nodo de la red para la última iteración.

Así mismo cada una de estas ventanas posee la opción de exportar a Excel, al realizar un clic sobre dicho botón inmediatamente el programa exporta los datos de la tabla al Excel. Los cuales van a ser posteriormente analizados para cada escenario posible de reconfiguración.

FIGURA 5.18

	I/V	Real	Imaginario
Ib1	0	0	0
Ib2	0	0	0
Ib3	0.051204277219618670...	-0.031154664608604874...	
Ib4	0.010159475110128014...	-0.009188338860352766...	
Ib5	0.020500353969193318...	-0.020781835933184366...	
Ib6	0.006054381267808562...	-0.001082128255781896...	
Ib7	0.010080714907595442...	-0.009105027083660987...	
Ib8	0.010098113000254053...	-0.007104158194604594...	
Ib9	0.010110452396711774...	-0.009167500650379495...	
Ib10	0.019978650443719582...	-0.016272925542325069...	
Ib11	0.030147964403213561...	-0.015510419725068054...	
Ib12	0.020150356243344753...	-0.008374504132468967...	
Ib13	0.015046638240572420...	-0.012374088023593501...	
Ib14	0.021287997082334003...	-0.010246047140770615...	
I1	0.081864106298940002...	-0.061124839402142007...	
I2	0.071704631188811988...	-0.051936500541789241...	
I3	0.020500353969193318...	-0.020781835933184366...	

Fuente: Elaboración propia.

5.3. ESQUEMA FUNCIONAL DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.

A continuación se observa el diagrama del esquema funcional del software; el cual muestra el procedimiento a seguir para conseguir una reconfiguración adecuada mediante la asistencia del software de reconfiguración de redes de distribución.

Se considera que si se sigue este procedimiento, se reconfigura la red de distribución para un mínimo de pérdidas activas.

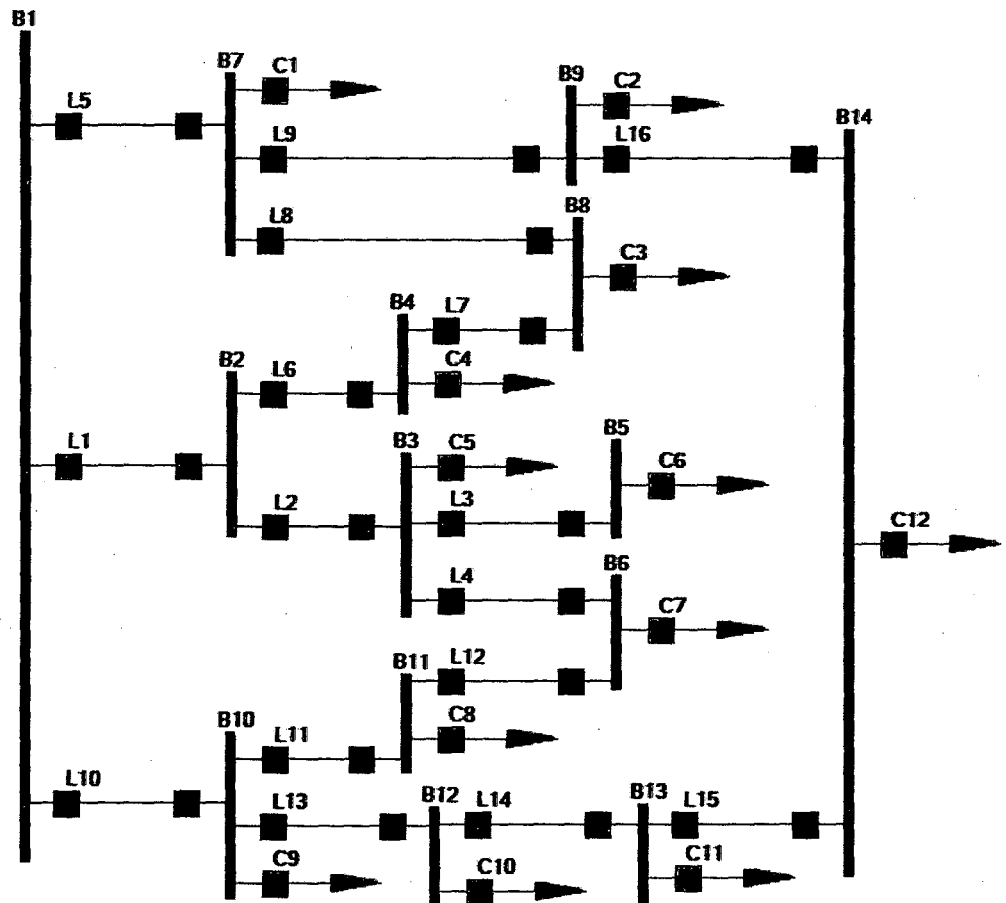
5.4. APLICACIÓN DEL SOFTWARE AL MODELO DE PRUEBA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

A continuación se desarrolla el modelo de prueba en el software; este modelo se introdujo en el capítulo 4.

El cálculo tendrá como resultado los parámetros de pérdidas de potencia en la red, corrientes de línea, corrientes de carga en barra y tensiones de barra, para luego continuar con el análisis de las variables calculadas. Todo este procedimiento se desarrolla bajo la dirección del esquema funcional de la herramienta computacional.

El siguiente gráfico, corresponde al modelo de prueba:

FIGURA 5.20



Fuente: Elaboración propia.

Los datos de cargas en cada barra, que corresponden al modelo de la figura son las siguientes:

La tabla 5.1 muestra el valor de las cargas en PU en cada barra, el valor G indica que en la barra1, se inyecta potencia, y L indica que de la barra 2 a la barra 14 solo se consume potencia.

TABLA 5.1 CARGAS EN LA BARRAS	
G 1	0.222
L 2	0.01
L 3	0.05
L 4	0.01
L 5	0.02
L 6	0.006
L 7	0.01
L 8	0.01
L 9	0.01
L 10	0.02
L 11	0.03
L 12	0.02
L 13	0.015
L 14	0.021

Fuente: Elaboración propia.

Estos valores fueron calculados, utilizando como valores base:

Tensión base $V_b = 10\text{kV}$

Potencia base $S_b = 100\text{ MVA}$

Dónde:

G=carga inyectada.

L=carga consumida.

Siendo la potencia en cada barra:

$$P_i = G_i - L_i \dots\dots\dots 4.1$$

La tabla 5.2 muestra el valor de las cargas en PU, donde se interpreta que en la barra 1 por ser positivo el valor significa que se está inyectando potencia, y el valor negativo de las demás barras indica que se consume potencia.

TABLA 5.2 POTENCIA EN CADA BARRA	
P 1	0.222
P 2	-0.01
P 3	-0.05
P 4	-0.01
P 5	-0.02
P 6	-0.006
P 7	-0.01
P 8	-0.01
P 9	-0.01
P 10	-0.02
P 11	-0.03
P 12	-0.02
P 13	-0.015
P 14	-0.021

Fuente: Elaboración propia.

Aplicando la ecuación 4.1 se obtiene los valores de la tabla 5.2.

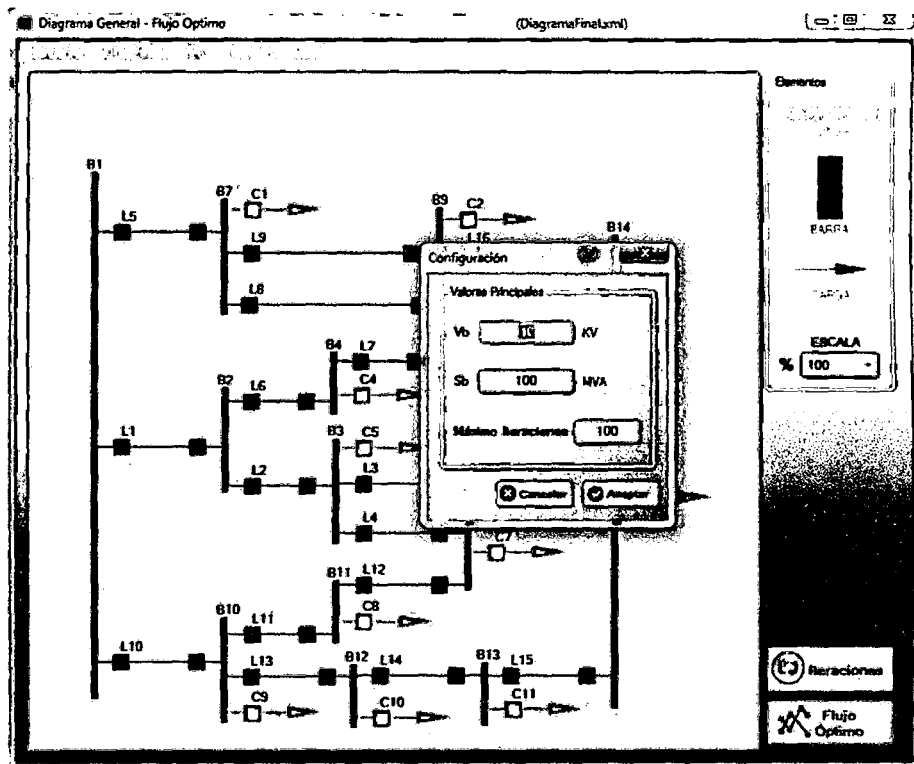
La impedancia en las líneas:

TABLA 5.3 IMPEDANCIAS DE LA LINEA		
Línea	Ri	Xi
L5	0.11	0.11
L1	0.11	0.11
L10	0.0075	0.1
L6	0.11	0.11
L2	0.08	0.11
L8	0.09	0.12
L9	0.08	0.11
L11	0.08	0.11
L13	0.09	0.18
L14	0.04	0.04
L4	0.11	0.11
L3	0.08	0.11
L16	0.04	0.04
L7	0.04	0.04
L12	0.04	0.04
L15	0.09	0.12

Fuente: Elaboración propia.

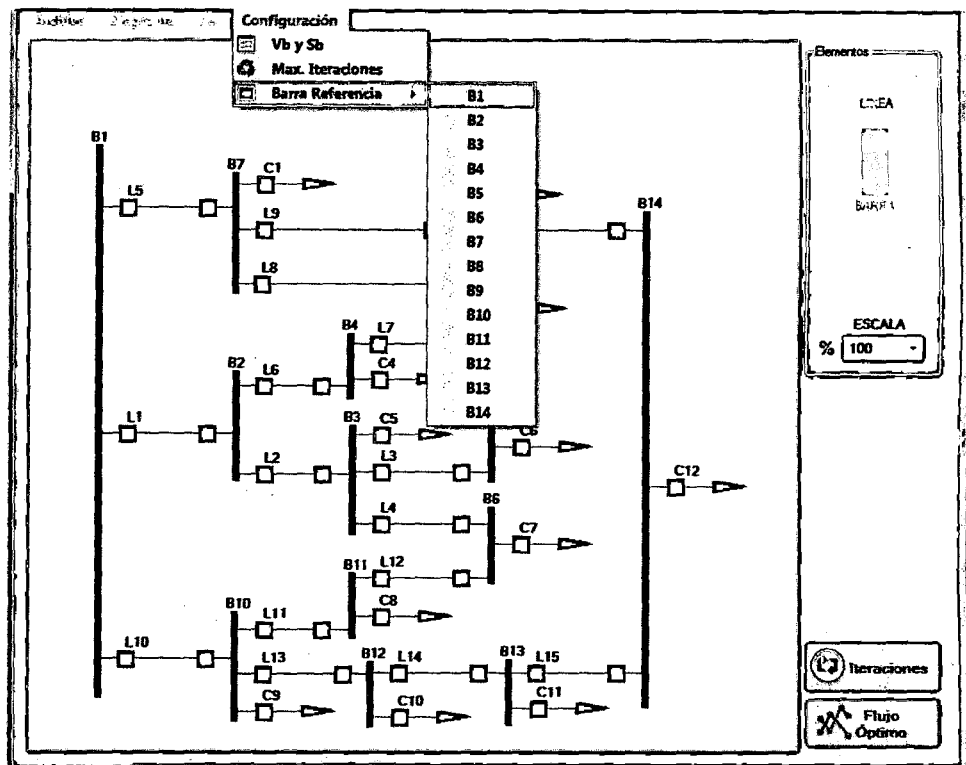
Una vez graficado e insertado los valores de cada elemento, se procede a establecer la barra de referencia; se asume que previamente ya se seleccionó los valores base.

FIGURA 5.21



Fuente: Elaboración propia.

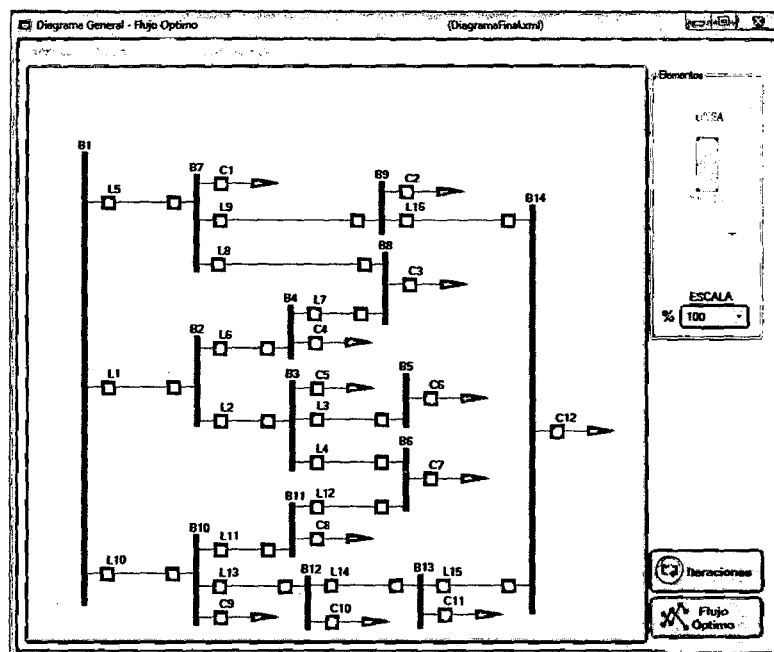
FIGURA 5.22



Fuente: Elaboración propia.

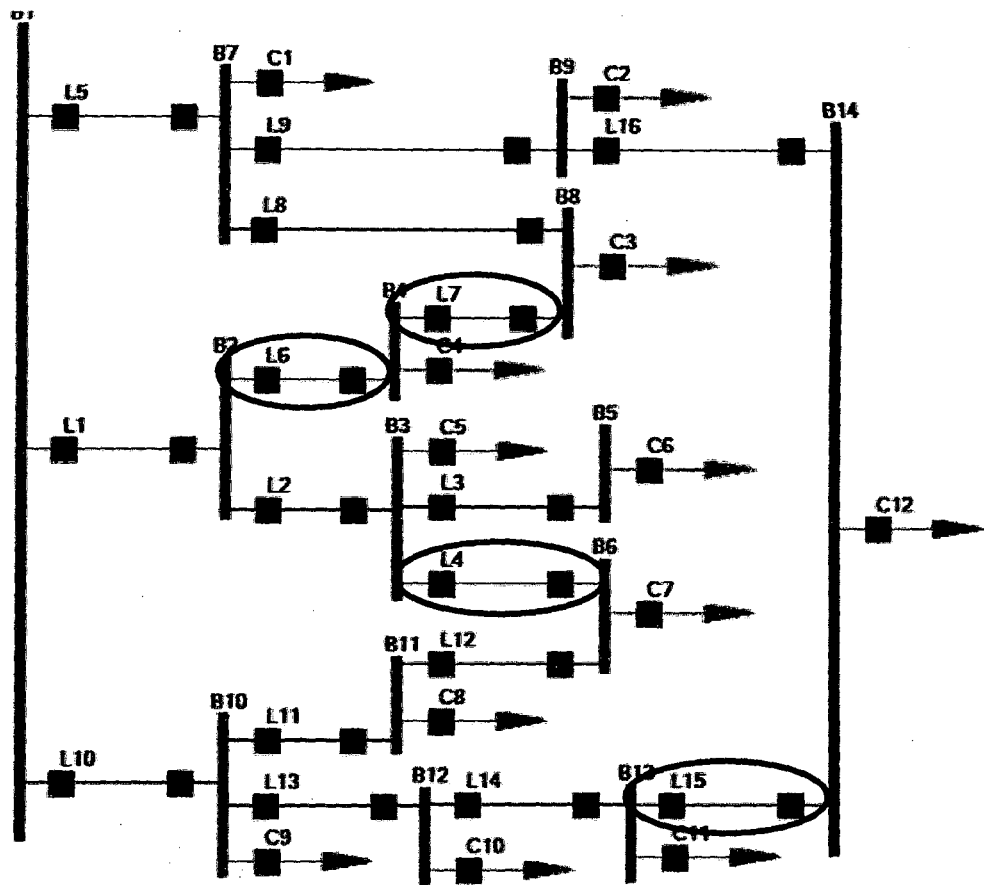
Seleccionada la barra de referencia, se calcula el flujo óptimo; el programa resaltara las líneas que se utilizaran en las combinaciones de las posibles nuevas topologías del sistema, para cada escenario definido previamente.

FIGURA 5.23



Fuente: Elaboración propia

FIGURA 5.24



Fuente: Elaboración propia.

Los resultados del FO obtenidos, se muestran en las siguientes tablas:

TABLA 5.4
MATRIZ P

P 1	0.222
P 2	0
P 3	-0.05
P 4	-0.01
P 5	-0.02
P 6	-0.006
P 7	-0.01
P 8	-0.01
P 9	-0.01
P 10	-0.02
P 11	-0.03
P 12	-0.02
P 13	-0.015
P 14	-0.021

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.5
MATRIZ P'

P 2	0
P 3	-0.05
P 4	-0.01
P 5	-0.02
P 6	-0.006
P 7	-0.01
P 8	-0.01
P 9	-0.01
P 10	-0.02
P 11	-0.03
P 12	-0.02
P 13	-0.015
P 14	-0.021

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.6 **MATRIZ θ'**

$\theta 2$	0.0137795435182721
$\theta 3$	0.0232873490502063
$\theta 4$	0.0151218495133343
$\theta 5$	0.0266509854180791
$\theta 6$	0.0203245865713436
$\theta 7$	0.01220397158631
$\theta 8$	0.0148099607957653
$\theta 9$	0.0175141424732067
$\theta 10$	0.0104477511988387
$\theta 11$	0.0187672183808971
$\theta 12$	0.0181936036616504
$\theta 13$	0.0193476845410052
$\theta 14$	0.0192400615947489

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.10 MATRIZ "F"	
L3,6	-0.013467102176649
L4,8	-0.00389860896961208
L13,14	-0.000573989046700488
L2,4	0.00610139088664613
L7,8	0.0138986091170946
L12,13	0.0144260109919354
L11,6	0.0194671023805804
L3,5	0.0200000000251893
L9,14	0.021573989019278
L7,9	0.0315739890572231
L10,12	0.03442601094583
L10,11	0.0494671021635908
L1,7	0.0554725981195911
L2,3	0.0565328977574467
L1,2	0.0626342887194187
L1,10	0.103893113226488

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa al comparar los resultados de la última tabla que corresponde a la matriz "F" y las líneas resaltadas en rojo en la figura; son las líneas que transportan menor cantidad de flujo, entonces son estas las que se utilizarán para hacer el juego de combinaciones de las posibles nuevas topologías de la red; y estas a su vez serán combinadas con los posibles escenarios que operaría el sistema de distribución en el corto plazo.

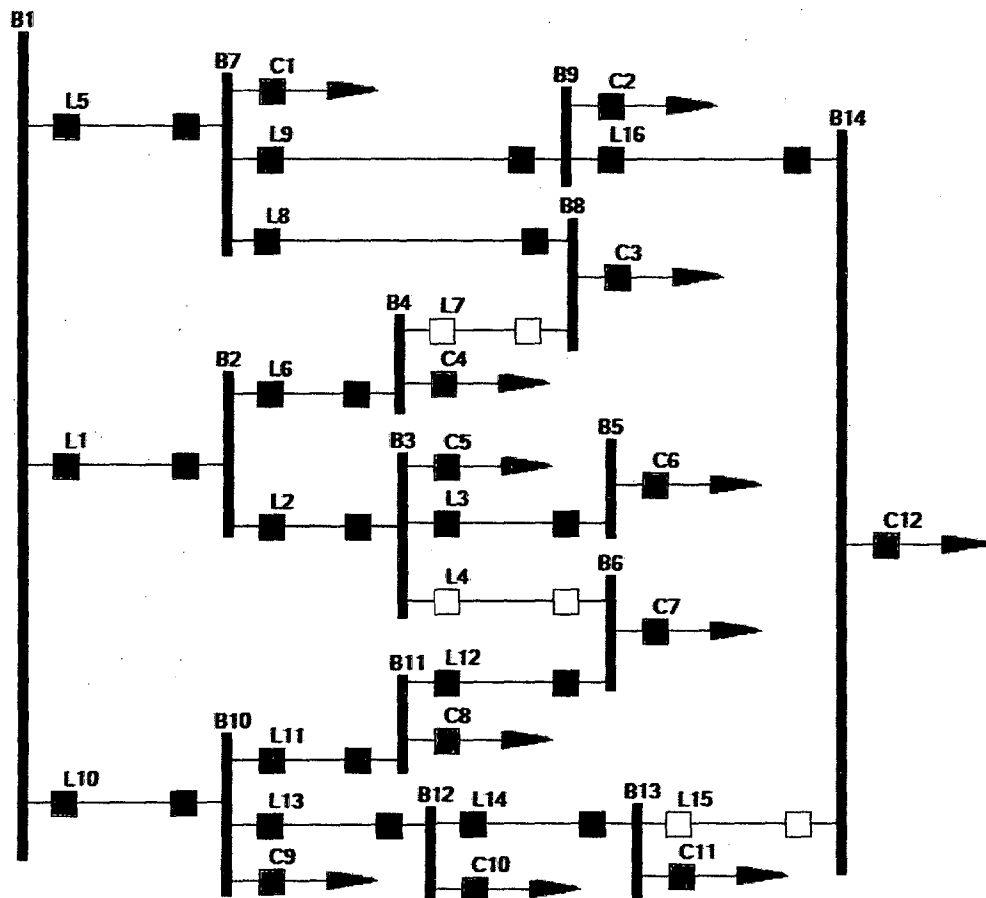
Es así que se puede identificar los escenarios de acuerdo a lo siguiente: "Para discretizar las curvas de carga en niveles, aunque estas no se conozcan se pueden utilizar una discretización por niveles representativos que son un porcentaje de la demanda pico, este criterio es utilizado principalmente por N.I SANTOSO y O.T TAN quienes consideraron que los niveles de carga que deben tenerse en cuenta ocurren para el 50%, 70%, 85% y 100% de la demanda pico.

En este caso se tiene 8 escenarios cuando la demanda ocurre para el 100%, que serán combinados para cada posible topología, en donde se identificarán previamente las líneas que operan normalmente cerradas y las que operan normalmente abiertas, esto se organiza en la siguiente tabla.

TABLA 5.11 OPERACIÓN NORMAL DE LINEAS	
LINEAS NORMALMENTE CERRADAS	LINEAS NORMALMENTE ABIERTAS
L9 L11	L4 L7 L15

Fuente: Elaboración propia.

FIGURA 5.25



Fuente: Elaboración propia.

Al calcular con el software da como resultado que las líneas a considerar como normalmente abiertas, son las mismas que las ya definidas previamente; con excepción que la Línea 6, se añaden como una de las alternativas a considerar para la reconfiguración de la red.

A continuación se calcula las pérdidas de potencia de la red para cada combinación de líneas que operan normalmente cerradas y normalmente abiertas. Se Analiza las perdidas en cada escenario, para las variaciones de las

demandas como ya se mencionó anteriormente. La Tabla 5.12 es el resultado de aplicar el software en el modelo de prueba.

TABLA 5.12 OPERACIÓN NORMAL DE LINEAS APLICANDO EL SOFTWARE	
LINEAS NORMALMENTE CERRADAS	LINEAS NORMALMENTE ABIERTAS
L9 L11	L4 L6, L7 L15

Fuente: Elaboración propia.

Así también es necesidad de la solución de reconfiguración, elaborar una tabla donde se muestren las líneas que de manera coordinada operaran mediante la combinación línea abierta línea cerrada; la tabla 5.13 muestra para el modelo de prueba que se utiliza en esta tesis (figura 5.24) las combinaciones en las que operaran en el sistema, siendo identificadas con color verde las líneas que permiten el paso del flujo de potencia (normalmente cerradas NC); con color rojo las líneas que no transportaran energía eléctrica (normalmente abiertas NO)

TABLA 5.13 COD. DE COORDINACION	
CODIGO COORDINACION	LINEAS NC, NO
A	L9, L15
A'	L15, L9
B	L6, L7
B'	L7, L6
C	L11, L4
C'	L4, L11

Fuente: Elaboración propia.

A continuación se tiene la tabla 5.14 que muestra todas las posibilidades de combinación para distintos escenarios.

TABLA 5.14 TABLA DE ESCENARIOS		
Nº	ESCENARIO	% DEMANDA
1	A B C	100
2	A' B C	100
3	A B' C	100
4	A B C'	100
5	A B' C'	100
6	A' B C'	100
7	A' B' C	100
8	A' B' C'	100

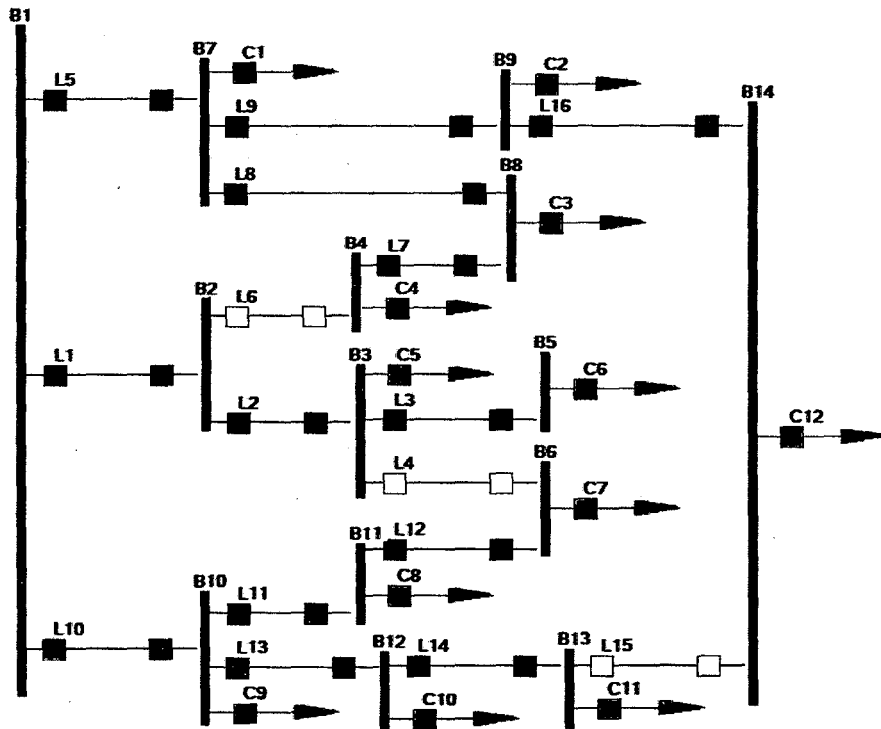
Fuente: Elaboración propia.

Solo se considerara la demanda al 100%, por ser el caso donde el sistema experimentara la mayor cantidad de pérdidas.

A continuación se analiza y compara cada uno de estos escenarios, los cuales mostraran al operador las posibilidades de reconfiguración ante una posible falla en algún tramo de la red.

ESCENARIO N°1

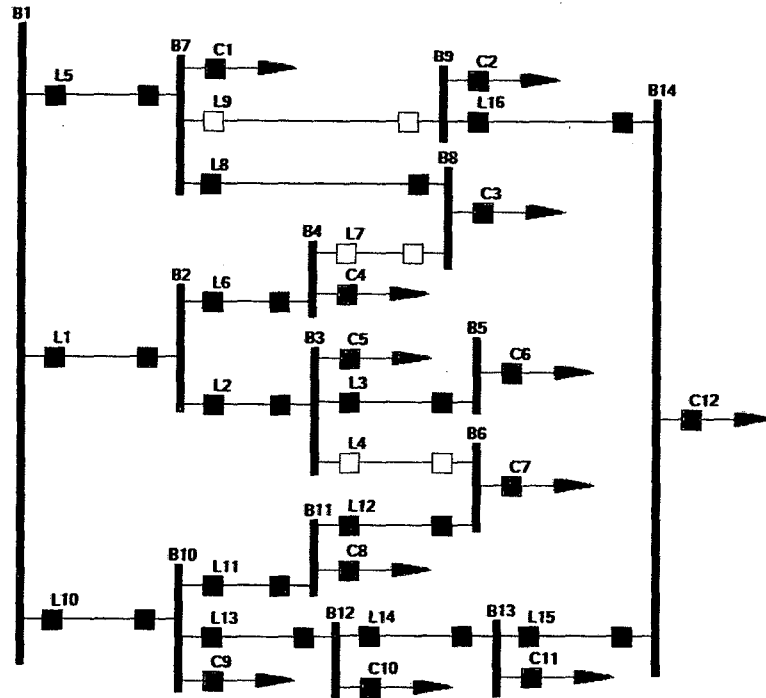
FIGURA 5.26 ESCENARIO ABC



Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO 2

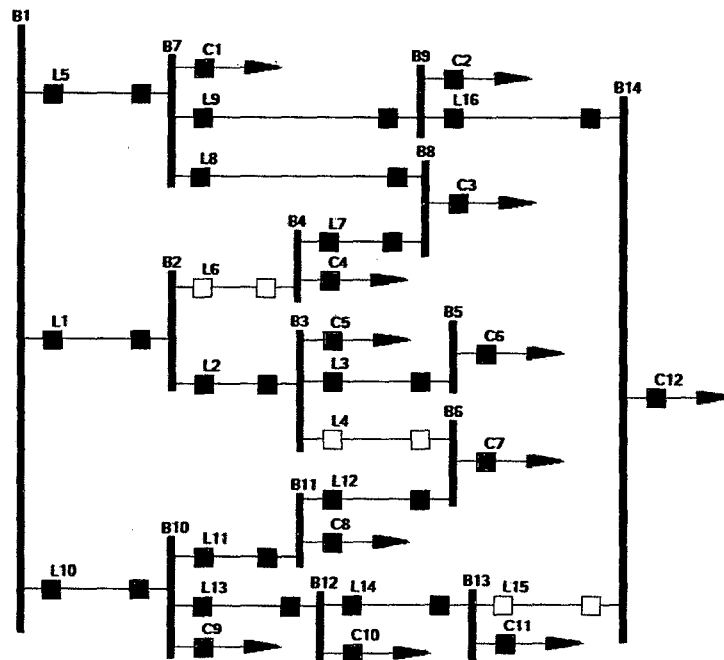
FIGURA 5.27 ESCENARIO A'BC



Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO 3

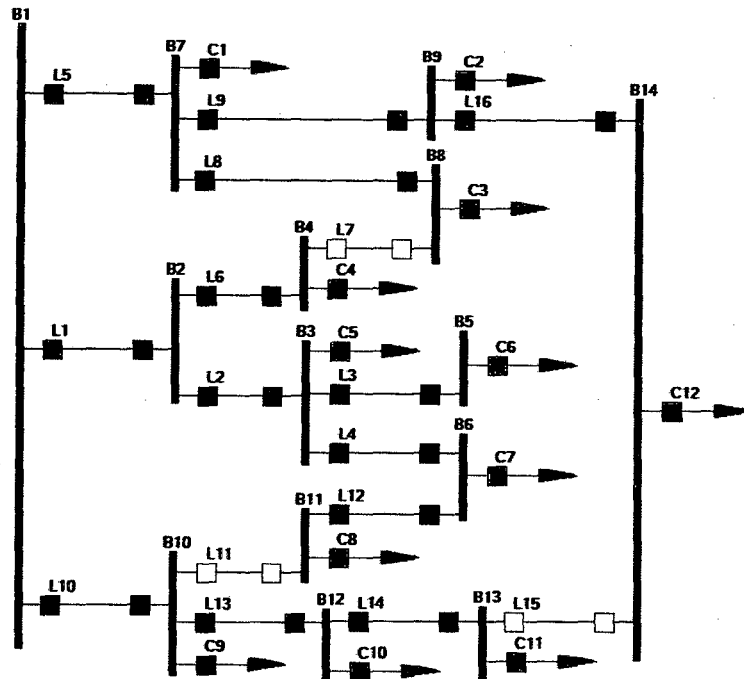
FIGURA 5.28 ESCENARIO AB'C



Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO 4

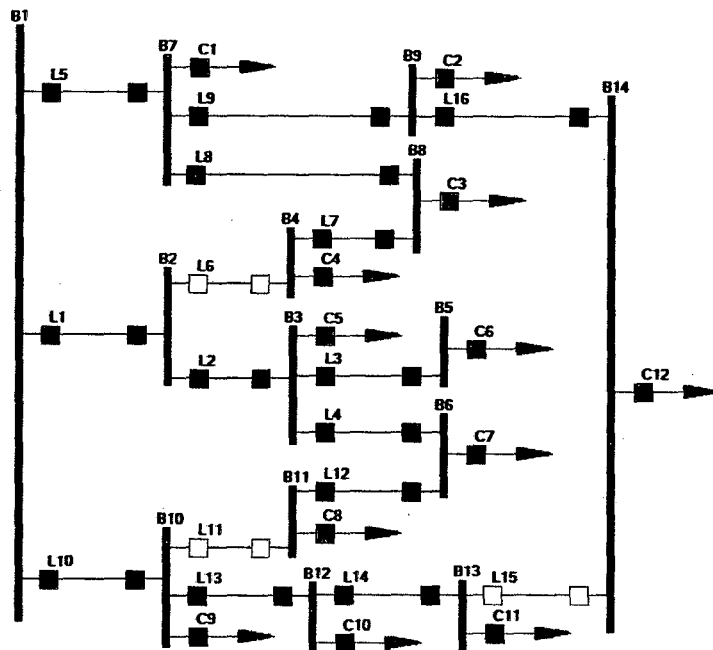
FIGURA 5.29 ESCENARIO ABC'



Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO 5

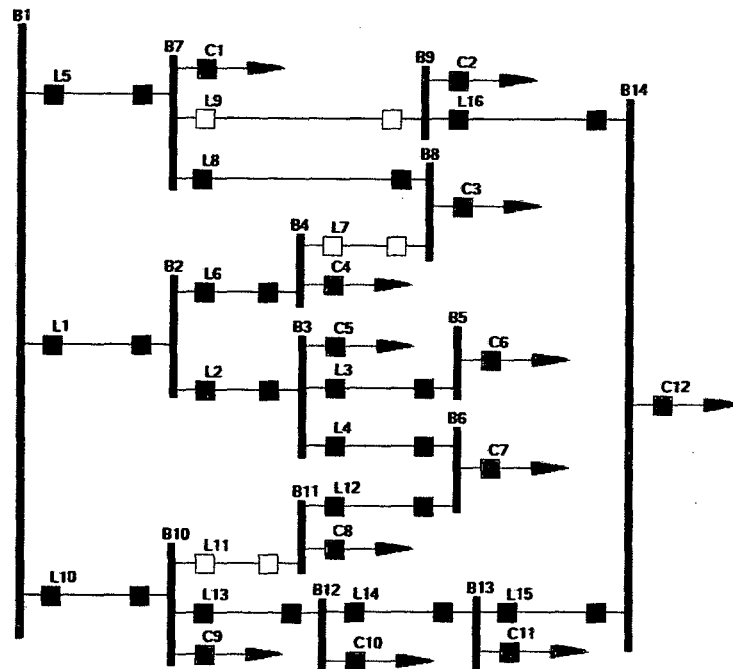
FIGURA 5.30 ESCENARIO AB'C'



Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO 6

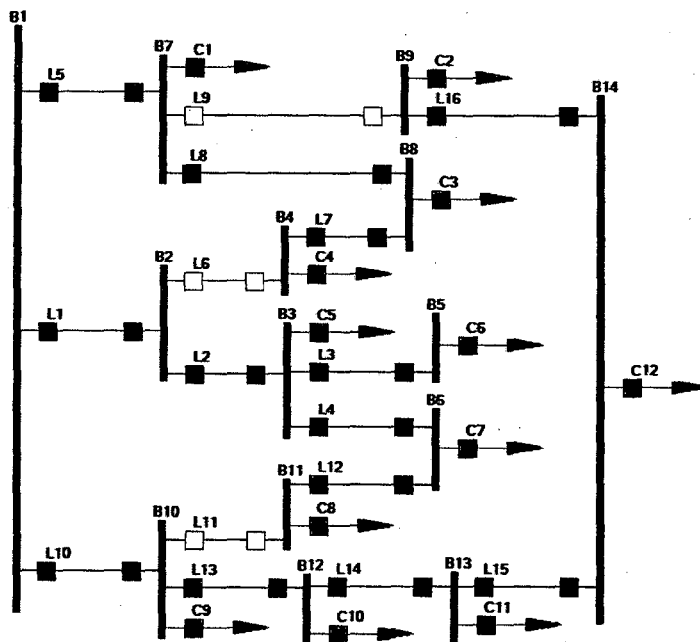
FIGURA 5.31 ESCENARIO A'BC'



Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO 7

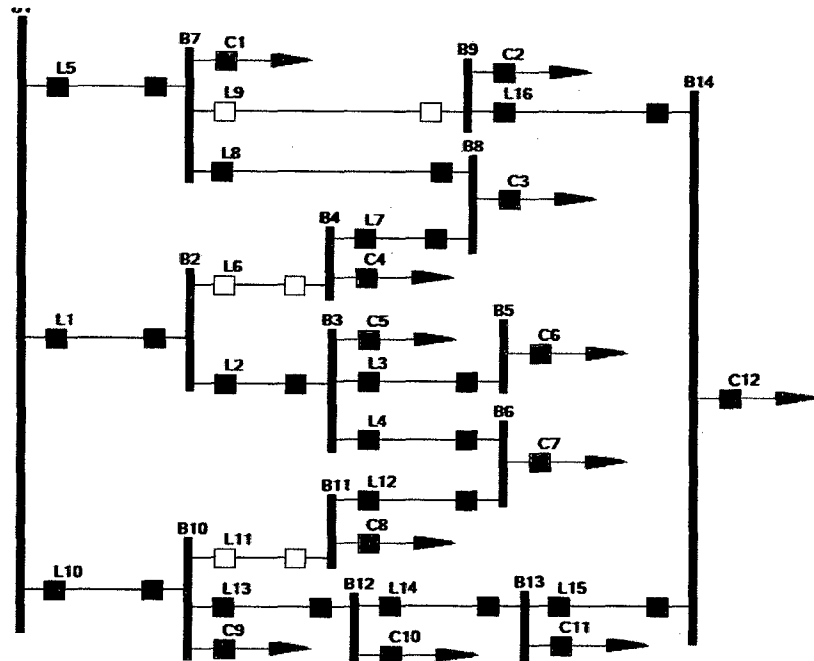
FIGURA 5.32 ESCENARIO A'B'C



Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO 8

FIGURA 5.33 ESCENARIO A'B'C'



Fuente: Elaboración propia.

Una vez definido los posibles escenarios que se presentaran en el proceso de reconfiguración, continúa revisar los valores de los parámetros de corrientes de línea, corrientes de carga en barra y tensiones en cada barra del sistema.

CORRIENTES DE LINEA

TABLA 5.15 ESCENARIO1 ABC		
CORRIENTES DE LINEA		
	Real	Imaginario
II1	0.071550582	-0.051810144
II2	0.071550582	-0.051810144
II3	0.020456878	-0.020732106
II5	0.061842876	-0.04490426
II7	0.010138936	-0.009178653
II8	0.020276129	-0.016318161
II9	0.031465135	-0.019460119
II10	0.091377991	-0.053614066
II11	0.036202346	-0.016592548
II12	0.006054381	-0.001082128
II13	0.035196994	-0.020748592
II14	0.015046638	-0.012374088
II16	0.021333598	-0.01027125

Fuente: Elaboración propia

TABLA 5.16 ESCENARIO2 A'BC		
CORRIENTES DE LINEA		
	Real	Imaginario
II1	0.08186411	-0.06112484
II2	0.07170463	-0.0519365
II3	0.02050035	-0.02078184
II5	0.02008643	-0.01609095
II6	0.01015948	-0.00918834
II8	0.01005046	-0.00705056
II10	0.12310734	-0.07467319
II11	0.03623629	-0.01674308
II12	0.00606528	-0.00110333
II13	0.06689583	-0.04155801
II14	0.04662439	-0.03296338
II15	0.03150539	-0.02033531
II16	0.01009947	-0.00952452

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.17 ESCENARIO3 AB'C		
CORRIENTES DE LINEA		
	Real	Imaginario
II1	0.07155058	-0.05181014
II2	0.07155058	-0.05181014
II3	0.02045688	-0.02073211
II5	0.05157728	-0.03562273
II8	0.01009811	-0.00710416
II9	0.03139845	-0.01941355
II10	0.09137799	-0.05361407
II11	0.03620235	-0.01659255
II12	0.00605438	-0.00108213
II13	0.03519699	-0.02074859
II14	0.01504664	-0.01237409
II16	0.021288	-0.01024605

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.18 ESCENARIO4 ABC'		
CORRIENTES DE LINEA		
	Real	Imaginario
II1	0.08808693	-0.06237958
II2	0.07792407	-0.05317786
II3	0.0205067	-0.02083721
II4	0.00617338	-0.00107934
II5	0.05157728	-0.03562273
II6	0.01016286	-0.00920171
II8	0.01009811	-0.00710416
II9	0.03139845	-0.01941355
II10	0.05519775	-0.03675418
II13	0.03520078	-0.02058319
II14	0.01506061	-0.01229643
II16	0.021288	-0.01024605

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.19 ESCENARIO5 AB'C'		
CORRIENTES DE LINEA		
	Real	Imaginario
II1	0.07775576	-0.05304708
II2	0.07775576	-0.05304708
II3	0.02046312	-0.02078709
II4	0.00615962	-0.00107604
II5	0.05157728	-0.03562273
II8	0.01009811	-0.00710416
II9	0.03139845	-0.01941355
II10	0.05519775	-0.03675418
II13	0.03520078	-0.02058319
II14	0.01506061	-0.01229643
II16	0.021288	-0.01024605

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.20 ESCENARIO6 A'BC'		
CORRIENTES DE LINEA		
	Real	Imaginario
II1	0.1199644	-0.07949996
II2	0.10976088	-0.07023025
II3	0.02063256	-0.02113351
II4	0.03748961	-0.0173115
II5	0.02008643	-0.01609095
II6	0.01020352	-0.00926971
II8	0.01005046	-0.00705056
II10	0.08690094	-0.05750327
II12	0.03122589	-0.01617891
II13	0.06690731	-0.04123399
II14	0.04664632	-0.03272905
II15	0.03151311	-0.02018067
II16	0.01011267	-0.00946872

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.21 ESCENARIO7 A'B'C		
CORRIENTES DE LINEA		
	Real	Imaginario
II1	0.07155058	-0.05181014
II2	0.07155058	-0.05181014
II3	0.02045688	-0.02073211
II5	0.02008643	-0.01609095
II8	0.01005046	-0.00705056
II10	0.11275983	-0.06476745
II11	0.03621381	-0.01668938
II12	0.00605984	-0.00109617
II13	0.05657605	-0.03174298
II14	0.03636401	-0.02322233
II15	0.02128854	-0.01068411

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.22 ESCENARIO8 A'B'C'		
CORRIENTES DE LINEA		
	Real	Imaginario
II1	0.07775576	-0.05304708
II2	0.07775576	-0.05304708
II3	0.02046312	-0.02078709
II4	0.00615962	-0.00107604
II5	0.02008643	-0.01609095
II8	0.01005046	-0.00705056
II10	0.0765633	-0.04771027
II13	0.05657493	-0.03147762
II14	0.03637314	-0.02304591
II15	0.02128344	-0.01058657

Fuente: Elaboración propia.

