

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**“ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA Y RECONFIGURACIÓN DE LOS
CIRCUITOS DE 13,8 KV DE LA SUBESTACIÓN BARE 10 DE PDVSA
DISTRITO SAN TOMÉ”**

Presentado por:

Oriana Castillo Villarroel

C.I.: 17.746.401

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente
como requisito parcial para optar al título de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Puerto la Cruz, Agosto de 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA Y RECONFIGURACIÓN DE LOS
CIRCUITOS DE 13,8 KV DE LA SUBESTACIÓN BARE 10 DE PDVSA
DISTRITO SAN TOMÉ”**

Br. Oriana. Castillo V.

Prof. Hernán Parra
ASESOR ACADEMICO

Ing. Genio García
ASESOR INDUSTRIAL

Puerto la Cruz, Agosto de 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA Y RECONFIGURACIÓN DE LOS
CIRCUITOS DE 13,8 KV DE LA SUBESTACIÓN BARE 10 DE PDVSA
DISTRITO SAN TOMÉ”**

Prof. Hernán Parra
ASESOR ACADEMICO

Prof. Santiago Escalante
JURADO PRINCIPAL

Prof. Manuel MAZA
JURADO PRINCIPAL

Puerto la Cruz, Agosto de 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado:

“Los trabajos de grado son exclusiva propiedad de la universidad de oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, el cual participará al consejo universitario”.

DEDICATORIA

A mi abuela María

A mis Padres Lesbia y Jesús

A mis Sobrinos Camila y Sebastián

A todos mis Familiares y Amigos.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a Dios por darme la oportunidad de vivir este momento, por guiarme y ayudarme a pasar todos los obstáculos que en mi camino estuvieron, pero que de todos una enseñanza buena pude tomar, gracias por poner en mi camino a todas esas personas que de alguna u otra forma contribuyeron en mi logro y a ser de mi lo que hoy en día soy.

A toda mi familia, en especial.

A mi abuela María por su crianza, sus enseñanzas y por toda su dedicación para sacar adelante a una gran familia.

A mis padres Lesbia y Jesús, por su apoyo y sacrificio, por poner en mis manos todas las herramientas y facilidades para lograr mis metas.

A mis hermanos Jesús y Marialbeth.

A mis sobrinos Camila y Sebastián, por regalarme esos pequeños momentos de felicidad con sus travesuras.

A mis tíos y tías, especialmente a Pastora, Lila, Edilio y Arturo, por su apoyo incondicional porque sé que siempre estarán en el momento en que los necesite.

A mis primos Edilio José y Eliany.

A Carlo Federico, por estar conmigo en los momentos difíciles y alegres, por su apoyo, por recordarme cada día que debía dormir menos y estudiar más y a su familia por permitirme ser parte de ellos y abrirme las puertas de su hogar.

A mis amigos gracias dios por ponerme allí en la carrera de Ingeniería Eléctrica junto con ellos.

A los que desde el inicio de mi carrera universitaria compartieron conmigo: David Carreón, Rolando Alcalá, Luis Rodríguez, Alexis Perales, Linoska Ugas, Ronald Quijada, Esteban Piñero, Biannys Mata, Amilcar Canache, Virginia Núñez. Y a los que se integraron después pero no por eso fue menor su apoyo: Ángel Luis Patiño, Adriana Romero, Yasither Muñoz, Victoria Guerra y Migdalia Vásquez.

A Gabriela Hernández por ser mi amiga y siempre estar allí de forma incondicional, a su familia por su confianza y su cariño porque sé que puedo ir y venir y siempre tendré en ellos una familia.

Gracias Lino, Pati, Apu, Biannys y Gabi por su ayuda en la culminación de mi tesis les debo mucho amigos.

A mis amigas Oscaris Ugas y Elianny García.

A los profesores del departamento de electricidad por todas las enseñanzas impartidas en especial a Santiago Escalante, Verena Mercado, Melquíades Bermúdez, Luis Parraguez, y Alberto Urbina.

A mi profesor Hernán Parra por sus enseñanzas, asesoramiento, comprensión y apoyo para la elaboración de este trabajo.

A todo el personal de Servicios Eléctricos de Pdvsa San Tomé:

A los Ingenieros Genio García y Cristhian Maia por sus enseñanzas y asesoramiento.

A los linieros del departamento de Distribución, al personal que la labora en la Subestación Bare 10 y al personal del área de protecciones por todo su apoyo y colaboración.

A todos los que pusieron un granito de arena para formar una gran montaña que me permitió alcanzar esta meta.

RESUMEN

El presente trabajo describe el estudio de flujo de carga y reconfiguración de los circuitos Norte, Sur, Este, Oeste de la subestación Bare 10 de PDVSA Distrito San Tomé. Realizando el levantamiento georeferencial del sistema eléctrico, para conocer la ubicación de las cargas, las longitudes de los circuitos, la capacidad de potencia de los motores y los transformadores asociados a los circuitos en estudio. Este levantamiento se realizó con un navegador GPS, empleando coordenadas UTM, referencia SIRGAS-REGVE, y la herramienta computacional AUTOCAD 2009 para graficar las coordenadas obtenidas. Se actualizó la base de datos y los diagramas unifilares de los circuitos de 13,8 KV, Luego se realizó el estudio de flujo de carga del sistema eléctrico, mediante el software ETAP. 6.0, los resultados obtenidos con el programa se analizaron usando las normas IEEE-141-1993 la reconfiguración del sistema se realizó tomando en cuenta la ubicación geográfica de las cargas, los niveles de caída de voltaje de cada circuito y la ubicación geográfica de las cargas estimadas para los años 2010 y 2011. Todas estas acciones se realizaron para garantizar la continuidad y disponibilidad de los circuitos de 13,8 KV de la subestación Bare 10.

INDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	viii
INDICE GENERAL	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
ÍNDICE DE TABLAS	xvii
CAPÍTULO I	
EL PROBLEMA	23
1.1 Antecedentes De La Empresa	23
1.1.1 Visión:.....	24
1.1.2 Misión:	25
1.1.3 Ubicación Geográfica De La Empresa.....	25
1.1.4 Distrito San Tomé.....	25
1.1.5 Servicios Eléctricos.	26
1.2 Planteamiento Del Problema.	29
1.3 Justificación.	31
1.4 Objetivos.	32
1.4.1 Objetivo General:.....	32
1.4.2 Objetivos Específicos:	32
1.5 Marco Teórico.	33

1.5.1 Descripción General De Un Sistema De Distribución.....	33
1.5.2 Estado De La Red:	37
1.5.3 Criterios Operacionales Para Las Redes De Distribución.	39
1.5.4 Mejoras Técnicas para la red de distribución.....	41
1.5.5 Mejoras Organizativas para la red de distribución.....	41

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL..... 43

2.1 Subestación BARE 10.....	44
------------------------------	----

CAPÍTULO III

METODOLÓGIA..... 50

3.1 Metodología Empleada Para Describir Del Sistema De Distribución Actual De Los Circuitos De La Subestación Bare 10.	51
--	----

3.2 Metodología Empleada Para Realizar La Actualización De Los Diagramas Unifilares De Los Circuitos De La Subestación Bare 10. 62	
--	--

3.3 Metodología Empleada Para La Elaboración De Los Mapas Georeferenciales.	71
---	----

3.4 Metodología Empleada Para El Análisis De Flujo De Carga.....	75
--	----

CAPITULO IV

ANALISIS DE LOS CIRCUITOS Y SUS RESULTADOS..... 78

4.1 Caso 1: Condición Actual de los circuitos Norte, Sur, Este y Oeste de la subestación Bare 10.....	79
4.1.1 Circuito Norte:	80
4.1.2 Circuito Oeste:	84

4.2 Caso 2: Interconectando todos los circuitos, cerrando los seccionadores M529, M1140, M1155, M1145, M831.....	90
4.2.1 Circuito Norte:	90
4.3 Caso 3: Transferencia De Carga Desde El Circuito Norte Al Circuito Oeste Mediante El Cierre Del Seccionador M1155 Y Apertura Del Interruptor D305.	92
4.3.1 Circuito Norte:	92
4.3.2 Circuito Oeste:	99
4.4 Caso 4: Transferencia De Carga Desde El Circuito Oeste Al Circuito Norte Mediante El Cierre Del Seccionador M1155 Y Apertura Del Interruptor D605.	105
4.4.1 Circuito Norte:	105
4.4.2 Circuito Oeste:	107
4.5 Caso 5: Transferencia De Caraga Desde Circuito Sur Al Circuito Norte Mediante El Cierre Del Seccionador M831 Y Apertura Del Interruptor D505.	113
4.5.1 Circuito Norte:	113
4.5.2 Circuito Oeste:	115
4.6 Caso 6: Transferencia De Carga Desde El Circuito Norte Al Circuito Sur Mediante Al Cierre Del Seccionador M 831 Y Apertura Del Interruptor D305.	117
4.6.1 Circuito Norte:	118
4.6.2 Circuito Oeste:	123

4.7 Caso 7: Transferencia de carga desde el circuito Sur al circuito Este cerrando mediante el cierre del seccionador M 529 y apertura del interruptor D505.....	125
4.7.1 Circuito Oeste:	125
4.8 Caso 8: Transferencia De Carga Desde El Circuito Este Al Circuito Sur Mediante El Cierre Del Seccionador M 529 Y Apertura Del Interruptor D405.	127
4.8.1 Circuito Oeste:	128
4.9 Caso 9: Agregando La Carga De Los Pozos Estimados Para Finales Del Año 2010.....	130
4.9.1 Circuito Norte:	130
4.9.2 Circuito Oeste:	136
4.10 Caso 10: Agregando La Carga De Los Pozos Estimados Para Finales Del Año 2010 Y 2011.....	142
4.10.1 Circuito Norte:	142
4.10.2 Circuito Oeste:	148
4.11 Caso 11: Propuestas para mejorar el sistema.	155
4.11.1 Circuito Norte:	155
4.11.2 Circuito Oeste:	160
4.12 Propuestas.....	172
4.13 Conclusiones.....	175
4.14 Recomendaciones.....	178
4.15 Bibliografía	180
ANEXOS B	¡Error! Marcador no definido.

ANEXOS C¡Error! Marcador no definido.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Estructura de la Organización Servicios Eléctricos Oriente.....	28
Figura 2.1 Diagrama Unifilar de la subestación Bare 10.	48
Figura 2.2 Característica del conductor de fase de los circuitos de la subestación Bare 10.	49
Figura 2.3 Configuración de los conductores de los circuitos de la subestación Bare 10..	49
Figura 3.1. Diagrama unifilar actual del circuito Norte de la subestación Bare 10.....	63
Figura 3.2 Diagrama unifilar propuesto del circuito Norte de la subestación Bare 10.	64
Figura 3.3. Diagrama unifilar actual del circuito Este de la subestación Bare 10.....	65
Figura 3.4. Diagrama unifilar propuesto del circuito Este de la subestación Bare 10.	66
Figura 3.5. Diagrama unifilar actual del circuito Sur de la subestación Bare 10.....	67
Figura 3.6. Diagrama unifilar propuesto del circuito Sur de la subestación Bare 10.	68

Figura 3.7. Diagrama unifilar actual del circuito Oeste de la subestación Bare 10.....	69
Figura 3.8. Diagrama unifilar propuesto del circuito Oeste de la subestación Bare 10..	70
Figura 3.9 Ejemplo de tabla de coordenadas geográficas UTM.....	71
Figura 3.10 Ventana principal de software AUTOCAD 2009.....	72
Figura 3.11 Opción círculo del software AUTOCAD 2009.	72
Figura 3.12. Coordenada mediante el software AUTOCAD 2009.	73
Figura 3.13. Circuito Este de la subestación Bare 10. 9.....	73
Figura 3.14 Circuito Oeste de la Subestación Bare 10.....	74
Figura 3.15 Circuito Norte de la Subestación Bare 10.....	74
Figura 3.16 Circuito Sur de la Subestación Bare 10.....	75
Figura 4.1.Caso 1: Cto. Norte, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje....	82
Figura 4.2.Caso 1: Cto. Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje.	84
Figura 4.3.Caso 1: Cto Oeste, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje. ...	86
Figura 4.4. Caso 1: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje.	89
Figura 4.5. Caso 2: Cto. Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje.	91
Figura 4.6 Caso 3: Cto. Norte, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje....	95
Figura 4.7 Caso 3: Cto. Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje.	98
Figura 4.8 Caso 3: Cto. Oeste, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje.	101
Figura 4.9. Caso 3: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje.	104
Figura 4.10. Caso 4: Cto. Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje.	107
Figura 4.11. Caso 4: Cto. Oeste, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje.	109