CORRIENTES DE CARGA EN BARRA

TABLA 5.23 ESCENARIO1 ABC		
CORRIENTES DE CARGA EN BARRA		
	Real	Imaginario
I b1	0	0
I b2	0	0
I b3	0.051093703	-0.031078038
I b4	0.010138936	-0.009178653
I b5	0.020456878	-0.020732106
I b6	0.006054381	-0.001082128
I b7	0.010101611	-0.009125981
I b8	0.010137193	-0.007139508
I b9	0.010131537	-0.009188869
I b10	0.01997865	-0.016272926
I b11	0.030147964	-0.01551042
I b12	0.020150356	-0.008374504
I b13	0.015046638	-0.012374088
I b14	0.021333598	-0.01027125

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.24 ESCENARIO2 A'BC		
CORRIENTES DE CARGA EN BARRA		
	Real	Imaginario
I b1	0	0
I b2	0	0
I b3	0.05120428	-0.03115466
I b4	0.01015948	-0.00918834
I b5	0.02050035	-0.02078184
I b6	0.00606528	-0.00110333
I b7	0.01003596	-0.00904039
I b8	0.01005046	-0.00705056
I b9	0.01009947	-0.00952452
I b10	0.01997522	-0.01637209
I b11	0.03017101	-0.01563975
I b12	0.02027144	-0.00859463
I b13	0.015119	-0.01262807
I b14	0.02140592	-0.01081079

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.25 ESCENARIO3 AB'C		
CORRIENTES DE CARGA EN BARRA		
	Real	Imaginario
I b1	0	0
I b2	0	0
I b3	0.0510937	-0.03107804
I b4	0.01	-0.009
I b5	0.02045688	-0.02073211
I b6	0.00605438	-0.00108213
I b7	0.01008071	-0.00910503
I b8	0.01009811	-0.00710416
I b9	0.01011045	-0.0091675
I b10	0.01997865	-0.01627293
I b11	0.03014796	-0.01551042
I b12	0.02015036	-0.0083745
I b13	0.01504664	-0.01237409
I b14	0.021288	-0.01024605

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.26 ESCENARIO4 ABC'		
CORRIENTES DE CARGA EN BARRA		
	Real	Imaginario
I b1	0	0
I b2	0	0
I b3	0.05124399	-0.03126131
I b4	0.01016286	-0.00920171
I b5	0.0205067	-0.02083721
I b6	0.00617338	-0.00107934
I b7	0.01008071	-0.00910503
I b8	0.01009811	-0.00710416
I b9	0.01011045	-0.0091675
I b10	0.01999697	-0.016171
I b11	0.03	-0.015
I b12	0.02014017	-0.00828676
I b13	0.01506061	-0.01229643
I b14	0.021288	-0.01024605

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.27 ESCENARIO5 AB'C'		
CORRIENTES DE CARGA EN BARRA		
	Real	Imaginario
I b1	0	0
I b2	0	0
I b3	0.05113302	-0.03118396
I b4	0.01	-0.009
I b5	0.02046312	-0.02078709
I b6	0.00615962	-0.00107604
I b7	0.01008071	-0.00910503
I b8	0.01009811	-0.00710416
I b9	0.01011045	-0.0091675
I b10	0.01999697	-0.016171
I b11	0.03	-0.015
I b12	0.02014017	-0.00828676
I b13	0.01506061	-0.01229643
I b14	0.021288	-0.01024605

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.28 ESCENARIO6 A'BC'		
CORRIENTES DE CARGA EN BARRA		
	Real	Imaginario
I b1	0	0
I b2	0	0
I b3	0.05163871	-0.03178525
I b4	0.01020352	-0.00926971
I b5	0.02063256	-0.02113351
I b6	0.00626371	-0.00113259
I b7	0.01003596	-0.00904039
I b8	0.01005046	-0.00705056
I b9	0.01011267	-0.00946872
I b10	0.01999364	-0.01626928
I b11	0.03122589	-0.01617891
I b12	0.02026099	-0.00850494
I b13	0.0151332	-0.01254838
I b14	0.02140044	-0.01071195

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.29 ESCENARIO7 A'B'C		
CORRIENTES DE CARGA EN BARRA		
	Real	Imaginario
I b1	0	0
I b2	0	0
I b3	0.0510937	-0.03107804
I b4	0.01	-0.009
I b5	0.02045688	-0.02073211
I b6	0.00605984	-0.00109617
I b7	0.01003596	-0.00904039
I b8	0.01005046	-0.00705056
I b9	0.01	-0.009
I b10	0.01996997	-0.01633509
I b11	0.03015397	-0.01559321
I b12	0.02021204	-0.00852064
I b13	0.01507547	-0.01253823
I b14	0.02128854	-0.01068411

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.30 ESCENARIO8 A'B'C		
CORRIENTES DE CARGA EN BARRA		
	Real	Imaginario
I b1	0	0
I b2	0	0
I b3	0.05113302	-0.03118396
I b4	0.01	-0.009
I b5	0.02046312	-0.02078709
I b6	0.00615962	-0.00107604
I b7	0.01003596	-0.00904039
I b8	0.01005046	-0.00705056
I b9	0.01	-0.009
I b10	0.01998837	-0.01623265
I b11	0.03	-0.015
I b12	0.02020179	-0.00843171
I b13	0.01508969	-0.01245934
I b14	0.02128344	-0.01058657

Fuente: Elaboración propia.

TENSIONES DE BARRA

TABLA 5.31 ESCENARIO1 ABC		
TENSION DE BARRA EN LA ÚLTIMA ITERACION.		
	Real	Imaginario
V' b1	1	0
V' b2	0.98643032	-0.002171448
V' b3	0.975007158	-0.005897201
V' b4	0.983702081	-0.00286616
V' b5	0.971090076	-0.006488889
V' b6	0.98894643	-0.011589438
V' b7	0.988257815	-0.001863248
V' b8	0.984474784	-0.002827749
V' b9	0.983599991	-0.003767603
V' b10	0.993953259	-0.008735694
V' b11	0.989231891	-0.011390548
V' b12	0.987050782	-0.013203779
V' b13	0.985953953	-0.013310681
V' b14	0.982335797	-0.004210097

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.32 ESCENARIO2 A'BC		
TENSION DE BARRA EN LA ÚLTIMA ITERACION.		
I / V'	Real	Imaginario
V' b1	1	0
V' b2	0.98427122	-0.00228132
V' b3	0.97282183	-0.00601391
V' b4	0.98214296	-0.00238814
V' b5	0.9688958	-0.0066064
V' b6	0.98658199	-0.01459571
V' b7	0.99602049	-0.0004395
V' b8	0.99426988	-0.00101101
V' b9	0.96886412	-0.02257162
V' b10	0.99160938	-0.01175069
V' b11	0.98686873	-0.01439723
V' b12	0.97810831	-0.02005171
V' b13	0.9749248	-0.02059815
V' b14	0.96964908	-0.02254862

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.33 ESCENARIO3 AB'C		
TENSION DE BARRA EN LA ÚLTIMA ITERACION.		
I / V'	Real	Imaginario
V' b1	1	0
V' b2	0.98643032	-0.00217145
V' b3	0.97500716	-0.0058972
V' b4	1	0
V' b5	0.97109008	-0.00648889
V' b6	0.98894643	-0.01158944
V' b7	0.990408	-0.001755
V' b8	0.98864667	-0.0023274
V' b9	0.98576063	-0.00365575
V' b10	0.99395326	-0.00873569
V' b11	0.98923189	-0.01139055
V' b12	0.98705078	-0.01320378
V' b13	0.98595395	-0.01331068
V' b14	0.98449927	-0.00409742

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.34 ESCENARIO4 ABC'		
TENSION DE BARRA EN LA ÚLTIMA ITERACION.		
I / V'	Real	Imaginario
V' b1	1	0
V' b2	0.98344868	-0.00282781
V' b3	0.97136519	-0.00714523
V' b4	0.98131858	-0.00293354
V' b5	0.96743256	-0.00773399
V' b6	0.97056739	-0.00770557
V' b7	0.990408	-0.001755
V' b8	0.98864667	-0.0023274
V' b9	0.98576063	-0.00365575
V' b10	0.9959106	-0.00524412
V' b11	1	0
V' b12	0.98903755	-0.00972777
V' b13	0.98794327	-0.00983834
V' b14	0.98449927	-0.00409742

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.35 ESCENARIO5 AB'C'		
TENSION DE BARRA EN LA ÚLTIMA ITERACION.		
I / V'	Real	Imaginario
V' b1	1	0
V' b2	0.98561169	-0.00271795
V' b3	0.97355605	-0.00702732
V' b4	1	0
V' b5	0.96963242	-0.0076153
V' b6	0.97276012	-0.00758652
V' b7	0.990408	-0.001755
V' b8	0.98864667	-0.0023274
V' b9	0.98576063	-0.00365575
V' b10	0.9959106	-0.00524412
V' b11	1	0
V' b12	0.98903755	-0.00972777
V' b13	0.98794327	-0.00983834
V' b14	0.98449927	-0.00409742

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.36 ESCENARIO6 A'BC'		
TENSION DE BARRA EN LA ÚLTIMA ITERACION.		
I / V'	Real	Imaginario
V' b1	1	0
V' b2	0.97805892	-0.00445109
V' b3	0.96155272	-0.01090636
V' b4	0.97591687	-0.00455381
V' b5	0.95757743	-0.01148527
V' b6	0.9555246	-0.01312596
V' b7	0.99602049	-0.0004395
V' b8	0.99426988	-0.00101101
V' b9	0.97093801	-0.01913884
V' b10	0.99359792	-0.00825882
V' b11	0.95362841	-0.01372784
V' b12	0.98015414	-0.01659108
V' b13	0.97697913	-0.01714777
V' b14	0.97172126	-0.01911308

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.37 ESCENARIO7 A'B'C'		
TENSION DE BARRA EN LA ÚLTIMA ITERACION.		
I / V'	Real	Imaginario
V' b1	1	0
V' b2	0.98643032	-0.00217145
V' b3	0.97500716	-0.0058972
V' b4	1	0
V' b5	0.97109008	-0.00648889
V' b6	0.98765838	-0.01363714
V' b7	0.99602049	-0.0004395
V' b8	0.99426988	-0.00101101
V' b9	1	0
V' b10	0.99267756	-0.01079023
V' b11	0.98794462	-0.0134386
V' b12	0.98187198	-0.01811705
V' b13	0.97948852	-0.01864272
V' b14	0.97629046	-0.02023577

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.38 ESCENARIO8 A'B'C'		
TENSION DE BARRA EN LA ÚLTIMA ITERACION.		
I / V'	Real	Imaginario
V' b1	1	0
V' b2	0.98561169	-0.00271795
V' b3	0.97355605	-0.00702732
V' b4	1	0
V' b5	0.96963242	-0.0076153
V' b6	0.97276012	-0.00758652
V' b7	0.99602049	-0.0004395
V' b8	0.99426988	-0.00101101
V' b9	1	0
V' b10	0.99465475	-0.0072985
V' b11	1	0
V' b12	0.98389703	-0.014649
V' b13	0.98152027	-0.01518209
V' b14	0.97833437	-0.01678331

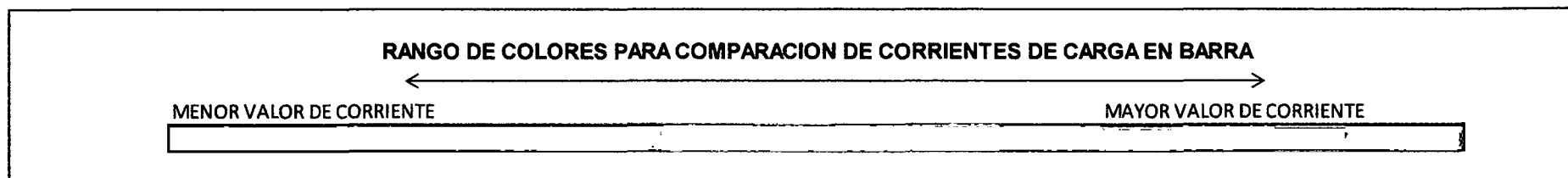
Fuente: Elaboración propia.

A continuación se compara la corriente de carga en Barra de cada uno de los escenarios; donde se muestra cada valor en una escala de colores que asigna el color verde para los valores de menor valor y color rojo a las corrientes de carga en barra que tienen mayor valor, todos los valores son los calculados para la última iteración.

Celdas que tienen el color verde son valores de corriente muy bajos y como se ve algunos valores de corriente de carga en barra muestra cero, esto es debido a que en esos puntos no se presenta ninguna carga conectada, se puede observar también que la mayor corriente se presenta para la carga conectada en la barra 3; obviamente esta matriz tiene la particularidad, que en cada escenario los valores de corriente son casi similares, esto se da por que los valores tensión de cada barra en cada escenario para la última iteración tienen diferencias mínimas.

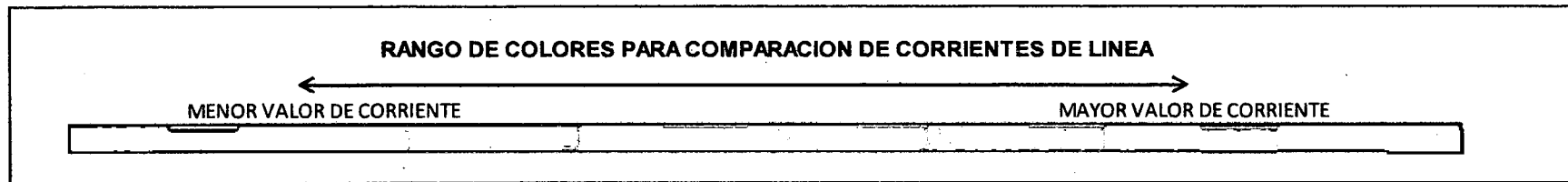
TABLA 5.39 COMPARACION DE CORRIENTES DE CARGA EN BARRA POR ESCENARIO								
	Escenario1 ABC	Escenario2 A'BC	Escenario3 AB'C	Escenario4 ABC'	Escenario5 AB'C'	Escenario6 A'BC'	Escenario7 A'B'C	Escenario8 A'B'C'
l b1	0	0	0	0	0	0	0	0
l b2	0	0	0	0	0	0	0	0
l b3	0.051093703	0.051204277	0.051093703	0.051243993	0.051133019	0.051638706	0.051093703	0.051133019
l b4	0.010138936	0.010159475	0.01	0.010162863	0.01	0.01020352	0.01	0.01
l b5	0.020456878	0.020500354	0.020456878	0.020506696	0.020463115	0.020632562	0.020456878	0.020463115
l b6	0.006054381	0.00606528	0.006054381	0.006173382	0.006159624	0.006263715	0.00605984	0.006159624
l b7	0.010101611	0.010035965	0.010080715	0.010080715	0.010080715	0.010035965	0.010035965	0.010035965
l b8	0.010137193	0.010050462	0.010098113	0.010098113	0.010098113	0.010050462	0.010050462	0.010050462
l b9	0.010131537	0.010099472	0.010110452	0.010110452	0.010110452	0.010112674	0.01	0.01
l b10	0.01997865	0.019975221	0.01997865	0.019996973	0.019996973	0.019993636	0.01996997	0.019988369
l b11	0.030147964	0.030171015	0.030147964	0.03	0.03	0.031225893	0.030153967	0.03
l b12	0.020150356	0.020271439	0.020150356	0.020140174	0.020140174	0.020260991	0.020212035	0.020201793
l b13	0.015046638	0.015118997	0.015046638	0.015060605	0.015060605	0.015133203	0.015075474	0.015089695
l b14	0.021333598	0.021405921	0.021287997	0.021287997	0.021287997	0.021400439	0.02128854	0.021283441

Fuente: Elaboración propia.



	Escenario1 ABC	Escenario2 A'BC	Escenario3 AB'C	Escenario4 ABC'	Escenario5 AB'C'	Escenario6 A'BC'	Escenario7 A'B'C	Escenario8 A'B'C'
II1	0.071550582	0.081864106	0.071550582	0.088086933	0.077755759	0.119964397	0.071550582	0.077755759
II2	0.071550582	0.071704631	0.071550582	0.07792407	0.077755759	0.109760876	0.071550582	0.077755759
II3	0.020456878	0.020500354	0.020456878	0.020506696	0.020463115	0.020632562	0.020456878	0.020463115
II5	0.061842876	0.020086427	0.051577277	0.006173382	0.006159624	0.037489608	0.020086427	0.006159624
II7	0.010138936	0.010159475	0.010098113	0.051577277	0.051577277	0.020086427	0.010050462	0.020086427
II8	0.020276129	0.010050462	0.031398449	0.010162863	0.010098113	0.01020352	0.112759825	0.010050462
II9	0.031465135	0.123107345	0.091377991	0.010098113	0.031398449	0.010050462	0.036213806	0.076563297
II10	0.091377991	0.036236295	0.036202346	0.031398449	0.055197752	0.086900943	0.00605984	0.056574929
II11	0.036202346	0.00606528	0.006054381	0.055197752	0.035200779	0.031225893	0.056576049	0.036373136
II12	0.006054381	0.066895829	0.035196994	0.035200779	0.015060605	0.066907307	0.036364014	0.021283441
II13	0.035196994	0.04662439	0.015046638	0.015060605	0.021287997	0.046646316	0.02128854	1
II14	0.015046638	0.031505393	0.021287997	0.021287997	1	0.031513113	1	0.985611687
II16	0.021333598	0.010099472	1	1	0.985611687	0.010112674	0.98643032	0.973556048

Fuente: Elaboración propia.



En la
tabla

5.40 se observa una comparación de los valores de corriente de Línea en cada escenario; al igual que en la tabla anterior los valores pequeños están sombreados con el color verde y los valores más altos con color rojo.

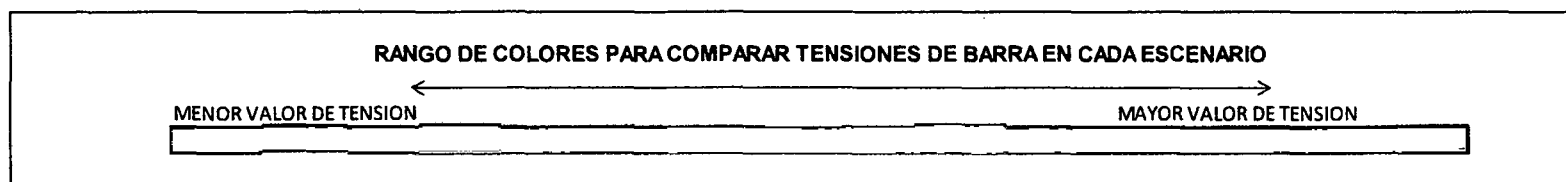
Como los valores son expresados en PU; el valor máximo que se encuentra es de 1 y se puede concluir que el escenario 8, es donde se presenta los valores más elevados en mayor cantidad de líneas del sistema.

TABLA 5.41 COMPARACIONES DE TENSIONES EN BARRA POR ESCENARIO DEL MODELO DE PRUEBA

	Escenario1 ABC	Escenario2 A'BC	Escenario3 AB'C	Escenario4 ABC'	Escenario5 AB'C'	Escenario6 A'BC'	Escenario7 A'B'C	Escenario8 A'B'C'
V' b1	1	1	0.98643032	0.983448684	0.973556048	1	0.975007158	1
V' b2	0.98643032	0.984271216	0.975007158	0.971365194	1	0.978058921	1	0.969632419
V' b3	0.975007158	0.97282183	1	0.98131858	0.969632419	0.961552723	0.971090076	0.972760124
V' b4	0.983702081	0.982142956	0.971090076	0.967432564	0.972760124	0.975916866	0.987658381	0.996020489
V' b5	0.971090076	0.9688958	0.98894643	0.970567394	0.990407999	0.957577432	0.996020489	0.99426988
V' b6	0.98894643	0.98658199	0.990407999	0.990407999	0.98864667	0.955524602	0.99426988	1
V' b7	0.988257815	0.996020489	0.98864667	0.98864667	0.985760633	0.996020489	1	0.994654748
V' b8	0.984474784	0.99426988	0.985760633	0.985760633	0.995910598	0.99426988	0.992677557	1
V' b9	0.983599991	0.968864117	0.993953259	0.995910598	1	0.970938009	0.987944621	0.983897032
V' b10	0.993953259	0.991609376	0.989231891	1	0.989037554	0.993597916	0.981871977	0.981520271
V' b11	0.989231891	0.986868734	0.987050782	0.989037554	0.987943273	0.95362841	0.979488523	0.978334372
V' b12	0.987050782	0.97810831	0.985953953	0.987943273	0.984499271	0.980154141	0.976290462	
V' b13	0.985953953	0.974924799	0.984499271	0.984499271		0.976979126		
V' b14	0.982335797	0.969649077				0.971721265		

Fuente: Elaboración propia.

Se puede ver que la columna donde se observa mayor cantidad de celdas color verde, corresponde al escenario donde se presenta mayor cantidad de valores pequeños de corriente de línea, por tanto estos escenarios pueden considerarse dentro de los que se pueden considerar dentro de los elegibles, escenarios como el 1, 2 y 6 son los que menores valores de corriente de línea tienen; pero estos datos no servirán, para definir el mejor escenario, solamente servirán como datos a tomar en cuenta.



La tabla 5.41 muestra los valores de tensión en cada barra del sistema; siendo en este caso los valores de mayor valor los sombreados de color verde y estos a su vez son los valores que se acercan a 1, mientras un valor se acerca más a 1 se entiende que esta próximo al valor nominal de la tensión de la barra de referencia.

Para este caso el escenario que probablemente tenga mejor perfil de tensión durante su operación, será el escenario 1.

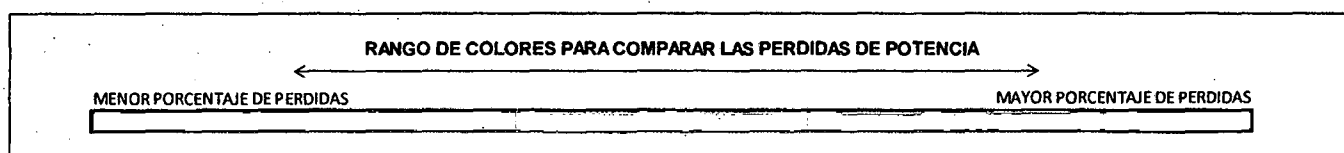
Como se mencionó en la tabla anterior, este criterio no definirá la topología de reconfiguración a elegir por no ser ese el objetivo de la investigación.

TABLA 5.42 PERDIDAS POR ESCENARIO DEL MODELO DE PRUEBA

Nro de iteracion	Escenario1 ABC	Escenario2 A'BC	Escenario3 AB'C	Escenario4 ABC'	Escenario5 AB'C'	Escenario6 A'BC'	Escenario7 A'B'C	Escenario8 A'B'C'
1	1.860259973	2.377187739	1.723505411	1.695208032	1.532957754	3.030255757	1.892982684	1.629764488
2	1.932439051	2.492938634	1.789640085	1.77491273	1.600486835	3.245780553	1.972452737	1.705582823
3	1.93430982	2.497210911	1.791385413	1.77727008	1.60238356	3.255601593	1.974999774	1.707935254
4	1.934352849	2.497320967	1.791426032	1.777336892	1.602434049	3.255992019	1.975057357	1.707994992
5	1.93435402	2.497325039	1.791427158	1.777338981	1.602435559	3.256009821	1.975059168	1.707996827
6	1.93435405	2.497325143	1.791427186	1.777339043	1.602435601	3.256010556	1.97505921	1.707996876
7	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.25601059	1.975059211	1.707996877
8	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
9	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
10	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
11	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
12	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
13	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
14	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
15	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
16	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
17	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
18	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
19	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
20	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
21	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
22	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
23	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
24	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
25	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
26	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
27	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
28	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
29	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
30	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
31	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
32	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
33	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
34	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
35	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
36	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
37	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
38	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
39	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
40	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
41	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
42	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877

TABLA 5.42 PERDIDAS POR ESCENARIO DEL MODELO DE PRUEBA								
Nro. de iteración	Escenario1 ABC	Escenario2 A'BC	Escenario3 AB'C	Escenario4 ABC'	Escenario5 AB'C'	Escenario6 A'BC'	Escenario7 A'B'C	Escenario8 A'B'C'
85	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
86	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
87	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
88	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
89	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
90	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
91	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
92	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
93	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
94	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
95	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
96	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
97	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
98	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
99	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877
100	1.934354051	2.497325147	1.791427187	1.777339045	1.602435603	3.256010591	1.975059211	1.707996877

Fuente: Elaboración propia.



La tabla 5.42 muestra las pérdidas de potencia activa en cada escenario, siendo las celdas de color rojo, las que mayor valor de perdidas contienen y las de color verde las que contienen las pérdidas más pequeñas.

Esta tabla define la topología más factible como alternativa de reconfiguración; debido a que muestra las pérdidas de potencia en cada escenario, así se tiene como mejor alternativa de reconfiguración el escenario 5 con los menores valores de pérdida.

5.5. APLICACIÓN DEL SOFTWARE A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACION DE TRASFORMACION DOLORESPATA A CORTO PLAZO.

A continuación se desarrolla la aplicación del software a las redes de distribución de la subestación de transformación Dolorespata alimentadores DO05-DO06-DO07-DO08 (caso crítico).

Se calculara los parámetros de pérdidas de potencia en la red, corrientes de línea, corrientes de carga en barra y tensiones de barra, para luego continuar con el análisis de las variables calculadas; todo este procedimiento se desarrolla bajo la dirección del esquema funcional de la herramienta computacional.

A continuación se muestra el listado de los valores de las cargas del cálculo.

TABLA 5.43 LISTADO DE CARGAS ALIMENTADAS POR EL DO05					
CODIGO	TIPO	P[kW]	Q[kVAR]	S[kVA]	FP
DO05BT0010013	CARGA RST	56.38	27.306	62.645	0.9
DO05BT0010028	CARGA RST	111.212	53.863	123.569	0.9
DO05BT0010029	CARGA RST	19.299	9.347	21.443	0.9
DO05BT0010037	CARGA RST	103.736	50.242	115.262	0.9
DO05BT0010043	CARGA RST	12.696	6.149	14.107	0.9
DO05BT0010054	CARGA RST	10.738	5.201	11.931	0.9
DO05BT0010055	CARGA RST	94.921	45.972	105.468	0.9
DO05BT0010063	CARGA RST	228.605	110.719	254.006	0.9
DO05BT0010065	CARGA RST	27.98	13.551	31.089	0.9
DO05BT0010074	CARGA RST	19.043	9.223	21.159	0.9
DO05BT0010076	CARGA RST	12.696	6.149	14.107	0.9
DO05BT0010077	CARGA RST	83.574	40.477	92.86	0.9
DO05BT0010078	CARGA RST	152.341	73.782	169.267	0.9
DO05BT0010092	CARGA RST	10.396	5.035	11.551	0.9
DO05BT0010093	CARGA RST	58.348	28.259	64.831	0.9
DO05BT0010110	CARGA RST	37.9	18.356	42.112	0.9
DO05BT0010118	CARGA RST	123.676	59.899	137.418	0.9
DO05BT0010136	CARGA RST	102.386	49.588	113.763	0.9
DO05BT0010155	CARGA RST	183.317	88.785	203.686	0.9
DO05BT0010156	CARGA RST	453.098	219.445	503.442	0.9
DO05BT0010162	CARGA RST	38.021	18.414	42.246	0.9
DO05BT0010163	CARGA RST	25.392	12.298	28.213	0.9
DO05BT0010164	CARGA RST	112.728	54.596	125.253	0.9
DO05BT0010173	CARGA RST	230.541	111.656	256.156	0.9
DO05BT0010174	CARGA RST	14.134	6.845	15.704	0.9

TABLA 5.43 LISTADO DE CARGAS ALIMENTADAS POR EL DO05					
DO05BT0010175	CARGA RST	32.868	15.919	36.52	0.9
DO05BT0010211	CARGA RST	102.287	49.54	113.652	0.9
DO05BT0010216	CARGA RST	183.826	89.031	204.251	0.9
DO05BT0010218	CARGA RST	68.091	32.978	75.657	0.9
DO05BT0010219	CARGA RST	54.843	26.562	60.937	0.9
DO05BT0010220	CARGA RST	47.61	23.059	52.9	0.9
DO05BT0010275	CARGA RST	138.639	67.146	154.043	0.9
DO05BT0010276	CARGA RST	80.002	38.747	88.891	0.9
DO05BT0010314	CARGA RST	34.527	16.722	38.363	0.9
DO05BT0010326	CARGA RST	12.696	6.149	14.107	0.9
DO05BT0010344	CARGA RST	40.455	19.593	44.95	0.9
DO05BT0010345	CARGA RST	32.504	15.742	36.115	0.9
DO05BT0010346	CARGA RST	68.556	33.203	76.173	0.9
DO05BT0010373	CARGA RST	101.556	49.186	112.841	0.9
DO05BT0010388	CARGA RST	19.299	9.347	21.443	0.9
DO05BT0010411	CARGA RST	25.016	12.116	27.795	0.9
DO05BT0010412	CARGA RST	14.566	7.054	16.184	0.9
DO05BT0010491	CARGA RST	108.811	52.7	120.902	0.9
DO05BT0010492	CARGA RST	39.15	18.961	43.5	0.9
DO05BT0010493	CARGA RST	27.604	13.369	30.671	0.9
DO05BT0010494	CARGA RST	40.831	19.775	45.368	0.9
DO05BT0010495	CARGA RST	26.631	12.898	29.589	0.9
DO05BT0010680	CARGA RST	28.754	13.926	31.949	0.9
DO05BT0010688	CARGA RST	71.155	34.462	79.062	0.9
DO05BT0010703	CARGA RST	50.784	24.596	56.427	0.9
DO05BT0010771	CARGA RST	66.31	32.116	73.678	0.9

Fuente: Fuente base de datos GIS-ELSE.

TABLA 5.44 LISTADO DE CARGAS ALIMENTADAS POR EL DO06					
CODIGO	TIPO	P[kW]	Q[kVAR]	S[kVA]	FP
DO06BT0010014	CARGA RST	158.539	76.784	176.155	0.9
DO06BT0010018	CARGA RST	92.297	44.701	102.552	0.9
DO06BT0010019	CARGA RST	70.294	34.045	78.104	0.9
DO06BT0010020	CARGA RST	116.908	56.621	129.898	0.9
DO06BT0010021	CARGA RST	146.224	70.82	162.471	0.9
DO06BT0010022	CARGA RST	109.795	53.176	121.994	0.9
DO06BT0010025	CARGA RST	13.349	6.465	14.832	0.9
DO06BT0010026	CARGA RST	815.341	394.888	905.934	0.9
DO06BT0010038	CARGA RST	56.611	27.418	62.901	0.9
DO06BT0010056	CARGA RST	45.31	21.945	50.344	0.9
DO06BT0010057	CARGA RST	31.781	15.392	35.312	0.9
DO06BT0010067	CARGA RST	21.378	10.354	23.753	0.9
DO06BT0010068	CARGA RST	23.326	11.297	25.918	0.9

TABLA 5.44 LISTADO DE CARGAS ALIMENTADAS POR EL DO06					
DO06BT0010094	CARGA RST	63.742	30.872	70.824	0.9
DO06BT0010095	CARGA RST	42.347	20.51	47.053	0.9
DO06BT0010111	CARGA RST	122.935	59.54	136.595	0.9
DO06BT0010132	CARGA RST	153.02	74.111	170.022	0.9
DO06BT0010133	CARGA RST	45.31	21.945	50.344	0.9
DO06BT0010135	CARGA RST	66.207	32.065	73.563	0.9
DO06BT0010137	CARGA RST	219.027	106.08	243.364	0.9
DO06BT0010138	CARGA RST	98.821	47.861	109.801	0.9
DO06BT0010139	CARGA RST	31.082	15.054	34.536	0.9
DO06BT0010176	CARGA RST	80.099	38.794	88.999	0.9
DO06BT0010177	CARGA RST	166.849	80.809	185.388	0.9
DO06BT0010217	CARGA RST	110.383	53.461	122.648	0.9
DO06BT0010223	CARGA RST	139.437	67.532	154.93	0.9
DO06BT0010224	CARGA RST	62.156	30.103	69.062	0.9
DO06BT0010225	CARGA RST	45.146	21.865	50.163	0.9
DO06BT0010226	CARGA RST	14.871	7.202	16.523	0.9
DO06BT0010227	CARGA RST	2.881	1.395	3.201	0.9
DO06BT0010239	CARGA RST	148.535	71.939	165.039	0.9
DO06BT0010327	CARGA RST	49.406	23.928	54.895	0.9
DO06BT0010328	CARGA RST	32.315	15.651	35.906	0.9
DO06BT0010350	CARGA RST	76.464	37.033	84.96	0.9
DO06BT0010351	CARGA RST	48.98	23.722	54.422	0.9
DO06BT0010352	CARGA RST	79.474	38.491	88.304	0.9
DO06BT0010356	CARGA RST	61.739	29.902	68.599	0.9
DO06BT0010413	CARGA RST	24.639	11.933	27.377	0.9
DO06BT0010461	CARGA RST	17.616	8.532	19.573	0.9
DO06BT0010473	CARGA RST	18.269	8.848	20.299	0.9
DO06BT0010496	CARGA RST	19.537	9.462	21.708	0.9
DO06BT0010536	CARGA RST	45.31	21.945	50.344	0.9
DO06BT0010553	CARGA RST	0.435	0.211	0.483	0.9
DO06BT0010554	CARGA RST	124.022	60.067	137.803	0.9
DO06BT0010555	CARGA RST	143.278	69.393	159.198	0.9
DO06BT0010562	CARGA RST	106.94	51.793	118.822	0.9
DO06BT0010594	CARGA RST	63.416	30.714	70.462	0.9
DO06BT0010595	CARGA RST	21.458	10.393	23.843	0.9
DO06BT0010611	CARGA RST	38.396	18.596	42.662	0.9
DO06BT0010625	CARGA RST	12.46	6.035	13.844	0.9
DO06BT0010660	CARGA RST	9.38	4.543	10.422	0.9
DO06BT0010663	CARGA RST	40.254	19.496	44.726	0.9
DO06BT0010666	CARGA RST	23.044	11.161	25.605	0.9
DO06BT0010713	CARGA RST	45.31	21.945	50.344	0.9
DO06BT0010718	CARGA RST	52.034	25.201	57.816	0.9
DO06BT0010740	CARGA RST	45.31	21.945	50.344	0.9

TABLA 5.44 LISTADO DE CARGAS ALIMENTADAS POR EL DO06					
DO06BT0010757	CARGA RST	72.45	35.089	80.5	0.9
DO06BT0010784	CARGA RST	72.45	35.089	80.5	0.9
DO06BT0010823	CARGA RST	45.31	21.945	50.344	0.9
DO06BT0010827	CARGA RST	45.31	21.945	50.344	0.9

Fuente: Fuente base de datos GIS-ELSE.

TABLA 5.45 LISTADO DE CARGAS ALIMENTADAS POR EL DO07					
CODIGO	TIPO	P[kW]	Q[kVAR]	S[kVA]	FP
DO07BT0010015	CARGA RST	54.371	26.333	60.413	0.9
DO07BT0010016	CARGA RST	66.831	32.368	74.257	0.9
DO07BT0010017	CARGA RST	82.074	39.75	91.193	0.9
DO07BT0010024	CARGA RST	41.042	19.877	45.602	0.9
DO07BT0010053	CARGA RST	46.071	22.313	51.19	0.9
DO07BT0010062	CARGA RST	41.042	19.877	45.602	0.9
DO07BT0010096	CARGA RST	65.663	31.802	72.959	0.9
DO07BT0010213	CARGA RST	59.5	28.817	66.112	0.9
DO07BT0010214	CARGA RST	56.574	27.4	62.86	0.9
DO07BT0010215	CARGA RST	25.364	12.284	28.182	0.9
DO07BT0010221	CARGA RST	86.387	41.839	95.986	0.9
DO07BT0010222	CARGA RST	23.834	11.543	26.482	0.9
DO07BT0010228	CARGA RST	57	27.606	63.333	0.9
DO07BT0010229	CARGA RST	66.179	32.052	73.532	0.9
DO07BT0010230	CARGA RST	72.912	35.313	81.013	0.9
DO07BT0010231	CARGA RST	20.517	9.937	22.796	0.9
DO07BT0010232	CARGA RST	74.173	35.924	82.414	0.9
DO07BT0010233	CARGA RST	94.489	45.763	104.988	0.9
DO07BT0010234	CARGA RST	94.48	45.759	104.978	0.9
DO07BT0010235	CARGA RST	80.361	38.921	89.29	0.9
DO07BT0010236	CARGA RST	41.042	19.877	45.602	0.9
DO07BT0010237	CARGA RST	43.661	21.146	48.512	0.9
DO07BT0010238	CARGA RST	102.6	49.691	114	0.9
DO07BT0010240	CARGA RST	5.238	2.537	5.82	0.9
DO07BT0010241	CARGA RST	45.564	22.068	50.627	0.9
DO07BT0010242	CARGA RST	1.713	0.83	1.903	0.9
DO07BT0010277	CARGA RST	71.517	34.637	79.464	0.9
DO07BT0010278	CARGA RST	52.377	25.367	58.197	0.9
DO07BT0010300	CARGA RST	50.267	24.345	55.852	0.9
DO07BT0010343	CARGA RST	39.374	19.07	43.749	0.9
DO07BT0010347	CARGA RST	62.293	30.17	69.214	0.9
DO07BT0010348	CARGA RST	79.673	38.587	88.526	0.9
DO07BT0010349	CARGA RST	525.295	254.412	583.661	0.9
DO07BT0010353	CARGA RST	37.354	18.091	41.504	0.9
DO07BT0010354	CARGA RST	20.706	10.029	23.007	0.9

TABLA 5.45 LISTADO DE CARGAS ALIMENTADAS POR EL DO07					
DO07BT0010355	CARGA RST	82.074	39.75	91.193	0.9
DO07BT0010357	CARGA RST	55.75	27.001	61.944	0.9
DO07BT0010377	CARGA RST	35.451	17.169	39.389	0.9
DO07BT0010389	CARGA RST	41.042	19.877	45.602	0.9
DO07BT0010390	CARGA RST	52.034	25.201	57.816	0.9
DO07BT0010497	CARGA RST	34.78	16.845	38.645	0.9
DO07BT0010498	CARGA RST	56.855	27.536	63.172	0.9
DO07BT0010500	CARGA RST	39.673	19.214	44.081	0.9
DO07BT0010501	CARGA RST	34.128	16.529	37.92	0.9
DO07BT0010517	CARGA RST	55.93	27.088	62.145	0.9
DO07BT0010541	CARGA RST	12.107	5.864	13.452	0.9
DO07BT0010622	CARGA RST	76.827	37.209	85.364	0.9
DO07BT0010623	CARGA RST	61.548	29.809	68.387	0.9
DO07BT0010626	CARGA RST	65.663	31.802	72.959	0.9
DO07BT0010686	CARGA RST	73.157	35.432	81.286	0.9
DO07BT0010687	CARGA RST	41.042	19.877	45.602	0.9
DO07BT0010709	CARGA RST	24.794	12.008	27.549	0.9
DO07BT0010722	CARGA RST	49.425	23.937	54.916	0.9
DO07BT0010812	CARGA RST	15.796	7.65	17.551	0.9
DO07BT0010813	CARGA RST	15.796	7.65	17.551	0.9
DO07BT0010816	CARGA RST	32.053	15.524	35.614	0.9

Fuente: Fuente base de datos GIS-ELSE.

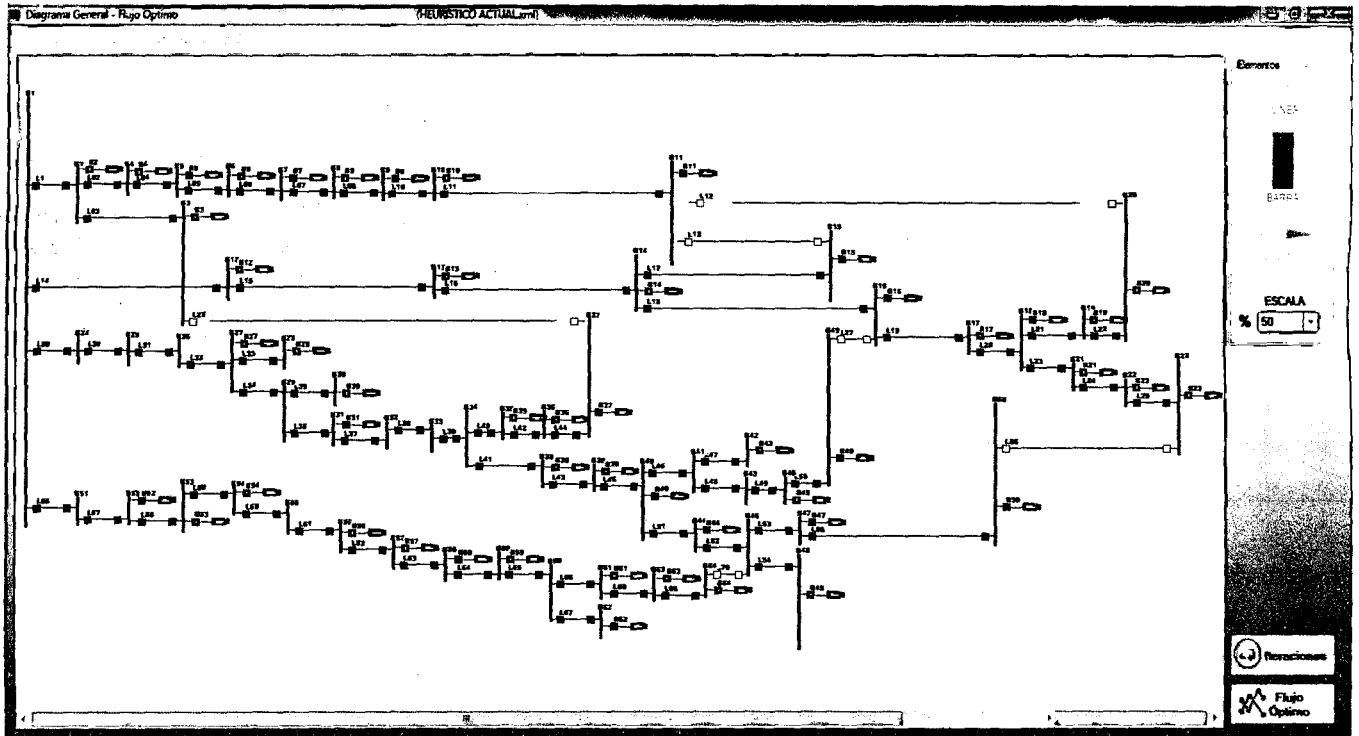
TABLA 5.46 LISTADO DE CARGAS ALIMENTADAS POR EL DO08					
CODIGO	TIPO	P[kw]	Q[kVAR]	S[kVA]	FP
DO08BT0010034	CARGA RST	54.371	26.333	60.413	0.9
DO08BT0010044	CARGA RST	54.371	26.333	60.413	0.9
DO08BT0010097	CARGA RST	82.285	39.852	91.427	0.9
DO08BT0010098	CARGA RST	137.59	66.638	152.877	0.9
DO08BT0010101	CARGA RST	29.186	14.135	32.429	0.9
DO08BT0010113	CARGA RST	80.527	39.001	89.474	0.9
DO08BT0010120	CARGA RST	70.138	33.969	77.931	0.9
DO08BT0010121	CARGA RST	76.179	36.895	84.643	0.9
DO08BT0010122	CARGA RST	13.387	6.483	14.874	0.9
DO08BT0010140	CARGA RST	34.532	16.725	38.369	0.9
DO08BT0010141	CARGA RST	92.644	44.869	102.937	0.9
DO08BT0010167	CARGA RST	50.415	24.417	56.017	0.9
DO08BT0010243	CARGA RST	65.979	31.955	73.31	0.9
DO08BT0010244	CARGA RST	77.594	37.581	86.216	0.9
DO08BT0010245	CARGA RST	25.648	12.422	28.498	0.9
DO08BT0010246	CARGA RST	135.179	65.47	150.198	0.9
DO08BT0010247	CARGA RST	132.856	64.345	147.618	0.9
DO08BT0010248	CARGA RST	110.14	53.343	122.378	0.9

TABLA 5.46 LISTADO DE CARGAS ALIMENTADAS POR EL DO08					
DO08BT0010249	CARGA RST	114.052	55.238	126.725	0.9
DO08BT0010279	CARGA RST	188.338	91.216	209.264	0.9
DO08BT0010280	CARGA RST	20.095	9.732	22.328	0.9
DO08BT0010281	CARGA RST	409.719	198.436	455.244	0.9
DO08BT0010282	CARGA RST	125.401	60.734	139.334	0.9
DO08BT0010302	CARGA RST	71.317	34.54	79.241	0.9
DO08BT0010317	CARGA RST	33.028	15.996	36.697	0.9
DO08BT0010330	CARGA RST	35.176	17.037	39.085	0.9
DO08BT0010362	CARGA RST	35.853	17.365	39.837	0.9
DO08BT0010363	CARGA RST	33.537	16.243	37.264	0.9
DO08BT0010375	CARGA RST	10.569	5.119	11.743	0.9
DO08BT0010403	CARGA RST	21.518	10.422	23.909	0.9
DO08BT0010414	CARGA RST	80.985	39.223	89.983	0.9
DO08BT0010421	CARGA RST	66.252	32.087	73.613	0.9
DO08BT0010429	CARGA RST	49.806	24.122	55.34	0.9
DO08BT0010430	CARGA RST	100.391	48.622	111.546	0.9
DO08BT0010431	CARGA RST	68.725	33.285	76.362	0.9
DO08BT0010432	CARGA RST	72.204	34.97	80.226	0.9
DO08BT0010433	CARGA RST	54.371	26.333	60.413	0.9
DO08BT0010434	CARGA RST	12.331	5.972	13.701	0.9
DO08BT0010435	CARGA RST	46.365	22.456	51.517	0.9
DO08BT0010449	CARGA RST	34.753	16.832	38.615	0.9
DO08BT0010462	CARGA RST	10.447	5.06	11.608	0.9
DO08BT0010474	CARGA RST	29.826	14.445	33.139	0.9
DO08BT0010502	CARGA RST	88.244	42.738	98.049	0.9
DO08BT0010503	CARGA RST	32.61	15.794	36.233	0.9
DO08BT0010504	CARGA RST	15.256	7.389	16.951	0.9
DO08BT0010505	CARGA RST	1.211	0.587	1.346	0.9
DO08BT0010506	CARGA RST	3.466	1.679	3.851	0.9
DO08BT0010598	CARGA RST	208.757	101.106	231.952	0.9
DO08BT0010599	CARGA RST	54.371	26.333	60.413	0.9
DO08BT0010612	CARGA RST	29.73	14.399	33.033	0.9
DO08BT0010617	CARGA RST	9.37	4.538	10.411	0.9
DO08BT0010678	CARGA RST	50.947	24.675	56.608	0.9
DO08BT0010714	CARGA RST	20.415	9.887	22.683	0.9
DO08BT0010737	CARGA RST	7.332	3.551	8.146	0.9
DO08BT0010739	CARGA RST	29.896	14.479	33.218	0.9
DO08BT0010765	CARGA RST	5.957	2.885	6.619	0.9

Fuente: Fuente base de datos GIS-ELSE.

El gráfico siguiente, corresponde a las redes de distribución de la subestación de transformación de Dolorespata alimentadores DO05-DO06-DO07-DO08.

FIGURA 5.35 ALIMENTADORES DO05-DO06-DO07-DO08



Fuente: Elaboración propia.

A continuación se observa en la tabla 5.47 los valores de cargas de la red en cada nodo.

Estos valores fueron calculados, utilizando como valores base:

Tensión base $V_b = 10.5\text{kV}$

Potencia base $S_b = 40\text{ MVA}$

TABLA 5.47 CARGAS EN BARRAS

P 1	0.4062600	P 32	0.0000000	P 63	0.0005625
P 2	0.0045675	P 33	0.0000000	P 64	0.0258750
P 3	0.0025875	P 34	0.0000000		
P 4	0.0057150	P 35	0.0014625		
P 5	0.0086625	P 36	0.0015750		
P 6	0.0117000	P 37	0.0033750		
P 7	0.0310275	P 38	0.0041625		
P 8	0.0022500	P 39	0.0036000		
P 9	0.0076725	P 40	0.0023625		
P 10	0.0028125	P 41	0.0000000		
P 11	0.0141750	P 42	0.0004500		

TABLA 5.47 CARGAS EN BARRAS					
P 12	0.0004500	P 43	0.0000000		
P 13	0.0039600	P 44	0.0019125		
P 14	0.0211050	P 45	0.0267750		
P 15	0.0098325	P 46	0.0000000		
P 16	0.0029250	P 47	0.0038250		
P 17	0.0076500	P 48	0.0056250		
P 18	0.0011250	P 49	0.0131625		
P 19	0.0018900	P 50	0.0243000		
P 20	0.0022500	P 51	0.0000000		
P 21	0.0124875	P 52	0.0069750		
P 22	0.0034200	P 53	0.0122625		
P 23	0.0460350	P 54	0.0387000		
P 24	0.0000000	P 55	0.0000000		
P 25	0.0000000	P 56	0.0050625		
P 26	0.0000000	P 57	0.0022500		
P 27	0.0014625	P 58	0.0033750		
P 28	0.0018225	P 59	0.0023625		
P 29	0.0000000	P 60	0.0000000		
P 30	0.0018000	P 61	0.0028125		
P 31	0.0006750	P 62	0.0033750		

Fuente: Elaboración propia.

Para el cálculo se toma como referencia la barra 1.

La tabla 5.48 muestra la matriz B' que es la matriz de susceptancias de la red de distribución de 64 barras utilizando el método descrito en el cap2 ítem 2.13 pag.38-pag.42.

La tabla 5.49 es la matriz resultante de la exclusión de la fila y columna de la barra que se toma como referencia, de la matriz B .

La tabla 5.50 es la matriz de dimensión 63, cuyos elementos son ceros, excepto en la posición i , donde vale B_{ik} y en posición k , vale $-B_{ik}$.

La tabla 5.51 es el vector con dimensión 63 de los ángulos de tensión en todas las barras, excepto en la barra de referencia barra 1.

TABLA 5.51 MATRIZ Θ'

Θ2	-0.00001956303061836390	Θ33	-0.00000039698122610002	Θ64	-0.00012596355961559200
Θ3	-0.00000864813521496962	Θ34	0.00000845851408843845		
Θ4	-0.00002088604709957460	Θ35	-0.00000620350371051879		
Θ5	-0.00003412087177845020	Θ36	-0.00000597042952732046		
Θ6	-0.00004184516494289920	Θ37	-0.00001340713061461140		
Θ7	-0.00012726252605380900	Θ38	-0.00002520450850770470		
Θ8	-0.00000429424233124222	Θ39	-0.00001640452790643930		
Θ9	-0.00006935465161164430	Θ40	0.00002087269600336680		
Θ10	0.00003736210780148610	Θ41	-0.00015856008943112200		
Θ11	-0.00007310084558379350	Θ42	0.00001085736165612800		
Θ12	-0.00000052177984629536	Θ43	0.00033950569508644600		
Θ13	-0.00001637927662253420	Θ44	-0.00001276457363153740		
Θ14	-0.00010841361591585000	Θ45	-0.00032158360916714900		
Θ15	-0.00002493686517915500	Θ46	0.00001326003268703580		
Θ16	0.00002544257875024050	Θ47	0.00003913260483273700		
Θ17	-0.00004946981710917010	Θ48	-0.00002624695103288640		
Θ18	0.00002185131632069820	Θ49	-0.00006154139142971050		
Θ19	-0.00001175314581360280	Θ50	-0.00014280351725464900		
Θ20	-0.00000161580173932302	Θ51	0.00030416465151234100		
Θ21	-0.00007001086294453100	Θ52	-0.00247527702372873000		
Θ22	0.00004263803838217790	Θ53	0.00468894687063816000		
Θ23	-0.00022774908246921200	Θ54	-0.00391826677195361000		
Θ24	0.00000024624577867828	Θ55	0.00153411787825190000		
Θ25	-0.00000094434386798470	Θ56	-0.00041457363625766600		
Θ26	0.00000524416287357449	Θ57	0.00003980137118049810		
Θ27	-0.00001280627115511880	Θ58	-0.00001891090011939730		
Θ28	-0.00000605199131775238	Θ59	-0.00001359701774339630		
Θ29	0.00000246149848172330	Θ60	0.00001855744697161320		
Θ30	-0.00000705111189099871	Θ61	-0.00002942975849041820		
Θ31	-0.00000381343074338059	Θ62	-0.00001391214076967630		
Θ32	0.00000058611566600132	Θ63	0.00002063051617748950		

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.52 MATRIZ F

L53,54	-0.687197037352325000000000	0.68719703735232500000	L6,7	-0.001096876018379410000000	0.00109687601837941000	L1,24	0.0000229973337118119000000	0.00002299733371181190
L52,53	0.571989222014385000000000	0.57198922201438500000	L39,40	0.001020411770681400000000	0.00102041177068140000	L29,30	-0.0000212153474679388000000	0.00002121534746793880
L54,55	0.313809414645036000000000	0.31380941464503600000	L40,44	-0.000976577554493196000000	0.00097657755449319600	L32,33	-0.0000211944531003744000000	0.00002119445310037440
L55,56	-0.093349724388717800000000	0.09334972438871780000	L50,23	-0.000936730639106444000000	0.00093673063910644400	L35,36	0.0000052182454930019300000	0.00000521824549300193
L51,52	-0.079253459615868900000000	0.07925345961586890000	L18,19	-0.000870152087046929000000	0.00087015208704692900			
L43,45	-0.055869705794760600000000	0.05586970579476060000	L7,8	0.000745626888705094000000	0.00074562688870509400			
L41,43	0.032025829072447100000000	0.03202582907244710000	L11,15	0.000531124562328687000000	0.00053112456232868700			
L47,50	-0.013512296456765500000000	0.01351229645676550000	L45,49	0.000530946937054369000000	0.00053094693705436900			
L22,23	-0.011848307701510400000000	0.01184830770151040000	L27,29	0.000434313628472596000000	0.00043431362847259600			
L56,57	0.011455941318802800000000	0.01145594131880280000	L44,46	0.000412807112677518000000	0.00041280711267751800			
L9,10	0.009831034750851180000000	0.00983103475085118000	L46,47	0.000410395518543744000000	0.00041039551854374400			
L40,41	-0.005788223489316930000000	0.00578822348931693000	L8,9	-0.000394498394879390000000	0.00039449839487939000			
L63,64	-0.004389008108264830000000	0.00438900810826483000	L38,39	0.000376386153421801000000	0.00037638615342180100			
L14,16	0.003985848226683540000000	0.00398584822668354000	L4,5	-0.000355783421109537000000	0.00035578342110953700			
L60,61	-0.003283956271397840000000	0.00328395627139784000	L12,13	-0.000319422742300211000000	0.00031942274230021100			
L41,42	0.003265891078324490000000	0.00326589107832449000	L2,3	0.000293418229700517000000	0.00029341822970051700			
L49,16	0.003260580680278180000000	0.00326058068027818000	L19,20	0.000274360045931944000000	0.00027436004593194400			
L18,21	-0.003014073469758860000000	0.00301407346975886000	L27,28	0.000258844524776869000000	0.00025884452477686900			
L17,18	0.002879787459031640000000	0.00287978745903164000	L1,2	-0.000227365492622088000000	0.00022736549262208800			
L14,15	0.002858549121926180000000	0.00285854912192618000	L60,62	-0.000218089748862666000000	0.00021808974886266600			
L10,11	-0.002613907819206770000000	0.00261390781920677000	L5,6	-0.000205342125538321000000	0.00020534212553832100			
L21,22	0.002578019394948100000000	0.00257801939494810000	L25,26	0.000203049983533513000000	0.00020304998353351300			
L64,46	0.002268482592523450000000	0.00226848259252345000	L29,31	-0.000179665414782649000000	0.00017966541478264900			
L16,17	-0.002243680146746540000000	0.00224368014674654000	L58,59	0.000141419526196673000000	0.00014141952619667300			
L34,38	-0.001966569060442780000000	0.00196656906044278000	L34,35	-0.000134421056103222000000	0.00013442105610322200			
L1,51	0.001655754770459480000000	0.00165575477045948000	L31,32	0.000130095667802136000000	0.00013009566780213600			
L11,20	0.001557113991374520000000	0.00155711399137452000	L33,34	0.000081186985912816000000	0.00008118698591281600			
L61,63	0.001498798298844900000000	0.00149879829884490000	L3,37	-0.000060228112143039700000	0.00006022811214303970			
L57,58	-0.001406270387917260000000	0.00140627038791726000	L13,14	-0.000048905513279761100000	0.00004890551327976110			
L59,60	0.001283600814813220000000	0.00128360081481322000	L24,25	-0.000040449479262051800000	0.00004044947926205180			
L46,48	-0.001153984488961440000000	0.00115398448896144000	L2,4	-0.000035570469278946000000	0.00003557046927894600			
L26,27	-0.001149846200621730000000	0.00114984620062173000	L36,37	-0.000027657726444561600000	0.00002765772644456160			

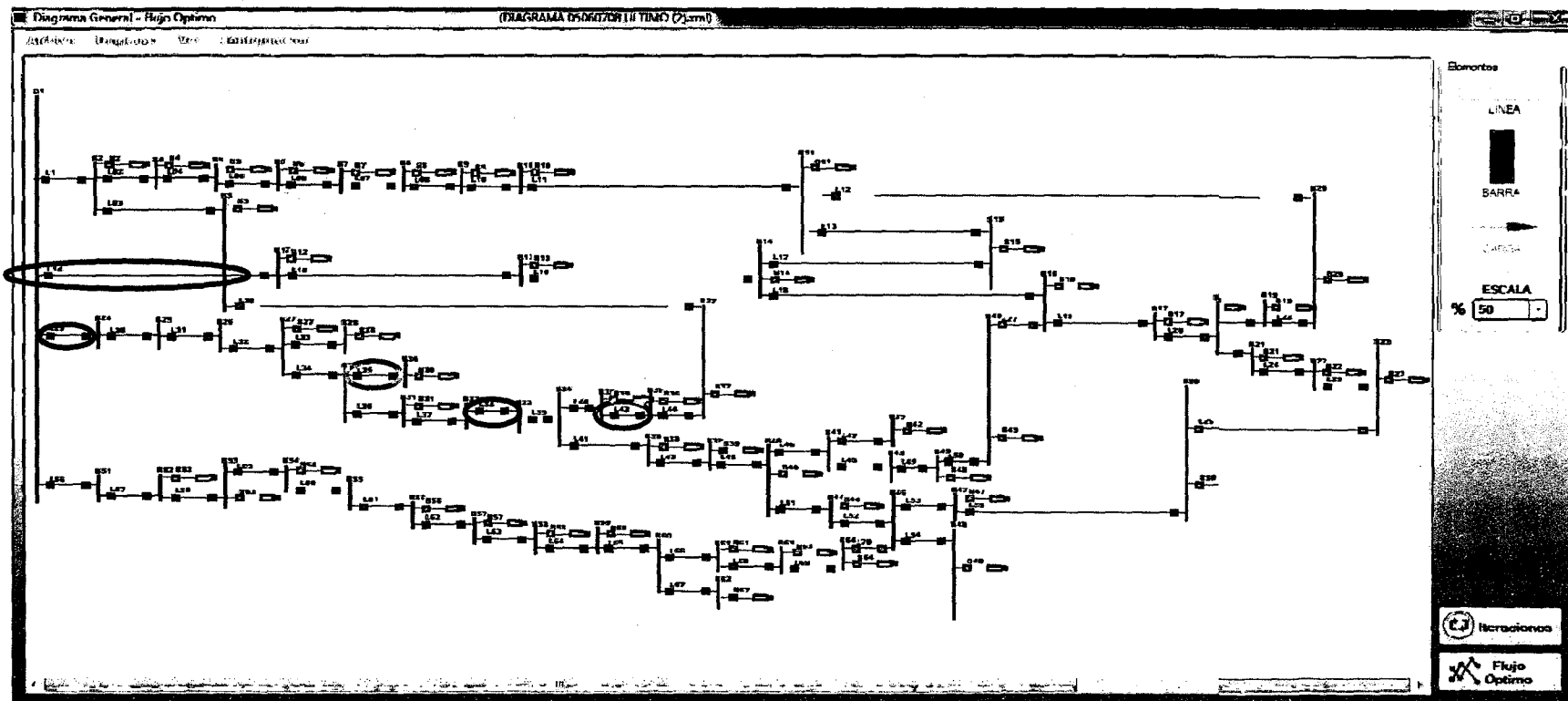
Fuente: Elaboración propia.

OPERACION DE LINEAS APLICANDO EL SOFTWARE	
LINEAS NORMALMENTE CERRADAS	LINEAS NORMALMENTE ABIERTAS
L14	L12
L29	L13
L35	L26
L38	L27
L42	L28
	L70

Fuente: Elaboración propia.

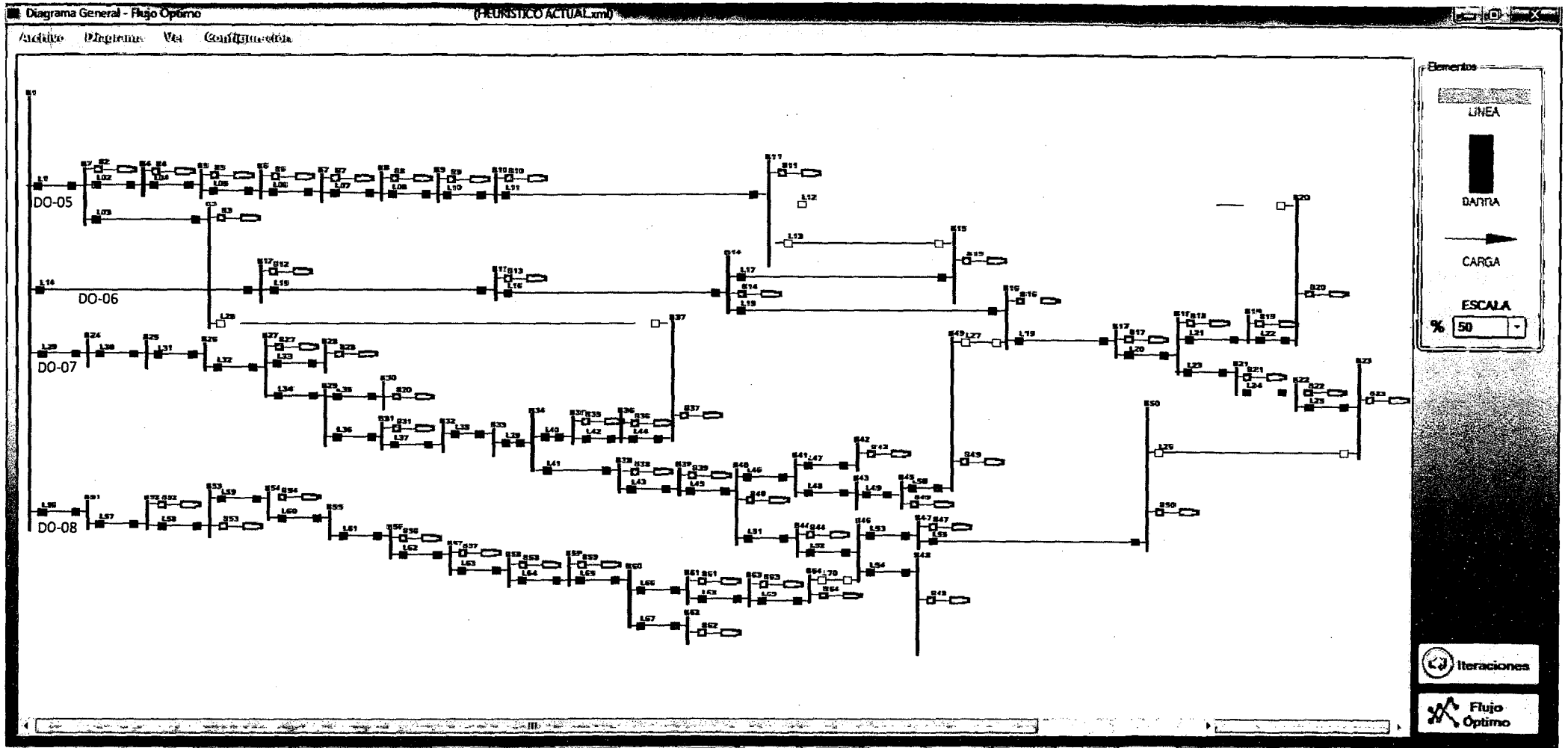
Todos los escenarios de reconfiguración se realizaron en base a heurísticos, es decir criterios en base a la experiencia en operación de redes de distribución; esta decisión se toma en vista que existe, una cantidad de combinaciones enorme lo cual dificulta y alarga el proceso de reconfiguración, esta limitación se espera superar para investigaciones futuras.

FIGURA 5.36 DIAGRAMA GENERAL DE FLUJO OPTIMO EN ESCENARIO ACTUAL DO05-DO06-DO07-DO08



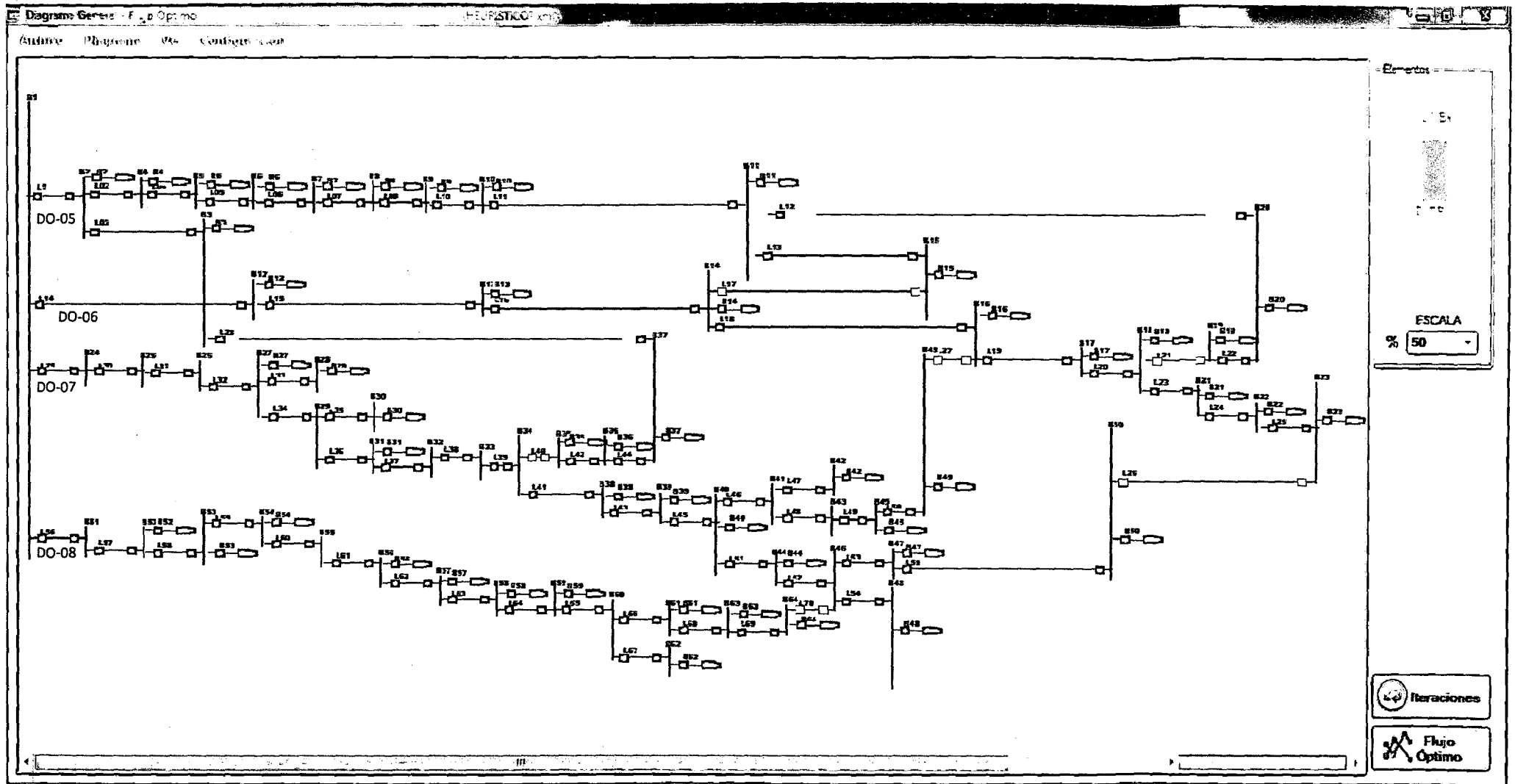
Fuente: Elaboración propia

FIGURA 5.37 DIAGRAMA EN EL ESCENARIO ACTUAL DE ALIMENTADORES DO05-DO06-DO07-DO08



Fuente: Elaboración propia.

FIGURA 5.38 DIAGRAMA EN EL ESCENARIO HEURISTICO7 DE ALIMENTADORES DO05-DO06-DO07-DO08



Fuente: Elaboración propia.

5.6. ANÁLISIS DE LA RECONFIGURACIÓN DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACION DE TRANSFORMACION DOLORESPATA.

Al realizar un análisis de las redes de distribución de los alimentadores de la subestación de transformación dolorespata, se define en base a recomendaciones realizadas por estudios elaborados por la empresa concesionaria ELSE, que el DO06 y DO07 son los alimentadores con operación crítica, es así que se define analizar en conjunto los dos alimentadores (DO6-07) con los alimentadores que operan adyacentes a estos como son DO05-08, los alimentadores DO06-DO07 experimentan pérdidas por el exceso de cargas en las colas, por lo cual en el proceso de reconfiguración de corto plazo se debe de buscar aliviar este exceso de carga, mediante transferencias de carga a alimentadores adyacentes. Para estas transferencias se utilizaran los escenarios heurísticos, definidos; el escenario del heurístico7 muestra la reconfiguración en el corto plazo, que presenta menores pérdidas y se observa que esta configuración plantea realizar transferencias de cargas al alimentador DO05, del alimentador DO06 y DO07; las transferencias de carga se realiza principalmente de cargas de cola de los ramales, se recuerda que todas estas transferencias se realizaron en base al criterio del operador, al existir una cantidad bastante numerosa de posibles configuraciones y teniendo esta limitación en el programa, por cuestiones de practicidad se define elegir escenarios de manera heurística.

5.7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

CORRIENTES DE LINEA

TABLA 5.54 ESCENARIO HEURÍSTICO ACTUAL		
CORRIENTES DE LINEA		
	Real	Imaginario
II1	0.09226945	-0.04484438
II02	0.08508063	-0.04136136
II03	0.00259982	-0.00125965
II04	0.07932795	-0.03857149
II05	0.07059303	-0.0343315
II06	0.05877656	-0.02859101
II07	0.02735454	-0.01330451
II08	0.02507161	-0.01219432
II10	0.01727329	-0.00840333
II11	0.01441435	-0.00701324
II14	0.12163908	-0.05772889
II15	0.12118516	-0.05750845
II16	0.1171765	-0.05555799
II17	0.01054791	-0.00497197
II18	0.08399236	-0.03991705
II19	0.08084956	-0.03843442
II20	0.07261593	-0.03454674
II21	0.00446128	-0.00211229
II23	0.06694251	-0.03186069
II22	0.00242467	-0.00114806
II24	0.05347031	-0.02546868
II25	0.04977513	-0.02371075
II29	0.10056407	-0.05021644
II30	0.10056407	-0.05021644

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.54 ESCENARIO HEURÍSTICO ACTUAL		
CORRIENTES DE LINEA		
	Real	Imaginario
II31	0.10056407	-0.05021644
II32	0.10056407	-0.05021644
II33	0.00183212	-0.00089292
II34	0.09726177	-0.04860704
II35	0.00181362	-0.00088694
II36	0.09544816	-0.0477201
II37	0.09476719	-0.04738512
II38	0.09476719	-0.04738512
II39	0.09476719	-0.04738512
II40	0.00653149	-0.00323636
II41	0.0882357	-0.04414875
II42	0.00504231	-0.00249859
II44	0.00343837	-0.00170375
II43	0.08399468	-0.04204413
II45	0.08032241	-0.04021792
II46	0.04135424	-0.02067925
II47	0.00046021	-0.00022991
II48	0.04089403	-0.02044934
II49	0.04089403	-0.02044934
II50	0.01349376	-0.00674337
II51	0.03655397	-0.01833431
II52	0.03459811	-0.01735728
II53	0.02883732	-0.01447214
II54	0.00576079	-0.00288513

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.54 ESCENARIO HEURÍSTICO ACTUAL		
CORRIENTES DE LINEA		
	Real	Imaginario
II54	0.00576079	-0.00288513
II55	0.02491613	-0.01250489
II56	0.10539602	-0.05247637
II57	0.10539602	-0.05247637
II58	0.09832358	-0.04897379
II59	0.08588057	-0.04280344
II60	0.04658548	-0.02329505
II61	0.04658548	-0.02329505
II62	0.04144006	-0.02073793
II63	0.03915094	-0.01959831
II64	0.03571388	-0.01788419
II65	0.03330599	-0.01668161
II66	0.02986358	-0.01496085
II67	0.00344241	-0.00172076
II68	0.02699484	-0.01352615
II69	0.02642078	-0.01323878

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.55 ESCENARIO HEURÍSTICO7		
CORRIENTES DE LINEA		
	Real	Imaginario
II1	0.1132857	-0.0551253
II02	0.09963541	-0.04850785
II03	0.00905636	-0.00439047
II04	0.09387467	-0.04571209
II05	0.08512466	-0.04146104
II06	0.07328386	-0.03570273
II07	0.04177562	-0.02035289
II08	0.03948412	-0.0192372
II10	0.03164857	-0.01542438
II11	0.02877571	-0.01402591
II14	0.10560477	-0.05030764
II15	0.10515137	-0.0500876
II16	0.10114912	-0.04814206
II17	0.1013754	-0.0502689
II18	0.07873201	-0.03753973
II19	0.07562003	-0.03606665
II20	0.06746815	-0.03220473
II21	0.06653031	-0.03313659
II23	0.06626815	-0.03163493
II22	0.00193229	-0.00094212
II24	0.0529312	-0.02528758
II25	0.04927323	-0.02354209
II29	0.0939199	-0.04684599
II30	0.0939199	-0.04684599
II31	0.0939199	-0.04684599
II32	0.0939199	-0.04684599
II33	0.00183148	-0.00089212
II34	0.09061876	-0.04523803
II35	0.00181273	-0.0008858
II36	0.08880603	-0.04435222
II37	0.08812547	-0.04401784
II38	0.08812547	-0.04401784
II39	0.08812547	-0.04401784
II40	0.00148741	-0.00073596
II41	0.08812547	-0.04401784
II42	0.00147213	-0.00071368
II44	0.00305744	-0.00148218
II43	0.0838897	-0.04191939
II45	0.08022198	-0.04009855
II46	0.04130257	-0.02061795
II47	0.00045964	-0.00022923
II48	0.04084293	-0.02038872
II49	0.04084293	-0.02038872
II50	0.01347685	-0.00672336

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.55 ESCENARIO HEURÍSTICO7		
CORRIENTES DE LINEA		
	Real	Imaginario
II51	0.03650821	-0.01827979
II52	0.03455479	-0.01730566
II53	0.0288012	-0.01442909
II54	0.00575359	-0.00287657
II55	0.02488492	-0.01246769
II56	0.10539602	-0.05247632
II57	0.10539602	-0.05247632
II58	0.09832358	-0.04897379
II59	0.08588057	-0.04280344
II60	0.04658548	-0.02329505
II61	0.04658548	-0.02329505
II62	0.04144006	-0.02073793
II63	0.03915094	-0.01959831
II64	0.03571388	-0.01788419
II65	0.03330599	-0.01668161
II66	0.02986358	-0.01496085
II67	0.00344241	-0.00172076
II68	0.02699484	-0.01352615
II69	0.02642078	-0.01323878
II70	0.02670625	-0.01353415
II28	0.00645337	-0.0031285
II27	0.01414083	-0.00667392
II26	0.04801553	-0.02466313
II13	0.01005332	-0.00489961
II12	0.00423254	-0.00206356

Fuente: Elaboración propia.

CORRIENTES DE CARGA EN BARRA

TABLA 5.56 ESCENARIO HEURÍSTICO ACTUAL		
CORRIENTES DE CARGA EN BARRA		
	Real	Imaginario
l b1	0	0
l b2	0.004588993	-0.002223369
l b3	0.002599825	-0.001259653
l b4	0.005752681	-0.002789871
l b5	0.008734918	-0.004239995
l b6	0.01181647	-0.005740486
l b7	0.031422022	-0.015286498
l b8	0.002282927	-0.001110191
l b9	0.007798324	-0.003790987
l b10	0.002858945	-0.001390095
l b11	0.014414345	-0.007013239
l b12	0.000453918	-0.000220432
l b13	0.004008654	-0.001950465
l b14	0.022636232	-0.010668965
l b15	0.010547915	-0.004971975
l b16	0.003142796	-0.00148263
l b17	0.008233629	-0.003887679
l b18	0.001212135	-0.000573764
l b19	0.00203661	-0.00096422
l b20	0.002424674	-0.001148065
l b21	0.013472205	-0.006392013
l b22	0.003695183	-0.001757928
l b23	0.049775126	-0.023710751
l b26	0	0
l b27	0.001470176	-0.000716482
l b28	0.001832117	-0.000892917
l b29	0	0
l b30	0.001813618	-0.000886938
l b31	0.000680967	-0.000334988

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.56 ESCENARIO HEURÍSTICO ACTUAL		
CORRIENTES DE CARGA EN BARRA		
	Real	Imaginario
l b32	0	0
l b33	0	0
l b34	0	0
l b35	0.001489177	-0.000737771
l b36	0.001603941	-0.000794836
l b37	0.003438368	-0.001703754
l b38	0.004241018	-0.00210462
l b39	0.003672269	-0.001826212
l b40	0.002414209	-0.001204368
l b41	0	0
l b42	0.000460212	-0.000229907
l b43	0	0
l b44	0.001955851	-0.000977029
l b45	0.027400265	-0.01370597
l b46	0	0
l b47	0.003921187	-0.001967251
l b48	0.005760794	-0.002885132
l b49	0.013493762	-0.006743372
l b50	0.024916133	-0.012504893
l b51	0	0
l b52	0.007072441	-0.003502535
l b53	0.012443012	-0.006170348
l b54	0.03929509	-0.019508389
l b55	0	0
l b56	0.005145416	-0.002557121
l b57	0.002289119	-0.001139625
l b58	0.003437064	-0.001714119
l b59	0.002407893	-0.001202583
l b60	0	0
l b61	0.002868736	-0.001434698

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.56 ESCENARIO HEURÍSTICO ACTUAL		
CORRIENTES DE CARGA EN BARRA		
	Real	Imaginario
l b62	0.003442408	-0.001720757
l b63	0.000574059	-0.000287374
l b64	0.026420783	-0.013238776

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.57 ESCENARIO HEURÍSTICO 7		
CORRIENTES DE CARGA EN BARRA		
	Real	Imaginario
l b1	0	0
l b2	0.004593931	-0.002226975
l b3	0.002602993	-0.001261969
l b4	0.005760744	-0.002795766
l b5	0.008750011	-0.004251044
l b6	0.011840795	-0.005758314
l b7	0.031508237	-0.015349845
l b8	0.002291503	-0.001115687
l b9	0.007835549	-0.003812817
l b10	0.002872864	-0.001398469
l b11	0.014489853	-0.007062741
l b12	0.000453404	-0.000220038
l b13	0.004002245	-0.001945541
l b14	0.02241711	-0.010602324
l b15	0.010053319	-0.004899614
l b16	0.003111981	-0.001473086
l b17	0.008151884	-0.003861917
l b18	0.001199997	-0.000569798
l b19	0.00193229	-0.000942121
l b20	0.002300246	-0.001121437
l b21	0.013336949	-0.006347351
l b22	0.003657976	-0.001745496
l b23	0.049273226	-0.023542086
l b24	0	0
l b25	0	0
l b26	0	0
l b27	0.001469661	-0.000715843
l b28	0.001831476	-0.000892121
l b29	0	0
l b30	0.001812725	-0.000885803
l b31	0.000680561	-0.000334389
l b32	0	0
l b33	0	0
l b34	0	0
l b35	0.001472129	-0.000713683
l b36	0.001585309	-0.000768494
l b37	0.003395928	-0.001646324
l b38	0.004235775	-0.002098443
l b39	0.003667718	-0.001820838
l b40	0.002411206	-0.001200811

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.57 ESCENARIO HEURÍSTICO 7		
CORRIENTES DE CARGA EN BARRA		
	Real	Imaginario
l b41	0	0
l b42	0.000459639	-0.000229227
l b43	0	0
l b44	0.001953414	-0.000974138
l b45	0.027366081	-0.013665358
l b46	0	0
l b47	0.003916277	-0.0019614
l b48	0.005753595	-0.00287657
l b49	0.013476847	-0.006723364
l b50	0.02488492	-0.012467687
l b51	0	0
l b52	0.007072441	-0.003502535
l b53	0.012443012	-0.006170348
l b54	0.03929509	-0.019508389
l b55	0	0
l b56	0.005145416	-0.002557121
l b57	0.002289119	-0.001139625
l b58	0.003437064	-0.001714119
l b59	0.002407893	-0.001202583
l b60	0	0
l b61	0.002868736	-0.001434698
l b62	0.003442408	-0.001720757
l b63	0.000574059	-0.000287374
l b64	0.026420783	-0.013238776

Fuente: Elaboración propia.

TENSIONES DE BARRA

**TABLA 5.58
ESCENARIO HEURÍSTICO ACTUAL**

TENSIONES DE BARRA		
	Real	Imaginario
V' b1	1	0
V' b2	0.99486056	-0.00094068
V' b3	0.994798	-0.00095221
V' b4	0.99281184	-0.00131545
V' b5	0.99090131	-0.00166479
V' b6	0.98918196	-0.00197904
V' b7	0.98621824	-0.00252045
V' b8	0.98442633	-0.00236596
V' b9	0.98278397	-0.00222436
V' b10	0.98263535	-0.00230204
V' b11	0.9821525	-0.00255441
V' b12	0.99047786	-0.00183437
V' b13	0.98660741	-0.00258011
V' b14	0.9366735	0.00916288
V' b15	0.93647568	0.00912423
V' b16	0.93485814	0.00881417
V' b17	0.93312069	0.00848062
V' b18	0.93169719	0.00756963
V' b19	0.93156208	0.00749718
V' b20	0.93149182	0.0074595
V' b21	0.93009393	0.00671402
V' b22	0.92825738	0.00573462
V' b23	0.92736447	0.00525849
V' b24	0.99929789	-0.00012074
V' b25	0.99692708	-0.00132894
V' b26	0.99447219	-0.00257999
V' b27	0.99320776	-0.00322436
V' b28	0.99316984	-0.00324415
V' b29	0.99046832	-0.0046193
V' b30	0.99025436	-0.00457354
V' b31	0.98786223	-0.00686053
V' b32	0.98529395	-0.00816763
V' b33	0.98177128	-0.00996047
V' b34	0.97764734	-0.00955928
V' b35	0.97736353	-0.00953271
V' b36	0.97718271	-0.00963248
V' b37	0.9768144	-0.00959799
V' b38	0.97643662	-0.01017506
V' b39	0.97486217	-0.01097551
V' b40	0.97250936	-0.01217132

Fuente: Elaboración propia.

**TABLA 5.58
ESCENARIO HEURÍSTICO ACTUAL**

TENSIONES DE BARRA		
	Real	Imaginario
V' b41	0.97148199	-0.01269415
V' b42	0.97146286	-0.0127039
V' b43	0.9709723	-0.01295353
V' b44	0.9714991	-0.0126839
V' b45	0.97058082	-0.01319336
V' b46	0.9697488	-0.01357177
V' b47	0.96828973	-0.01431165
V' b48	0.96959065	-0.01365213
V' b49	0.96905117	-0.01280572
V' b50	0.96802048	-0.01444818
V' b51	0.98451065	-0.0079163
V' b52	0.98155359	-0.00942759
V' b53	0.98056822	-0.00993101
V' b54	0.97970732	-0.01037055
V' b55	0.97931747	-0.01036344
V' b56	0.97853812	-0.01076006
V' b57	0.97722051	-0.01143009
V' b58	0.97590999	-0.01209632
V' b59	0.97483392	-0.01264317
V' b60	0.97416486	-0.01298312
V' b61	0.97381488	-0.0131609
V' b62	0.97393419	-0.01297188
V' b63	0.97309171	-0.01352819
V' b64	0.97238392	-0.01388766

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.59 ESCENARIO HEURÍSTICO 7		
TENSIONES DE BARRA		
	Real	Imaginario
V' b1	1	0
V' b2	0.99368794	-0.0011522
V' b3	0.99346999	-0.00119232
V' b4	0.99128782	-0.00158982
V' b5	0.98902606	-0.00200203
V' b6	0.98695197	-0.00237985
V' b7	0.98325524	-0.00305286
V' b8	0.98051793	-0.00281502
V' b9	0.97793075	-0.0025902
V' b10	0.97765825	-0.00273239
V' b11	0.97669363	-0.00323569
V' b12	0.99172502	-0.00158162
V' b13	0.9883634	-0.00222425
V' b14	0.9452442	0.00798342
V' b15	0.97648314	-0.00318457
V' b16	0.94354108	0.00765851
V' b17	0.94191464	0.00734843
V' b18	0.94059014	0.00650321
V' b19	0.97648284	-0.00334564
V' b20	0.97653948	-0.0033161
V' b21	0.93900116	0.0056576
V' b22	0.93718098	0.00468966
V' b23	0.93629603	0.0042191
V' b24	0.99934448	-0.00011303
V' b25	0.99713131	-0.00124215
V' b26	0.99483965	-0.00241131
V' b27	0.99365929	-0.00301351
V' b28	0.99362139	-0.00303329
V' b29	0.99110807	-0.004314
V' b30	0.99089424	-0.00426833
V' b31	0.98868474	-0.00639984
V' b32	0.98629747	-0.00761609
V' b33	0.98302307	-0.0092843
V' b34	0.97918881	-0.00891292
V' b35	0.99288887	-0.00117687
V' b36	0.99294118	-0.00114741
V' b37	0.99326756	-0.00117513
V' b38	0.97798044	-0.00952855
V' b39	0.97640905	-0.01032881
V' b40	0.97406081	-0.01152433

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.59 ESCENARIO HEURÍSTICO 7		
TENSIONES DE BARRA		
	Real	Imaginario
V' b41	0.97303543	-0.01204704
V' b42	0.97301634	-0.01205677
V' b43	0.97252674	-0.01230635
V' b44	0.97305252	-0.01203679
V' b45	0.97213604	-0.01254607
V' b46	0.97130563	-0.01292445
V' b47	0.96984941	-0.01366415
V' b48	0.97114778	-0.01300479
V' b49	0.97060857	-0.01216009
V' b50	0.96958068	-0.01380065
V' b51	0.98451065	-0.0079163
V' b52	0.98155359	-0.00942759
V' b53	0.98056822	-0.00993101
V' b54	0.97970732	-0.01037055
V' b55	0.97931747	-0.01036344
V' b56	0.97853812	-0.01076006
V' b57	0.97722051	-0.01143009
V' b58	0.97590999	-0.01209632
V' b59	0.97483392	-0.01264317
V' b60	0.97416486	-0.01298312
V' b61	0.97381488	-0.0131609
V' b62	0.97393419	-0.01297188
V' b63	0.97309171	-0.01352819
V' b64	0.97238392	-0.01388766

Fuente: Elaboración propia.