Figura 4.12 Caso 4: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje.	112
Figura 4.13. Caso 5: Cto. Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje.	115
Figura 4.14 Caso 5: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje.	117
Figura 4.15 Caso 6: Cto. Oeste, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje.	120
Figura 4.16. Caso 6: Cto. Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje.	122
Figura 4.17 Caso 6: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje.	124
Figura 4.18 Caso 7: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje.	127
Figura 4.19. Caso 8: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje.	129
Figura 4.20 Caso 9: Cto. Norte, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje.	132
Figura 4.21. Caso 9: Cto. Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje..	135
Figura 4.22. Caso 9: Cto. Oeste, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje..	138
Figura 4.23. Caso 9: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje.....	141
Figura 4.24 Caso 10: Cto. Norte, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje..	145
Figura 4.25 Caso 10: Cto. Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje.....	147
Figura 4.26. Caso 10: Cto. Oeste, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje.	150

Figura 4.27. Caso 10: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje.....	154
Figura 4.28. Caso 11: Cto. Norte, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje.	157
Figura 4.29 Caso 11: Cto. Norte, Barras de 13,8 kV con bajo nivel de voltaje..	160
Figura 4.30 Caso 11: Cto. Oeste, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje..	163
Figura 4.31. Caso 11: Cto. Norte, Barras de 13,8 kV con bajo nivel de voltaje.....	167
Figura 4.32. CASO 10 & CASO 11: Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje.....	168
Figura 4.33. CASO 10 & CASO 11: Circuito Oeste, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje.	169
Figura 4.34 CASO 10 & CASO 11: Circuito Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje..	170
Figura 4.35. CASO 10 & CASO 11: Circuito Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje..	171
Figura 1. Diagrama del Circuito Norte utilizando el software ETAP 6.0. ¡Error! Marcador no definido.	
Figura 2. Diagrama del Circuito Sur utilizando el software ETAP 6.0.... ¡Error! Marcador no definido.	
Figura 3. Diagrama del Circuito Este utilizando el software ETAP 6.0. . ¡Error! Marcador no definido.	
Figura 4. Diagrama del Circuito Oeste utilizando el software ETAP 6.0. ¡Error! Marcador no definido.	
Figura 5. CASO1: Condición Actual del Sistema resultados en Amperios ¡Error! Marcador no definido.	

- Figura 6. CASO 1: Condición Actual del Sistema resultados en Megavatios**¡Error! Marcador no definido.**
- Figura 7. CASO 10: Condición del Sistema con la carga estimada hasta el año 2011 resultados en Amperios**¡Error! Marcador no definido.**
- Figura 8. CASO 10: Condición del Sistema con la carga estimada hasta el año 2011 resultados en Megavatios**¡Error! Marcador no definido.**
- Figura 9. CASO 11: Condición del sistema implementando las mejoras propuestas resultados expresados en Amperios;**¡Error! Marcador no definido.**
- Figura 10. CASO 11: Condición del sistema implementando las mejoras propuestas resultados expresados en Megavatios;**¡Error! Marcador no definido.**

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 Límite de caída de Tensión según el tipo de servicio	40
TABLA 1.2 Límite de caída de tensión en circuitos primarios.....	41
TABLA 2.1. Subestaciones de PDVSA San Tomé.....	43
TABLA 2.2. Característica de los transformadores de potencia.....	45
TABLA 2.3 Transformadores de Servicios Auxiliares, 112.5 kVA.....	46
TABLA 2.4 Interruptor de Potencia 13.8 KV.....	46
TABLA 2.5. Seccionadores 115 Kv (con puesta a tierra).	46
TABLA 3.1 Característica del Circuito Norte de la subestación Bare 10.	51
TABLA 3.2 Características del Circuito Sur de la subestación Bare 10. .	52
TABLA 3.3 Características del Circuito Este de la subestación Bare 10.	52

TABLA 3.4 Características del Circuito Oeste de la subestación Bare 10.	52
TABLA 3.5 Características de los pozos ubicados en el circuito Norte de la subestación de Bare 10.	54
TABLA 3.6 Características de los pozos ubicados en el circuito Sur de la subestación de Bare 10.....	56
TABLA 3.7 Características de los pozos ubicados en el circuito Este de la subestación de Bare 10.	58
TABLA 3.8 Características de los pozos ubicados en el circuito Oeste de la subestación de Bare 10.	60
TABLA 3.9 Límites de tolerancia para los voltajes de un motor de inducción.....	76
TABLA 3.10 Valores máximos y mínimos de voltaje aceptado en las barras para condición de operación normal del sistema eléctrico.	76
TABLA 3.11. Valores máximos y mínimos de voltaje aceptado en las barras para condición de operación temporal o en emergencia del sistema eléctrico.....	77
TABLA 4.1. Barra de 480 V del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.....	80
TABLA 4.2. Barra de 13,8 KV del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.....	83
TABLA 4.3 Barra de 480 V del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.....	85

TABLA 4.4 Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.....	87
TABLA 4.5. Barra de 13,8 KV del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para contingencias. ..	91
TABLA 4.6 Barra de 480 V del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones de contingencia.....	93
TABLA 4.7 Barra de 13,8 KV del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condición de contingencia.....	96
TABLA 4.8 Barra de 480 V del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones de contingencia.....	99
TABLA 4.9 Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condición de contingencia.....	102
TABLA 4.10 Barra de 13,8 KV del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condición de contingencia.....	106
TABLA 4.11. Barra de 480 V del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones de contingencia.....	108
TABLA 4.12. Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condición de contingencia.....	110

TABLA 4.13. Barra de 13,8 KV del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condición de contingencia.....	114
TABLA 4.14. Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condición de contingencia.....	116
TABLA 4.15 Barra de 480 V del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condición de contingencia.....	119
TABLA 4.16 Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condición de contingencia.....	121
TABLA 4.17. Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido en caso de contingencia.....	123
TABLA 4.18 Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido en caso de contingencia.....	126
TABLA 4.19 Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido en caso de contingencia.....	128
TABLA 4.20. Barra de 480 V del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.....	131
TABLA 4.21 Barra de 13,8 KV del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.....	133

TABLA 4.22 Barra de 480 V del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.....	136
TABLA 4.23 Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.....	139
TABLA 4.24 Barra de 480 V del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.....	143
TABLA 4.25 Barra de 13,8 KV del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.....	146
TABLA 4.26. Barra de 480 V del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.....	148
TABLA 4.27. Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.....	151
TABLA 4.28. Barra de 480 V del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.....	156
TABLA 4.29 Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.....	158
TABLA 4.30. Barra de 480 V del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.....	161

TABLA 4.31. Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.....164

ANEXOS A¡Error! Marcador no definido.

TABLA 1. Coordenada UTM De Postes Con Seccionador (DATUM SIRGAS-REGVEN).....**¡Error! Marcador no definido.**

TABLA 2. Limites de tolerancia para los voltajes de un motor de inducción.....**¡Error! Marcador no definido.**

TABLA 3. Voltajes estándar nominales del sistema y sus correspondientes límites de tolerancia;**¡Error! Marcador no definido.**

TABLA 4 Lectura promedio de las corrientes de entradas de los circuitos Norte, Sur, Este, Oeste de la subestación Bare 10 en los últimos 3 meses.**¡Error! Marcador no definido.**

TABLA 5 Coordenada UTM de los pozos estimados hasta el 2011 en el área de Bare 10 (Datum La Canoa)...**¡Error! Marcador no definido.**

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA.

1.1 Antecedentes De La Empresa.

El 23 de marzo de 1923 se constituyó en el estado de Delaware (EE.UU.) la empresa Venezuela Gulf Oil Company S.A. Al mes siguiente, el 25 de abril de 1923, se registraba en nuestro país, en la ciudad de Caracas como empresa operadora de petróleo. Años más tarde, en diciembre de 1936, esta compañía fue reformada como firma Venezolana cuando adquiere a la empresa Mene Grande Oil Company, nombre con el cual se conoció a partir de aquel momento, siendo los llanos del estado Anzoátegui el punto de partida para sus operaciones, lo que trae como resultado el descubrimiento y desarrollo de una de las áreas petrolíferas más ricas del estado venezolano.

El 30 de agosto de 1975, luego de la nacionalización del petróleo y de acuerdo con la ley que reserva al Estado venezolano la explotación, industria y comercio de los hidrocarburos, mediante el decreto N° 1123 emitido por el Ejecutivo Nacional, se crea PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A., con las siglas de PDVSA.

PDVSA es la operadora de la República Bolivariana de Venezuela encargada de la exploración, producción, almacenamiento, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos.

Así, la actividad petrolera en el país quedó bajo la responsabilidad de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), como casa matriz y sus 14 filiales. En 1977 se produjo la primera reorganización, reduciendo las filiales operativas

de 14 a 7 al absorber las más grandes a las pequeñas. Más tarde ese mismo año se redujeron las filiales a cinco (5). En 1978 a cuatro (4) y en 1986 a tres (3): Lagoven, Maraven y Corpoven. En julio de 1997 se aprobó una nueva reestructuración que eliminó esas filiales y creó PDVSA Petróleo y Gas, la cual está constituida por tres grandes divisiones, dedicadas a las actividades del negocio: PDVSA Exploración y Producción, PDVSA Refinación, Suministro y Comercialización, y PDVSA Servicios. Cada una de estas divisiones a su vez está integrada por diversas Empresas y unidades de negocio, ubicadas tanto en Venezuela como en el exterior.

PDVSA se encarga del desarrollo de industria petrolera, petroquímica y carbonífera, tiene como actividad planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades operativas de sus divisiones, tanto en Venezuela, como en el exterior, ocupa una destacada posición entre los refinados mundiales y su red de manufactura y mercado. Además realiza actividades en las áreas de investigación y desarrollo tecnológico, educación y adiestramiento en sectores vinculados con la industria energética.

1.1.1 Visión:

La visión de PDVSA es la de ser reconocida internacionalmente como la corporación energética de referencia mundial por excelencia, a través del aprovechamiento óptimo de sus recursos, la eficiencia operacional y la introducción oportuna de nueva tecnología; con gente de primera, preparada y motivada, preservando su integridad y la de los activos, en total armonía con el medio ambiente y el entorno. Además la de ser la organización líder en la generación de los lineamientos técnicos para el establecimiento de las estrategias de exploración y producción a mediano y largo plazo.

1.1.2 Misión:

La misión principal de esta empresa es maximizar la explotación de las reservas de hidrocarburo, de manera eficiente y rentable, en armonía con el medio ambiente y el crecimiento socioeconómico del país.

1.1.3 Ubicación Geográfica De La Empresa.

La sede principal de PDVSA se encuentra ubicada en la ciudad de Caracas y además está presente en todos los Estados petroleros a lo largo de la geografía nacional: Falcón, Zulia, Lara, Barinas, Guárico, Monagas, Anzoátegui.

Debido a lo extenso del territorio nacional, PDVSA ha tenido la necesidad de dividir sus áreas operativas en tres zonas: PDVSA Occidente, PDVSA Oriente y PDVSA Sur, dependiendo de su ubicación geográfica en el país. Estas zonas de trabajo están divididas en Distritos Operacionales, que además están liderados por una Gerencia Distrital, estructurados en unidades básicas de producción y proceso.

El área operativa de PDVSA Oriente está conformada por cinco entidades: Distrito Norte (Maturín y Punta de Mata), Distrito Morichal, Distrito San Tomé, Distrito Anaco y Refinación Criogénico JOSE y Puerto La Cruz.

1.1.4 Distrito San Tomé.

El distrito San Tomé pertenece a PDVSA Exploración y Producción División faja, se encuentra ubicado al Sur del estado Anzoátegui, en el

municipio Pedro María Freites, abarcando los estados Monagas, Guárico y Anzoátegui y está conformado por cuatro áreas operacionales: Liviano Mediano, Pesado, Extrapesado y Dación.

La estructura administrativa del distrito San Tomé está formada por: un Gerente Distrital y sus Gerencias Funcionales cada una con sus respectivos departamentos, entre las que se encuentra la Gerencia de Servicios Eléctricos.

1.1.5 Servicios Eléctricos.

La gerencia donde se realizó la pasantía corresponde a la Gerencia de Servicios Eléctricos del Distrito San Tomé. La Gerencia de Servicios Eléctricos Oriente pertenece al conjunto de organizaciones que forman parte de PDVSA, exploración y producción, y que además prestan servicio a la industria petrolera, en especial a las filiales de PDVSA. Su visión está orientada a ser el líder en el suministro de energía eléctrica a la industria petrolera, petroquímica y carbonífera nacional.

1.1.5.1 Misión:

La Gerencia de Servicios Eléctricos PDVSA San Tomé, tiene como Misión “Ser la Organización responsable de Planificar, Operar y Mantener en forma eficiente el Sistema de Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica perteneciente a PDVSA DISTRITO SAN TOMÉ, optimizando los recursos y enfocando el desarrollo humano en lo técnico y social, para contribuir con la continuidad operacional de las instalaciones petroleras, en sintonía con los lineamientos Corporativos y el Proyecto Socialista del País”.