A continuación la tabla 5.60 muestra la comparación de la corriente de carga en Barra de cada uno de los escenarios; donde se muestra cada valor en una escala de colores que asigna el color verde para los valores de menor valor y color rojo a las corrientes de carga en barra que tienen mayor valor todos los valores son los calculados para la última iteración.

Celdas que tienen el color verde son valores de corriente muy bajos y como se ve algunos valores de corriente de carga en barra muestra cero, esto es debido a que en esos puntos no se presenta ninguna carga conectada. Esta matriz tiene la particularidad, que cada escenario los valores de corriente son casi similares, esto se da por que los valores tensión de cada barra en cada escenario para la última iteración tienen diferencias mínimas.

TABLA 5.60 COMPARACION DE CORRIENTES DE CARGA EN BARRA POR ESCENARIO		
	ACTUAL	HEURISTICO7
l b1	0	0
l b2	0.00458899	0.00459393
l b3	0.00259982	0.00260299
l b4	0.00575268	0.00576074
l b5	0.00873492	0.00875001
l b6	0.01181647	0.0118408
l b7	0.03142202	0.03150824
l b8	0.00228293	0.0022915
l b9	0.00779832	0.00783555
l b10	0.00285894	0.00287286
l b11	0.01441435	0.01448985
l b12	0.00045392	0.0004534
l b13	0.00400865	0.00400225
l b14	0.02263623	0.02241711
l b15	0.01054791	0.01005332
l b16	0.0031428	0.00311198
l b17	0.00823363	0.00815188
l b18	0.00121214	0.0012
l b19	0.00203661	0.00193229
l b20	0.00242467	0.00230025
l b21	0.0134722	0.01333695
l b22	0.00369518	0.00365798
l b23	0.04977513	0.04927323
l b24	0	0
l b25	0	0
l b26	0	0
l b27	0.00147018	0.00146966
l b28	0.00183212	0.00183148
l b29	0	0
l b30	0.00181362	0.00181273

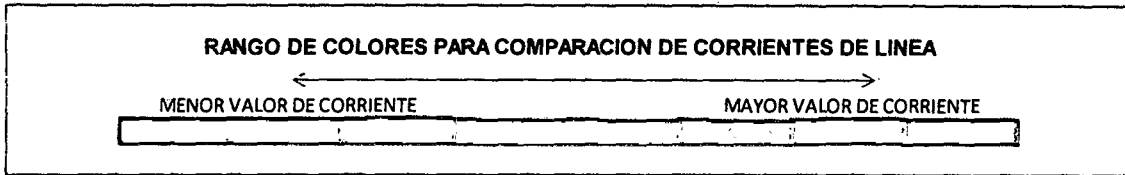
Como los valores son expresados en PU; el valor máximo que se encuentra es de 1 y se puede concluir que el escenario del heurístico 5 (revisar anexos), es donde se presenta la mayor cantidad de líneas con corrientes elevadas en el sistema.

Se puede ver que la columna donde se observa mayor cantidad de celdas color verde corresponde al escenario donde se presenta mayor cantidad de valores pequeños de corriente de línea, por tanto estos escenarios pueden considerarse dentro de los que se pueden considerar dentro de los elegibles, escenarios como el heurístico actual y heurístico 7 tienen menores valores de corriente de línea. Pero estos datos no definen el mejor escenario para la reconfiguración a corto plazo, solamente servirán como datos a tomar en cuenta.

TABLA 5.61 COMPARACION DE CORRIENTES DE LINEA POR ESCENARIO		
	ACTUAL	HEURISTICO7
II1	0.09226945	0.1132857
II02	0.08508063	0.09963541
II03	0.00259982	0.00905636
II04	0.07932795	0.09387467
II05	0.07059303	0.08512466
II06	0.05877656	0.07328386
II07	0.02735454	0.04177562
II08	0.02507161	0.03948412
II10	0.01727329	0.03164857
II11	0.01441435	0.02877571
II14	0.12163908	0.10560477
II15	0.12118516	0.10515137
II16	0.1171765	0.10114912
II17	0.01054791	0.1013754
II18	0.08399236	0.07873201
II19	0.08084956	0.07562003
II20	0.07261593	0.06746815
II21	0.00446128	0.06653031
II23	0.06694251	0.06626815
II22	0.00242467	0.00193229
II24	0.05347031	0.0529312
II25	0.04977513	0.04927323
II29	0.10056407	0.0939199
II30	0.10056407	0.0939199
II31	0.10056407	0.0939199
II32	0.10056407	0.0939199
II33	0.00183212	0.00183148
II34	0.09726177	0.09061876
II35	0.00181362	0.00181273

TABLA 5.61 COMPARACION DE CORRIENTES DE LINEA POR ESCENARIO		
II36	0.09544816	0.08880603
II37	0.09476719	0.08812547
II38	0.09476719	0.08812547
II39	0.09476719	0.08812547
II40	0.00653149	0.00148741
II41	0.0882357	0.08812547
II42	0.00504231	0.00147213
II44	0.00343837	0.00305744
II43	0.08399468	0.0838897
II45	0.08032241	0.08022198
II46	0.04135424	0.04130257
II47	0.00046021	0.00045964
II48	0.04089403	0.04084293
II49	0.04089403	0.04084293
II50	0.01349376	0.01347685
II51	0.03655397	0.03650821
II52	0.03459811	0.03455479
II53	0.02883732	0.0288012
II54	0.00576079	0.00575359
II55	0.02491613	0.02488492
II56	0.10539602	0.10539602
II57	0.10539602	0.10539602
II58	0.09832358	0.09832358
II59	0.08588057	0.08588057
II60	0.04658548	0.04658548
II61	0.04658548	0.04658548
II62	0.04144006	0.04144006
II63	0.03915094	0.03915094
II64	0.03571388	0.03571388
II65	0.03330599	0.03330599
II66	0.02986358	0.02986358
II67	0.00344241	0.00344241
II68	0.02699484	0.02699484
II69	0.02642078	0.02642078
II70		0.02670625
II28		0.00645337
II27		0.01414083
II26		0.04801553
II13		0.01005332
II12		0.00423254

Fuente: Elaboración propia.



La tabla 5.62 muestra los valores de tensión en cada barra del sistema siendo en este caso los valores de mayor valor los sombreados de color verde y estos a su vez son los valores que se acercan a 1, mientras un valor se acerca más a 1 se entiende que esta próximo al valor nominal de la tensión de la barra de referencia.

Para este caso el escenario que probablemente tenga mejor perfil de tensión durante su operación, será el escenario del heurístico7.

Cómo se mencionó en la tabla anterior, este criterio no definirá la topología de reconfiguración a elegir por no ser ese el objetivo de la investigación.

TABLA 5.62 COMPARACIONES DE TENSIONES EN BARRA POR ESCENARIO		
	ACTUAL	HEURISTICO7
V' b1	1	1
V' b2	0.99486056	0.99368794
V' b3	0.994798	0.99346999
V' b4	0.99281184	0.99128782
V' b5	0.99090131	0.98902606
V' b6	0.98918196	0.98695197
V' b7	0.98621824	0.98325524
V' b8	0.98442633	0.98051793
V' b9	0.98278397	0.97793075
V' b10	0.98263535	0.97765825
V' b11	0.9821525	0.97669363
V' b12	0.99047786	0.99172502
V' b13	0.98660741	0.9883634
V' b14	0.9366735	0.9452442
V' b15	0.93647568	0.97648314
V' b16	0.93485814	0.94354108
V' b17	0.93312069	0.94191464
V' b18	0.93169719	0.94059014
V' b19	0.93156208	0.97648284
V' b20	0.93149182	0.97653948
V' b21	0.93009393	0.93900116
V' b22	0.92825738	0.93718098
V' b23	0.92736447	0.93629603
V' b24	0.99929789	0.99934448
V' b25	0.99692708	0.99713131
V' b26	0.99447219	0.99483965

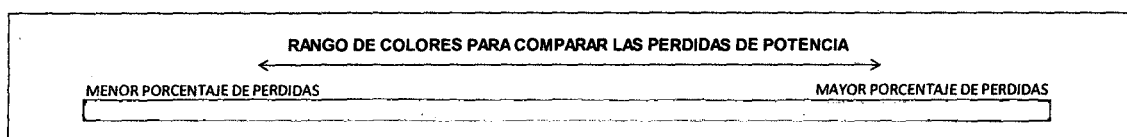
TABLA 5.63 PERDIDAS POR ESCENARIO DEL MODELO DE PRUEBA		
NRO DE ITERACION	ACTUAL	HEURISTICO7
1	3.26708709	3.28367683
2	3.58212282	3.238345
3	3.6029539	3.23616785
4	3.60437934	3.2360477
5	3.60448306	3.23604051
6	3.60449062	3.23604007
7	3.60449118	3.23604004
8	3.60449122	3.23604004
9	3.60449122	3.23604004
10	3.60449122	3.23604004
11	3.60449122	3.23604004
12	3.60449122	3.23604004
13	3.60449122	3.23604004
14	3.60449122	3.23604004
15	3.60449122	3.23604004
16	3.60449122	3.23604004
17	3.60449122	3.23604004
18	3.60449122	3.23604004
19	3.60449122	3.23604004
20	3.60449122	3.23604004
21	3.60449122	3.23604004
22	3.60449122	3.23604004
23	3.60449122	3.23604004
24	3.60449122	3.23604004
25	3.60449122	3.23604004
26	3.60449122	3.23604004
27	3.60449122	3.23604004
28	3.60449122	3.23604004
29	3.60449122	3.23604004
30	3.60449122	3.23604004
31	3.60449122	3.23604004
32	3.60449122	3.23604004
33	3.60449122	3.23604004
34	3.60449122	3.23604004
35	3.60449122	3.23604004
36	3.60449122	3.23604004
37	3.60449122	3.23604004
38	3.60449122	3.23604004
39	3.60449122	3.23604004
40	3.60449122	3.23604004
41	3.60449122	3.23604004

**TABLA 5.63 PERDIDAS POR ESCENARIO
DEL MODELO DE PRUEBA**

42	3.60449122	3.23604004
43	3.60449122	3.23604004
44	3.60449122	3.23604004
45	3.60449122	3.23604004
46	3.60449122	3.23604004
47	3.60449122	3.23604004
48	3.60449122	3.23604004
49	3.60449122	3.23604004
50	3.60449122	3.23604004
51	3.60449122	3.23604004
52	3.60449122	3.23604004
53	3.60449122	3.23604004
54	3.60449122	3.23604004
55	3.60449122	3.23604004
56	3.60449122	3.23604004
57	3.60449122	3.23604004
58	3.60449122	3.23604004
59	3.60449122	3.23604004
60	3.60449122	3.23604004
61	3.60449122	3.23604004
62	3.60449122	3.23604004
63	3.60449122	3.23604004
64	3.60449122	3.23604004
65	3.60449122	3.23604004
66	3.60449122	3.23604004
67	3.60449122	3.23604004
68	3.60449122	3.23604004
69	3.60449122	3.23604004
70	3.60449122	3.23604004
71	3.60449122	3.23604004
72	3.60449122	3.23604004
73	3.60449122	3.23604004
74	3.60449122	3.23604004
75	3.60449122	3.23604004
76	3.60449122	3.23604004
77	3.60449122	3.23604004
78	3.60449122	3.23604004
79	3.60449122	3.23604004
80	3.60449122	3.23604004
81	3.60449122	3.23604004
82	3.60449122	3.23604004
83	3.60449122	3.23604004
84	3.60449122	3.23604004
85	3.60449122	3.23604004

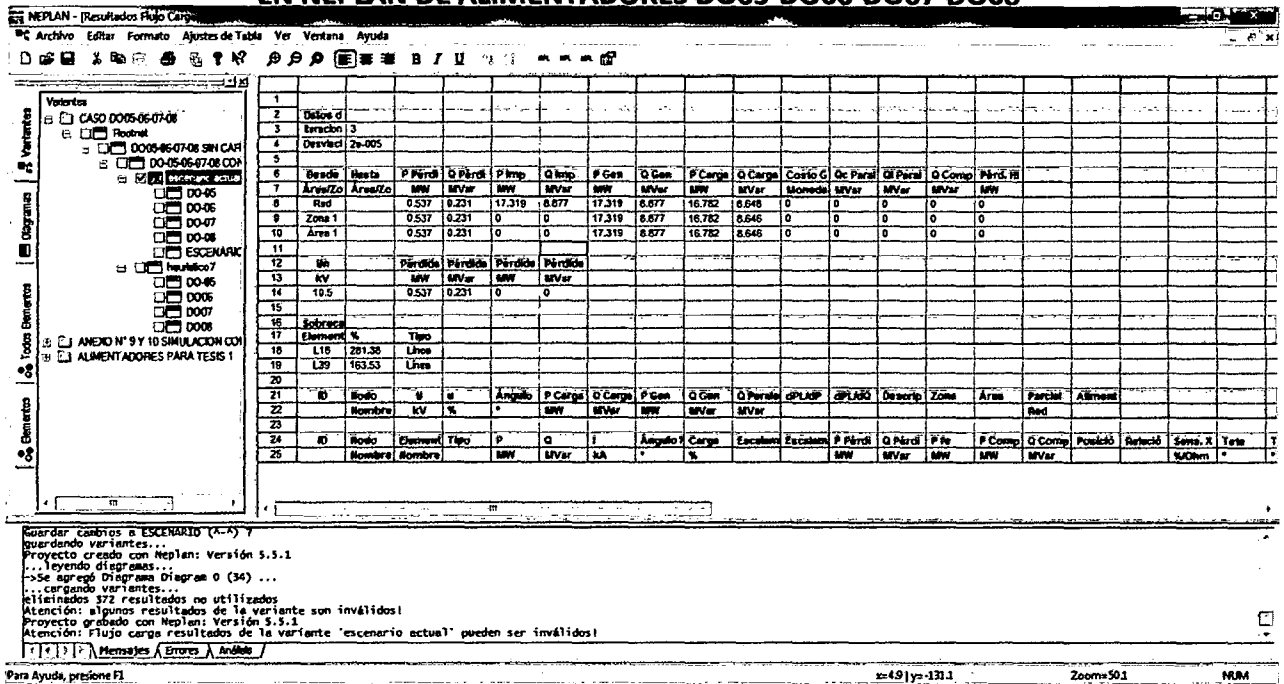
TABLA 5.63 PERDIDAS POR ESCENARIO DEL MODELO DE PRUEBA		
86	3.60449122	3.23604004
87	3.60449122	3.23604004
88	3.60449122	3.23604004
89	3.60449122	3.23604004
90	3.60449122	3.23604004
91	3.60449122	3.23604004
92	3.60449122	3.23604004
93	3.60449122	3.23604004
94	3.60449122	3.23604004
95	3.60449122	3.23604004
96	3.60449122	3.23604004
97	3.60449122	3.23604004
98	3.60449122	3.23604004
99	3.60449122	3.23604004
100	3.60449122	3.23604004

Fuente: Elaboración propia.



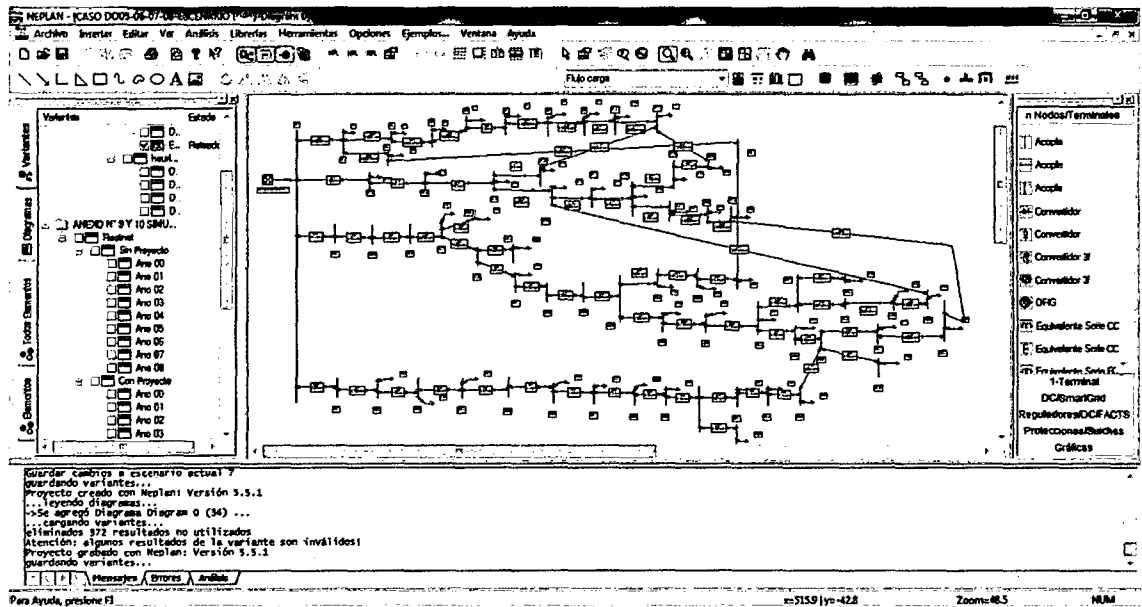
La tabla 5.63 muestra las pérdidas de potencia activa en escenario actual y el que presenta menos pérdida (heurístico7), siendo las celdas de color rojo las que mayor valor de pérdidas contienen y las de color verde las que contienen las pérdidas más pequeñas. Esta tabla define la topología más factible como alternativa de reconfiguración; debido a que muestra las pérdidas de potencia en cada escenario, así se tiene como mejor alternativa de reconfiguración el escenario heurístico 7 con los menores valores de pérdidas. También se menciona que en el escenario actual la cantidad de pérdidas de potencia activa calculado en el software REPLAN, en valor real es de 544.34 kW y en el escenario heurístico 7 las pérdidas de potencia son de 477.85 kW, lo cual da una disminución en las pérdidas de 66.48kW menos que en la configuración que viene funcionando el sistema. Llevando estas cifra de potencia a cantidades de energía [kW-h] y asumiendo en periodos de 4 horas punta y 20 horas fuera de punta durante un mes de 30 días vendría a ser 47,872.04 kW-h, en un año 574,464.51 kW-h que se reducirían si se aplicase la reconfiguración, toda esta energía expresada en términos de dinero, tomando como referencia los precios de la tarifa MT2, para un mes se tendría la cantidad de S/. 8,285.05 nuevos soles, y esto en un año sería S/. 99,420.66 nuevos soles que podría ahorrar la empresa concesionaria si realizara una reconfiguración de sus redes, solo en 4 de sus 9 alimentadores de la S.E.T. Dolorespata (Ver Anexo 11).

FIGURA 5.39 RESULTADOS DE CÁLCULO FLUJO DE POTENCIA EN EL ESCENARIO ACTUAL EN NEPLAN DE ALIMENTADORES DO05-DO06-DO07-DO08



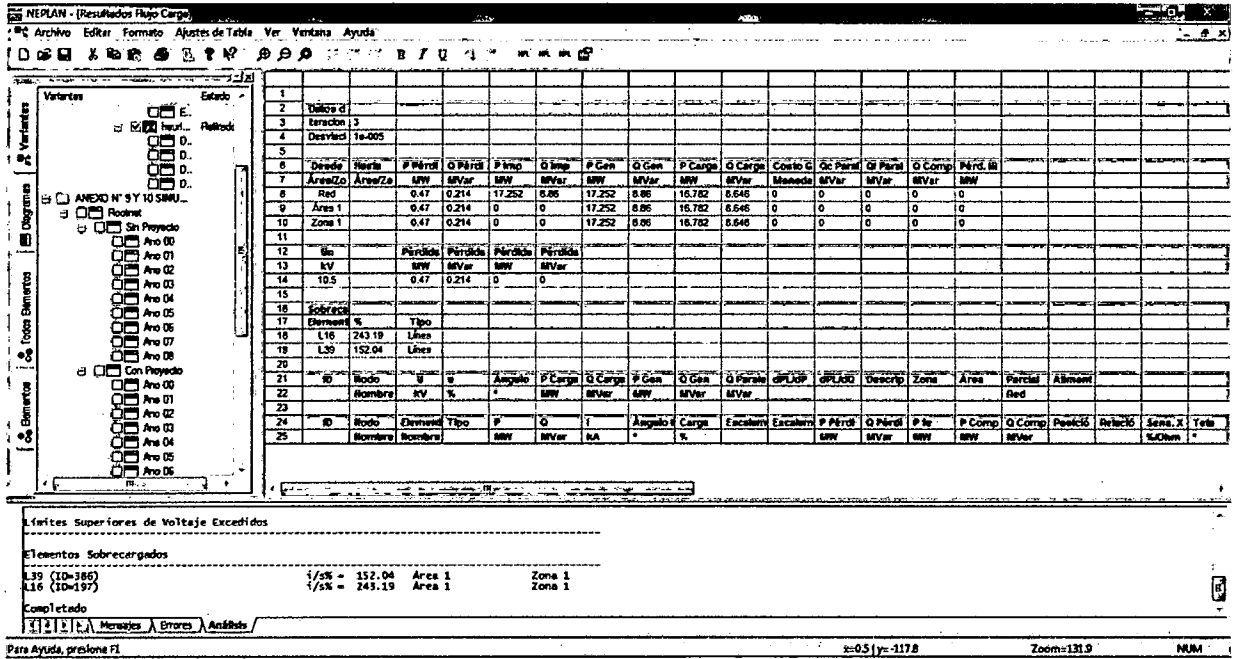
Fuente: ELSE

FIGURA 5.40 DIAGRAMA EN NEPLAN DEL ESCENARIO ACTUAL DE ALIMENTADORES DO05-DO06-DO07-DO08



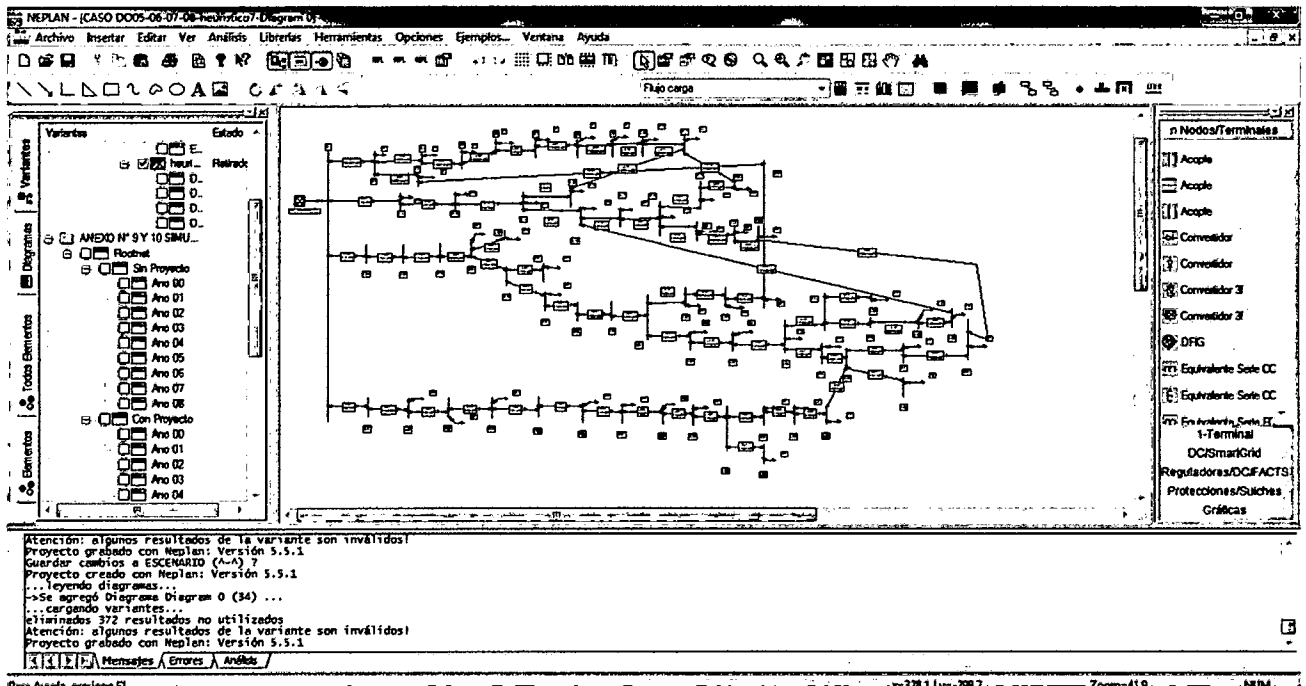
Fuente: Elaboración propia (con datos de ELSE).

FIGURA 5.41 RESULTADOS DE CÁLCULO DEL FLUJO DE POTENCIA ESCENARIO HEURISTICO7 DE ALIMENTADORES DO05-DO06-DO07-DO08



Fuente: Elaboración propia (con datos de ELSE).

FIGURA 5.42 DIAGRAMA EN NEPLAN DEL ESCENARIO HEURISTICO7 DE LOS ALIMENTADORES DO05-DO06-DO07-DO08



Fuente: Elaboración propia (con datos de ELSE).

TABLA 5.64 RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA EN NEPLAN EN EL ESCENARIO ACTUAL ALIMENTADORES DO05-DO06-DO07-DO08							
		P Pérdidas	Q Pérdidas	P Gen	Q Gen	P Carga	Q Carga
		kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
Red		536	230	17,318.00	8,876.00	16,782.00	8,646.00
Nodo	Alimentador	P Pérdidas	Q Pérdidas	P Imp	Q Imp	P Carga	Q Carga
		kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-05	44.00	-31.00	3,691.00	2,524.00	3,647.00	2,555.00
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-06	331.00	68.00	4,856.00	2,256.00	4,525.00	2,188.00
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-07	91.00	101.00	4,554.00	2,002.00	4,463.00	1,901.00
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-08	70.00	92.00	4,217.00	2,094.00	4,147.00	2,002.00
		536.00	230.00	17,318.00	8,876.00	16,782.00	8,646.00
PERDIDA TOTAL POTENCIA ACTIVA %	PERDIDA TOTAL POTENCIA APARENTE %	PERDIDAS TOTAL[kVA]		P.ENTREGADA TOTAL[kVA]		P.CARGA TOTAL [kVA]	
3.095	2.9972	583.263		19,460.126		18,878.264	

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.65 RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA EN NEPLAN EN EL ESCENARIO HEURISTICO7 ALIMENTADORES DO05-DO06-DO07-DO08							
		P Pérdidas	Q Pérdidas	P Gen	Q Gen	P Carga	Q Carga
		kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
Red		470	214	17,252.00	8,860.00	16,782.00	8,646.00
Nodo	Alimentador	P Pérdidas	Q Pérdidas	P Imp	Q Imp	P Carga	Q Carga
		kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-05	67.00	-16.00	4,530.00	2,932.00	4,463.00	2,948.00
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-06	251.00	47.00	4,217.00	1,965.00	3,966.00	1,918.00
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-07	82.00	91.00	4,288.00	1,869.00	4,206.00	1,778.00
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-08	70.00	92.00	4,217.00	2,094.00	4,147.00	2,002.00
		470.00	214.00	17,252.00	8,860.00	16,782.00	8,646.00
PERDIDA TOTAL POTENCIA ACTIVA %	PERDIDA TOTAL POTENCIA APARENTE %	PERDIDAS TOTAL[kVA]		P.ENTREGADA TOTAL[kVA]		P.CARGA TOTAL [kVA]	
2.724	2.423	516.43		19,394.10		18,878.26	

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.66 COMPARACION DE RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA EN NEPLAN					
	ESCENARIO ACTUAL	ESCENARIO HEURISTICO7		ESCENARIO ACTUAL	ESCENARIO HEURISTICO7
P Pérdidas [kW]	536.00	470.00	PERDIDAS TOTAL[kVA]	583.26	516.43
Q Pérdidas[kVA]	230.00	214.00			
P Imp [kW]	17,318.00	17,252.00	P.ENTREGADA TOTAL[kVA]	19460.13	19,394.10
Q Imp [kVA]	8,876.00	8,860.00			
P Carga [kW]	16,782.00	16,782.00	P.CARGA TOTAL [kVA]	18,878.26	18,878.26
Q Carga [kVAR]	16,782.00	16,782.00			

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5.67 COMPARACION DE RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA EN NEPLAN Y REPLAN						
	NEPLAN(NEWTON RAPHSON EXTENDIDO)		REPLAN (FLUJO DE POTENCIA SHIRMOHANMADI)		VARIACION DE RESULTADOS EN PERDIDAS [kW]	VARIACION DE RESULTADOS EN [%]
	PERDIDA TOTAL POTENCIA ACTIVA [%]	PERDIDA TOTAL POTENCIA ACTIVA [kW]	PERDIDA TOTAL POTENCIA ACTIVA [%]	PERDIDA TOTAL POTENCIA ACTIVA [kW]		
ESCENARIO ACTUAL	3.095	536.00	3.604	544.34	8.34	0.0482
ESCENARIO HEURISTICO7	2.724	470.00	3.236	477.85	7.85	0.0455

Fuente: Elaboración propia.

Al observar la comparación de pérdidas calculadas por el software de la tesis (REPLAN) y comparar con las pérdidas calculadas por el programa NEPLAN; se puede ver que la variación de resultados es mínima, siendo la diferencia para el escenario actual de 0.0482% y para el escenario heurístico7 de 0.0455% de pérdidas en la topología de la red de distribución. Estos resultados muestran que el método de cálculo de flujo de potencia puede ser utilizado en la solución de cálculos de redes radiales balanceadas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- 1) El software desarrollado, se aplicó a un modelo de prueba y al caso práctico de 4 alimentadores de la red de distribución primaria de la subestación de transformación Dolorespata DO05, DO06, DO07, DO08, se obtiene como resultado una alternativa de reconfiguración heurístico 7, que disminuye pérdidas resistivas en un 0.368% de la topología actual, ver capítulo 5 tabla 5.67 .
- 2) Del diagnóstico se obtiene que la mayor cantidad de pérdidas de los alimentadores se presenta en el DO06 y es 331 kW de potencia activa.
- 3) Se seleccionó el método de reconfiguración propuesto en el paper titulado RECONFIGURATION OF ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS FOR RESISTIVE LINE LOSSES REDUCTION (reconfiguración de redes eléctricas de distribución para reducir pérdidas resistivas de línea) de los autores DARIUSH SHIRMOHAMMADI y H. WAYNE HONG., que permite desarrollar el software de reconfiguración de redes de distribución primaria, tomando en cuenta las pérdidas de potencia activa de las redes de distribución primaria.
- 4) El uso del software en las redes de distribución primaria de los alimentadores críticos de la S.E.T. DOLORESPATA: DO05, DO06, DO07, DO08 da como resultado una disminución de 47,872.04 kW-h de energía mensual, expresado en términos económicos asciende a la cantidad de S/. 8,258.05 nuevos soles y en un año es 574,464.51 kW-h de energía cuyo costo es de S/. 99,420.66 nuevos soles solo en 4 de los 9 alimentadores de la S.E.T. dolorespata, ver anexo 11.
- 5) Los resultados del flujo de potencia del escenario actual del software REPLAN dan como resultado 536.00 kW de pérdidas de potencia activa que se compara con los resultados de la simulación del software NEPLAN que da como resultado 544.34 kW teniendo una diferencia de 8.34 kW que equivale a 0.0482% en los resultados de flujo de potencia obtenidos, ver capítulo 5 tabla 5.67.

RECOMENDACIONES

Dentro del desarrollo de una tesis, siempre se desea que haya una mejora continua de la misma; por lo tanto se recomienda:

1. El software desarrollado en este trabajo de tesis, tiene oportunidad de mejoras para que futuros trabajos puedan incluir diversos modelos alternativos de reconfiguración de redes de distribución primarias, que permitan tener más condiciones para la reconfiguración de redes de distribución primarias.
2. Otra recomendación es que se pueden implementar en futuras investigaciones la complementación de un programa de acceso en tiempo real al software (Replan).

BIBLIOGRAFIA

- [1]. Arango L. Cesar; López L. Jesús M.; Gonzáles L. Mónica A., "MÉTODO HEURÍSTICO PARA RESTAURACIÓN DEL SERVICIO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.", Revista Ingeniería y ciencia Volumen 2, número 3, pág. 39-50, 2006.
- [2]. NAG consultores, "ESTUDIO DE RENOVACIÓN DE ALIMENTADORES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS DE LA CIUDAD DEL CUSCO", Expediente Técnico, 1era parte-ingeniería básica del proyecto, pág. 78, cusco Perú, 2012.
- [3]. Adán G. José R., "MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE RECONFIGURACIÓN", Tesis de maestría, pág. 19, 2009.
- [4]. Ramírez C. Samuel, "REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA", 3era edición, pág. 2 Manizales Colombia.
- [5]. Willis H.L., "SPATIAL ELECTRIC LOAD FORECASTING", Ed. Marcel Dekker Inc., New York, 1996.
- [6]. Pumacayo R.; Romero R., "ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA", pág. IV-2, Lima Perú, 1983.
- [7]. Quintanilla A. Edwin; Jané la Torre Eduardo; Murillo H. Víctor, "PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS-N°074-2004-OS/CD", OSINERGMIN, Lima-Perú, 2006.
- [8]. NORMA DGE-TERMINOLOGIA EN ELECTRICIDAD "TERMINOLOGÍA BÁSICA" - SECCION 02.
- [9]. NORMA DGE-TERMINOLOGIA EN ELECTRICIDAD "SUBESTACIONES" - SECCION 06.
- [10]. NORMA DGE-TERMINOLOGIA EN ELECTRICIDAD "LINEAS AEREAS" - SECCION 09.
- [11]. NORMA DGE-TERMINOLOGIA EN ELECTRICIDAD "CABLES ELECTRICOS" - SECCION 17.
- [12]. Domínguez N. José A., Tesis doctoral "MODELOS PARA LA PLANIFICACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ASISTIDA POR COMPUTADOR APLICANDO TÉCNICAS MATEMÁTICAS FUZZY", Universidad de Zaragoza, pág. 61-62, España 2000.
- [13]. PLAN DE GESTIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS 2007 ELECTRO SUR ESTE - GERENCIA DE INGENIERÍA DIVISIÓN DE PERDIDAS E INVERSIONES, Cusco-Perú, 2007.
- [14]. Ventosilla Z. Moisés, "TEORÍA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA", Cap. 2 pág. 2-34, Lima Perú.
- [15]. Shirmohammadi Darius, "RECONFIGURATION OF ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS FOR RESISTIVE LINE LOSSES

- REDUCTION, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 2 San Francisco CA EEUU, Abril 1989.
- [16]. TOPICOS ESPECIAIS EM SISTEMAS DE POTENCIA III SISTEMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA; PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA PROGRAMAÇÃO DISTRIBUIÇÃO DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA- RIO DE JANEIRO, Cap7. pág. 1-15 Brasil, Junio 2012.
- [17]. Diapositivas Cap. III del Curso de Sistemas de potencia II, FIEEMM-UNSAAC, Cusco-Perú, 2012-II.
- [18]. Granobles Rafael A., Caicedo D. Gladys, Díaz F. Juan F., Gers O. Juan M., Revista Energía y Computación, ESCUELA DE INGENIERIA Universidad del Valle, Pag.1-18, Septiembre 2005.
- [19]. Cinvanlar S.; Grainger J.J.; Yin H.; S.S.H. Lee, "DISTRIBUTION FEEDER RECONFIGURATION FOR LOSS REDUCTION", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 3, Julio 1988.
- [20]. Mesut E. Baran; Felix F. Wu, "NETWORK RECONFIGURATION IN DISTRIBUTION SYSTEMS FOR LOSS REDUCTION AND LOAD BALANCING", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 2, Julio 1989.
- [54]. Jiménez R. Saadi Joel, "METODOLOGIA PARA LA ESTIMACION DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN UNA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA", UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FIEE, Lima-Perú, 2005, pág. 19.

ANEXOS

ANEXO 01

MATRIZ DE CONSISTENCIA

ANEXO 02

LISTADO DE SED

ANEXO 02

LISTADO DE SED CONECTADAS A LOS ALIMENTADORES DE LA SET DOLORESPATA.

ALIMENTADOR D001

PICCHU ALTO, SAN ISIDRO, A.H TORRECHAYOC, P.J. INDEPENDENCIA, QUISCAPATA, MALAMPATA, VILLA EL SOL, HERMANOS AYAR, 1RO DE DICIEMBRE, CONSTRUCCIÓN CIVIL, AV LA RAZA, MICHIPATA, PICCHU RINCONADA, A.H SAN ANTONIO(SANTIAGO), MIRADOR, APV VILLA MARIA, CERRO CHILLIORCO, PICCHU SIPASPUJIO, PICCHU SAN MARTÍN, U.V. SANTIAGO, ROSASPATA SANTA ANA, LLAULLIPATA SACSAYHUAMAN, VILL AMERCEDES, BELLAVISTA SANTA ANA, SAN CRISTOBAL, 5 DE ABRIL, P.J. SAN BENITO, LOMAS DE SANTA FE, A.P.V ARCO PUCYUPATA, CAMINO DEL INKA, HUASAHUARA, A.H. MIRAFLORES, TICA TICA, LOS HUERTOS, UNION CALLANCA TIERRA PROMETIDA, A.P.V. CHINCHERO, CRUZ VERDE ARCO TICA TICA, SENCA QUISPIHUARA, AGRICULTORES ARCO CCATA, PICCHU ALTO, PUEBLO LIBRE, DON JOSE DE SAN MARTÍN, LA ÑUSTA, SAYARI NIHUAS, A.H. AMAUTA Y AV ANTONIO LORENA, URB ROCOPATA, COMS DE CORCHA Y CORCHA AYLLU

ALIMENTADOR D002

LUIS UZATEGUI, MANZANAPATA, MANAHUAÑONCA, RAMIRO PRIALE, JOSE OLAYA, ZARZUELA, LOS JARDINES, FRANCISCO BOLOGNESI, RUIS CARO, DIGNIDAD NACIONAL, RESIDENCIAL HUANCARO, HUANCARO, 3 DE OCTUBRE, PLAZOLETA BELEN, CASA DE OFICIALES DE HUANCARO, AV GRAU, AV LIBERTAD, BELENPAMPA, LUIS UZATEGUI CORIPATA, LAS AMERICAS, JUAN ESPINOZA MEDRANO, LUIS VALLEJO SANTONI, LA ESTRELLA, VILLA UNION HUANCARO, P.J BARRIO DE DIOS, COM CACHONA, COM KUYCHIRO, ERAPATA,

ALIMENTADOR D003

PRODEIN AV PARDO, AV SOL, AV SAN MARTÍN, PSJ HERMOZA, C.H. AMAUTA, PALACIO DE JUSTICIA, PORTAL ESPINAR, CALLE SAPHY, AV ARCO PATA, AV LA RAZA, AV SAN MARTÍN, AV APURIMAC, BALCON CUSQUEÑO, HUAYNAPATA, CALLE PAVITOS, CALLE AYACUCHO.

ALIMENTADOR D004

SACSAYHUAMAN, VILLA SAN BLAS, SAN MARCOS, CHOQUECHACA, SANTA CATALINA, AV PACHACUTEC, MERCADO DE WANCHAC, HUASCAR, CERVESUR, SAN AGUSTÍN, ZAGUAN DEL CIELO, CHIHUAMPATA, HUARANALQUI, CARMEN ALTO SAN BLAS, CALERA CERVECEROS, SUYTUCCATU, ATOC SAYCUCHE, AV LA CULTURA (ALTURA ESTADIO UNIVERSITARIO), COMS DE TAMBOMACHAY Y HUAYLLARCOCHA,

ALIMENTADOR D005

MICAELA BASTIADAS, SAN BORJA, ESTADIO GRACILAZO(HACIA 9 DE OCTUBRE), ZARUMILLA, AV ARGENTINA UCCHULLO GRANDE, URB GUADALUPE, AYUDA MUTUA, TAMBILLO, URB MATEO PUMACAHUA, CONFRATERNIDAD, HUAYRACPUNCO, PJ LOS INCAS, ALTO LOS INCAS, BUENA VISTA, LOS ANDENES, PLAZA ESPAÑA, SOCORROPATA, CAMINOS DEL INCA, LUCREPA, BALCONCILLO, JR ATAHUALLPA, JR CONDORCANQUI, CRISTO POBRE, MICAELA BASTIDAS, CRUZPATA, C.E. GARCILAZO, BARRIO PROFESIONAL, C.H. PACHACUTEC, INFANCIA CUATRO TORRES, FIDERANDA, PROL GARCILAZO.

ALIMENTADOR D006

MARISCAL GAMARRA, AV LOS INCAS, ESSSALUD, CASA DE LA JUVENTUD, HUAYRUROPATA, ESTADIO GRACILAZO (HACIA 24 DE JUNIO), 24 DE JUNIO, MICAELA BASTIDAS, SANTA MONICA, COCA COLA, LOS MARQUESES, LICENCIADOS SALVADOR MISCAHUARA, COVIPOL, EMPLEADOS CERVECEROS, MIRAVALLE, MANUEL PRADO, MANZANARES, HOSPITAL REGIONAL, DIAGONAL ANGAMOS, URB SAN FRANCISCO, SENATI, MARCAVALLE, SANTA ROSA, QUISPICANCHIS, MAGISTERIO, SEMINARIO, UNSAAC, PEDRO VILCA APAZA, C.H. PACHAUTEC, A.PV. LAS AMERICAS, GASTON ZAPATA, URB PORTALNIYOC, MAGISTERIO, 1RO DE MAYO, URB GARCILASO, PSJ CONSTANCIA, AV LA CULTURA(HASTA MARCAVALLE), SANTA MONICA.

ALIMENTADOR D007

APROVICOP, MARIATEGUI, 28 DE JULIO (S.S), CALLE CHIMA (S.S), PROL DIAGONAL ANGAMOS, PARQUE INDUSTRIAL SANTA BEATRIZ, LA FLORIDA, SANTA TERESA, A.P.V VILLA YACANORA, ALAMEDA DE PACHAUTEC, OVALO PACHACUTEC, PROGRESO, TTIO(ZONA NO HABILITADA), SAN JUDAS TADEO, KENNEDY A, ALFAPATA, PTE SAN SEBASTIÁN, SANTA URSULA, VILLA PERIODISTA, C.H. CAHUIDE, LOS SAUCES, PARQUE INDUSTRIAL, URB MORALES BERMUDEZ

ALIMENTADOR D008

AH SR DE WIMPILLAY, VILLA PARAISO, POLVOS CELESTE, 1RO DE ENERO, SR DE COYLLORITY, TTIO (AV JORGE CHAVEZ), BANCOPATA, GRAL OLLANTA, ARAHUAY, VIVA EL PERU, P.J. MANCO CAPAC, TERMINAL TERRESTRE, C.C. EL MOLINO, P.J. CHOCCO, TIOBAMBA, SIMON HERRERA, REYNA DE BELEN, COFIPOL-HUANCARO, INDUSTRIAL HUANCARO, TTIO, CESAR VALLEJO, A.H. ROSAURA, COMUNIDADES DE TANCARPATA, MOLLERAY Y HUILLCARPAY.