1.1.5.2 Visión:

La Gerencia de Servicios Eléctricos PDVSA San Tomé, tiene como Visión “Ser la Gerencia líder que permita dar respuesta oportuna y eficiente a los requerimientos de energía eléctrica de los procesos operativos del Distrito San Tomé, cumpliendo con los más altos niveles de, Seguridad, Medio Ambiente, Calidad, Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad, alineado a las Normas Nacionales e Internacionales, aplicando las Nuevas Tecnologías y Adelantos de Investigación, fortaleciendo el Desarrollo Social de la Nación”.

1.1.5.3 Funciones Y Responsabilidades De La Gerencia:

- Programar y controlar la ejecución de los mantenimientos productivos y preventivos del sistema de transmisión y distribución de electricidad en el área de operación, industrial y residencial.
- Apoyar y definir estudios para mejorar la confiabilidad y disponibilidad del sistema eléctrico de transmisión y distribución de PDVSA en oriente.
- Establecer y controlar los parámetros de calidad, confiabilidad, mantenibilidad, oportunidad y seguridad requeridos por los clientes internos y externos en la operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas.
- Programar y controlar las actividades administrativas a fin que la ejecución se desarrolle en función de los presupuestos de operaciones e

investigaciones y que permitan apoyar la definición y formulación de estos presupuestos.

- Cumplir y hacer cumplir las normas, procedimientos, esquemas y prácticas operacionales a aplicar en el mantenimiento y operación del sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica.
- Establecer y controlar los programas de transmisión integral tanto del personal como de las instalaciones a fin de evitar la ocurrencia de accidentes.

1.1.5.4 Estructura De Servicios Eléctricos:

La Organización Servicios Eléctricos Oriente, actualmente se encuentra estructurada de la siguiente forma:

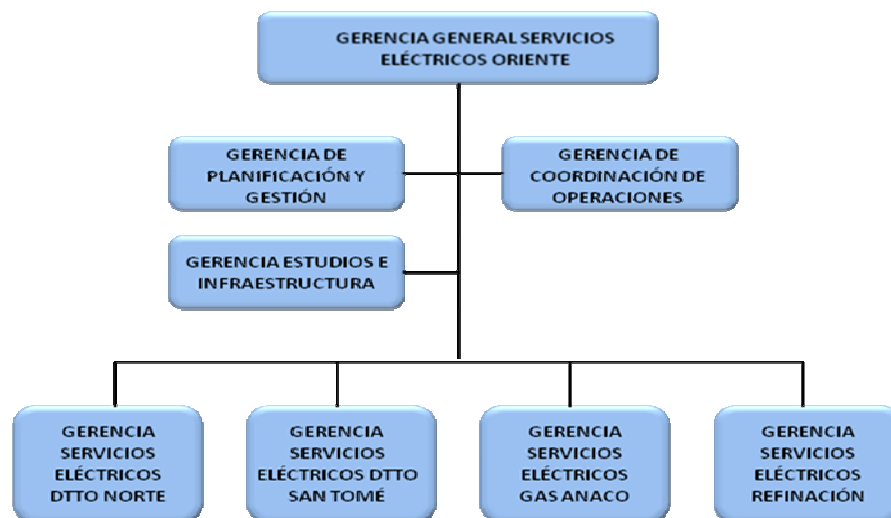


Figura 1.1 Estructura de la Organización Servicios Eléctricos Oriente.

Fuente: Gerencia de Servicios Eléctricos.

1.2 Planteamiento Del Problema.

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), Se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera. Este proceso de producción es logrado a través de una cadena de procesos y subprocesos, cuyo eslabón imprescindible lo conforman los sistemas eléctricos.

PDVSA, está consciente que para poder lograr sus metas de producción debe contar con un sistema que le supla energía de forma oportuna y en los niveles de calidad que lo requieren sus distintas zonas operativas, por ello cuenta con su propio Sistema Eléctrico, el cual mantiene a través de la Gerencia de Servicios Eléctricos San Tomé. Dentro de la estructura organizativa de la Gerencia de Servicios Eléctricos San Tomé, se encuentra el Departamento de Distribución Eléctrica, éste tiene como objetivo fundamental operar y mantener las redes que conforman el Sistema Eléctrico de PDVSA en forma eficiente, rentable y segura, administrando los recursos asignados de una manera óptima.

El distrito San Tomé pertenece a la División Faja del Orinoco de PDVSA, éste tiene una producción operada diaria de 246 MBPD (mil barriles por día) aproximadamente, esta producción está diseminada en sus cuatro áreas operativas EXTRAPESADO, PESADO, LIVIANO-MEDIANO y DACION. El área operativa de extrapesado cuenta con un potencial cercano al 50 % de la producción del distrito San Tomé. BARE 10 es la estación de mayor producción en esta área es de la cual se extraen unos 60 MBPD, y a su vez es una de las zonas en la cual se proyecta el mayor crecimiento en la extracción de crudo, de allí su importancia para el estudio.

Es normal que el personal de Servicios Eléctricos de PDVSA realice constantes maniobras en la red de distribución de la zona de BARE 10 por mantenimiento, y emergencias, en el cual se modifican circuitos y adicionan cargas asociadas a los procesos productivos, en base a todas estas actividades realizadas, las cuales dado el carácter de emergencia quedaron en la mayoría de los casos sin registro en la base de datos del sistema, además de que se realizaron sin un previo estudio del comportamiento final de la red, esta situación ha hecho necesario realizar un análisis de la distribución de las cargas el cual permita lograr el mejor balance en los circuitos con la finalidad de que al momento de realizar algún cambio a posteriori en su topología, se pueda asegurar la calidad de servicio eléctrico, sin poner en riesgo el correcto funcionamiento de la producción de la empresa.

Para realizar el estudio de flujo de carga y reconfiguración de los circuitos de 13.8 kV de la subestación Bare 10, se realizarán las siguientes actividades: descripción del sistema de distribución actual de los circuitos de 13.8 kV de la subestación Bare 10, actualización de la base de datos con la información recopilada acerca de los pozos y las características del sistema, análisis del flujo de carga de la configuración actual y reconfiguración de los circuitos, utilizando el software ETAP, y por último se establecerán conclusiones y recomendaciones mediante las cuales se garantice la disponibilidad y confiabilidad del sistema de distribución de la subestación Bare 10.

En la investigación se estudiarán los circuitos Norte, Sur, Este, y Oeste de la subestación Bare 10, del área operativa Extrapesado perteneciente al distrito San Tomé de la división Faja del Orinoco de PDVSA. A los cuales se les realizará un análisis de flujo de carga con la configuración actual y de

acuerdo al crecimiento estimado de la producción de petróleo en esta zona se plantearán reconfiguraciones en los circuitos, tomando en cuenta la ubicación de las cargas, representadas en un plano georeferencial y los niveles de voltaje y corriente óptimos previamente analizados mediante el software ETAP, para garantizar la continuidad de los procesos productivos. Este estudio servirá como referencia para proyectos futuros en la expansión de los circuitos de la subestación Bare 10.

1.3 Justificación.

Debido a que la mayor fuente de ingreso del país es la producción de petróleo que es la principal actividad de la empresa PDVSA, se requiere que este proceso en todas sus etapas y en especial la extracción se vea interrumpido el menor tiempo posible, ya que esto generaría producción diferida y como consecuencia pérdidas económicas tanto para la empresa como para el país.

Una sobrecarga en los circuitos de distribución, que es la red que aporta la energía para el funcionamiento de las bombas que se encargan de extraer el petróleo, provocaría un servicio deficiente perjudicando gravemente a la empresa. La zona de BARE 10 es una de las más importantes en la División Faja del Orinoco, ya que aquí se concentra una gran producción de petróleo.

Los circuitos de la subestación BARE 10 carecen de estudios que permitan conocer el estado actual de la red de distribución, por el constante crecimiento de la producción, y las futuras incorporaciones de carga. Se hace necesario un estudio para determinar la distribución de las cargas de los circuitos de 13.8 kV de la subestación BARE10 y establecer propuestas para

la mejora de estos circuitos, con el fin de garantizar la disponibilidad del servicio ante esas posibles modificaciones, se requiere elaborar una base de datos actualizada, modificar los diagramas unifilares existentes agregándole los cambios no registrados, realizar el estudio de flujo de carga, lograr un balance de las cargas de los circuitos y dejar disposición para el futuro crecimiento de los mismo.

1.4 Objetivos.

1.4.1 Objetivo General:

- Estudiar el flujo de carga y la reconfiguración de los circuitos de 13.8 kV de la subestación Bare 10 de PDVSA distrito San Tomé.

1.4.2 Objetivos Específicos:

1. Describir el sistema de distribución eléctrica actual, de los circuitos de 13.8 kV de la subestación Bare 10.
2. Actualizar la base de datos de los circuitos de 13.8 kV de la subestación Bare 10, mediante una inspección y levantamiento georeferencial empleando sistema de posicionamiento global (GPS) y el software AUTOCAD.
3. Analizar el flujo de carga de la configuración actual y la reconfiguración de los circuitos de 13.8 kV de la subestación Bare 10, mediante el uso de software ETAP.

4. Proponer conclusiones y recomendaciones mediante las cuales se garantice la disponibilidad y confiabilidad de los circuitos de 13.8 kV de la subestación Bare 10.

1.5 Marco Teórico.

1.5.1 Descripción General De Un Sistema De Distribución.

Un sistema de distribución de energía eléctrica es un conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y confiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diferentes lugares (Álamos, 2009).

Los principales datos de sistema eléctricos son la tensión nominal, la frecuencia nominal y su comportamiento en caso de cortocircuito. Los sistemas de distribución de energía eléctrica comprenden niveles de alta, baja y media tensión.

Las redes de distribución presentan características muy particulares y que los diferencian de las de transmisión. Entre éstas se distinguen:

- Topologías radiales
- Múltiples conexiones (monofásicas, bifásicas, etc.)
- Cargas de distinta naturaleza
- Líneas de resistencia comparables a la reactancia
- Líneas sin transposiciones.

Los sistemas de distribución son típicamente radiales, esto es, el flujo de potencia nace sólo de un nodo. Este nodo principal se reconoce como la subestación que alimenta al resto de la red. En la subestación se reduce el voltaje de nivel de alta tensión (A.T), al de media tensión (M.T), la distribución se hace luego en el nivel de media tensión o en baja tensión (B.T), los clientes residenciales o comerciales se alimentan en B.T. Los clientes industriales se alimentan en M.T. o en B.T. según los requerimientos particulares de cada uno de ellos.

En estos sistemas se puede encontrar muchos tipos de conexiones: trifásicas, bifásicas o monofásicas. Si bien es cierto en M.T. predominan las redes trifásicas es frecuente encontrar cargas bifásicas, especialmente en las zonas rurales. Sin embargo, es en B.T. en donde se encuentran las más variadas conexiones, consecuencia de una mayoría de cargas residenciales de naturaleza monofásicas. Los desequilibrios que se generan en B.T. tratan de amortiguarse repartiendo equitativamente las cargas en tres fases.

Otro aspecto que llama la atención en distribución es la presencia de cargas de distinta naturaleza. En efecto, los tipos de carga que comúnmente se encuentran son: residenciales, comerciales, industriales y agro-industriales (estas últimas muy típicas en zonas rurales). Cada una de estos tipos se caracteriza por poseer un factor de potencia típico y un determinado comportamiento frente a las variaciones de tensión, y temperatura.

Finalmente, en distribución no existen transposiciones. La causa es que las líneas son cortas (menos de 50 km). Esto motiva que las caídas de tensión debido a los acoplamientos entre fases sean desequilibradas (Ekwue, Jonson, Cory, 1988).

1.5.1.1 Características De Operación Del Sistema De Distribución.

Para comprobar las características de operación, confiabilidad y seguridad de un sistema de distribución industrial, es necesario efectuar una serie de estudios analíticos; los cuales entregan índices de funcionamiento, cuya exactitud dependerá del modelo empleado en la representación del sistema. Los estudios típicos que se efectúan en un SDI son los siguientes:

- Flujos de potencia.
- Cálculo de corrientes de cortocircuito.
- Regulación de tensión y compensación de reactivos.
- Partida de motores (Álamos, 2009).

Las redes eléctricas de distribución que producen las mayores pérdidas, y por lo general, es donde se producen el mayor número de fallas que provoca lapsos de energía no servida a las plantas compresoras y demás cargas, lo cual generan grandes pérdidas económicas tanto a la empresa como a los consumidores. Debido a ello, es importante mantener la operación continua de las redes de distribución y realizar frecuentemente una evaluación de los circuitos. Dicha evaluación implica:

- Determinar el valor de sus demandas máximas. Entiéndase por demanda la carga en kVA o kW que se utiliza durante cierto tiempo. Se acostumbra a representar la demanda diaria en gráficos donde se pueda apreciar en período de tiempo equivalente a 24 horas. La demanda máxima, viene siendo el punto supremo del conjunto de valores que representan la demanda en un determinado lapso de tiempo.