ALIMENTADOR D009

PARQUE GALICIA, SIERVOS DEL TERCER MUNDO, AMADEO REPETO, PUENTE GRAU, AV EJERCITO, CALLE TEATRO, NUEVA ALTA, PLAZA SAN FRANCISCO, CALLE PERA, PTE ALMUDENA, SANTA TERESA, ESTACION SAN PEDRO.

ANEXO 04

**TOPOLOGIA INDIVIDUAL DE CADA ALIMENTADOR DE
LA S.E.T. DOLORESPATA (4 PLANOS TAMAÑO A1)**

ANEXO 03
CARGAS CONECTADAS A LOS ALIMENTADORES.
(REVISAR CD)

ANEXO 05

PUNTOS GPS. ARCHIVO DIGITAL

(Revisar CD)

ANEXO 06

FOTOGRAFIAS DE MEDICIONES REALIZADAS

(Revisar CD)

ANEXO 07

PAPERS

RECONFIGURATION OF ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS
FOR RESISTIVE LINE LOSSES REDUCTION

Dariush Shirmohammadi
Member

H. Wayne Hong
Senior Member

Systems Engineering Group
Pacific Gas and Electric Company
San Francisco, CA 94106

ABSTRACT

This paper describes an efficient and robust heuristic method for the reconfiguration of distribution networks in order to reduce their resistive line losses under normal operating conditions. Because of its computational efficiency, this approach can be used in both the planning and operations environments. Important implementational aspects of the methodology and the results of its application to several realistic distribution networks are also presented.

KEYWORDS

Radial distribution network; Resistive line losses minimization; Heuristic optimization technique; Switching operations; Planning and operations.

I. INTRODUCTION

Most electric distribution feeders are configured radially, for effective coordination of their protection systems. Distribution feeders contain a number of switches that are normally closed and switches that are normally open. In response to a fault, some of the normally closed switches would be opened in order to isolate the faulted network branches. At the same time, a number of normally open switches would be closed in order to transfer part or all of the isolated branches to another feeder or to another branch of the same feeder. All switches would be restored to their normal positions after removal of the fault.

Under normal operating conditions, distribution engineers periodically reconfigure distribution feeders by opening and closing of switches (switching operations) in order to increase network reliability and/or reduce line losses. The resulting feeders must remain radial and meet all load requirements. Coordination of the protection scheme of the new configuration is then necessary.

The problem of finding the network configuration with minimum line losses, a mixed-integer, non-linear optimization problem, has been solved using branch-and-bound method [1,2]. There is, however, no assurance of convergence when branch-and-bound method is used for this type of optimization problems. Even for those cases where convergence is reached for networks of realistic sizes, the burden on computing

resources is extremely high and often impractical. References [1,2] have indicated the need for several CPU-hours on mainframe computers in order to arrive at a solution using exhaustive search techniques.

Consequently, heuristic methods have been suggested for the efficient solution of the optimal network configuration problem outlined above [1,2,3,4]. The methods described in [2,3] achieve loss reduction by performing switch exchange operations. A switch exchange operation corresponds to the selection of a pair of switches, one for opening and the other for closing, so that the resulting network has lower line losses while remaining connected and radial. Other network operating constraints, such as, voltage limits and conductor ampacities are taken into account prior to or after performing the switch exchange operation. In the latter case the switch exchange operation, would be reversed if these constraints were violated. The major drawbacks of this approach are:

- The final network configuration is dependent on the initial status of network switches.
- While each individual switch exchange operation selected may reduce line losses, the procedure does not ensure that the entire set of operations provides an optimum or even a "near-optimum" solution.
- Selection of each switch exchange operation becomes very time consuming in a distribution network of realistic size, which may contain several thousand branches and several hundred switches.

The methodology proposed in [4] converts the mixed-integer non-linear optimization problem of determining the status of network switches into an iterative series of continuous quadratic programming subproblems. The solution of each subproblem is reached using the MINOS/AUGMENTED optimization package. However, major simplifying assumptions are made in this approach:

- Loads are linearized and represented by current sources that are fixed regardless of the changing network configuration.
- The locations of switches are continuously varied along the branches on which they are located.
- The network R/X ratio is assumed to be very large.

The appropriateness of the above simplifying assumptions is questionable. In addition, the iterative procedure suggested in this approach does not ensure convergence to an optimum or a near-optimum solution.

The efficient heuristic method proposed by Merlin and Back [1] determines the network configuration with minimum or near-minimum line losses based on a special variation of the branch-and-bound technique. According

88 SM 598-5 A paper recommended and approved by the IEEE Transmission and Distribution Committee of the IEEE Power Engineering Society for presentation at the IEEE/PES 1988 Summer Meeting, Portland, Oregon, July 24 - 29, 1988. Manuscript submitted February 1, 1988; available for printing April 15, 1988.

to this method all network switches are initially closed converting the network of radial feeders into a meshed network. Network switches are then opened one at a time until a new radial configuration is reached. In this process, the switch to be opened at each stage is selected in order to minimize resistive line losses of the resulting network. The principle advantages of this method are:

- The final network configuration is independent of the initial status of the network switches.
- The solution process leads to the optimum or a near-optimum solution. This conclusion is corroborated by test results, also presented in [1], comparing the proposed heuristic method with the formal branch-and-bound technique for several distribution networks.

The major drawbacks of the methodology proposed in [1] are:

- Loads are assumed purely active and are represented by current sources that are fixed regardless of the changing network configuration.
- Network voltage angles are assumed negligible.
- Network constraints are neglected.
- A variation of the DC power flow algorithm is used for the solution of the network flows. Reference [5] however, shows that special power flow algorithms attuned to the structure of distribution networks are more efficient and reliable in solving such networks.

This paper describes an efficient and robust heuristic method developed based on the idea presented in [1]. As a result, it shares the two principle benefits of that methodology: convergence to the optimum or a near-optimum solution and the independence of the final solution from the initial status of the network switches. At the same time, however, this methodology avoids all the major drawbacks of [1]. The methodology has also been implemented in a production grade computer program, DISTOP (Distribution Network Optimization). Numerous test results with distribution networks of realistic sizes have shown that DISTOP is computationally efficient and robust. The compensation-based power flow technique developed at Pacific Gas and Electric Company [5] for the efficient solution of weakly meshed distribution networks is an essential part of this loss reduction methodology.

II. METHODOLOGY

Consider the small distribution network of Figure 1, consisting of three radial feeders connected at the station transformer (root node), and a group of switches in their normal, open or closed, positions. Network loads, assumed constant, are represented by voltage dependent current injections, at the network nodes. (The values of nodal current injections, hence, will vary as the configuration of the distribution network is altered.) The objective of the DISTOP methodology is to reconfigure this distribution network, by performing switching operations, in order to minimize its resistive line losses. The final network configuration must be radial and all the loads must remain connected.

Similar to [1], the solution algorithm first closes all the network switches, converting it from a radial configuration to a meshed one. An AC power flow solution for the meshed network is then performed and network loads are converted to nodal current injections, using the values of the node voltages.

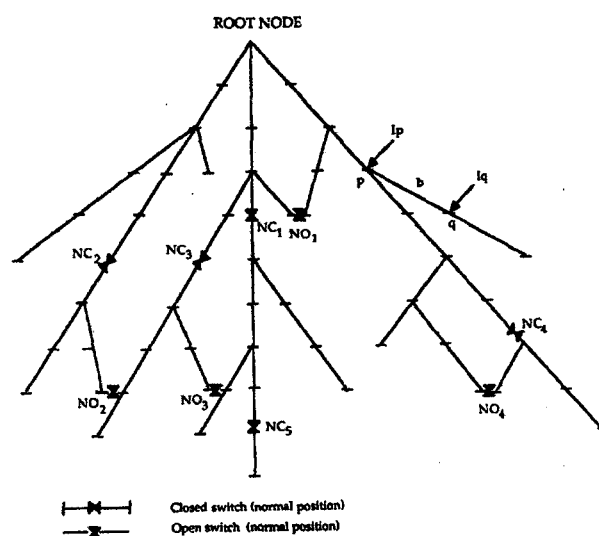


Fig. 1 Radial distribution network with normally closed and normally open switches

Now, assume that the closed switches are fully adjustable current sources that can be used to modify branch flows. (Note, that due to KCL and with fixed current injections representing loads, only currents in the fictitious current sources that are situated in a network loops are adjustable.) Under these circumstances, branch flows that would minimize resistive line losses ("optimal flow pattern") can be reached by adjusting these fictitious current sources. An efficient algorithm for calculating the optimal flow pattern is described later in this section.

Once the optimal flow pattern is known the values of the fictitious current sources (representing network switches) can be calculated. With this information, the switch having the lowest current value for the optimal flow pattern is opened, eliminating one of the network loops. The switch to be opened is selected in this fashion in order to incur a minimum disturbance in the optimum flow pattern in the network. The entire process, starting with the AC power flow solution of the resulting network up to the opening of the switch with the lowest current for the optimal flow pattern, is repeated until the network becomes radial. Figure 2 shows the flow chart for this (DISTOP) algorithm.

In planning studies where DISTOP is used to plan future network re-inforcements, network constraints are neglected in the reconfiguration process. For operations studies, however, network constraints, consisting of branch ampacities and voltage limits, must be considered. DISTOP accounts for the branch ampacities in the following manner. After opening a switch at each of the stages of the process described above, branch flows are examined for the violation of the ampacities. If a violation has occurred the switch is closed and the switch with the next lowest current for the optimal flow pattern is opened. Network voltage limits were ignored in DISTOP for the following reasons:

- Experience in the use of DISTOP, has shown that the reconfiguration invariably results in the improvement of the voltage profile.
- Regulators and capacitors, assumed in fixed position by DISTOP, can be adjusted to correct the voltage profile in the final network configuration, should such a need arise.

The successive linearization of the network loads using the AC power flow algorithm is performed in order to enhance the accuracy of the DISTOP algorithm compared to the algorithm in [1]. Experience in the use of DISTOP has shown that the final solution of this algorithm is often significantly affected by the increased accuracy attained in this fashion. In addition, without an AC power flow solution for the network, verification of compliance with network ampacity constraints can not be accurately made.

In the following, algorithms for:

- Determining the optimal flow pattern in a meshed network.
- Solving the AC power flow for the radial and the meshed distribution networks.
- Modeling of network switches

are described.

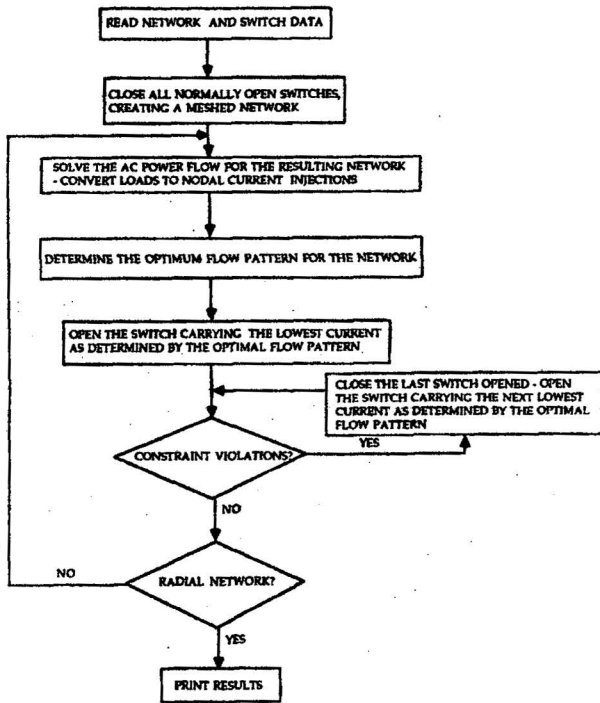


Fig. 2 Basic algorithm for the reconfiguration of distribution networks

Optimal Flow Pattern in a Network

As described earlier, the optimal flow pattern in a meshed network is the set of current flows in the network branches that results in minimum resistive line losses. Assuming that the nodal current injections due to loads are known, the optimization problem can be formulated as:

$$\text{Min } \sum_{b=1}^m R_b |J_b|^2 \tag{1}$$

subject to $[A] \underline{J} = \underline{I}$

where,

R_b : Resistance of branch b

$J_b = J_b^r + jJ_b^i$: Complex current flow in branch b

$\underline{J} = \underline{J}^r + j\underline{J}^i$: n-vector of complex branch currents, J_b

$\underline{I} = \underline{I}^r + j\underline{I}^i$: n-vector of complex nodal injection currents, I_p

$[A]$: nxm-network incidence matrix, whose entries $(a_{p,b})$:

=1 if the branch b starts from the node p

=-1 if the branch b ends at the node p

=0 if the branch b is not connected to node p

m : Total number of branches

n : Total number of network nodes

and superscripts r and i denote the real and imaginary components, respectively.

The nodal currents injections (I_p) are accurately calculated from the nodal power injections using the AC power flow technique described later in this section.

Equation (1) can be decoupled into real and imaginary components:

$$\text{Min } \sum_{b=1}^m R_b (J_b^r)^2 \tag{2-a}$$

subject to $[A] \underline{J}^r = \underline{I}^r$

and:

$$\text{Min } \sum_{b=1}^m R_b (J_b^i)^2 \tag{2-b}$$

subject to $[A] \underline{J}^i = \underline{I}^i$

The Lagrangians associated with equation (2) are:

$$\text{Min } F^r = \sum_{b=1}^m R_b (J_b^r)^2 - \lambda^r ([A] \underline{J}^r - \underline{I}^r) \tag{3-a}$$

and:

$$\text{Min } F^i = \sum_{b=1}^m R_b (J_b^i)^2 - \lambda^i ([A] \underline{J}^i - \underline{I}^i) \tag{3-b}$$

where λ^r and λ^i are the row vectors of Lagrangian multipliers having dimension n. The solution for equation (3) can be obtained from:

$$\frac{\partial F^r}{\partial J_b^r} = 0; \quad \frac{\partial F^r}{\partial \lambda_p^r} = 0 \quad b=1,2,\dots,m \quad (4)$$

$$\frac{\partial F^i}{\partial J_b^i} = 0; \quad \frac{\partial F^i}{\partial \lambda_p^i} = 0 \quad p=1,2,\dots,n$$

From equations (3) and (4) the partial derivatives with respect to J_b yield:

$$2R_b J_b^r + \lambda_p^r - \lambda_q^r = 0 \quad b=1,2,\dots,m \quad (5)$$

$$2R_b J_b^i + \lambda_p^i - \lambda_q^i = 0$$

where p and q denote the two nodes of the branch b . Summing equation (5) over all the network loops yields:

$$\sum_{b \in L} R_b J_b^r = 0 \quad (6-a)$$

and

$$\sum_{b \in L} R_b J_b^i = 0 \quad (6-b)$$

where L is the set of branches that are in the network loops. Multiplying (6-b) by the operator j and adding it to equation (6-a) yields:

$$\sum_{b \in L} R_b (J_b^r + jJ_b^i) = 0 \quad (6-c)$$

or

$$\sum_{b \in L} R_b J_b = 0 \quad (7)$$

Equation (7) is the Kirchhoff Voltage Law (KVL) for the network loops with the branch impedances replaced by their resistive components. Hence, the branch currents for the optimum flow pattern can be determined by solving the KCL and the KVL of a purely resistive network, whose branch resistances are equal to the resistive component of the branch impedances.

The solution procedure for determining the optimal flow pattern of the meshed network can be summarized as follows:

- Solve for the AC power flow of the meshed network to determine the nodal current injections.
- Convert the meshed network into a purely resistive network by deleting the reactive component of the impedance of each branch.
- Calculate the branch current flows of the purely resistive network for the nodal current injections calculated in step 1.

The flow pattern calculated using this algorithm, if established in the original network, will result in the minimum resistive line losses.

A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution Networks

In order to determine the nodal current injections and verify compliance with the network constraints, an

AC power flow solution of the distribution network must be obtained after every switching operation in the proposed loss reduction algorithm. Hence, an efficient power flow technique is essential for a favorable numerical performance of the overall algorithm. For this purpose an efficient power flow method which is particularly suitable for both the radial and weakly meshed distribution networks was developed. The details of this power flow technique and its distinct advantages over the classical power flow solution algorithms are delineated in [5]. However, as it is an integral part of the network reconfiguration schemes this power flow algorithm is briefly depicted here.

Power Flow Solution of Radial Distribution Networks

The power flow solution of the network of Figure 1 can be found using the following simple iterative procedure:

1. Number branches in layers away from the root node as shown in Figure 3. As seen, branches in one layer are numbered only after all the branches in the previous layer are numbered.
2. Assign a flat voltage profile for all network nodes:

$$V_p(0) = V_r \quad p=1,2,\dots,n \quad (8)$$

where, V_r is the known voltage at the root node and V_p is the voltage at any node p .

3. Calculate nodal current injections at all network nodes:

$$I_p(k) = (S_p / V_p^{(k-1)})^* - Y_p V_p^{(k-1)} \quad (9)$$

where k denotes the iteration number and S_p , V_p and Y_p are the power injection, voltage and total shunt admittance at node p respectively. Superscript $*$ is the complex conjugate operator.

4. Starting from the branches in the last layer (having the highest branch number) and moving towards the branches connected to the root node (in the first layer) calculate the branch currents:

$$J_b(k) = -I_q(k) + \sum_{\text{currents in}} \text{(branches emanating)} \text{ from node } q \quad (10)$$

$$b=m, m-1, \dots, 1$$

where q is the end node of branch b

5. Starting from the line sections in the first layer and moving towards those in the last, calculate the node voltages:

$$V_q(k) = V_p(k) - Z_b J_b(k) \quad b=1,2,\dots,m \quad (11)$$

where Z_b is the impedance of branch b and p and q are the starting and the end nodes of branch b .

6. Calculate the power mismatch at all network nodes:

$$\Delta S = S_p - V_p(k) I_p(k)^* \quad p=1,2,\dots,n \quad (12)$$

7. Repeat steps 3-6 until the maximum power mismatch is within specified tolerance.

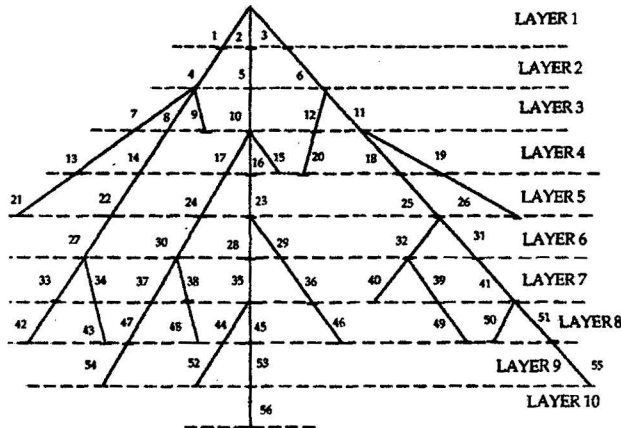


Fig. 3 Branch numbering of the radial distribution network

Power Flow Solution of Weakly Meshed Distribution Networks

Closing the normally open switches of the network of Figure 1 creates an equal number of independent loops in the distribution network. Since the number of such switches is small, the network becomes weakly meshed (Figure 4). The radial network solution algorithm cannot be directly applied to this network. Nevertheless, the radial structure of the network can be maintained by replacing the normally open switches that are in closed position by current injections at their two end nodes. Figure 5 illustrates this basic concept and Figure 6 shows the equivalent network model. The nodal current injections representing the closed switches are, in turn, calculated using the multi-port compensation method. Once these nodal current injections for switches are known, the radial network solution algorithm described earlier can be used to solve the weakly meshed distribution network.

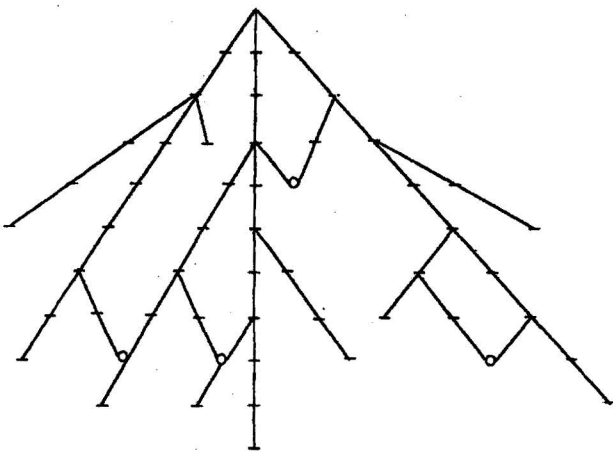


Fig. 4 Weakly meshed distribution network resulting from the closing of the normally open switches

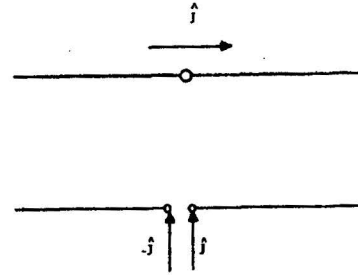


Fig. 5 Nodal current injections used to represent a normally open switch in closed position

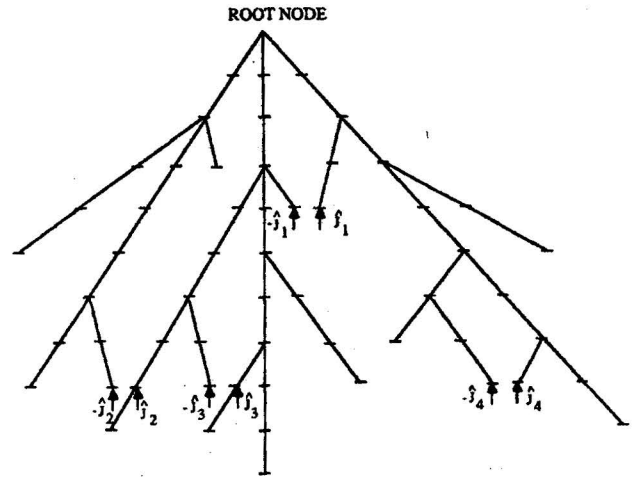


Fig. 6 The equivalent network with all switches in closed position

The superior computational performance of this power flow scheme for solving distribution networks, in comparison with the classical power flow methods is demonstrated in [5]. In addition this power flow algorithm allows the representation of multi-phase branches and distributed loads in the distribution network with minimal impact on its numerical efficiency.

The optimal flow pattern for the network was also calculated efficiently using this power flow algorithm.

Modeling of Network Switches

As described earlier, DISTOP algorithm starts the process of network reconfiguration by closing all the network switches. In the network a normally closed switch in closed position is modeled by merging its two end nodes, i.e., the switch is ignored and only the information about its location is stored. A normally open switch in closed position is modeled as a "breakpoint" with current injections at its two end nodes to represent the current flow through the switch (Figure 6). Switches are then opened one at a time until a radial network is reached. Two situations may arise for each switch opening:

1. The switch to be opened is a normally open switch. This switching operation is easily modeled by eliminating the current injections from the two ends of the corresponding breakpoint.

2. The switch to be opened is a normally closed switch. This switching operation is modeled by separating the two end nodes of the switch. Under these circumstances the power flow solution algorithm perceives a topological network separation. This situation is shown in Figure 7(a), where the normally closed switch NC₄ is opened. A network separation, in which line sections 50, 51 and 55 seem to be isolated, will be detected by the power flow solution algorithm. This network can, however, be rearranged by merging the two end nodes of the closed switch NO₄ (normally open), and representing it as a normally closed switch. The resulting network configuration is shown in Figure 7(b). A branch renumbering for layer 8 and higher layers will be required as shown in Figure 7(c).

As described above, the opening of a normally closed switch requires that a normally open switch which is in closed position to become a normally closed switch. It is, however, necessary for this switch to be connected to all the branches being isolated by the opening of the normally closed switch. Hence, there is the need for a table relating the normally closed switch to all the normally open switches that are connected to the same branches. Table 1 shows such a table for the network of Figure 1.

This table can also be used for the following very useful purposes:

- Identify and permanently maintain the closed position of all the network switches which, if opened, will result in actual network separation (load isolation). These switches are easily detected in the table as those being related to no other switch, e.g., switch NC₅ in Table 1. This characteristic of switch NC₅ is also apparent from Figure 1.
- Identify and open all the network switches that must be opened in order to break network loops that may not otherwise be broken. All these switches are easily identified as those normally open switches that are not present in the table, e.g., switch NO₁ in Figure 1.

NORMALLY CLOSED SWITCH	NORMALLY OPEN SWITCH IN CLOSED POSITION
NC ₁	NO ₃
NC ₂	NO ₂
NC ₃	NO ₂ , NO ₃
NC ₄	NO ₄
NC ₅	

Table 1 Table for relating the switches of the network of Fig. 1

III. RESULTS

The DISTOP program has been used to successfully study the reconfiguration of numerous practical distribution networks. Some of the results of these studies are presented in Table 2. As it is evident

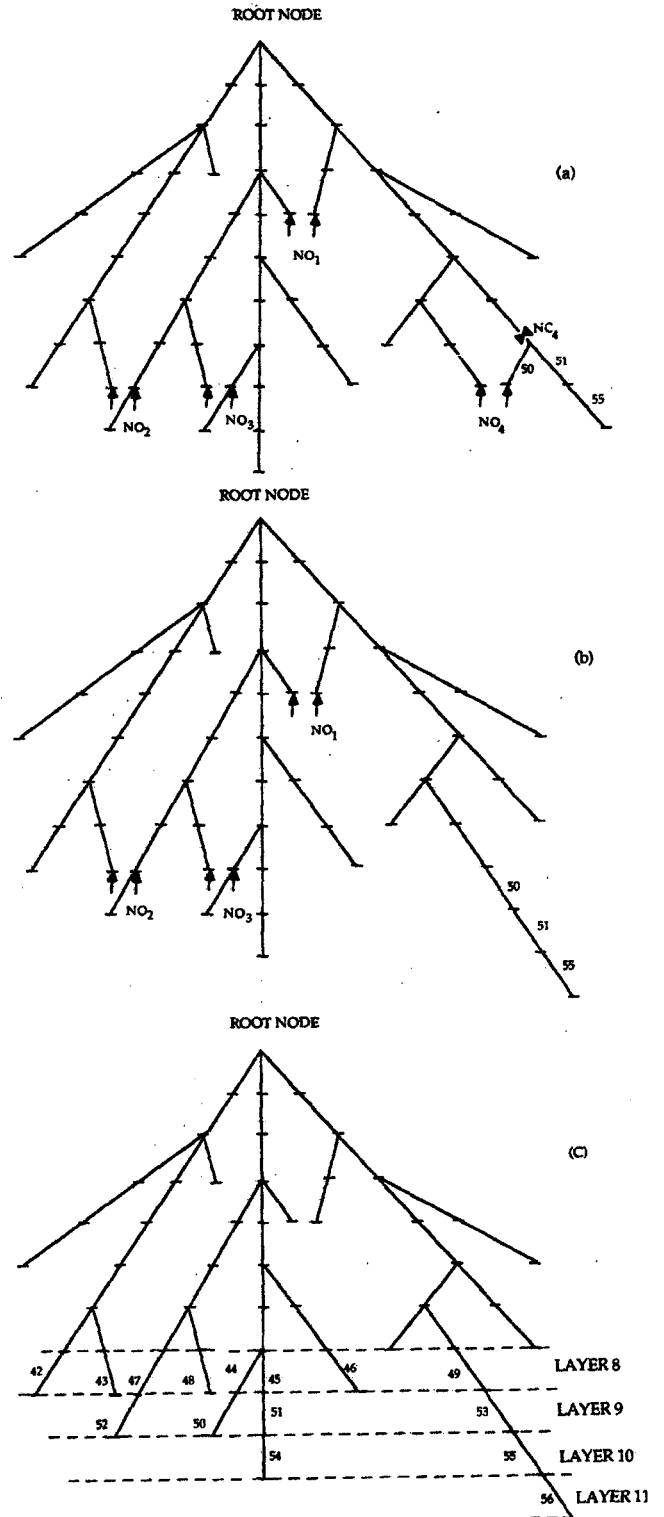


Fig. 7 Opening of the normally closed switch NC₄ as modeled in the DISTOP methodology

from this table, substantial reductions in resistive line losses can be achieved at practically no cost. Furthermore, except for special cases with a very large number of switches and branches, the solution is reached in only a few CPU seconds on an IBM 3090 mainframe computer. In general the solution time seems to be mostly affected by the number of switches rather than the network size.

DISTRIBUTION NETWORK CONFIGURATION	INITIAL LOSSES (KW)	FINAL LOSSES (KW)	SAVING (PERCENT)	CPU TIME (SECONDS) IBM 3090 COMPUTER
2 FEEDERS 321 BRANCHES 34 SWITCHES	842.6	764.7	9.2	1
3 FEEDERS 602 BRANCHES 59 SWITCHES	456.0	295.0	35.3	2
3 FEEDERS 543 BRANCHES 66 SWITCHES	414.6	371.4	10.4	2
5 FEEDERS 811 BRANCHES 164 SWITCHES	523.2	501.6	4.1	4
6 FEEDERS 972 BRANCHES 155 SWITCHES	1495.3	1331.0	11.0	5
15 FEEDERS 3087 BRANCHES 512 SWITCHES	3808.6	3384.0	11.1	90
8 FEEDERS 2401 BRANCHES 742 SWITCHES	1611.6	1148.0	28.8	110

Table 2 Application of DISTOP to sample distribution networks

An interesting observation made in the use of DISTOP program has been that if network configuration with limited number of loops could be allowed, substantial reduction of resistive line losses over those of the optimum radial configuration may also be achieved.

IV. CONCLUDING REMARKS

In this paper we described a heuristic technique for the reconfiguration of the distribution networks to reduce their resistive line losses. We have also reported the successful implementation and the application of this method to several practical distribution networks. Numerous test results have indicated that the proposed technique is computationally robust and efficient and, hence, suitable for both planning and operations studies. Although, for operations studies it may be necessary to limit the total number of switching operations that may be allowed for network reconfiguration. Also, in conjunction with faster computers, data acquisition facilities and remotely controlled switches the algorithm may be used for on-line applications for year-round loss savings.

ACKNOWLEDGEMENT

Authors wish to thank Messrs. T. A. McDermott, J. Monasterio, R. L. Smith, K. Lau and L. Dudash of the Electric Transmission and Distribution Department of the Pacific Gas and Electric Company. Their useful and practical comments contributed to the development and the successful implementation of the DISTOP algorithm.

REFERENCES

- [1] A. Merlin, H. Back, "Search for a Minimal-Loss Operating Spanning Tree Configuration for an Urban Power Distribution System", Proc. of PSCC, Cambridge 1975, Paper 1.2/6.
- [2] U.S. Department of Energy Report: "Development of Advanced Methods for Planning Electric Energy Distribution Systems", Contract ET-78-C-03-1845, prepared by Systems Control, Inc.
- [3] S. Civanlar, J.J. Grainger, H. Yin, S.S.H. Lee, "Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction", Paper 87-WN-140-7, IEEE PES Winter Meeting, New Orleans, 1987.
- [4] K. Aoki, T. Ichimori, M. Kanezashi, "Normal State Optimal Load Allocation in Distribution Systems", IEEE Trans. on PAS, Vol. PWRD-2, January 1987, pp. 147-155.
- [5] D. Shirmohammadi, H.W. Hong, A. Semlyen, G.X. Luo, "A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks", Proceeding of PICA Conference 1987, pp. 370-376.

BIOGRAPHIES

DARIUSH SHIRMOHAMMADI (M'82) received BSc from Sharif University of Technology, MSc and PhD from University of Toronto, all in Electrical Engineering, in 1975, 1978 and 1982, respectively. Between 1977 to 1979, he worked with Institut de Recherche d'Hydro Quebec (IREQ) for two years on the subject of external insulation. In 1982, Dariush joined Ontario Hydro where he worked on the development and the application of the Electromagnetic Transients Program (EMTP). Since June 1985, he has been with the Systems Engineering Group of the Pacific Gas and Electric Company, working on a wide range of problems related to the analysis and optimization of the Company's transmission and distribution networks.

Dariush is a registered Professional Engineer in the province of Ontario.

H. WAYNE HONG (SM'85) was born in Taipei, Taiwan. He received his BSEE from National Taiwan University in 1974 and was awarded the degree of MSEE from Purdue University in 1978. He has since then joined Pacific Gas and Electric Company, San Francisco, California. He is currently a Supervising Decision Systems Analyst, in charge of activities in developing the marketing decision support system and financial modeling. His past assignments include those of a Senior Systems Engineer and a Computer Application Engineer in the Systems Engineering Group at Pacific Gas and Electric Company, working on power system protection, transmission and distribution analysis and planning, and supermicrocomputer applications.

Mr. Hong has taught graduate level courses on Power Systems at the Santa Clara University and the San Francisco State University, California. He is a registered Professional Engineer in California.

A COMPENSATION-BASED POWER FLOW METHOD
FOR WEAKLY MESHEED DISTRIBUTION AND TRANSMISSION NETWORKS

D. Shirmohammadi H. W. Hong
Member Senior Member

Systems Engineering Group
Pacific Gas and Electric Company
San Francisco, California

A. Semlyen G. X. Luo
Senior Member

Department of Electrical Engineering
University of Toronto
Toronto, Ontario, Canada

ABSTRACT

This paper describes a new power flow method for solving weakly meshed distribution and transmission networks, using a multi-port compensation technique and basic formulations of Kirchhoff's laws. This method has excellent convergence characteristics and is very robust. A computer program implementing this power flow solution schema was developed and successfully applied to several practical distribution networks with radial and weakly meshed structure. This program was also successfully used for solving radial and weakly meshed transmission networks. The method can be applied to the solution of both the three-phase (unbalanced) and single-phase (balanced) representation of the network. In this paper, however, only the single phase representation is treated in detail.

I. INTRODUCTION

Recently at the Pacific Gas and Electric Company we developed a distribution network optimization software package. This development work called for a power flow solution algorithm with the following general characteristics:

1. Capable of solving radial and weakly meshed distribution networks with up to several thousand line sections (branches) and nodes (buses).
2. Robust and efficient.

The efficiency of such a power flow algorithm is of utmost importance as each optimization study requires numerous power flow runs. Furthermore, the extension of the application of this power flow method to three phase networks with distributed loads was also envisaged.

The Newton Raphson and the fast decoupled power flow solution techniques and a host of their derivatives have efficiently solved "well-behaved" power systems for more than two decades. Researchers, however, have been aware of the shortcomings of these solution algorithms when they are "generically" implemented and applied to ill-conditioned and/or poorly initialized power systems [1,2,3]. Hence, commercial power flow packages always modify these

algorithms for enhanced robustness. The nature of modifications and the degree of improvement obtained varies for different packages. The Gauss-Seidel power flow technique, another classical power flow method, although very robust, has shown to be extremely inefficient in solving large power systems.

Distribution networks, due to their wide ranging resistance and reactance values and radial structure, fall into the category of ill-conditioned power systems for the generic Newton-Raphson and fast decoupled power flow algorithms. Our experience with a basic Newton-Raphson power flow program for solving distribution networks was mostly unsuccessful as it diverged for the majority of the networks studied. Later we successfully used the Newton-Raphson based Western System Coordinating Council (WSCC) power flow program. This program, which is commonly used by the WSCC member utilities, includes several enhancements for increasing its convergence capabilities. Although the robustness of the program was acceptable, the computation time was excessive. In addition, the extension of the Newton-Raphson algorithm to the solution of the three phase networks, not even considering distributed load, would result in substantial deterioration of the numerical efficiency of the solution algorithm [4].

Efficient power flow algorithms for solving single and three phase radial distribution networks [5,6,7] have been extensively used by distribution engineers. These algorithms are not, however, designed to solve meshed networks.

In this paper, we propose a new method for the solution of weakly meshed networks. In this method, we first break the interconnected grid at a number of points (breakpoints) in order to convert it into one radial network. Each breakpoint will open one simple loop. The radial network is solved efficiently by the direct application of Kirchhoff's voltage and current laws (KVL and KCL). We then account for the flows at the breakpoints by injecting currents at their two end nodes. The breakpoint currents are calculated using the multi-port compensation method [8,9]. In presence of constant P,Q loads, the network is nonlinear causing the compensation process to become iterative. The solution of the radial network with the additional breakpoint current injections completes the solution of the weakly meshed network.

Our studies have shown that, typically, only a few iterations were required for the solution of distribution networks using the proposed power flow solution technique. For the weakly meshed transmission networks the number of iterations was higher, due to the additional nonlinearities introduced by generator buses (PV nodes). In all the cases studied the proposed power flow technique was significantly more efficient than the Newton-Raphson power flow algorithm while converging to the same solution.

This paper was sponsored by the IEEE Power Engineering Society for presentation at the IEEE Power Industry Computer Application Conference, Montreal, Canada, May 18-21, 1987. Manuscript was published in the 1987 PICA Conference Record.

The numerical efficiency of the proposed compensation-based power flow method, however, diminishes as the number of breakpoints required to convert the meshed network to a radial configuration increases. This restricts the practical application of the method to weakly meshed networks.

In this paper we emphasize the application of the compensation-based power flow method to the distribution networks and provide several practical examples. A comparison with the Newton-Raphson based WSCC power flow program is also presented. We then discuss the application of the algorithm to weakly meshed transmission networks where again comparison with the WSCC power flow program is provided. A brief discussion of the extension of this method to three phase networks as well as the treatment of distributed loads and other practical considerations concludes the paper.

II. SOLUTION OF A RADIAL DISTRIBUTION NETWORK

In our algorithm, regardless of its original topology, the distribution network is first converted to a radial network. Hence, an efficient algorithm for the solution of radial networks is crucial to the viability of the overall solution method.

The solution method used for radial distribution networks is based on the direct application of the KVL and KCL. Similar techniques are also described in [5,6,7]. For our implementation, we developed a branch oriented approach using an efficient branch numbering scheme to enhance the numerical performance of the solution method. We first describe this branch numbering scheme.

Branch Numbering

In contrast to all classical power flow techniques which use nodal solution methods for the network, our algorithm is branch-oriented. Figure 1 shows a typical radial distribution network with *n* nodes, *b*(=*n*-1) branches and a single voltage source at the root node. In this tree structure, the node of a branch *L* closest to the root node is denoted by *L1* and the other node by *L2*. We number the branches in layers away from the root node as shown in Figure 2. The numbering of branches in one layer starts only after all the branches in the previous layer have been numbered. This numbering scheme is very simple and straightforward, and has been implemented in our power flow program.

Solution Method

Given the voltage at the root node and assuming a flat profile for the initial voltages at all other nodes, the iterative solution algorithm consists of three steps:

1. Nodal current calculation: At iteration *k*, the nodal current injection, $I_i(k)$, at network node *i* is calculated as,

$$I_i(k) = (S_i/V_i(k-1))^* - Y_i V_i(k-1) \quad i=1,2,\dots,n \quad (1)$$

where $V_i(k-1)$ is the voltage at node *i* calculated during the (*k*-1)th iteration and S_i is the specified power injection at node *i*. Y_i is the sum of all the shunt elements at the node *i*.

2. Backward sweep: At iteration *k*, starting from the branches in the last layer and moving towards the branches connected to the root node the current in branch *L*, J_L , is calculated as:

$$J_L(k) = -I_{L2}(k) + \sum(\text{branches emanating from node } L2) \quad L=b, b-1, \dots, 1 \quad (2)$$

where $I_{L2}(k)$ is the current injection at node *L2*. This is the direct application of the KCL.

3. Forward sweep: Nodal voltages are updated in a forward sweep starting from branches in the first layer toward those in the last. For each branch, *L*, the voltage at node *L2* is calculated using the updated voltage at node *L1* and the branch current calculated in the preceding backward sweep:

$$V_{L2}(k) = V_{L1}(k) - Z_L J_L(k) \quad L=1,2,\dots,b \quad (3)$$

where Z_L is the series impedance of branch *L*. This is the direct application of the KVL.

Steps 1, 2 and 3 are repeated until convergence is achieved.

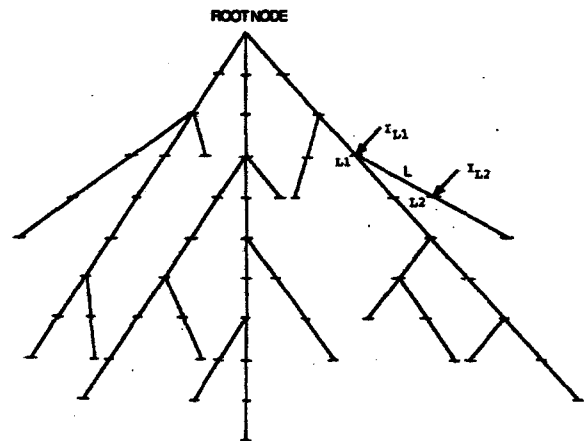


Fig.1 A typical radial distribution network

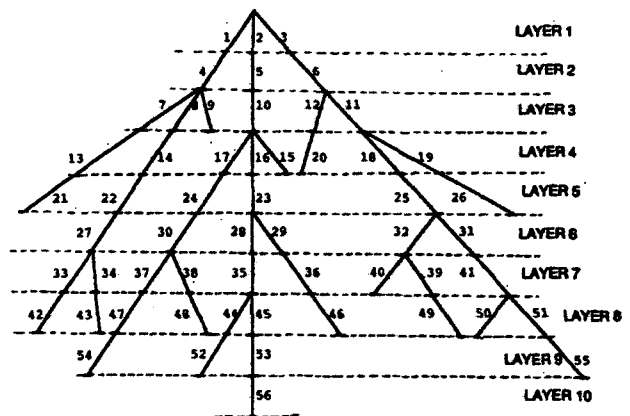


Fig.2 Branch numbering of the radial distribution network

Convergence Criterion

We used the maximum real and reactive power mismatches at the network nodes as our convergence criterion. As described in the solution algorithm, the nodal current injections, at iteration k , are calculated using the scheduled nodal power injections and node voltages from the previous iteration (equation (1)). The node voltages at the same iteration are then calculated using these nodal current injections (equations (2) and (3)). Hence, the power injection for node i at k th iteration, $S_i^{(k)}$, is calculated as:

$$S_i^{(k)} = V_i^{(k)}(I_i^{(k)})^* - Y_i |V_i^{(k)}|^2 \quad (4')$$

The real and reactive power mismatches at bus i are then calculated as:

$$\Delta P_i^{(k)} = \text{Re}[S_i^{(k)} - S_i] \quad i=1,2,\dots,n \quad (4'')$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = \text{Im}[S_i^{(k)} - S_i]$$

Table 1 shows the values of the maximum real and reactive power mismatches at the various iterations of this radial network power flow solution algorithm for three practical distribution networks. An excellent rate of convergence can be observed for all three networks studied. This convergence behavior can be briefly explained as follows. The error that is incurred in estimating initial node voltages is propagated first to nodal and then to branch currents via equations (1) and (2). In the process of updating node voltages using equation (3), the error in branch currents is multiplied by the small line impedance, Z_L ($|Z_L| \ll 1$), and thereby rapidly attenuated.

DISTRIBUTION NETWORK CONFIGURATION	ITERATION NUMBER	MAXIMUM REAL POWER MISMATCH (KW)	MAXIMUM REACTIVE POWER MISMATCH (KVAR)
244 NODES R/X RANGE 0.245-5.065	1	6.134	13.092
	2	0.301	0.567
	3	0.008	0.024
	4	0.000	0.001
	5	0.000	0.000
544 NODES R/X RANGE 0.409-5.083	1	5.994	5.597
	2	1.691	1.132
	3	0.402	0.377
	4	0.126	0.085
	5	0.031	0.029
	6	0.010	0.007
	7	0.003	0.002
	8	0.000	0.000
1411 NODES R/X RANGE 0.000-5.480	1	4.891	4.573
	2	0.719	0.222
	3	0.098	0.037
	4	0.011	0.003
	5	0.001	0.000
	6	0.000	0.000

Table 1 Convergence characteristics of the radial network solution algorithm

Figure 3 shows the flow chart of the overall power flow solution method for radial networks.

III. SOLUTION OF WEAKLY MESHEDED DISTRIBUTION NETWORKS

Figure 4 shows an example of a weakly meshed distribution network containing four simple loops. The radial network solution algorithm can not be directly applied to this network. Nevertheless, by selecting four breakpoints, this network can be converted to a radial configuration. The branch currents interrupted by the creation of every breakpoint can be replaced by

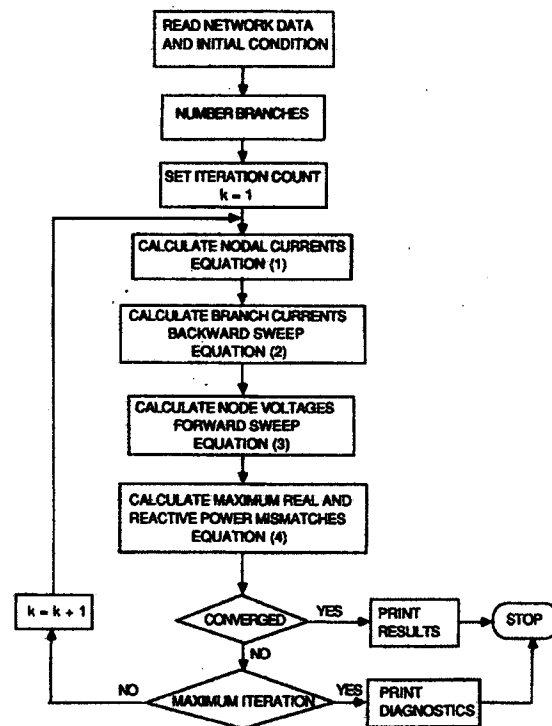


Fig.3 Power flow solution algorithm for the radial networks

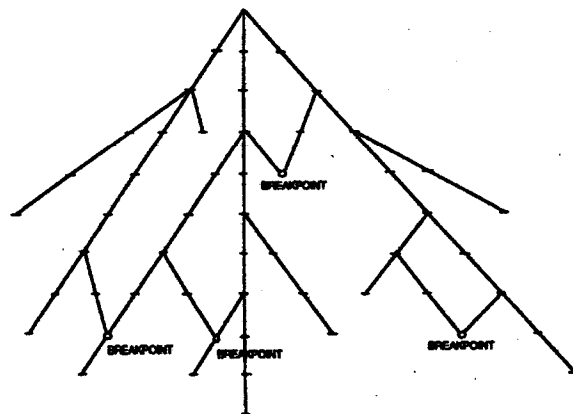


Fig.4 A weakly meshed distribution network

current injections at its two end nodes, without affecting the network operating condition. This resulting radial network can now be solved by the radial network solution technique described earlier.

In applying the radial network solution algorithm, the current at breakpoint j , J_j , must be injected with opposite polarity at the two end nodes of the breakpoint. At iteration k :

$$I_{j1}^{(k)} = -\hat{J}_j^{(k)} \quad j = 1, 2, \dots, p \quad (5)$$

$$I_{j2}^{(k)} = \hat{J}_j^{(k)}$$

where $j1$ and $j2$ correspond to the two end nodes of the breakpoint j , and $I_{j1}^{(k)}$ and $I_{j2}^{(k)}$ become the nodal current injections at these nodes, $\hat{J}_j^{(k)}$ is the breakpoint current and p the total number of breakpoints. In the presence of nodal currents at the breakpoint nodes, due to shunt elements and/or loads, $\hat{J}_j^{(k)}$ and $-\hat{J}_j^{(k)}$ must be added to these nodal currents. This process is schematically shown in Figure 5. Once $I_{j1}^{(k)}$ and $I_{j2}^{(k)}$ are updated, steps 2 and 3 of the radial network solution algorithm can be directly applied.

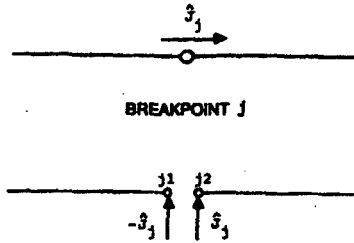


Fig.5 Breakpoint representation using nodal current injections

Calculation of Breakpoint Currents Using Compensation Method

Breakpoint currents are calculated using the multi-port compensation method [8]. Figure 6 illustrates the concept used in this approach. In this figure the radial network resulting from the opening of the breakpoints is shown as a multi-port circuit with breakpoint nodes forming the ports of the circuit. The calculation of breakpoint currents requires that the multi-port equivalent circuit for the radial network as seen from the ports of the breakpoints be established.

For a linear network, this multi-port equivalent circuit can be the Thevenin equivalent circuit of the radial network seen from the open ports created by the breakpoints. In this circuit the Thevenin voltage \hat{V} is the $(px1)$ vector of open circuit breakpoint voltages, obtained from the power flow solution of the radial network, $[\hat{Z}]$ the $(p \times p)$ non-sparse matrix of the breakpoint impedances (coefficients relating breakpoint currents and voltages) and \hat{J} is the $(px1)$ vector of the desired breakpoint currents (Figure 7):

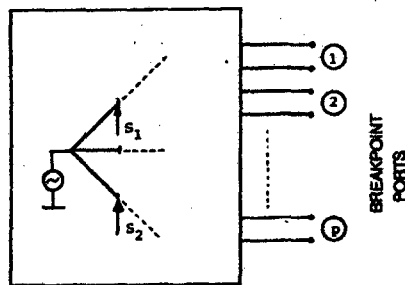


Fig.6 Multi-port equivalent of the network as seen from the breakpoint ports

$$\hat{V} = [\hat{Z}] \hat{J} \quad (6)$$

In the presence of constant power loads the distribution network is, however, nonlinear and equation (6) cannot be directly used. Instead, as we shall explain, we calculate breakpoint currents iteratively using the Thevenin equivalent circuit.

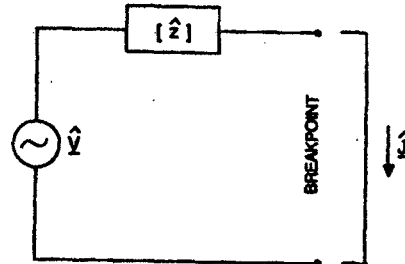


Fig.7 Thevenin equivalent circuit of the network as seen from the breakpoint ports

Calculation of Breakpoint Impedance Matrix

The breakpoint impedance matrix (Thevenin equivalent impedance) can be determined using the following method:

Equation (6) can be written as,

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_1 \\ \hat{V}_j \\ \hat{V}_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{Z}_{11} & \dots & \hat{Z}_{1j} & \dots & \hat{Z}_{1p} \\ \hat{Z}_{j1} & \dots & \hat{Z}_{jj} & \dots & \hat{Z}_{jp} \\ \hat{Z}_{p1} & \dots & \hat{Z}_{pj} & \dots & \hat{Z}_{pp} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{J}_1 \\ \hat{J}_j \\ \hat{J}_p \end{bmatrix} \quad (7)$$

According to equation (7), column j of the breakpoint impedance matrix will be equal to vector of breakpoint voltages for $J_j=1$ p.u. and $J_i=0, i=1,2,\dots,p$ and $i \neq j$. This corresponds to the application of 1 p.u. current at the breakpoint j with all loads and the source at the root node removed, which is, in turn, equivalent to the injection of 1 p.u. currents with opposite polarity at the two end nodes of the breakpoint j (equation (5)). In the absence of loads, the accurate solution of the power flow for the radial network can be achieved in one iteration. Each of the breakpoint voltages can be determined by subtracting the voltages at the two end nodes of the breakpoint. This process must be repeated for all breakpoints until all the columns of the breakpoint impedance matrix are calculated.

Iterative Compensation Process

The iterative compensation process for calculating the breakpoint currents, using the Thevenin equivalent circuit of Figure 7, is described in the following:

1. Calculate the Thevenin equivalent impedance (breakpoint impedance matrix $[\hat{Z}]$ of the radial network) maintaining it constant throughout the compensation process.
2. Calculate the Thevenin equivalent voltage (breakpoint voltage vector \hat{V}) of the radial network using the radial network solution algorithm (Figure 3) including the breakpoint currents calculated from the previous iteration of the compensation process. The initial values of the breakpoint currents are zero.

3. Calculate the incremental change in the breakpoint currents using the Thevenin equivalent circuit. At iteration m of the compensation process:

$$\Delta \hat{J}^{(m)} = [Z]^{-1} \hat{V}^{(m)} \quad (8')$$

4. Update the breakpoint currents. At iteration m :

$$\hat{J}^{(m)} = \hat{J}^{(m-1)} + \Delta \hat{J}^{(m)} \quad (8'')$$

5. Repeat steps 2, 3 and 4 until convergence is reached (the maximum breakpoint voltage calculated at step 2 is within prescribed limits).

This fixed tangent solution method is schematically depicted in Figure 8 for a network having a single breakpoint. Computationally there is no need for the inversion of the breakpoint impedance matrix $[Z]$. Complex matrix $[Z]$ is factorized once in the beginning of the iterations and the forward and backward substitution is then used to calculate $\Delta \hat{J}^{(m)}$ in equation (8'). Our test cases on practical distribution networks showed that the number of iterations required for the calculation of the breakpoint currents was less than 5 in most cases.

Figure 9 shows the flow chart of the overall power flow solution scheme.

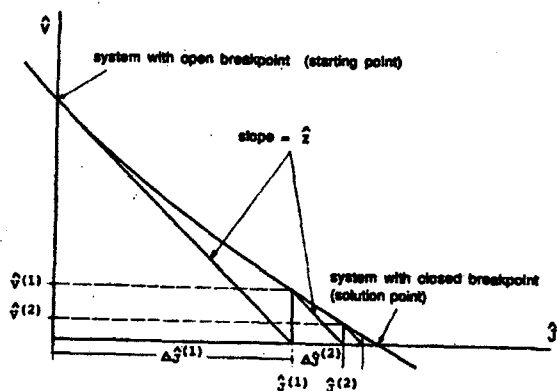


Fig.8 Graphic representation of the iterative compensation process

Selection of Breakpoints

Breakpoints are selected in order to convert meshed network into a radial configuration. In addition to this function breakpoints should be selected in such a way as to ensure the convergence of the overall solution algorithm. The latter requirement for the selection of breakpoints usually is satisfied by concentrating on the parts of the meshed network where the power flows are low. On the other hand, the power flows are the end product of the solution method and are not known at the time of breakpoint selection.

In weakly meshed distribution networks breakpoint selection does not affect the convergence performance of the solution method in any noticeable manner. Hence, we select them for the main purpose of opening the network loops. Under these circumstances the algorithm for identifying the breakpoints is very simple and becomes part of the branch numbering scheme described below:

1. Examine all branches and select those connected to the root node for the first branch layer
2. Store the node number of the far node of the branches in the branch layer just formed. For all these nodes raise a flag indicating that they have already been used
3. Examine all the remaining branches and select those connected to any of far nodes of the branches in the previous layer and place them in a new branch layer
4. If the end node of a branch numbered in step 3 has been used before (flag identification of step 2) a loop has been formed and a breakpoint must be created at this node
5. Repeat steps 2-4 until all branches are processed.

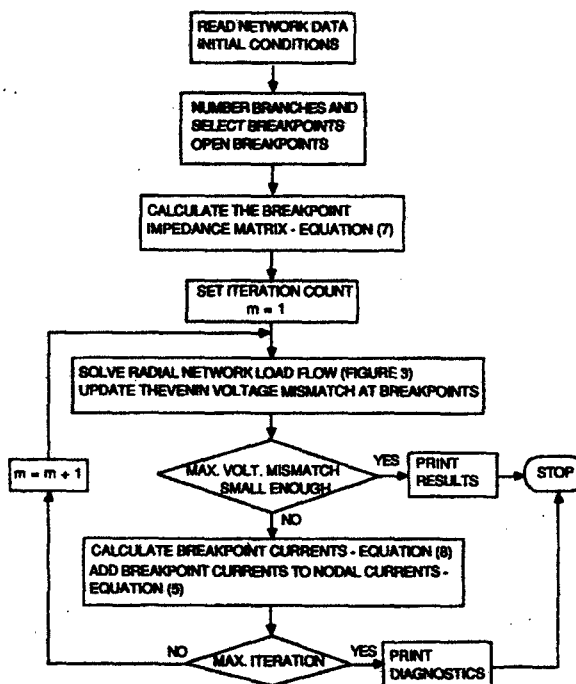


Fig.9 Compensation-based power flow method for the weakly meshed networks

IV. RESULTS FOR THE DISTRIBUTION NETWORKS

We developed the program WNETPF (Weakly meshed Network Power Flow) based on the proposed power flow solution algorithm. This program successfully solved several practical distribution networks with radial and meshed structures. Table 2 shows the performance results of this program alongside those of the Newton-Raphson based WSCC power flow program. We also used two other power flow programs using the generic Newton-Raphson and the Gauss-Seidel solution algorithms at this application stage. The generic Newton-Raphson solution algorithm only converged for the smallest network. The Gauss-Seidel power flow method converged in all cases while requiring in excess of 20,000 iterations.

For the cases reported in Table 2, the proposed algorithm converged in less than 14 iterations in 0.21 to 2.1 CPU seconds on a mainframe computer. Each iteration of this program corresponds to one iteration in the radial network solution algorithm prior to, during, and after the calculation of breakpoint currents (variable k in Figure 3). The number of outer iterations for calculating the breakpoint currents in the compensation process (variable m in Figure 9) was less than 6 in all three cases. A flat start was used in all cases with the tolerance for the real and reactive power mismatches set to 0.05 kW and 0.05 kvar.

Table 2 indicates that the proposed power flow program is significantly more efficient than the Newton-Raphson power flow method when studying radial and weakly meshed distribution networks. This conclusion is particularly crucial for: (a) on-line applications; (b) multiple power flow studies; (c) micro- and mini-computer applications.

The WNETPF program does not require double precision variables and uses only one two dimensional array (breakpoint impedance matrix), hence, avoids taxing computer resources.

DISTRIBUTION NETWORK CONFIGURATION	WSCC POWER FLOW		PROPOSED METHOD		MAX. MISMATCH	
	ITERATIONS	CPU TIME (SECONDS)	ITERATIONS	CPU TIME (SECONDS)	REAL POWER (KW)	REACTIVE POWER (KVAR)
244 NODES						
NO LOOPS	5	0.97	3	0.21	0.008	0.024
5 LOOPS	5	0.97	3	0.25	0.003	0.008
544 NODES						
NO LOOPS	5	1.99	5	0.48	0.031	0.029
9 LOOPS	5	1.98	14	0.85	0.001	0.000
1411 NODES						
NO LOOPS	5	5.31	4	1.47	0.011	0.003
36 LOOPS	5	5.27	10	2.10	0.000	0.000

Table 2 Performance results for distribution networks (IBM 3090-200 mainframe computer) - The total cpu time in seconds includes the time for initial processing of the network data and the iterative solution algorithm.

V. APPLICATION TO WEAKLY MESHED TRANSMISSION NETWORKS

In a weakly meshed transmission network, the swing bus is assigned as the root node. Then the branches are numbered and breakpoints selected in exactly the same manner used for the weakly meshed distribution networks. As a result a radial transmission network is created.

The solution algorithm for a radial transmission network is identical to that of a radial distribution network except for the processing of the generator (PV) nodes. For the PV node i having a specified power injection P_i^g and voltage magnitude $|V_i^g|$, we start the iterations of the radial network solution algorithm by assuming $V_i^{(0)} = |V_i^g| \angle 0$ and $Q_i^{(0)} = 0$. Steps 1 and 2 of the radial network solution method are then performed in the same manner as before. Step 3, however, must be modified.

At iteration k , the voltage magnitude at the generator node i , calculated using equation (3) must be modified as,

$$V_{i_{new}}^{(k)} = V_i^{(k)} \left| \frac{V_i^g}{|V_i^{(k)}|} \right| \quad (9)$$

$V_{i_{new}}^{(k)}$ is then used for calculating the voltages at the end nodes of the branches in the next layer. The reactive power at the generator node i is then updated using the secant method as described in the Appendix.

Inclusion of generator nodes using this approach does not noticeably deteriorate the convergence properties of the radial network power flow solution algorithm. The efficiency of the solution method for the weakly meshed networks will, however, be affected by the introduction of the generator nodes. The nonlinearity in the transmission network caused by the additional generator nodes is more pronounced than that of the distribution networks having constant power loads alone. This results in an increased number of iterations for calculating the breakpoint currents using equation (8).

Table 3 shows the performance results of applying the proposed algorithm and the Newton-Raphson based WSCC power flow program to one radial and three weakly meshed transmission networks. These networks were synthesized from a practical 500kV transmission network with a high degree of series compensation. The table shows that for the networks with low number of breakpoints, the proposed load flow technique is more efficient than the Newton-Raphson method. However, as the number of breakpoints increased, the proposed method required significantly higher number of iterations while the Newton-Raphson algorithm converged with the same number of iterations.

TRANSMISSION NETWORK CONFIGURATION	WSCC POWER FLOW		PROPOSED METHOD	
	ITERATIONS	CPU TIME (SECONDS)	ITERATIONS	CPU TIME (SECONDS)
42 BUS, 500KV NO PV NODES				
NO LOOPS	10	0.28	20	0.12
1 LOOP	10	0.28	21	0.12
3 LOOPS	10	0.30	32	0.13
5 LOOPS	10	0.28	61	0.16
42 BUS, 500 KV 4 PV NODES				
NO LOOPS	5	0.31	38	0.13
1 LOOP	5	0.31	100	0.18
3 LOOPS	6	0.35	116	0.18
5 LOOPS	5	0.31	120	0.18

Table 3 Performance results for transmission networks (IBM 3090-200 mainframe computer)

VI. PRACTICAL CONSIDERATIONS

Detailed representation of a distribution network requires [10]:

1. The three phase representation of the network to account for the actual load unbalances.
2. The distributed load representation along the distribution lines.
3. The representation of load tap changers, voltage regulators, boosters, etc.

Requirement 1 can be directly incorporated in the proposed power flow method by replacing voltage and current scalars in equations (1) thru (10), by (3X1) vectors of voltages and currents of the three phases. Under these circumstances, in equations (1), (3), (4) and (7), the admittances and impedances should be represented by (3X3) matrices.

Distributed loads along distribution lines can be approximated by lumped loads at system nodes for power flow calculations purposes. This, however, may require the addition of pseudo-nodes along some of the lines where part of the line load is lumped. The proposed power flow method is also capable of directly including distributed loads. This can be achieved by the modification of equations(1) and (3).

Distribution network equipment (regulators, boosters, etc.) can be modeled in the proposed algorithm without any restriction.

This method is directly applicable to distribution planning studies, where single phase representation of the network with lumped nodal loads are considered to be adequate. In addition we have successfully used this power flow method for our optimal network reconfiguration studies.

In the case of weakly meshed transmission networks, a complete system representation requires the inclusion of tap changers and phase shifters. The proposed solution algorithm is capable of including these components directly. This requires that the KVL and KCL be written for the mathematical model of the tap changers and phase shifters.

VII. CONCLUSION

This paper presents a new, compensation-based power flow method, for the solution of weakly meshed distribution and transmission networks. This technique is simple, straightforward, computationally efficient and numerically robust. Extensive study of the performance of this compensation-based power flow scheme shows that it is significantly more efficient than the Newton-Raphson power flow technique when used for solving radial and weakly meshed distribution and transmission networks.

ACKNOWLEDGEMENT

The authors thank Messrs R.L. Smith and J. Monasterio of PG&E's Electric Distribution Engineering Department for their useful comments on the practical applications of the proposed method. The Canadian authors gratefully acknowledge the financial support from the National Sciences and Engineering Research Council of Canada.

REFERENCES

- [1] S. C. Tripathy, G. Durga Prasad, O. P. Malik and G. S. Hope, "Load Flow Solutions for Ill-Conditioned Power Systems By a Newton Like Method", IEEE Trans., PAS-101, October 1982, pp. 3648-3657.
- [2] S. Iwamoto, Y. Tamura, "A Load Flow Calculation Method for Ill-Conditioned Power Systems", IEEE Trans., PAS-100, April 1981, pp. 1736-1743.
- [3] D. Rajicic, A. Bose, "A Modification to the Fast Decoupled Power Flow for Networks with High R/X Ratios", PICA '87 Conference, Montreal, Canada.
- [4] K. A. Birt, J. J. Graffy, J. D. McDonald, A. H. El-Abiad, "Three Phase Load Flow Program", IEEE Trans., PAS-95, January/February 1976, pp. 59-65.
- [5] W. H. Kersting, D. L. Mendive, "An Application of Ladder Network Theory to the Solution of Three Phase Radial Load-Flow Problems", IEEE PAS Winter Meeting, New York, 1976, IEEE Paper No. A76 044-8.
- [6] D. I. H. Sun, S. Abe, R. R. Shoults, M. S. Chen, P. Eichenberger, D. Farris, "Calculation of Energy Losses in a Distribution System", IEEE Trans., PAS-99, July/August 1980, pp. 1347-1356.
- [7] R. Berg Jr., E. S. Hawkins, W. W. Plaines, "Mechanised Calculation of Unbalanced Load Flow for Radial Distribution Circuits", IEEE Trans., PAS-86, April 1967, pp. 415-421.
- [8] W. F. Tinney, "Compensation Methods for Network Solutions by Triangular Factorization", Proc. of PICA Conference, Boston, Mass., May 24-26, 1971.
- [9] G. Gross, H. W. Hong, "A Two-Step Compensation Method for Solving Short Circuit Problems", IEEE Trans., PAS-101, June 1982, pp. 1322-1331.
- [10] N. Vempati, R. R. Shoults, M. S. Chen, L. Schwobel, "Simplified Feeder Modeling for Load Flow Calculations", IEEE Paper No. 86WM102-8, PES Winter Power Meeting, New York, 1986.

APPENDIX

At the k^{th} iteration, the reactive power injection required to maintain the voltage at the generator bus i , can be calculated using the secant method:

$$Q_i^c = \frac{Q_i^{(k-1)} - Q_i^{(k-2)}}{|V_i^{(k-1)}| - |V_i^{(k-2)}|} [|V_i^s| - |V_i^{(k-1)}|] + Q_i^{(k-1)}$$

where $|V_i^{(k-1)}|$ and $|V_i^{(k-2)}|$ are the voltage magnitudes at the node i calculated in the previous two iterations (equation (3) in step 3). The actual reactive power injection is determined as:

$$Q_i(k) = Q_i^c \quad \text{if} \quad Q_i^{\min} \leq Q_i^c \leq Q_i^{\max}$$

$$Q_i(k) = Q_i^{\max} \quad \text{if} \quad Q_i^c > Q_i^{\max}$$

$$Q_i(k) = Q_i^{\min} \quad \text{if} \quad Q_i^c < Q_i^{\min}$$

where Q_i^{\min} and Q_i^{\max} are the respective minimum and maximum reactive power limits for the generator node i .

Discussion

R. P. Broadwater and A. Chandrasekaran (Tennessee Technological University, Cookeville, TN): The authors are to be complimented for addressing an area that has received little attention, distribution power flow analysis.

Radial Distribution System Analysis

1) A suggested improvement to the radial power flow is to sum load powers and power losses in the reverse trace (i.e., moving from the ending buses to the source bus) instead of summing load currents. This suggestion has been tested on a four-line section system as illustrated in Fig. D.1. For a nominally loaded case, both methods converged in four iterations. However, for a very heavily loaded case, the method of summing the

currents in the reverse trace diverged, whereas the method of summing the powers converged.

A brief and heuristic explanation of this phenomenon is as follows. Initially, when the currents are summed in the reverse trace, each current will contain an error proportional to the initially guessed voltage. If the initially guessed voltages are maintained constant and a succession of power flow problems are solved in which the loads are continually increased, the errors that are proportional to the initially guessed voltages will grow. For a sufficiently heavily loaded system, the initially guessed voltages fall outside the region of convergence, and the algorithm will diverge.

When the powers are summed in the reverse trace, the errors that exist when the source bus is reached involve only the power losses, and not the load powers. The power losses are always a small fraction of the load powers. Hence, using the power sum leads to good convergence for even heavily loaded systems.

2) Even though it is mentioned that the multiphase unbalanced systems are easily handled, the convergence characteristics claimed for the single-phase system may get severely impaired, since the error involved in current summation may become excessive.

3) The details of the distribution networks given in Table 1 do not include the loading levels of the systems. It would be instructive to know whether the systems are nominally loaded or lightly loaded. Further, the number of nodes may not be a direct indication of the size of the system since distributed loads can be modeled using any number of node points.

Weakly Meshed Transmission Systems

4) The impedance matrix of (7) of the paper appears to be the loop impedance matrix of the system with the breakpoint currents chosen as the loop currents. At the exact solution, the breakpoint voltage vector must go to zero. There appears to be a paradox here since for the constant impedance matrix assumed the solution for the currents is either trivial or infinite.

5) The handling of PV buses explained in section V does not mention whether the alternating current directions in the traces would affect convergence if the P value is higher than "downstream" loads.

General

6) The CPU time given in the table is said to include the initial processing time also. This may show the WSCC Power Flow Program in a bad light. Exact CPU time required for the iterations alone should be a better index.

7) In Fig. 2, the numbering of the distribution network is laid out on a grid in a very orderly fashion. With this scheme, it appears that choosing buses at large load centers may lead to conflicts. For instance, in Layer 2

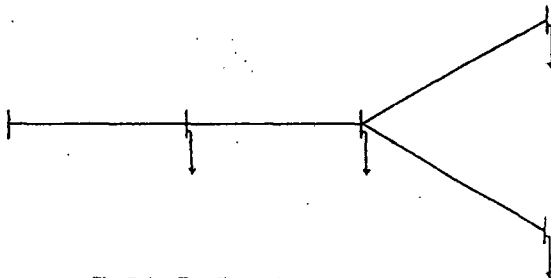


Fig. D.1. Four-line section test system.

suppose that a large load exists at the center of branch 4, but there is little or no load in the centers of branches 5 and 6. With the author's proposed scheme, it appears that additional buses would be inserted in branches 5 and 6 that would not be necessary for accurate load modeling.

8) It appears that if a component is inserted or added somewhere in the network, a complete renumbering of the network is required. Is this true?

9) Even though the WSCC Power Flow Program is shown to converge more slowly for the examples chosen in comparison to the proposed method, it is a moot point whether a few extra seconds of CPU time alone would be sufficient to choose any alternative method. The Newton's method has been so finely honed during the last two decades that negative experiences must be very few to be deemed almost nonexistent. Hence, the virtues of the proposed method must be highlighted from a different viewpoint.

K. Aoki, K. Nara, and T. Sato (Hiroshima University, Higashihiroshima, Japan): The authors have written an interesting paper on a load flow problem of radial power system. Although many algorithms have been

developed for a load flow problem, the discussers believe that it is effective to develop an algorithm which utilizes special features of the problem; the radial power system is one of such special features. In load flow problem of a radial power system, the number of variables or computational burden can be reduced extremely by taking voltages of the ends (or tips) of the branches as independent variables, in comparison with taking all node voltages as variables. The method developed by the authors also utilizes such features. The discussers have a question that it might be fast to make a reduced variable problem as above and solve it directly by the Newton-Raphson method. Could the authors comment on whether they have ever tried such a reduced variable Newton-Raphson method, and if tried, how was the comparison of computation time between the two methods?

N. Venkpati, B. K. Chen, and R. R. Showits (University of Texas at Arlington, Arlington, TX): The authors have presented an algorithm for the load flow solution of weakly meshed distribution and transmission networks. The simplicity of the algorithm makes it a very interesting paper to read. However, the practical limitations of the algorithm prevent its general usage for networks with multiple loops. It would be inadvisable to have two programs, one to deal with strongly meshed networks and yet another for weakly meshed ones.

The results were based on tests performed on radial and weakly meshed networks using the positive sequence representation. The authors attempt to extrapolate the results to three-phase distribution and transmission networks without a report of such an analysis. Until such results are presented, the efficacy of such an algorithm is still in doubt.

The authors make an erroneous observation that power flow algorithms for meshed distribution systems have not been developed. One of the algorithms referred to [6] has the ability to analyze three-phase networks, irrespective of the complexity of the meshing. However, this algorithm was designed for distribution systems and therefore has the limitation of only one swing bus and no other voltage-controlled ($P-V$) bus. Subsequently this algorithm was modified to accept numerous $P-V$ buses, thereby enabling its usage in the analysis of three-phase transmission networks [A]. We feel that the algorithm [6] based on an implicit Z-bus (i.e., bifactored Y-bus) formulation is superior to the one proposed by the authors.

How do the authors propose to model the open-wye/open-delta transformers in the distribution system analysis? Our simulations have shown that the injection currents due to the model are so large that the currents due to the loads are negligible. This affects the convergence characteristics of the algorithm directly. Any insight into the modeling and simulation of these transformers would be welcome.

References

- [A] B. K. Chen, "Transmission System Unbalance Analysis," Ph.D. Diss., The University of Texas at Arlington, December 1986.

M. E. Baran and F. F. Wu (University of California, Berkeley, CA): This paper points out the reasons why a special power flow for distribution systems is needed and provides a computationally attractive method. It is a valuable contribution.

There are a few points on which we would appreciate the authors' clarification.

- 1) How does the convergence of the method for radial networks depend on the system parameters, in particular, the line resistances?
- 2) The application of the compensation method for weakly meshed networks is a very clever idea. The method uses an approximate of the linearized $V-J$ function at the breakpoint. We wonder if the convergence of the method is always monotonic as implied in Fig. 8 or it exhibits oscillatory behavior.
- 3) In calculating the breakpoint impedance matrix, the authors have observed that the corresponding power flow solutions can be achieved in one iteration. Is this also true in cases where the shunts in the system are significant and cannot be neglected?

Dr. Dromey: The authors have investigated an aspect of load flow analysis that has received little attention in the literature to date. The wide range of R/X ratios in a distribution system can lead to difficulty with convergence and this problem is aggravated by the presence of adjacent long and short branches. In particular, the Newton-Raphson and decoupled algorithms can, in some circumstances, fail to converge for larger or ill-conditioned systems. The method presented in the paper produces an optimal ordering for solution and is very efficient, particularly where the number of loops is limited and the system is essentially radial in nature.

A number of questions arise in connection with the results. The paper infers that constant power loads are assumed. What is the effect on convergence for loads that have a mixture of p/v and q/v characteristics? No mention is made of the use of convergence factors. Was this studied and are there indications of optimal factors that can be considered generic for the radial solution and for breakpoint injection currents?

The authors mention that the efficiency of the algorithm deteriorates with the increase in the number of loops. In a large city with low voltage downtown networks, the number of loops required to interconnect a large number of radial sections can be in the hundreds. There is the additional problem of a significant number of very short cable sections used to balance the flows between sections. What degree of deterioration can be expected in the efficiency of solution for such a network where the coupling can be quite strong?

There is a significant advantage in being able to solve the networks described above on a desktop microcomputer which will be restricted in the memory available for processing. Would the authors like to suggest a sensible method of partitioning such a network to achieve solutions in an acceptable time? How would the compensation method be modified to account for the partitioning?

D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, and G. X. Luo: We would like to thank the discussers for their interest in our paper and for their questions and comments. Many of these constitute contributions to the topic of the paper. We will give our answers to each discussor separately.

Messrs. Broadwater and Chandrasekaran:

- (1) We believe that the discussers' suggestion of adding up powers rather than currents in the backward sweep is interesting and their explanation quite plausible. We suspect however that the improved convergence is obtained with more computations. Moreover, we have not experienced any problems in dealing with heavily loaded networks and low node voltages. In fact, in the 544 node network example of the paper, due to heavy loading and lack of VAR support the voltages of some of the nodes are as low as 0.75 per unit. This network was efficiently solved by the proposed algorithm.
- (2) The process of the attenuation of the errors described in the section of the paper on "Convergence Criterion" is completely general and would apply to multi-phase unbalanced as well as single-phase networks.
- (3) All three examples included in the paper represent peak load conditions on the feeders. These were 4 MW, 3 MW, and 8 MW loads on the 244 node, 544 node, and 1411 node networks, respectively.
- (4) We would like to clarify the discussers' question related to equations (6) and (7): the voltages there are internal Thevenin voltages while the breakpoint voltages are zero since the breakpoint ports are shortcircuited. We would also like to point out that the actual relationship between the break point voltages and currents is established through equation (8).
- (5) We have not experienced any problem in the overall convergence of the proposed method in solving a variety of networks that included P, V buses. We agree, however, that there may be more efficient ways of handling P, V buses in order to minimize the impact on the convergence characteristics of the method.
- (6) In contrast to the discussers assumption, the inclusion of initial processing time puts in more favorable light the WSCC Power Flow Program. For example, the time required for each iteration of the proposed algorithm is around 0.005 seconds for the 244 node example of the paper. At the same time, every iterator of the Newton-Raphson based WSCC Power Flow Program took 0.08 seconds for the same network (16 times more). Similar results were obtained for the 544 node and 1411 node networks.
- (7) In our distribution network model we have assumed that loads are concentrated at network nodes. As a result, the introduction of a load at the center of branch 4 means the addition of a new node at this location. This will also add a new branch to the network. If there are no loads at the end node of branch 5, this branch and branch 10 can be combined and represented with a single branch. Branch 6 must exist, because two separate branches emanate from its end node.
- (8) There is no need for the renumbering of the entire network as a result of the insertion or deletion of network components. Only

branches in the layers below the inserted or deleted component must be renumbered.

- (9) We do not agree with the discussers view on the merits of the proposed algorithm. These are well documented throughout the paper. Furthermore, we would like to point out that many major advances in the development of power system analysis techniques have resulted from methodologies that exploit the special structure of the power system. An example is the Fast Decoupled Power Flow which provides improved efficiency of "a few CPU-seconds" in the solution of the transmission network by exploiting the low R/X ratios prevalent in these networks. Yet, the impact of the Fast Decoupled Power Flow in the field of the transmission network analysis has been very significant.

Messrs. Aoki, Nara, and Sato:

As pointed out by the discussers, special features of particular load flow problems can be exploited to produce more efficient solution methods. In the approach of the paper, the transversal elements have been lumped with the loads (see our answers to Messrs. Vempati, Chen, and Shoultz); this has made the factorization and the subsequent algebraic operations with the L and U matrices of a nodal approach equivalent to using tree-branch voltages and currents. These matrix calculations are implicit in the method and did not have to be performed explicitly. This is the clue of the computational efficiency of branch-oriented calculations in a radial network. However, at each node we have had to enforce the power (P, Q) constraints. Therefore, all bus voltages are used as variables. Because of this only little improvement of efficiency can be derived from the radial network structure in a Newton-type load flow.

Messrs. Vempati, Chen, and Shoultz:

It is true that the solution method of the paper becomes less efficient as the number of loops increases. However, the overwhelming majority of all distribution networks and also the transmission systems of many countries are weakly meshed. Therefore, a special program, if it is more efficient than a general one, is certainly of interest. Very often advances in any field of knowledge are based on the special structure of a particular problem. One could cite innumerable examples where special programs are developed and used for particular situations.

We have not yet attempted the application of our method to multi-phase networks. However, as we explained in our response to Messrs. Broadwater and Chandrasekaran we do not foresee any deterioration in the convergence characteristics of this method when applied to multi-phase networks.

With regard to our statement about the lack of power flow algorithms for meshed distribution network, we note that we made two erroneous remarks. First, as the discussers rightly argue, the Z-bus solution algorithm of Ref. [6] is capable of solving meshed distribution networks. Second, we stated that Ref. [6] proposes a popular algorithm for distribution network analysis. Based on further investigation, however, we have found that this solution method is by no means popular among distribution engineers.

The discussers raise the problem of the relative computational efficiency of the method of Ref. [6] compared to the method of the paper. It is easy to show that a nodal approach (for example the one of Ref. [6]) requires more computation than the branch-oriented approach of the paper. We will show that the two differ computationally by two facts:

- (a) The computations in the branch-oriented method are equivalent to the forward and backward substitutions of the nodal method but the factorization of a matrix is not needed.
- (b) The forward and backward substitutions in a nodal approach are replaced in the branch-oriented method by additions and subtractions and no multiplications and divisions are needed.

Consider, for example, the simple radial network of Fig.D.1 of the discussion by Messrs. Broadwater and Chandrasekaran. Connect the root node to ground via a voltage source with $V=0$ but do not connect impedance branches to ground from the other nodes. Number the nodes and branches moving outward from the root. We will then have branch and bus voltages and currents. We can relate these to each other by the incidence matrices A_V and A_I ,

$$V_{bus} = A_V V_{br} \quad \text{and} \quad I_{br} = A_I I_{bus} \quad (a)$$

It can be seen that the incidence matrices are square, lower triangular, and consist of elements ± 1 only. Their inverses could also have been formed directly by inspection of the network graph. This reflects the fact that equations (a) represent directly the two Kirchhoff's laws. They correspond to the forward and backward sweeps used in the paper.

Let Y_{br} (diagonal) and Y_{bus} be the admittance matrices of the network. We have

$$Y_{br} = A_I Y_{bus} A_V \quad (b)$$

Clearly, the two incidence matrices are the transpose of each other.

Let us now solve the nodal problem

$$Y_{bus} V_{bus} = I_{bus} \quad (c)$$

Factorization of Y_{bus} yields

$$Y_{bus} = L D L^T \quad (d)$$

Comparing (d) with (b) we obtain

$$L^{-1} = A_I, \quad L^{-T} = A_V, \quad \text{and} \quad D = Y_{br} \quad (e)$$

so that the solution of (c) becomes

$$V_{bus} = L^{-T} D^{-1} L^{-1} I_{bus} = A_V (Z_{br} (A_I I_{bus})) = A_V (Z_{br} I_{br}) = A_V V_{br} \quad (f)$$

Equation (f) shows that the branch-oriented solution reproduces the matrix operations of the nodal approach without the need of preliminary formulation and factorization of a bus admittance matrix. To achieve this, it was essential to replace all shunt branches connected to buses by corresponding injections.

We note that reference [6] claims that the efficiency of its algorithm is comparable to that of the Newton-Raphson Power Flow while we have shown a substantial improvement over the Newton-Raphson Power Flow method using our algorithm.

We appreciate the information provided by the discussers on problems related to transformer modeling. We have not investigated this topic.

Messrs. Baran and Wu:

- (1) The convergence of the method for a radial network is linear and dependent essentially on the line impedances $|Z|$ and the apparent powers $|S|$ of the loads. This can be seen from the following simplified convergence analysis, for a single line of impedance $Z = R + jX$ and load $S = P + jQ$. For this, eqn.(1) becomes $I = S^* / V^*$ or, in incremental form,

$$\Delta I = -\frac{S^*}{V^{*2}} \Delta V^* \quad (g)$$

The resultant change in voltage is, taking (g) into account with $V=1$,

$$\Delta V^{new} = -Z \Delta I = Z S^* \Delta V^* \quad (h)$$

This equation shows that the convergence rate of $|\Delta V|$ (not $|\Delta V|/V$) is given by $|ZS| = |Z| |S|$. It depends only indirectly on line resistances.

- (2) Fig. 8 of the paper is used only to depict the basic mechanism of the fixed tangent solution algorithm used for calculating breakpoint current injections according to equation (8). Nevertheless, our experience with all distribution networks studied indicates a monotone and rapid convergence in the calculation of breakpoint currents.
- (3) After a considerable amount of experimentation we found that a better convergence in the calculation of breakpoint currents can be achieved when the breakpoint impedance matrix is calculated neglecting the shunt components (mainly capacitors). Unfortunately this important conclusion is not reflected in the paper and we would like to thank the discussers for providing us with this opportunity.

Dr. Dromey:

The method presented in the paper can handle any load characteristics, since the load current is calculated at each step as a function of the prevailing voltage. We did not use however any convergence (accelerating) factors. We feel that such factors (not necessarily uniform and real) could improve the convergence of the method and appreciate the suggestion implied in the question.

We have developed our methodology and the accompanying program mainly for primary distribution networks. Primary distribution networks are, in almost all cases, either radial or weakly meshed. The program is, however, capable of representing up to 5000 nodes and 300 loops which is adequate for almost all practical cases including secondary distribution networks in downtown metropolitan areas. Even with such large dimensions, the memory requirement for the program is less than 500 Kbytes which makes it ideal for microcomputer applications. The largest network studied using this program consisted of 2411 nodes and 183 loops. It took the program a total CPU time of 12 seconds to process the input data, solve the power flow and print the results for this network on an IBM 3090-200 computer, which is very reasonable considering the size of the network.

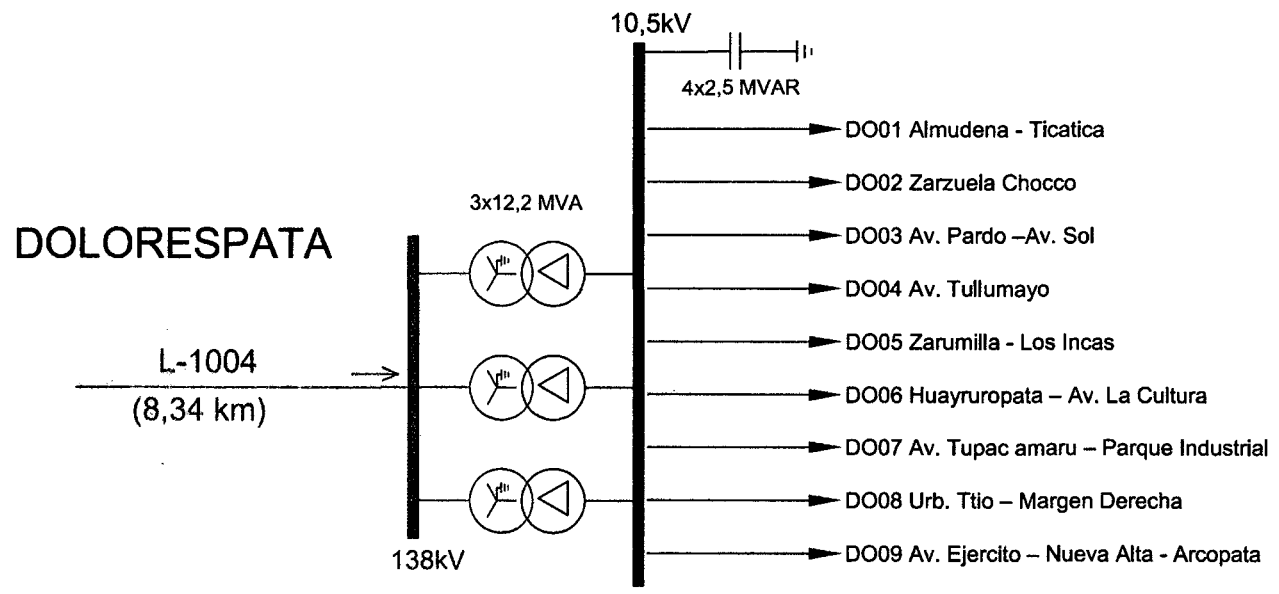
Partitioning of distribution networks, or even of transmission networks, involves network equivalencing. Reference [A] is pertinent to this topic.