- Determinar la contribución de ella a la demanda total de la subestación. Para ello, suele ser necesario determinar la densidad de carga del circuito ya que este refleja la relación entre la carga conectada y la unidad de dimensión:

La densidad lineal de carga se determina;

$$DL = \frac{Potencia}{UnidadLongitud} = \left[\frac{kW}{m} \right] \quad (Ec.3.1)$$

Esta ecuación se emplea frecuentemente para realizar estudios de planificación de redes de distribución.

Por otra parte, la densidad de carga se determina como:

$$DC = \frac{Potencia}{Area} = \left[\frac{kW}{m^2} \right] \quad (Ec.3.2)$$

Que se emplea para estudios en redes de distribución.

- Y finalmente, determinar su consumo de energía en un tiempo dado.

Con esta evaluación, el operador de la red podrá conocer las características generales de los circuitos, así como las cargas conectadas a ellos.

1.5.1.1.1 Factor De Potencia:

El factor de potencia indica la cantidad de potencia reactiva que demanda tanto las cargas conectadas como la red misma. Para una operación eficiente se debe tener en la red un factor de potencia cuyo valor no sea menor que 0.9 en el caso de zonas residenciales, sin embargo para los circuitos con cargas industriales como lo es el caso de PDVSA, el criterio es más flexible y puede llegar hasta un factor del 80%.

Las cargas industriales en su naturaleza eléctrica son de carácter reactivo a causa de la presencia principalmente de equipos de refrigeración, motores, etc. Este carácter reactivo obliga que junto al consumo de potencia activa (kW) se sume el de una potencia llamada reactiva (kVAR), las cuales en su conjunto determinan el comportamiento operacional de dichos equipos y motores. Esta potencia reactiva ha sido tradicionalmente suministrada por las empresas de electricidad, aunque puede ser suministrada por las propias industrias.

Al ser suministradas por las empresas de electricidad deberá ser producida y transportada por las redes, ocasionando necesidades de inversión en capacidades mayores de los equipos y redes de transmisión y distribución. Todas estas cargas industriales necesitan de corrientes reactivas para su operación (Vargas, 2009).

1.5.2 Estado De La Red:

El estado de los sistemas eléctricos se refleja en el nivel de tensión al cual opera, y la distribución de potencia dentro la misma. Esto ha incentivado en muchos autores la búsqueda y desarrollo de algoritmos, basados en la

programación lineal y no lineal, que faciliten el cálculo del estado de los circuitos de distribución. Estos métodos son conocidos como *Flujo de Carga*.

1.5.2.1 Flujo De Carga En Redes De Distribución.

El flujo de carga en redes de distribución no es más que el análisis en estado estacionario de los voltajes de nodos, y las pérdidas en las ramas. La caída de tensión en los circuitos de distribución de nivel 13.2kV, 13.8kV ó 35kV varía de acuerdo al número de hilos del alimentado.

Un análisis de flujo de carga se realiza por medio de una serie de cálculos donde los parámetros se establecen en diferentes valores o en configuraciones del circuito, abriendo o cerrando interruptores, agregando o quitando líneas, etc. Esto se realiza con el fin de comprobar el funcionamiento de un sistema en condiciones normales o en contingencia, y la capacidad de suministrar la energía necesaria para alimentar cargas adicionales y comparar las nuevas alternativas para adicionar carga o mejorar el sistema de alimentación.

Los criterios de voltaje se dividen generalmente en un rango de voltaje aceptable para el circuito en condiciones normales y tensiones aceptables en condición de contingencia

En la actualidad existen diversos métodos para realizar flujo de carga, en las cuales se destacan;

- Método de flujo de carga triangular para redes radiales de distribución propuesto por S. Jovanovic.

- Método para la solución de flujo de carga en redes radiales de distribución propuesto por Ghosh y Das.
- Método desarrollado por Renato Céspedes.
- Método propuesto por Shirmohammadi para la solución del problema de flujo de carga en redes de distribución.
- Método presentado por Naji Khotari
- Método de Newton – Raphson modificado
- Método de Ardvinson,
- Método para la solución de flujo de carga desacoplado para redes de distribución propuesto por Chiang (Khodr, 2002).

En el estudio de los sistemas eléctricos, tales como el análisis de flujo de potencia encontramos sistemas de ecuaciones tanto lineales como no lineales. Dado que el orden de dicho sistema de ecuaciones es alto, debido al gran tamaño de los sistemas reales, es muy importante tener algoritmos numéricos rápidos y eficientes, que permitan obtener la solución de dicho sistema de ecuaciones.

1.5.3 Criterios Operacionales Para Las Redes De Distribución.

Es a través del flujo de carga donde se conoce si la red se encuentra operación bajo las condiciones nominales o se encuentra violando los límites operacionales. En el CEN se han fijado unos criterios operacionales para los circuitos de distribución, de baja y media tensión, para cumplir con las exigencias referentes a la calidad del servicio eléctrico. Dentro de estos criterios operacionales se encuentran.

1.5.3.1 Curva De Carga.

Los diferentes usuarios conectados al sistema de distribución presentan una característica de consumo variable en el tiempo la cual es conocida y relativamente estable debido a la superposición de las cargas mismas. Esta característica es representada mediante la curva de carga la cual puede ser diaria, mensual o anual. El uso de la curva de carga permite que un problema puramente operativo como la reconfiguración o el balance de fases sean llevados a un horizonte de planeamiento. Las cargas del sistema son de distinta naturaleza (residencial, comercial, industrial, etc.), razón por la cual es aconsejable tener información detallada para cada tipo de usuario.

1.5.3.2 Límite de Caída de Voltaje.

Quizás éste criterio sea el más importante en cuanto a calidad de servicio se refiera ya que establece un nivel de voltaje adecuado a los consumidores, de forma tal que no se afecte el buen funcionamiento de los equipos eléctricos. En toda red de baja tensión debe cumplirse los siguientes aspectos para voltajes entre 100 y 1000 V (ver Tabla 1.1).

TABLA 1.1 Límite de caída de Tensión según el tipo de servicio (De Oliveira, 2002)

Sistema monofásico		Sistema trifásico	
Transformador	Punto de suministro	Transformador	Punto de suministro
120 V	115 V	120/240 V	115/230 V
240 V	230 V	240 V	230 V
120/240 V	115/230 V	480 V	460 V

Nota: Datos tomados de Oliveira (2002).