- [A] F.F. Wu, A. Monticelli, "A Critical Review on External Network Modelling for On-Line Security Analysis", *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 5, October 1983, pp. 222-235.

ANEXO 08

DIAGRAMA UNIFILAR SET DOLORESPATA.


DIAGRAMA UNIFILAR SET DOLORESPATA



CUSCO, SANTIAGO, WANCHAQ
33,48 MW

Leyenda de Demandas
Máximas MW

ALIMENTADOR	DEMANDA MW
→ DO01	3.85 MW
→ DO02	2.76 MW
→ DO03	3.15 MW
→ DO04	5.25 MW
→ DO05	3.80 MW
→ DO06	5.24 MW
→ DO07	3.79 MW
→ DO08	2.87 MW
→ DO09	5.49 MW

LAMINA:	SISTEMA ELECTRICO: SE0032 - CUSCO	EMPRESA
SECTOR TIPICO:	2	

ANEXO 09
APORTES DE LA TESIS

APORTES DE LA TESIS

1) El desarrollo del software en general muestra los siguientes aportes en base a nuestro objetivo general, en la planificación de las futuras reconfiguraciones que se realicen en un sistema de distribución:

i) Aporte Académico: En el ámbito académico el trabajo de investigación presentado; muestra los siguientes aportes:

(a) El software inserta en nuestro medio académico, conceptos de reconfiguración innovadores, como son los métodos planteados en los paper descritos para el cálculo de flujo de potencia de una red radial, donde no es necesario colocar una fuente para realizar cálculos.

(b) Muestra la Posibilidad de aplicación del cálculo del Flujo DC en redes de distribución, para identificar tramos de red por donde circula cantidades mínimas de flujo de potencia y de esta manera encontrar alternativas de tramos en la red, que servirán como tramos a ser sustituidos por otros para el transporte de energía hacia la carga, todo esto en dentro de un software.

(c) Recopilación y procesamiento de información (Tesis, Papers, revistas, etc.) del estado de arte, en el campo de la reconfiguración de redes de distribución dentro de nuestro departamento y país, los cuales serán de gran ayuda para el desarrollo de futuras investigaciones en este área, todo estos esfuerzos apuntando a la creación y desarrollo de software especializado en el tema.

ii) Aporte técnico: En el ámbito técnico podemos mencionar los siguientes aporte como nuestras conclusiones:

(a) Simplifica el proceso de reconfiguración, pues permite graficar la red (el Diagrama Unifilar) sobre una vista de planta, una vez realizado los cálculos y sobre la red graficada señala los puntos con menor flujo de potencia, además permite la conexión y desconexión de tramos de la red en el gráfico; todo esto con el objetivo de poder reconfigurar las redes.

- (b) No cuenta con un límite de barras y elementos en el gráfico, cuenta con una base de datos acordes a las necesidades de la red de distribución.
 - (c) Guarda archivos trabajados en formatos sencillos y fáciles de modificar sin necesidad de acceder al gráfico, además nos permite calcular el flujo de con respecto a cualquiera de las barras.
 - (d) Permite exportar datos al Excel, para realizar análisis de los resultados, lo cual se puede mostrar como una limitación del software.
 - (e) La reconfiguración de la red se realiza para el corto plazo, teniendo que utilizar heurísticos para la selección de los escenarios.
 - (f) En cuanto a los métodos seleccionados para el desarrollo del software, dado las limitaciones que se tuvo en tiempo para el desarrollo de la tesis, el método de Shirmohammadi, resulta de mayor practicidad para aplicar a la red de distribución de la subestación de transformación dolorespata.
- iii) Aporte económico: El aporte económico del software es amplio, pues depende de la magnitud del proceso de reconfiguración y el impacto que esto realiza en la disminución de las pérdidas, para nuestro caso de estudio base al reconfigurar la red se obtuvo una topología que disminuye pérdidas resistivas en un 0.368% con respecto a las pérdidas originadas por la topología actual, este porcentaje transformado en energía durante un periodo de un año es 574,464.51 kW-h y luego estimando el precio de esta energía será de S/. 99,420.66 nuevos soles en un año; lo cual se considera como uno de los tantos aportes económicos que se puede recibir según sea la magnitud del proyecto de reconfiguración.
- iv) Aspecto social: Entre aportes sociales originados por el desarrollo del software puede mencionarse que el software muestra de manera práctica a otros estudiantes de la carrera, las posibilidades de aprovechamiento y aplicación de medios tecnológicos (como son lenguajes de programación); en el desarrollo de productos que complementen nuestra formación profesional y de esta manera lograr

poner en práctica el conocimiento y habilidades adquiridas, durante nuestra formación universitaria en nuestra facultad.

2) Como aportes obtenidos del primer objetivo específico encontramos lo siguiente:

i) Aporte Académico: Como aporte académico, destaca lo siguiente:

Las pérdidas resistivas en la red, calculadas por el método iterativo utilizado en el paper, sirven para estimar el valor de pérdidas en un sistema de distribución de gran tamaño.

ii) Aporte Técnico: Se da alternativas de nuevas topologías que se pueden aplicar a los alimentadores críticos de la SET Dolorespata, mostrando una reducción significativa en las pérdidas resistivas que tiene la actual configuración con respecto a la encontrada mediante el uso del software.

iii) Aporte Económico: Una topología nueva planificada bajo el criterio de reducción de pérdidas resistivas, genera un ahorro de energía mensual de aproximadamente 47,872.04 kW-h lo cual en un año sería 574,464.51 kW-h y esta cantidad de energía expresada en nuevos soles equivale a S/. 99,420.66 nuevos soles.

iv) Aporte Social: Reducir pérdidas resistivas significaría una mejor calidad de servicio a los usuarios, una distribución más eficiente en beneficio de las empresas del grupo FONAFE (Fondo Nacional de Financiamiento de Empresas del Estado), al darse la operación de la red con menor cantidad de pérdidas resistivas, existe un ahorro de energía y dinero; lo cual aumenta la eficiencia de la empresa distribuidora y en el capital del sector público, que al final beneficia a toda la sociedad.

3) Como aportes obtenidos del segundo objetivo específico encontramos lo siguiente:

i) Aporte Académico: La información que se pone en este trabajo de tesis, así como el método de la investigación consiste en la revisión e investigación de los métodos existentes en este campo; información que se encontró en instituciones de renombre mundial como la IEEE,

información que se pone como anexo en la tesis, así como el criterio que se aplicó para poder seleccionar dicho método. Lo cual significa un gran aporte para posteriores investigaciones en nuestra facultad sobre el tema.

- ii) Aporte Técnico: La selección del método de reconfiguración propuesto, mejora el proceso técnico que se realiza hoy en día para reconfigurar redes primarias de un sistema distribución, mediante la aplicación de metodologías técnicas informáticas para este tipo de procesos.
 - iii) Aporte Económico: En lo económico, el aporte de la investigación: consiste principalmente en la reducción de tiempos de horas hombre para la selección de una nueva topología.
 - iv) Aporte Social: En lo social se concluye que la selección de un método, permite a un estudiante e investigador poder conocer nuevos círculos sociales de la ingeniería eléctrica y poder relacionarse con profesionales de otras partes del mundo ya sea por medios informáticos (chat, paper, redes sociales, etc.) o medios directos (entrevistas telefónicas, entrevistas en vivo).
- 4) Como aportes obtenidos del tercer objetivo específico encontramos lo siguiente:
- i) Aspecto Académico: Se concluye que la reconfiguración de redes de distribución en nuestro departamento:
 - (a) Los valores de la relación R/X , encontrada en los alimentadores de la S.E.T. Dolorespata van desde 0.099508506-10.26993743, siendo el valor más pequeño, para un conductor de 500mm² tipo CU-Desnudo, y el mayor valor para conductor de 3mm² tipo AAAC, en instalaciones aéreas. Para conductores subterráneos, encontramos los valores de esta relación, entre 0.117857143-1.067961165 siendo el valor más pequeño para un conductor tipo NKY de 16mm² y el mayor valor para un conductor tipo N2XSEY de 170mm². En los conductores de un mismo tipo de sección, sometidos a tensiones de 10.5kV, 22.9kV y 13.2kV, se pudo observar que:

- En conductores aéreos, los valores de las resistencias no varían; el valor de las reactancias en los conductores, va en aumento a medida que el nivel de tensión crece.
- En el caso de conductores subterráneos, los valores de resistencias y reactancias se mantienen constantes.

(b) El sistema de distribución alimentado por la Subestación de transformación Dolorespata; posee una configuración topológica del tipo radial con uniones, que al conectarse con las redes de la Subestación de transformación QUENCORO forma una configuración topológica de tipo mallado.

Los valores de la relación R/X; muestran que en redes de distribución subterránea los valores de reactancia y resistencia se aproximan en valor, cuando la sección del conductor aumenta y tienen bastante diferencia mientras más pequeña es la sección del conductor. En redes de distribución aéreas, la relación R/X tiene mayor valor que en los conductores subterráneos; cuando la sección del conductor es menor, la resistencia y la reactancia tienen valores muy diferentes en magnitud. Mientras que el valor R/X disminuye para un conductor de mayor sección, es decir que los conductores de mayor sección presentan resistencias y reactancias de similar valor. Esto muestra que en redes aéreas, se presenta mayor pérdida de potencia en conductores de menor sección que transmitan potencias muy elevadas, esto explica que las redes deben de ser dimensionadas basados en diseño original, evitando en las labores de mantenimiento reponer tramos de conductor con secciones diferentes a las del diseño.

Tipo de conductor	sección min [mm ²]	Sección n máx. [mm ²]	R/X min	R/X máx.
N2YSY	35	50	0.29400387	0.37958115
N2YCY	35	50	0.29400387	0.37958115
NKBA	35	150	0.21863118	0.734375

N2XSEY	25	170	0.20956399	1.06796111
NYN	25	150	0.17565698	0.7559055
NA2XSA	35	70	0.1653085	0.22522523
NKY	16	150	0.11785714	0.734375

ii) Aspecto Técnico: Se concluye que el aporte técnico encontrado de desarrollar el software REPLAN, en la reconfiguración de los alimentadores críticos de la S.E.T. Dolorespata son los siguientes:

- (a) Se realiza aplicando criterios heurísticos, que viene a definirse como la experiencia obtenida en similares situaciones del pasado, para la operación actual, de la red de distribución, que posee el operador de turno, todo esto se realiza en el horizonte de corto plazo; mediante maniobras en subestaciones tipo caseta, de la red de distribución que corresponde a la Subestación de transformación dolorespata.
- (b) En la ciudad del cusco se realiza reconfiguración de redes de distribución a corto, mediano y largo plazo. Estos dos últimos horizontes de planificación, son de reciente aplicación en la red de distribución que corresponde a la S.E.T. Dolorespata por parte de la empresa concesionaria, que ya tiene estudios de ingeniería, donde se proyecta la creación de nuevos alimentadores en el mediano y largo plazo, para aliviar sobrecargas en los alimentadores que se vienen operando en la actualidad.
- (c) El cálculo de flujo de potencia en la configuración actual de estos alimentadores, da como resultados pérdidas por efecto joule de 3.6%.

iii) Aporte Económico: El algoritmo desarrollado con el método seleccionado y aplicado a los alimentadores críticos de la S.E.T. concluye en los siguientes aportes:

- (a) Se redujo las pérdidas de distribución en la simulación, en un porcentaje de 0.368% lo cual significa un ahorro.

iv) Aporte Social: En el aporte social, la aplicación del método seleccionado a la red primaria de los alimentadores críticos de la S.E.T. Dolorespata, consiste principalmente en mostrar un campo

esfuerzo de investigación para la elaboración de nuevos proyectos de reconfiguración de redes de distribución mediante el uso de algoritmos y la utilización de herramientas informáticas que hoy en día tenemos a nuestro alcance.

ANEXO 10

ESCENARIOS HEURISTICOS 2, 3, 4, 5, 6

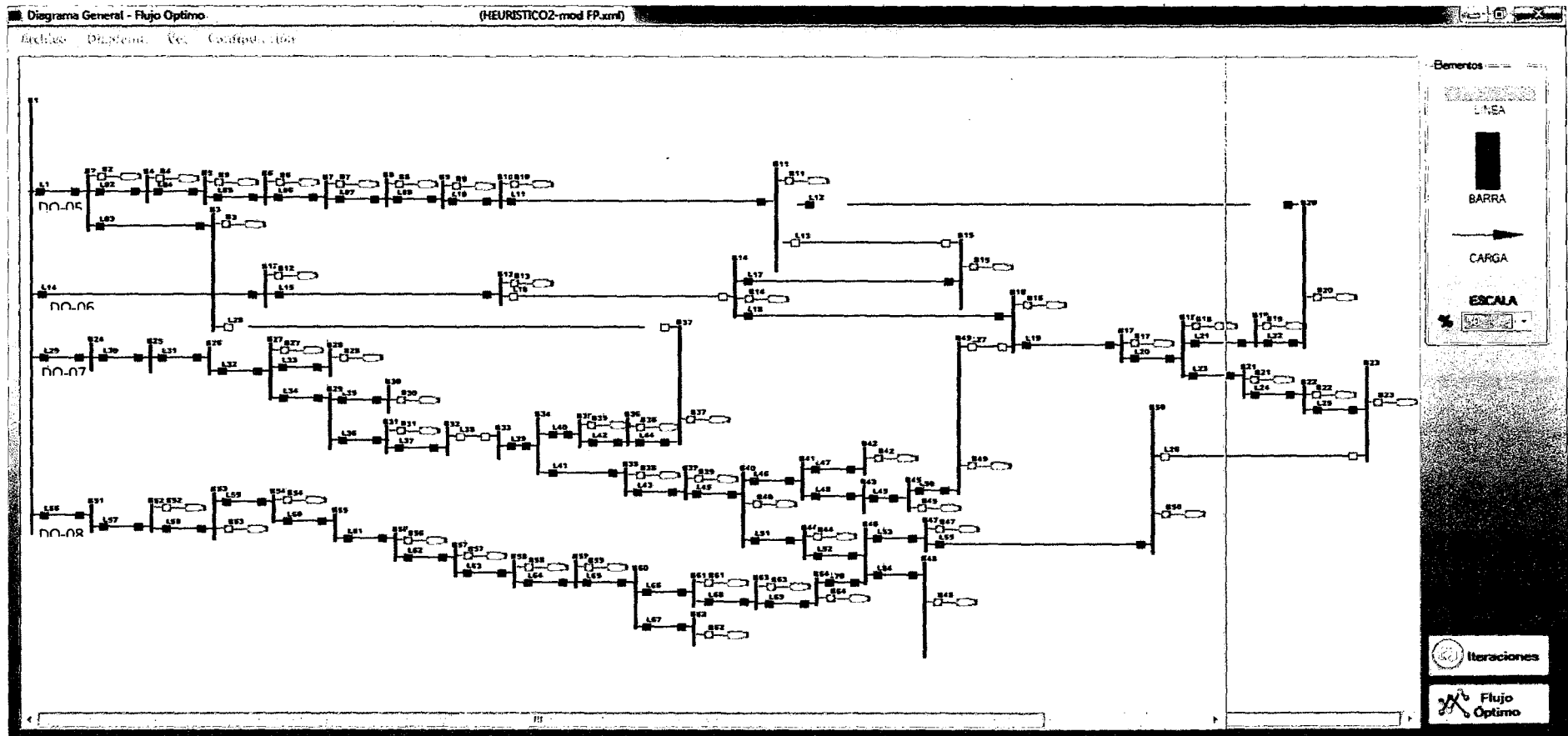
Anexo 10

COMPARACION DE ESCENARIOS CALCULADOS

Los siguientes gráficos corresponden a los escenarios heurísticos 2, 3, 4, 5, 6.

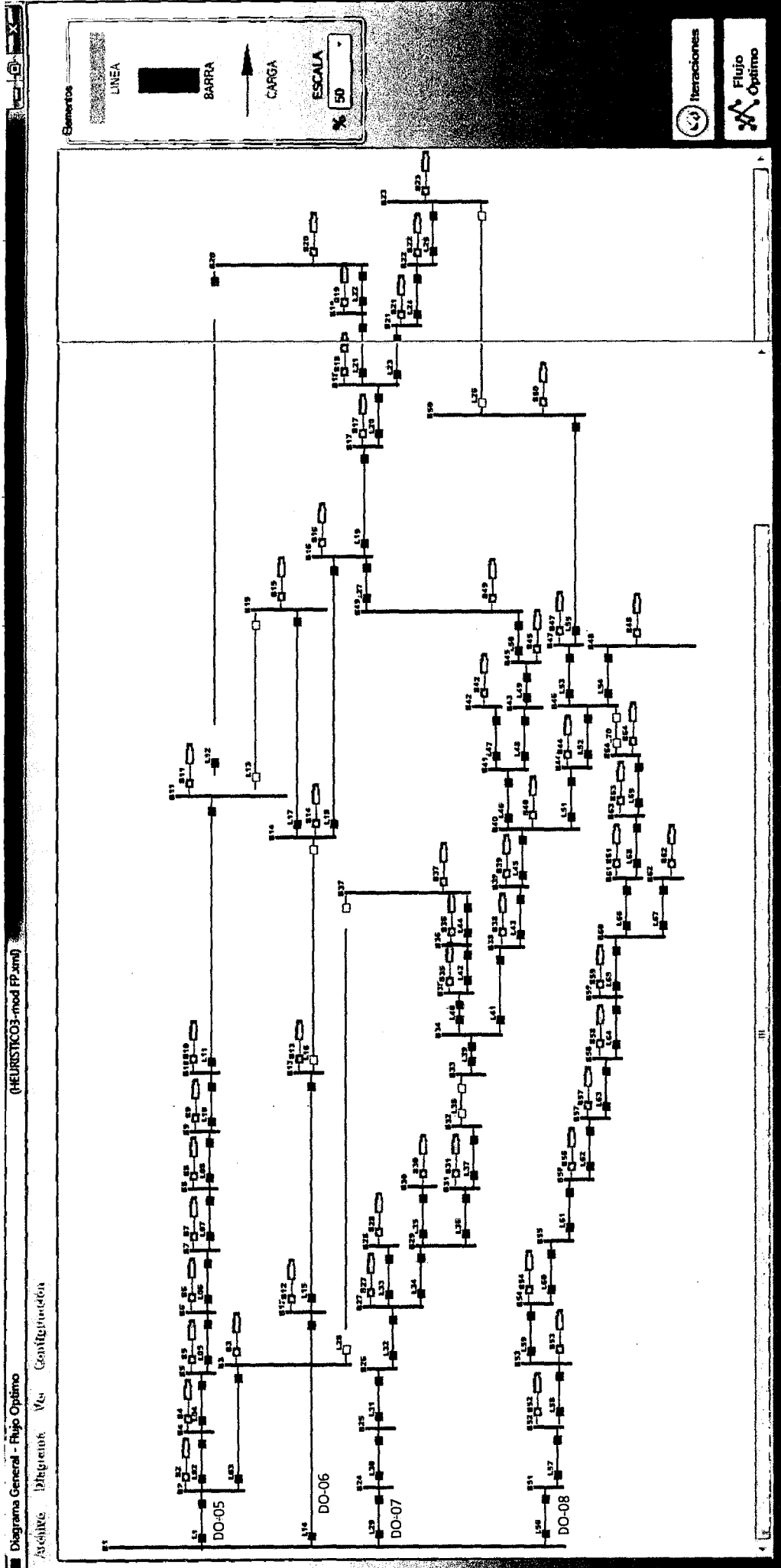
Gráficos y Tablas de resultados de corrientes de Línea, Corrientes de Carga en barra, Tensiones de Barra y Comparación de Pérdidas de potencia.

DIAGRAMA ESCENARIO HEURISTICO2



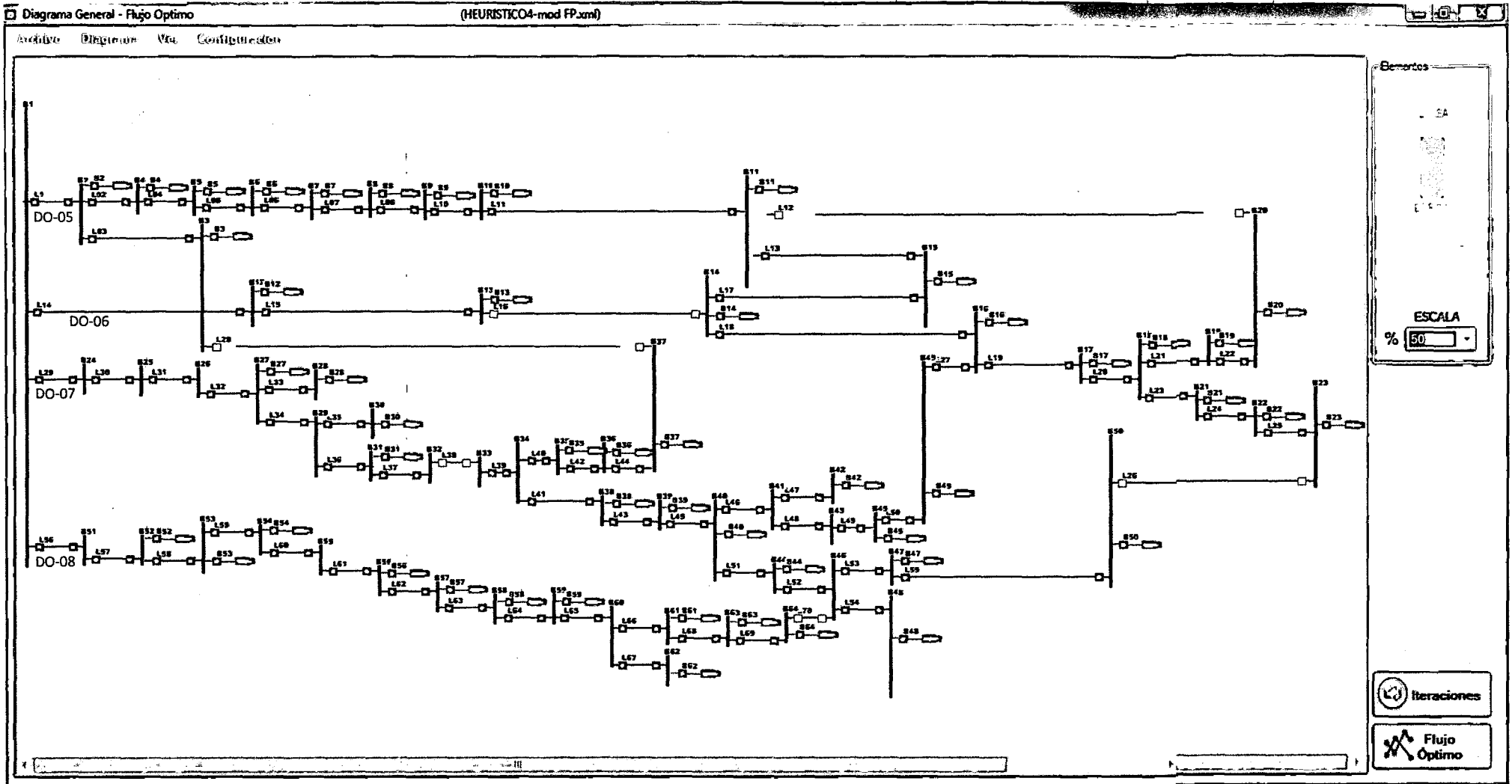
Fuente: Elaboración propia.

DIAGRAMA ESCENARIO HEURISTICO3



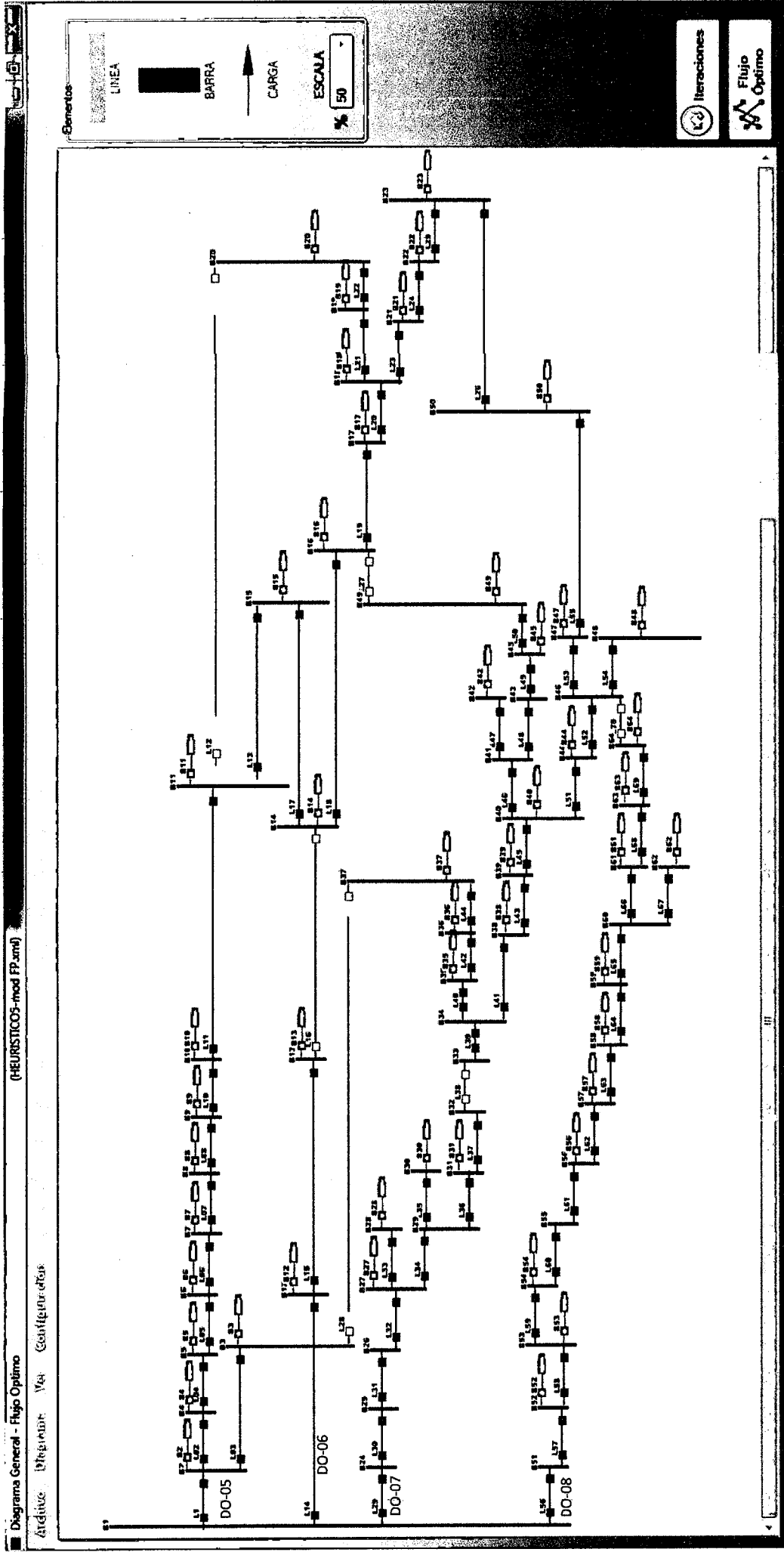
Fuente: Elaboración propia.

DIAGRAMA ESCENARIO HEURISTICO4



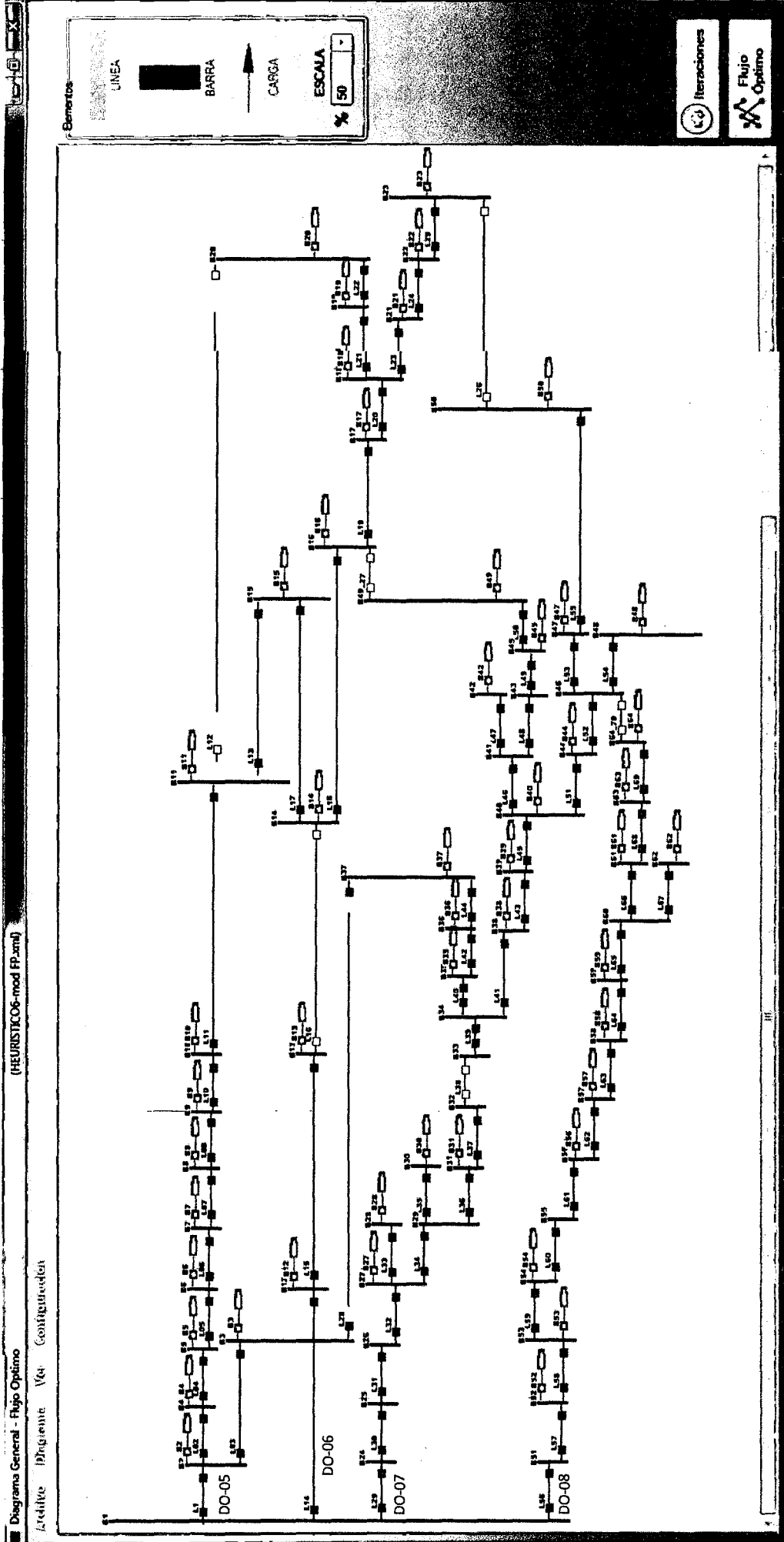
Fuente: Elaboración propia.

DIAGRAMA ESCENARIO HEURISTICOS



Fuente: Elaboración propia.

DIAGRAMA ESCENARIO HEURÍSTICO6

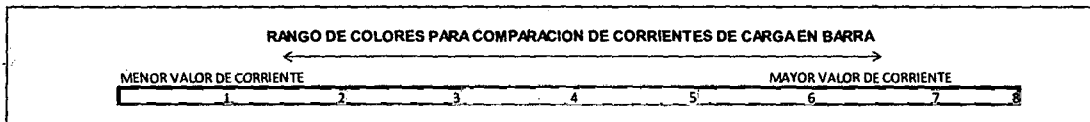


Fuente: Elaboración propia.

COMPARACION DE CORRIENTES DE CARGA EN BARRA POR ESCENARIO						
	HEURISTICO1	HEURISTICO2	HEURISTICO3	HEURISTICO4	HEURISTICO5	HEURISTICO6
l b1	0	0	0	0	0	0
l b2	0.00461718	0.00461742	0.00464622	0.00464477	0.00464597	0.0046407
l b3	0.0026158	0.00261593	0.00263225	0.00263143	0.00263211	0.00263483
l b4	0.0058035	0.00580393	0.00585614	0.00585349	0.00585567	0.00583336
l b5	0.00883578	0.00883663	0.00894079	0.00893549	0.00893985	0.0088817
l b6	0.01198553	0.01198697	0.01216251	0.01215353	0.01216092	0.01204843
l b7	0.03205275	0.03205816	0.03272053	0.03268632	0.03271443	0.03222415
l b8	0.00234847	0.002349	0.00241889	0.00241543	0.0024183	0.00236133
l b9	0.00809086	0.00809316	0.00841028	0.00839491	0.00840779	0.00813621
l b10	0.00296857	0.00296944	0.00308853	0.00308269	0.00308757	0.00298524
l b11	0.01501375	0.01501876	0.01567484	0.01564141	0.0156691	0.01509867
l b12	0.00045014	0.00045014	0.00045014	0.00045014	0.00045014	0.00045014
l b13	0.00396171	0.00396171	0.00396171	0.00396171	0.00396171	0.00396171
l b14	0.02246272	0.02260705	0.02392889	0.0235261	0.02357285	0.02259116
l b15	0.01044465	0.01053435	0.01115058	0.01091466	0.01093521	0.01050412
l b16	0.00311869	0.00313095	0.00331371	0.00327463	0.00328153	0.00313659
l b17	0.00817043	0.00818233	0.00863815	0.00858054	0.00861985	0.00821751
l b18	0.00120281	0.0012025	0.0012673	0.00126332	0.0012713	0.00120975
l b19	0.00202094	0.00201467	0.00211671	0.00212263	0.00213605	0.00203261
l b20	0.00240601	0.00239202	0.00250574	0.0025271	0.00254307	0.00241991
l b21	0.01336831	0.01336489	0.01408711	0.01404273	0.01416344	0.0134457
l b22	0.00366661	0.00366567	0.00386441	0.00385218	0.00389785	0.0036879
l b23	0.04938978	0.04937712	0.05205827	0.05189331	0.05259697	0.04967696
l b24	0	0	0	0	0	0
l b25	0	0	0	0	0	0
l b26	0	0	0	0	0	0
l b27	0.00146293	0.00146293	0.00146293	0.00146293	0.00146293	0.00146293
l b28	0.00182309	0.00182309	0.00182309	0.00182309	0.00182309	0.00182309
l b29	0	0	0	0	0	0
l b30	0.00180104	0.00180104	0.00180104	0.00180104	0.00180104	0.00180104
l b31	0.00067524	0.00067524	0.00067524	0.00067524	0.00067524	0.00067524
l b32	0	0	0	0	0	0
l b33	0	0	0	0	0	0
l b34	0	0	0	0	0	0
l b35	0.00155598	0.00155598	0.0016888	0.00166764	0.00169197	0.00151391
l b36	0.00167592	0.00167592	0.00181901	0.00179622	0.00182244	0.00162635
l b37	0.00359285	0.00359285	0.0038999	0.00385094	0.00390725	0.0034479
l b38	0.00442673	0.00442673	0.00480425	0.00474414	0.00481328	0.00433128
l b39	0.00382789	0.00382789	0.00415422	0.00410227	0.00416202	0.00375062
l b40	0.00251118	0.00251118	0.00272509	0.00269104	0.00273021	0.0024659
l b41	0	0	0	0	0	0
l b42	0.00047873	0.00047873	0.00051841	0.00051195	0.00052057	0.00047008
l b43	0	0	0	0	0	0

l b44	0.00203018	0.00203018	0.00220818	0.00218053	0.00220673	0.0019978
l b45	0.02850429	0.02850429	0.03081059	0.03042751	0.03099921	0.0279887
l b46	0	0	0	0	0	0
l b47	0.00405505	0.00405505	0.00443006	0.00437423	0.00438633	0.0040057
l b48	0.00595703	0.00595703	0.00650662	0.00642483	0.00647229	0.0058847
l b49	0.01404053	0.01404053	0.01494063	0.01476342	0.01527449	0.01378443
l b50	0.02576708	0.02576708	0.02815123	0.02779625	0.02784577	0.02545335
l b51	0	0	0	0	0	0
l b52	0.00717437	0.00717437	0.00707244	0.00707244	0.00707244	0.00707244
l b53	0.01263264	0.01263264	0.01244301	0.01244301	0.01244301	0.01244301
l b54	0.03992638	0.03992638	0.03929509	0.03929509	0.03929509	0.03929509
l b55	0	0	0	0	0	0
l b56	0.00523985	0.00523985	0.00514542	0.00514542	0.00514542	0.00514542
l b57	0.00233706	0.00233706	0.00228912	0.00228912	0.00228912	0.00228912
l b58	0.00351842	0.00351842	0.00343706	0.00343706	0.00343706	0.00343706
l b59	0.0024708	0.0024708	0.00240789	0.00240789	0.00240789	0.00240789
l b60	0	0	0	0	0	0
l b61	0.00295112	0.00295112	0.00286874	0.00286874	0.00286874	0.00286874
l b62	0.00353804	0.00353804	0.00344241	0.00344241	0.00344241	0.00344241
l b63	0.00059179	0.00059179	0.00057406	0.00057406	0.00057406	0.00057406
l b64	0.02729465	0.02729465	0.02642078	0.02642078	0.02642078	0.02642078

Fuente: Elaboración propia.

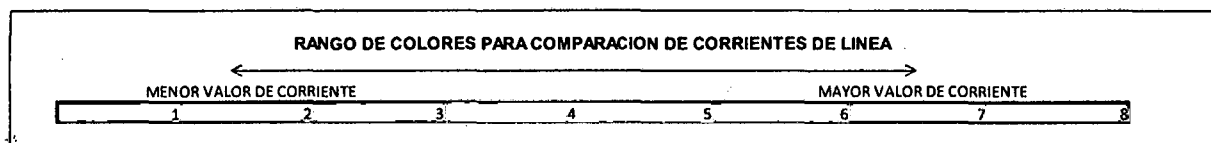


COMPARACION DE CORRIENTES DE LINEA POR ESCENARIO						
	HEURISTICO1	HEURISTICO2	HEURISTICO3	HEURISTICO4	HEURISTICO5	HEURISTICO6
II1	0.21058316	0.21082096	0.32613887	0.32376763	0.32638235	0.30848753
II02	0.20335018	0.2035876	0.31886039	0.31649143	0.31910428	0.20449129
II03	0.0026158	0.00261593	0.00263225	0.00263143	0.00263211	0.09935554
II04	0.19754667	0.19778367	0.31300426	0.31063794	0.31324861	0.19865793
II05	0.18871089	0.18894704	0.30406347	0.30170245	0.30430876	0.18977623
II06	0.17672536	0.17696007	0.29190095	0.28954892	0.29214784	0.1777278
II07	0.14467261	0.14490191	0.25918042	0.2568626	0.25943342	0.14550365
II08	0.14232415	0.14255291	0.25676154	0.25444717	0.25701511	0.14314232
II10	0.13423329	0.13445976	0.24835125	0.24605226	0.24860732	0.13500611
II11	0.13126472	0.13149031	0.24526272	0.24296957	0.24551975	0.13202087
II14	0.00441185	0.00441185	0.00441185	0.00441185	0.00441185	0.00441185
II15	0.00396171	0.00396171	0.00396171	0.00396171	0.00396171	0.00396171
II16	0.10580631	0.01053435	0.01115058	0.2164135	0.21891545	0.10641808
II17	0.08334358	0.03314139	0.03507948	0.1928874	0.1953426	0.08382692
II18	0.0802249	0.03627234	0.1450502	0.08428181	0.19206107	0.08069033
II19	0.07205446	0.04445468	0.15368834	0.07570128	0.18344123	0.07247282

1120	0.00442695	0.11206486	0.22496544	0.00464973	0.00467912	0.00445252
1121	0.0664247	0.06640768	0.0700098	0.06978823	0.1774908	0.06681055
1123	0.00240601	0.11407953	0.22708214	0.0025271	0.00254307	0.00241991
1122	0.05305639	0.0530428	0.05592268	0.0557455	0.16332736	0.05336486
1124	0.04938978	0.04937712	0.05205827	0.05189331	0.15942951	0.04967696
1125	0.0057623	0.0057623	0.0057623	0.0057623	0.0057623	0.0057623
1129	0.0057623	0.0057623	0.0057623	0.0057623	0.0057623	0.0057623
1130	0.0057623	0.0057623	0.0057623	0.0057623	0.0057623	0.0057623
1131	0.0057623	0.0057623	0.0057623	0.0057623	0.0057623	0.0057623
1132	0.00182309	0.00182309	0.00182309	0.00182309	0.00182309	0.00182309
1133	0.00247628	0.00247628	0.00247628	0.00247628	0.00247628	0.00247628
1134	0.00180104	0.00180104	0.00180104	0.00180104	0.00180104	0.00180104
1135	0.00067524	0.00067524	0.00067524	0.00067524	0.00067524	0.00067524
1136	0	0	0	0	0	0
1137	0	0	0	0	0	0
1138	0.00682475	0.00682475	0.00740771	0.00731479	0.00742166	0.09013255
1139	0.00682475	0.00682475	0.00740771	0.00731479	0.00742166	0.09013255
1140	0.00526877	0.00526877	0.00571891	0.00564715	0.00572969	0.09164646
1141	0.00359285	0.00359285	0.0038999	0.00385094	0.00390725	0.09327281
1142	0.01125148	0.01125148	0.01221196	0.01205893	0.01223494	0.08580127
1144	0.01507937	0.01507937	0.01636618	0.0161612	0.01639696	0.08205065
1143	0.04302355	0.04302355	0.06038737	0.05962809	0.04679426	0.04224321
1145	0.00047873	0.00047873	0.00051841	0.00051195	0.00052057	0.00047008
1146	0.04254482	0.04254482	0.06090578	0.06014003	0.04627369	0.04177312
1147	0.04254482	0.04254482	0.06090578	0.06014003	0.04627369	0.04177312
1148	0.01404053	0.01404053	0.09171637	0.09056754	0.01527449	0.01378443
1149	0.0606141	0.0606141	0.0412961	0.04077584	0.06592143	0.03734154
1150	0.06264429	0.06264429	0.03908792	0.03859531	0.06812816	0.03534375
1151	0.02982213	0.02982213	0.03258129	0.03217048	0.07460045	0.02945905
1152	0.00595703	0.00595703	0.00650662	0.00642483	0.00647229	0.0058847
1153	0.02576708	0.02576708	0.02815123	0.02779625	0.07898677	0.02545335
1154	0.20609857	0.20609857	0.10539602	0.10539602	0.10539602	0.10539602
1155	0.20609857	0.20609857	0.10539602	0.10539602	0.10539602	0.10539602
1156	0.19892421	0.19892421	0.09832358	0.09832358	0.09832358	0.09832358
1157	0.18629156	0.18629156	0.08588057	0.08588057	0.08588057	0.08588057
1158	0.14636518	0.14636518	0.04658548	0.04658548	0.04658548	0.04658548
1159	0.14636518	0.14636518	0.04658548	0.04658548	0.04658548	0.04658548
1160	0.14112534	0.14112534	0.04144006	0.04144006	0.04144006	0.04144006
1161	0.13878828	0.13878828	0.03915094	0.03915094	0.03915094	0.03915094
1162	0.13526986	0.13526986	0.03571388	0.03571388	0.03571388	0.03571388
1163	0.13279905	0.13279905	0.03330599	0.03330599	0.03330599	0.03330599
1164	0.12926101	0.12926101	0.02986358	0.02986358	0.02986358	0.02986358
1165	0.00353804	0.00353804	0.00344241	0.00344241	0.00344241	0.00344241
1166	0.12630989	0.12630989	0.02699484	0.02699484	0.02699484	0.02699484
1167	0.1257181	0.1257181	0.02642078	0.02642078	0.02642078	0.02642078

II68	0.09842344	0.09842344	0.10665701	0.10533096	0.10683254	0.09672071
II69	0.11625096	0.11647156	0.22958789	0.22732816	0.22985066	0.1169222

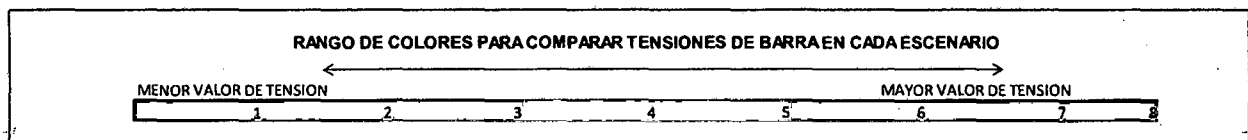
Fuente: Elaboración propia.



COMPARACIONES DE TENSIONES EN BARRA POR ESCENARIO						
	HEURISTICO1	HEURISTICO2	HEURISTICO3	HEURISTICO4	HEURISTICOS	HEURISTICO6
V' b1	1	1	1	1	1	1
V' b2	0.98822574	0.98818933	0.98159537	0.98183971	0.98162169	0.98274398
V' b3	0.98816276	0.98812634	0.98153195	0.9817763	0.98155827	0.98034276
V' b4	0.98331013	0.98325798	0.9738148	0.97416471	0.97385249	0.97779727
V' b5	0.97853371	0.97846583	0.96617443	0.9666299	0.9662235	0.97299056
V' b6	0.97391908	0.9738353	0.95866654	0.95922864	0.9587271	0.96834657
V' b7	0.96497122	0.96485458	0.94373897	0.94452151	0.9438233	0.95934153
V' b8	0.95546875	0.95532067	0.92660444	0.92761831	0.9267005	0.94978036
V' b9	0.94612031	0.94594082	0.90962871	0.91087371	0.90973648	0.94037412
V' b10	0.94495726	0.94477036	0.90744061	0.9087318	0.90755559	0.9392031
V' b11	0.94052911	0.94031341	0.89902611	0.90049703	0.89916914	0.93474461
V' b12	0.99965297	0.99965297	0.99965297	0.99965297	0.99965297	0.99965297
V' b13	0.99952582	0.99952582	0.99952582	0.99952582	0.99952582	0.99952582
V' b14	0.93608034	0.92675281	0.86948655	0.89159939	0.89013632	0.93026801
V' b15	0.93809116	0.92655198	0.86927209	0.89572436	0.89433359	0.93229193
V' b16	0.93425799	0.92747936	0.87026241	0.88737065	0.88582522	0.92843375
V' b17	0.93251387	0.92826994	0.87345172	0.88553137	0.88161052	0.92667822
V' b18	0.93107384	0.92916178	0.87658003	0.88400886	0.87788628	0.92522806
V' b19	0.9309374	0.93263669	0.88364152	0.88386477	0.87774109	0.92509069
V' b20	0.93086646	0.93602089	0.89046078	0.88378984	0.87766559	0.92501925
V' b21	0.92945493	0.92753583	0.87484636	0.88229817	0.87349762	0.92359794
V' b22	0.92760045	0.92567329	0.87286026	0.88033839	0.8677041	0.9217306
V' b23	0.92669882	0.92476775	0.87189463	0.87938557	0.86475026	0.92082272
V' b24	0.99996011	0.99996011	0.99996011	0.99996011	0.99996011	0.99996011
V' b25	0.99982599	0.99982599	0.99982599	0.99982599	0.99982599	0.99982599
V' b26	0.99968712	0.99968712	0.99968712	0.99968712	0.99968712	0.99968712
V' b27	0.99961559	0.99961559	0.99961559	0.99961559	0.99961559	0.99961559
V' b28	0.99957797	0.99957797	0.99957797	0.99957797	0.99957797	0.99957797
V' b29	0.99954676	0.99954676	0.99954676	0.99954676	0.99954676	0.99954676
V' b30	0.99933454	0.99933454	0.99933454	0.99933454	0.99933454	0.99933454
V' b31	0.99952865	0.99952865	0.99952865	0.99952865	0.99952865	0.99952865

V' b32	0.99952865	0.99952865	0.99952865	0.99952865	0.99952865	0.99952865
V' b33	0.91999659	0.91999659	0.85424571	0.87166266	0.85162849	0.96012433
V' b34	0.91999659	0.91999659	0.85424571	0.87166266	0.85162849	0.96012433
V' b35	0.91969624	0.91969624	0.85392153	0.87134439	0.8513034	0.96403796
V' b36	0.919501	0.919501	0.85371263	0.8711412	0.85109364	0.96731776
V' b37	0.91911122	0.91911122	0.85329191	0.87072816	0.85067174	0.97730082
V' b38	0.92009286	0.92009286	0.85434877	0.87176296	0.85173197	0.95889472
V' b39	0.92030965	0.92030965	0.85458082	0.87198881	0.85196496	0.95729568
V' b40	0.92076359	0.92076359	0.85506671	0.87246171	0.85245284	0.95490609
V' b41	0.91966381	0.91966381	0.85659048	0.87394458	0.85127043	0.9538627
V' b42	0.91964334	0.91964334	0.85656865	0.87392334	0.85124843	0.95384328
V' b43	0.91911821	0.91911821	0.85736147	0.87469489	0.85068384	0.95334507
V' b44	0.9224848	0.9224848	0.85390801	0.87133416	0.85430317	0.95387999
V' b45	0.91869793	0.91869793	0.8579546	0.87527125	0.8502325	0.95294772
V' b46	0.92574048	0.92574048	0.85190039	0.86938054	0.85780297	0.95210222
V' b47	0.92419459	0.92419459	0.85022666	0.86775186	0.86163391	0.95062023
V' b48	0.92557294	0.92557294	0.85171907	0.86920409	0.85762315	0.95194159
V' b49	0.91709506	0.91709506	0.86838865	0.885538	0.84849378	0.95138733
V' b50	0.92390931	0.92390931	0.84991779	0.8674513	0.86249992	0.95034674
V' b51	0.96906734	0.96906734	0.98451065	0.98451065	0.98451065	0.98451065
V' b52	0.96316201	0.96316201	0.98155359	0.98155359	0.98155359	0.98155359
V' b53	0.96112535	0.96112535	0.98056822	0.98056822	0.98056822	0.98056822
V' b54	0.95921628	0.95921628	0.97970732	0.97970732	0.97970732	0.97970732
V' b55	0.95797701	0.95797701	0.97931747	0.97931747	0.97931747	0.97931747
V' b56	0.95546802	0.95546802	0.97853812	0.97853812	0.97853812	0.97853812
V' b57	0.9508689	0.9508689	0.97722051	0.97722051	0.97722051	0.97722051
V' b58	0.94610679	0.94610679	0.97590999	0.97590999	0.97590999	0.97590999
V' b59	0.94192827	0.94192827	0.97483392	0.97483392	0.97483392	0.97483392
V' b60	0.93919298	0.93919298	0.97416486	0.97416486	0.97416486	0.97416486
V' b61	0.93763955	0.93763955	0.97381488	0.97381488	0.97381488	0.97381488
V' b62	0.93895405	0.93895405	0.97393419	0.97393419	0.97393419	0.97393419
V' b63	0.93416929	0.93416929	0.97309171	0.97309171	0.97309171	0.97309171
V' b64	0.93071519	0.93071519	0.97238392	0.97238392	0.97238392	0.97238392

Fuente: Elaboración propia.



COMPARACION DE PERDIDAS POR ESCENARIO PERDIDAS DE POTENCIA EN PORCENTAJE						
NRO DE ITERACION	HEURISTICO1	HEURISTICO2	HEURISTICO3	HEURISTICO4	HEURISTICOS	HEURISTICO6
1	5.617587563	5.753845228	7.717417759	7.097181352	7.631869601	4.395358437
2	6.359914514	6.531311315	9.594487997	8.639933039	9.484652955	4.899339682
3	6.423169135	6.598923108	9.887152411	8.84587446	9.770578581	4.933894465
4	6.427672613	6.603818901	9.929913414	8.872302866	9.812358316	4.93621869
5	6.428055609	6.604238197	9.936381238	8.875738381	9.818620771	4.936381102
6	6.428083052	6.604268577	9.937323249	8.87617858	9.81953309	4.93639227
7	6.428085444	6.604271218	9.937465666	8.8762358	9.819669781	4.936393057
8	6.428085616	6.604271409	9.937486407	8.876243132	9.819689693	4.936393112
9	6.428085632	6.604271426	9.937489543	8.876244085	9.819692676	4.936393116
10	6.428085633	6.604271428	9.93749	8.876244207	9.819693111	4.936393116
11	6.428085633	6.604271428	9.937490069	8.876244223	9.819693176	4.936393116
12	6.428085633	6.604271428	9.937490079	8.876244225	9.819693186	4.936393116
13	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244225	9.819693187	4.936393116
14	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
15	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
16	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
17	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
18	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
19	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
20	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
21	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
22	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
23	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
24	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
25	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
26	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
27	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
28	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
29	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
30	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
31	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
32	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
33	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
34	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
35	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
36	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
37	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
38	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116
39	6.428085633	6.604271428	9.937490081	8.876244226	9.819693187	4.936393116

ANEXO 11

CALCULO ECONOMICO DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA

ANEXO 11
CALCULO ECONOMICO DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA

A	POTENCIA ACTIVA REDUCIDA [kW]	66.49	CALCULOS
B	Periodo de Tiempo[dias]	30	
C	Horas Punta [h]	4	
D	Horas Fuera de Punta [h]	20	
	Energia Perdida [kWh]		
E	Energia Perdida Mensual [kWh]	47,872.80	$AxBxC+AxBxD$
F	Energia Perdida Anual [kWh]	574,473.60	$(AxBxC+AxBxD)x12$

PRECIOS DE TARIFA MT2:

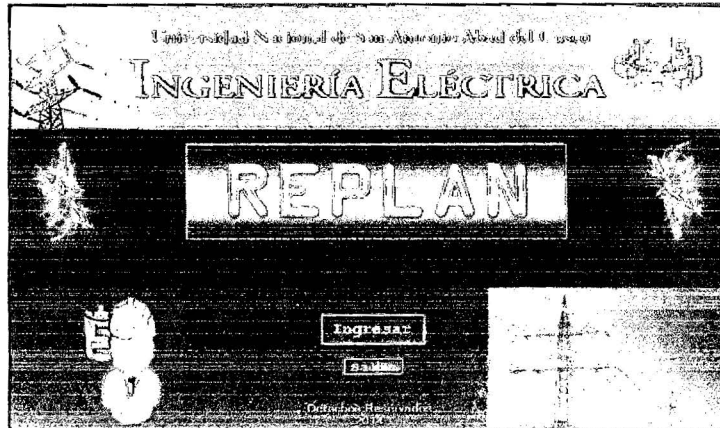
	Cargo por Energía Activa en Punta	20.24	
G	[ctm. S./kW.h]		
	Cargo por Energía Activa Fuera de	16.72	
H	Punta [ctm. S./kW.h]		
	Valorizacion [S/.]		
	Valorizacion mensual [S/.]	S/. 8,285.19	$AxBxCxG+AxBxDxH$
	Valorizacion anual [S/.]	S/. 99,422.23	$(AxBxCxG+AxBxDxH)x12$

ANEXO 12
MANUAL DE INSTALACION

MANUAL DE INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DEL SOFTWARE REPLAN



Manual de Instalación y operación del software REPLAN



En el siguiente manual se podrá encontrar una detallada explicación para la instalación y operación del software REPLAN (elaborado en Visual Studio 2008).

I. Instalación del software REPLAN

1.1. Introducción

Este software permite la reconfiguración de redes de distribución primarias considerando las pérdidas resistivas.

El presente manual describe los requerimientos y consideraciones que se deben de tenerse en cuenta para la instalación correcta del software REPLAN.

1.2. Requerimientos de Instalación

1.2.1. Requerimientos de Hardware

Procesador a partir de Pentium IV

Memoria a partir de 500 mb

1.2.2. Requerimientos de software

Windows vista

Windows 7

Windows 8

Observación: También se debe instalar los programas PDF y EXCEL 2010.

1.3. Instalación

Para realizar la instalación del software REPLAN en un equipo local, se deberá de dar doble clic en el archivo de nombre Instalador.msi (que se encontrara en el CD de instalación) figura 1.1



Figura 1.1

Para proceder a la Instalación seguir la guía que saldrá al iniciar la instalación.

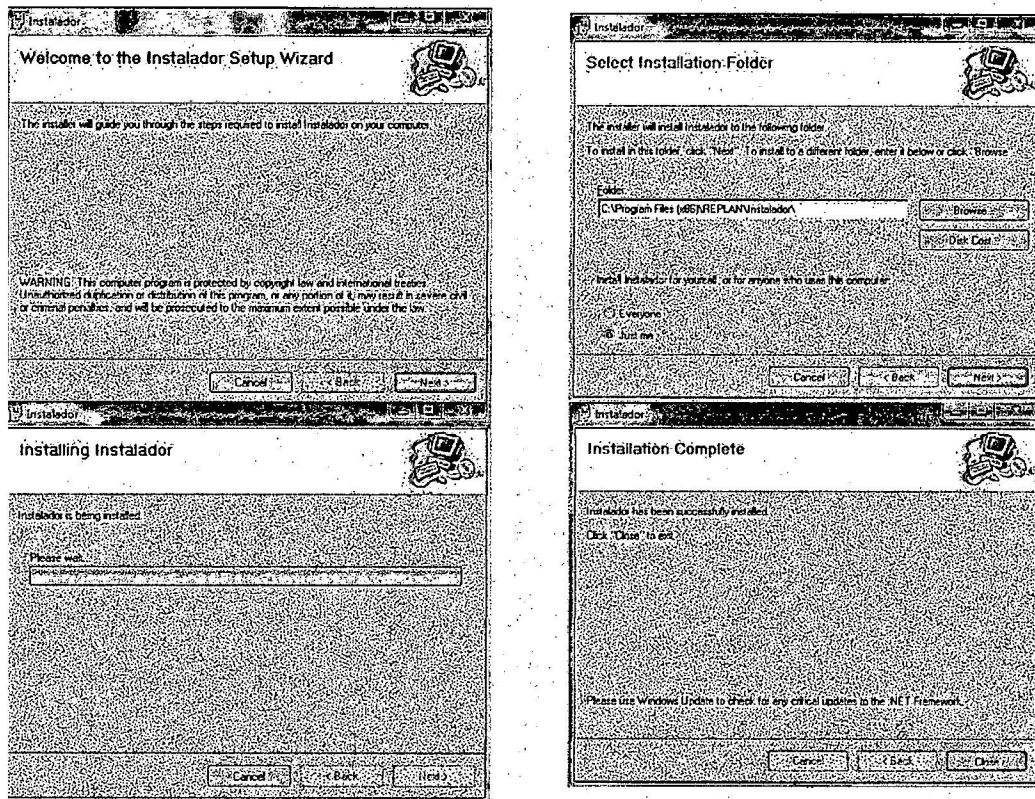


Figura 1.2

Importante: Antes de activar el archivo “RedesElectrica.exe” crear una carpeta (el usuario le asignara el nombre y ubicación), la cual servirá para direccionar los archivos que se trabajaran, ya que el software direcciona los archivos trabajados a la carpeta de instalación (por defecto).

II. Operación del software REPLAN

REPLAN es un software que permite la Reconfiguración de redes de distribución primarias. En este manual se describen en detalle las opciones del programa y los módulos de cálculos principales.

Al ingresar a REPLAN aparece una ventana donde se presentan varias opciones:

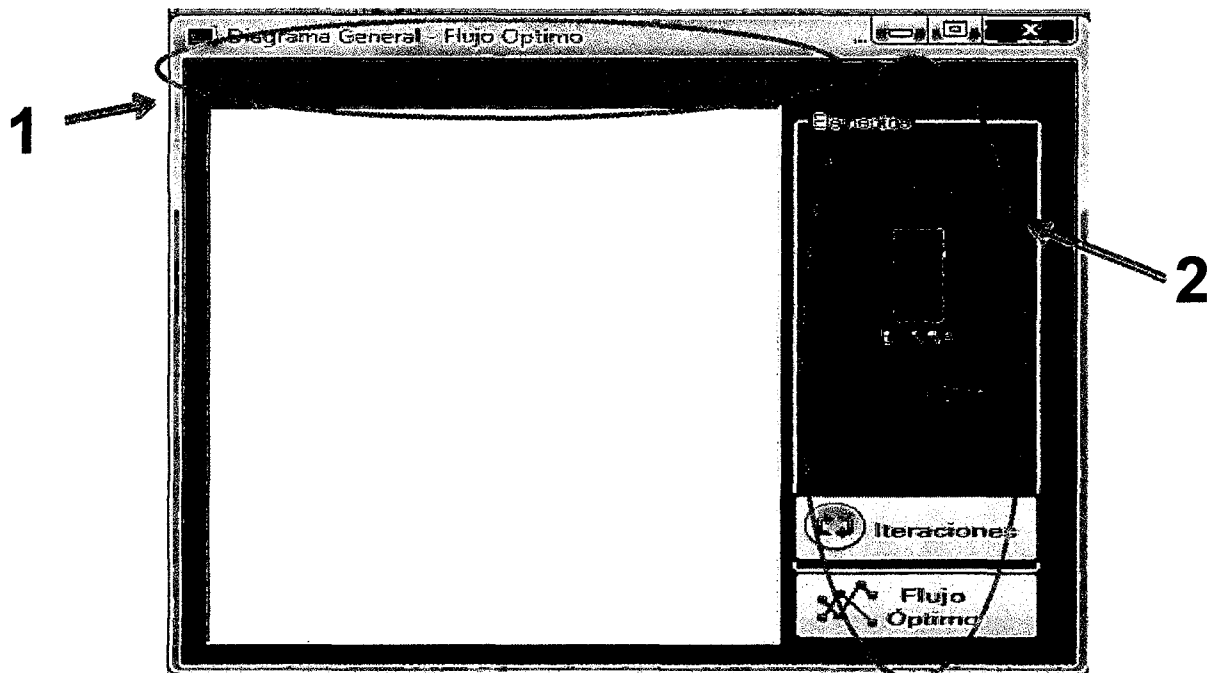


Fig. 1.3. Ventana de interfaz con el usuario


La estructura del software está conformada por 2 barras:


1: barra de herramientas (1), consta de cuatro menús:


- Archivo
- Diagrama
- Ver
- Configuración

2: barra de elementos y cálculos (2), consta de cinco menús, tres para dibujar el diagrama (línea, barra y carga) y dos para los cálculos (Iteraciones y flujo óptimo).

Constan también tres elementos de gráfico:

LINEA:  Representación de una red primaria del sistema de distribución. Al insertar la figura de línea el software ofrece una amplia selección de tipo de material, sección y disposición de conductores.; es necesario que se ingrese la longitud de la red primaria insertada. Así como también el nombre de la línea.

BARRA:  Representación de un nodo de la red. Es necesario definir de manera correcta todos los parámetros (color, dimensión y código) de cada barra o nodo en un inicio ya que modificaciones posteriores pueden llevar a errores en los cálculos.

CARGA:  Representación de una carga cualquiera en el sistema de distribución graficado. Es necesario ingresar desde el principio de manera correcta los valores de potencia activa y reactiva así como el color del gráfico, ya que una vez ingresado por primera vez no es posible cambiar el color ni los valores de potencia ingresados.

El menú archivo está compuesto por los siguientes submenús:

- Nuevo
- Guardar
- Abrir
- Limpiar
- Imprimir
- Salir

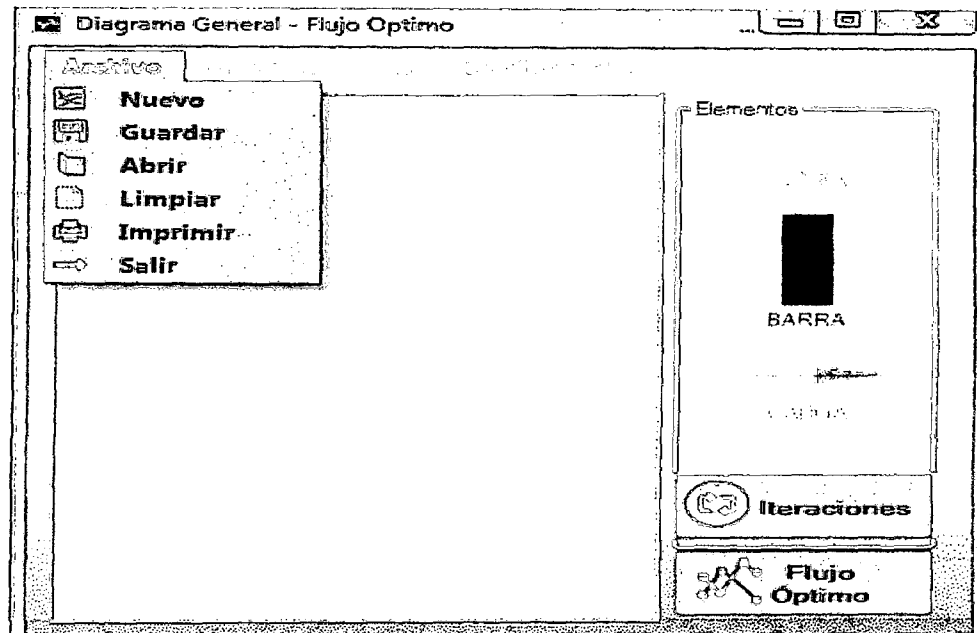


Fig. 1.4. Ventana de interfaz con el usuario

El comando ABRIR proporciona la opción de apertura, de un archivo creado con anterioridad en formato XML.

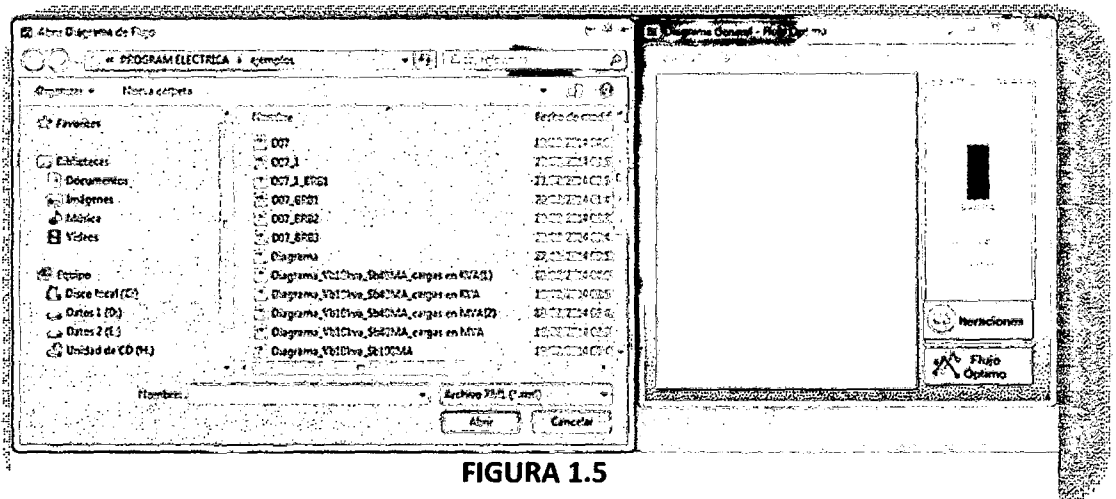


FIGURA 1.5

El comando NUEVO permite crear un archivo en blanco para realizar un nuevo proyecto.

El comando GUARDAR permite archivar un trabajo en formato XML; que viene a ser el tipo de formato del software en el que almacena la información del gráfico.

El comando LIMPIAR permite poner en blanco un diagrama, que previamente se inicio, pero se incurrio en algun error y se requiere redibujar el diagrama.

El comando IMPRIMIR permite enviar a imprimir la figura de proyecto, a un archivo digital sea tipo PDF o fisico según sea el tipo de impresora a la que tenga acceso el equipo.

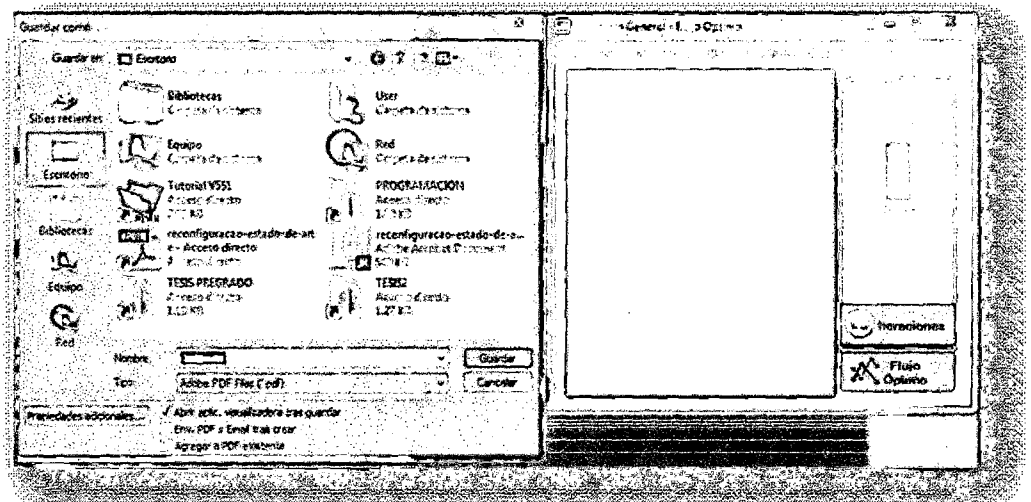


FIGURA 1.6

Para iniciar el software, se inicia colocando los valores base de la tensión y la potencia incluyendo además el número de iteraciones que uno desea que el programa realice.

Para ello uno debe de dirigirse al menú configuración y seleccionar la opción Vb y Sb como se puede observar en la figura 5.6, aparece una ventana para ingresar los datos antes mencionados, una vez ingresados se da aceptar.

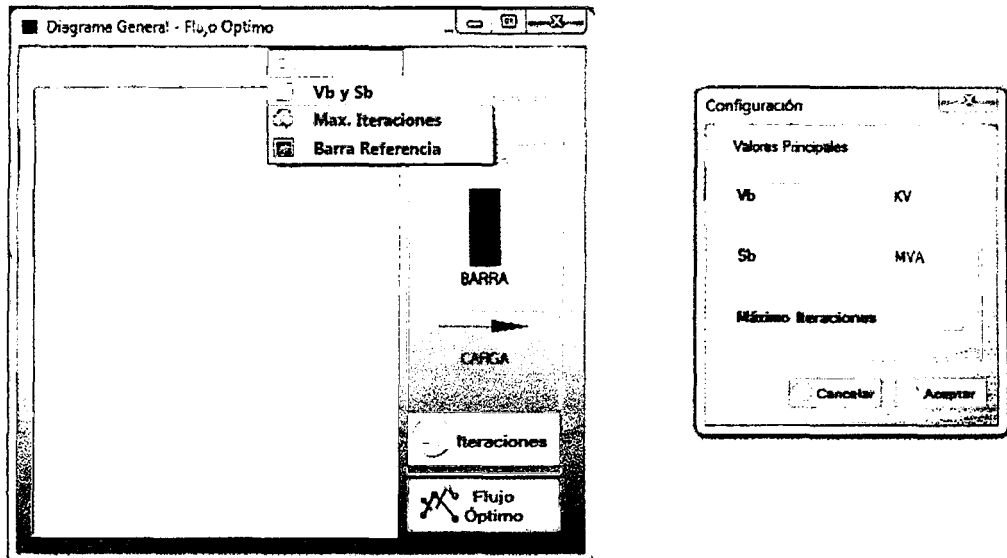


FIGURA 1.7

Una vez ingresados los datos base de la tension y potencia (Vb y Sb) el usuario podra iniciar con el dibujo del diagrama, utilizando **la barra de elementos (2)**; Para iniciar con el dibujo del digrama debera de hacer clic en el elemento de barra (el elemento linea unira a dos barras), el software tiene una base de datos de los tipos de conductores, esta se encuentra en al ingresar el elemento de linea, para un adecuado desarrollo de grafico los codigos de cada elemento no se deberan de repetir.

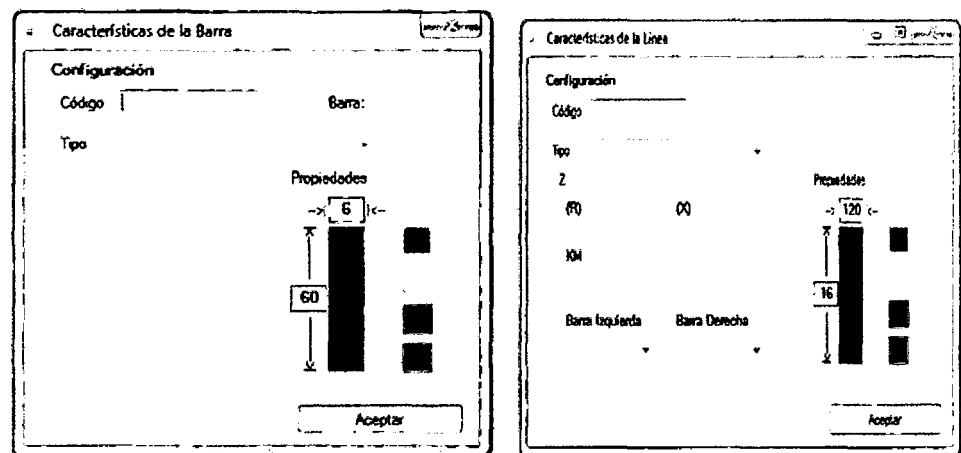


FIGURA 1.8 ventana de datos de elementos (barra y línea)

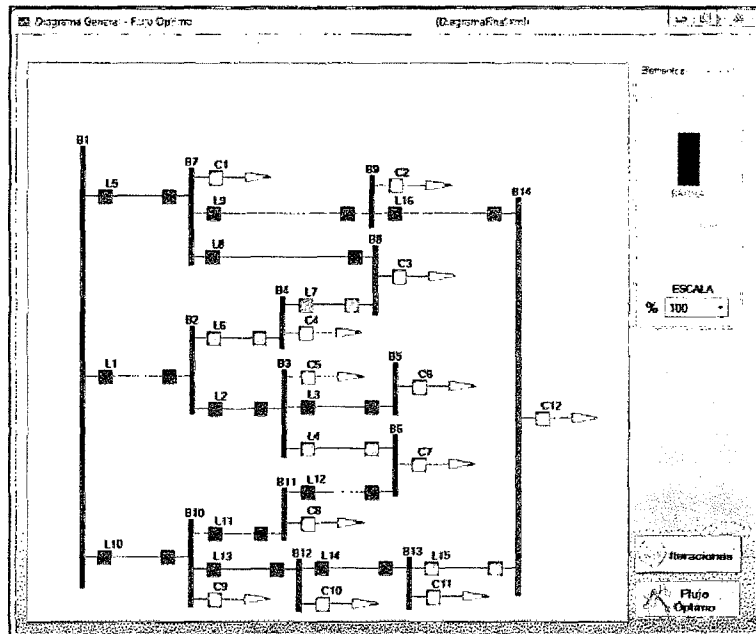


FIGURA 1.9 ventana de grafico (Diagrama concluido)

Una vez culminado el grafico del diagrama se debe dar clic en el boton de flujo optimo, al realizar esto el programa mostrara una ventana para de advertencia en donde indica que es nescesario tomar una barra como referencia para iniciar el calculo; seleccionada la barra de referencia de la red, se vuelve a dar clic en el botón de flujo óptimo y en esta ocasión procederá con el cálculo, mostrando una ventana de mensaje donde indica que se ha calculado los flujos óptimos del diagrama.

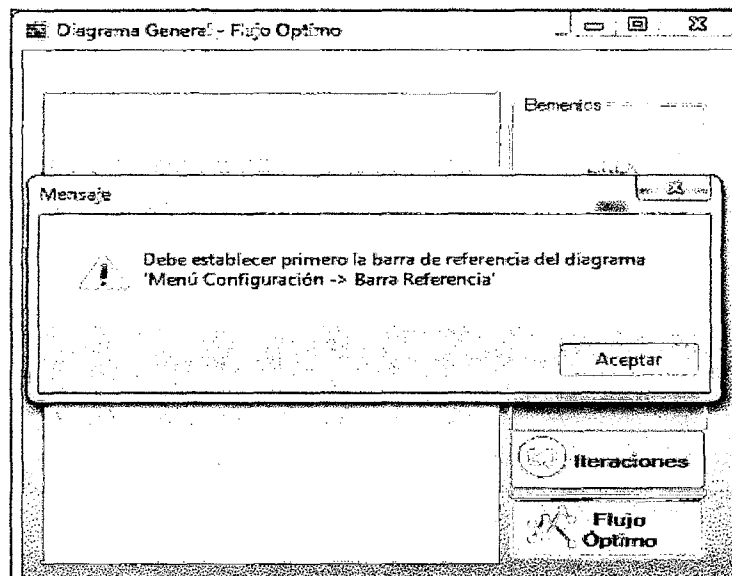


FIGURA 1.10

Luego de haber sido calculado el flujo óptimo; se procede a revisar los valores de cálculo para ello en el menú ver, se tiene las matrices de cálculo (fig. 1.10).

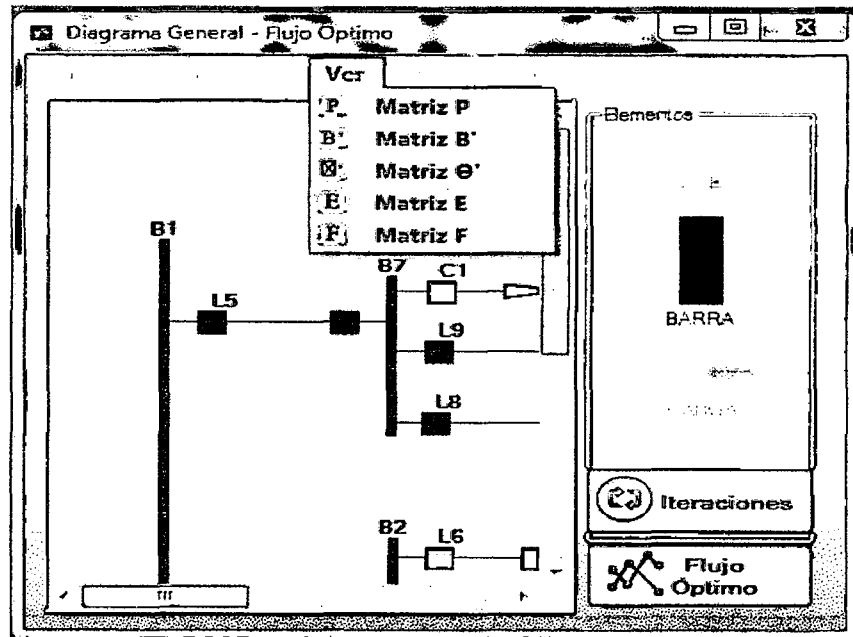


FIGURA 1.11

A dichas matrices se puede acceder haciendo clic en cada opción, estos es a criterio del operador.

Siendo la más resaltante la matriz F, dicha matriz contiene los valores de los flujos de potencia de cada tramo de línea del sistema de distribución graficado.

Vista de Matrices

MATRIZ "F"

Detalle de Matriz

F	
L3,6	-0.013457102...
L4,8	-0.003898608...
L13,14	-0.000573989...
L2,4	0.006101390...
L7,8	0.013898609...
L12,13	0.014426010...
L11,6	0.019457102...
L3,5	0.020000000...
L9,14	0.021573989...
L7,9	0.031573989...
L10,12	0.034426010...
L10,11	0.049457102...

FIGURA 1.12 Matriz F (Flujo)

A continuación se puede observar la figura que muestra el programa al hacer clic en la matriz B'; el programa muestra una ventana que contiene dentro de esta, la matriz con los valores de las susceptancias de cada línea de la red graficada, además muestra en la parte inferior izquierda la opción de la matriz B'' dicha matriz contiene los elementos de susceptancia sin considerar la fila y columna de la matriz de referencia.

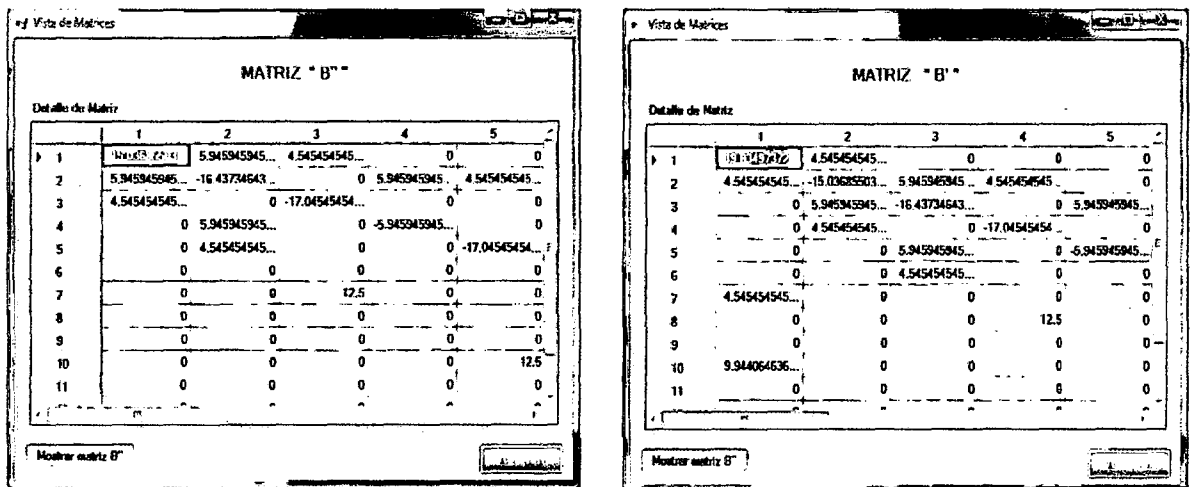


FIGURA 1.13 Matriz B-B''

Así mismo se tiene la matriz P, que incluye todos los valores de potencia demandada en cada barra de la red. En la parte inferior izquierda se tiene el botón que permite acceder a la matriz P', que incluye los elementos de potencia de la red retirando la potencia de la barra de referencia.

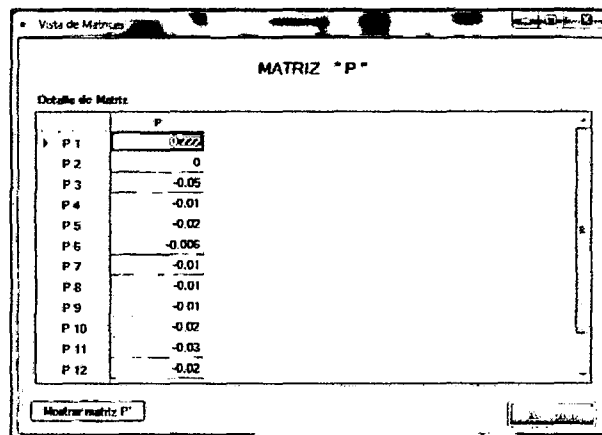


FIGURA 1.14 Matriz P

También al realizar un clic sobre la matriz θ , muestra el programa los valores de la matriz teta que vienen a ser los ángulos de tensión de cada nodo de la red obtenidos mediante el cálculo del flujo dc.

Vista de Matrices

MATRIZ " θ "

Detalle de Matriz

θ	
$\theta 1$	0.013773543...
$\theta 2$	0.023287349...
$\theta 3$	0.015121849...
$\theta 4$	0.026650985...
$\theta 5$	0.020324586...
$\theta 6$	0.012203971...
$\theta 7$	0.014809960...
$\theta 8$	0.017514142...
$\theta 9$	0.010447751...
$\theta 10$	0.018767218...
$\theta 11$	0.018193603...
$\theta 12$	0.019347684...

Aceptar

FIGURA 1.15 Matriz θ

También se puede conocer los valores de la matriz E, que viene a ser una matriz auxiliar en el cálculo final del flujo dc (figura 1.16).

Vista de Matrices

MATRIZ " E "

Detalle de Matriz

	B2	B3	B4	B5	B6
L1,2	4.545454545...	0	0	0	0
L2,3	-5.945945945...	5.945945945...	0	0	0
L3,5	0	-5.945945945...	0	5.945945945...	0
L3,6	0	-4.545454545...	0	0	4.545454545...
L1,7	0	0	0	0	0
L2,4	-4.545454545...	0	4.545454545...	0	0
L4,8	0	0	-12.5	0	0
L7,8	0	0	0	0	0
L7,9	0	0	0	0	0
L1,10	0	0	0	0	0
L10,11	0	0	0	0	0

Aceptar

FIGURA 1.16 Matriz E

Al realizar un clic sobre la matriz F. Esta matriz contiene los valores de flujo de potencia linealizado que circula por cada rama del sistema de distribución graficado.

Luego de haber realizado el cálculo del flujo de potencia dc, se muestra las líneas a retirar de la red para que esta tenga una topología radial.

Se procede con el cálculo de flujo de potencia para redes radiales, para esto se hace clic en el botón de ITERACIONES el cual permitirá calcular solamente si la red cumple con la condición de radialidad, inmediatamente realizado el clic en este botón y si la red cumple con la radialidad, entonces mostrara dos ventanas que contienen los valores de potencia activa, reactiva y el porcentaje de pérdidas en cada iteración.

Resultado de Iteraciones

Conjunto de Resultados

Máximo Iteraciones

Nro	Porcentaje	P Activa	P Reactiva
1	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
2	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
3	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
4	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
5	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
6	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
7	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
8	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
9	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
10	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
11	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
12	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
13	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
14	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
15	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
16	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...
17	1.95461097592722...	0.00281937428449...	0.00436163815079...

Exportar a Excel Aceptar

FIGURA 1.17 ITERACIONES (niveles de pérdidas en el sistema)

La segunda ventana, contiene los valores de corrientes y tensiones de la última iteración, en primer lugar se muestra las corrientes propias de cada carga en cada barra, luego muestra las corrientes de cada línea y por último los valores de tensión de cada nodo de la red para la última iteración.

Últimas Corrientes y Tensiones

Corrientes y Tensiones del Diagrama

I / V	Real	Imaginario
Ib1	0	0
Ib2	0	0
Ib3	0.051204277213618570...	-0.031154994638604974...
Ib4	0.010159475110128014...	-0.009189332860252766...
Ib5	0.020500253969193318...	-0.020781935933184366...
Ib6	0.006054381267808852...	-0.031082128255781886...
Ib7	0.010080714907595442...	-0.009105027093660987...
Ib8	0.010098113000254053...	-0.007104158194504594...
Ib9	0.010110452396711774...	-0.009167506650375495...
Ib10	0.019978650443719592...	-0.016272925542325069...
Ib11	0.030147964403213561...	-0.015510419725069054...
Ib12	0.020150256243344753...	-0.008374504132469967...
Ib13	0.015046639240572420...	-0.012374388023593561...
Ib14	0.021287997082334003...	-0.010246047140770515...
I1	0.081864106289940052...	-0.051124839402142007...
I2	0.071704531128811988...	-0.051936506541789241...
I3	0.020500253969193318...	-0.020781935933184366...

Exportar a Excel Aceptar

FIGURA 1.18 ITERACIONES (Corrientes y tensiones del sistema)

Así mismo cada una de estas ventanas posee la opción de exportar a Excel, al realizar un clic sobre dicho botón inmediatamente el programa exporta los datos de la tabla al Excel. Los cuales van a ser posteriormente analizados para cada escenario posible de reconfiguración.