Para voltajes mayores a 1000 V y que no excedan de 35000 V han de cumplirse los siguientes límites (ver Tabla 1.2).

TABLA 1.2 Límite de caída de tensión en circuitos primarios (De Oliveira, 2002).

<i>Transformador</i>	<i>Punto de suministro</i>
138000 V	13200 V
34500 V	33000 V

1.5.4 Mejoras Técnicas para la red de distribución.

Las mejoras técnicas son aquellas que requieren de una inversión económica para aplicarla en la red. Algunas de las mejoras que corresponden a este tipo son:

- Cambio de calibre de los conductores.
- Conversión del voltaje mediante el cambio de la conexión de los bancos trifásicos de transformadores de Δ a Y.
- Instalación de capacitores.
- Instalación de reguladores de voltaje.

1.5.5 Mejoras Organizativas para la red de distribución.

Estas mejoras son las de mayor factibilidad de aplicación a la red ya que aporta una reducción de pérdidas y mejora el perfil de tensión con cero inversiones económicas. Entre las mejoras organizativas más recurridas se encuentran:

- Reubicación óptima de transformadores.
- Reducción de la capacidad ociosa de los transformadores.
- Balance de las cargas de los circuitos.
- Reconfiguración óptima de los circuitos.

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL

La red de transmisión de PDVSA San Tomé, posee dos niveles de voltaje que son 115 y 69 kV, y 26 subestaciones (ver tabla 4), esta red se alimenta de la Subestación Canoa de EDELCA, con niveles de voltaje de 400/115 kV, de aquí se transmite la energía a las subestaciones de PDVSA como son; Bare, Dobokubi y Guara Oeste estas sustentan a todo el sistema eléctrico de PDVSA San Tomé. Mientras que Melones Oeste y Bare 10 las que tienen mayor producción de petróleo asociada.

TABLA 2.1. Subestaciones de PDVSA San Tomé.

Subestación	Nivel de tensión (kV)
Arecuna	115/13.8
Bare	115/13.8 -115/69
Bare 10	115/13.8
Budare	34.5/13.8
Cachama	69/4.16
Cachama 13.8 kV	69/13.8
Dación Este	115/13.8
Dación Oeste	115/13.8
Dobokubi	115/13.8-115/69
Eros	69/13.8
Guara Este	69/13.8
Guara Oeste	115/69/13.8

TABLA 2.1. (Cont.).

Ostra	69/13.8
Oveja	69/13.8
P.T.O.	69/13.8
P.T.O. Orimulsión	69/13.8
San Cristóbal	34.5/13.8
Sisor	69/13.8
San Tomé1	69/2.4
San Tomé2	69/2.4
San Tomé 3	69/13.8
Lejos	69/13.8
Melones	69/13.8
Melones Oeste	115/13.8
Miga	69/13.8
Nipa	69/13.8

Nota: Datos tomados del SCADA de PDVSA.

2.1 Subestación BARE 10

La subestación Bare 10 se encuentra ubicada en el Estado Anzoátegui, en el municipio Miranda a 70 Km del Campo San Tomé, vía Ciudad Bolívar.

La subestación Bare 10 opera en los niveles de voltaje de 115 kV y 13.8 kV, está alimentada por dos salidas de línea en 115 kV provenientes de la subestación Bare las cuales alimentan dos transformadores de potencia de igual características (ver tabla 2.2), en conexión delta-estrella de 115/13.8 kV y estos a su vez a un grupo de celdas de 13.8 kV. La subestación Bare 10 alimenta a los circuitos Norte, Sur, Este, Oeste. Desde el punto de vista físico, dicha subestación se encuentra conformada por tres áreas bien definidas: la primera un patio de alta tensión que incluyen dos pórticos en

115 kV para salida de líneas, dos transformadores de potencia, dos esquemas de barra flexible para alimentar a los transformadores, y una segunda área conformada por una casa de celdas en 13.8 kV.

La subestación Bare 10 es del tipo intemperie, bajo perfil, y con aislamiento en aire. La configuración en 13.8 kV es del tipo celda de barra simple seccionada, conformadas por quince celdas principales constituidas por dos interruptores de llagada, un interruptor de acople y doce salidas, tipo interior, alojadas en una casa, construida para tal fin.

TABLA 2.2. Característica de los transformadores de potencia.

PLACA DE LOS TRANSFORMADORES DE LA S/E BARE 10	
Serial	59094
Marca	ABB
Año	02/1993
Tipo	TMY43
Potencia (MVA)	30/40/50
Tensiones	115/13.8 KV
Bil de baja	110
Bil de alta	550
Impedancia	10.09%
Grupo vectorial	DYN5
Nro de tap	33 BAJA/5 ALTA
Enfriamiento	OA/AF
Aceite lts	21350
Peso total	80100
Norma	ANSIC57.12.00.1987

Nota: Datos tomados de la Placa de los transformadores de la subestación Bare 10.

TABLA 2.3 Transformadores de Servicios Auxiliares, 112.5 kVA.

Cantidad	2 unidades
Codificación	Tx SACA 1 – Tx SACA 2
Marca	CAIVET

Nota: Datos tomados de la Placa de los transformadores de la subestación Bare 10.

TABLA 2.4 Interruptor de Potencia 13.8 KV.

Cantidad	18 unidades
Codificación	D1505, D1305, D1105, D905, D705, D505, D305, D105, D180, D120, D280, D205, D405, D605, D805, D1005, D1205, D1405.
Marca	MERLIN GERIN
Corriente Nominal	D120, D280, D180, 1200 Amp, el resto 630 Amp.
Tensión Nominal	13.8 kV
Capacidad de interrupción	40 KA (1seg)
Tiempo total de interrupción	3 ciclos
Nivel de aislamiento	95 kV

Nota: Datos tomados de Base de datos subestación Bare 10.

TABLA 2.5. Seccionadores 115 Kv (con puesta a tierra).

Cantidad	2 unidades
Codificación	H113 – H213
Tipo	Tripolar
Marca	Pascar y Cleaveland Price
Corriente nominal	2000 Amp
Capacidad corto circuito	40 KA

Tensión máxima	115 KV
Operación	Manual
Corriente momentánea	100 kA

Nota: Datos tomados de Base de datos subestación Bare 10.

La barra correspondiente al transformador 1 alimenta a los circuitos, Norte y Sur, y la barra correspondiente al transformado 2 alimenta a los circuitos Este, Oeste y a la estación de descarga Bae 10 (ver figura 2.1).

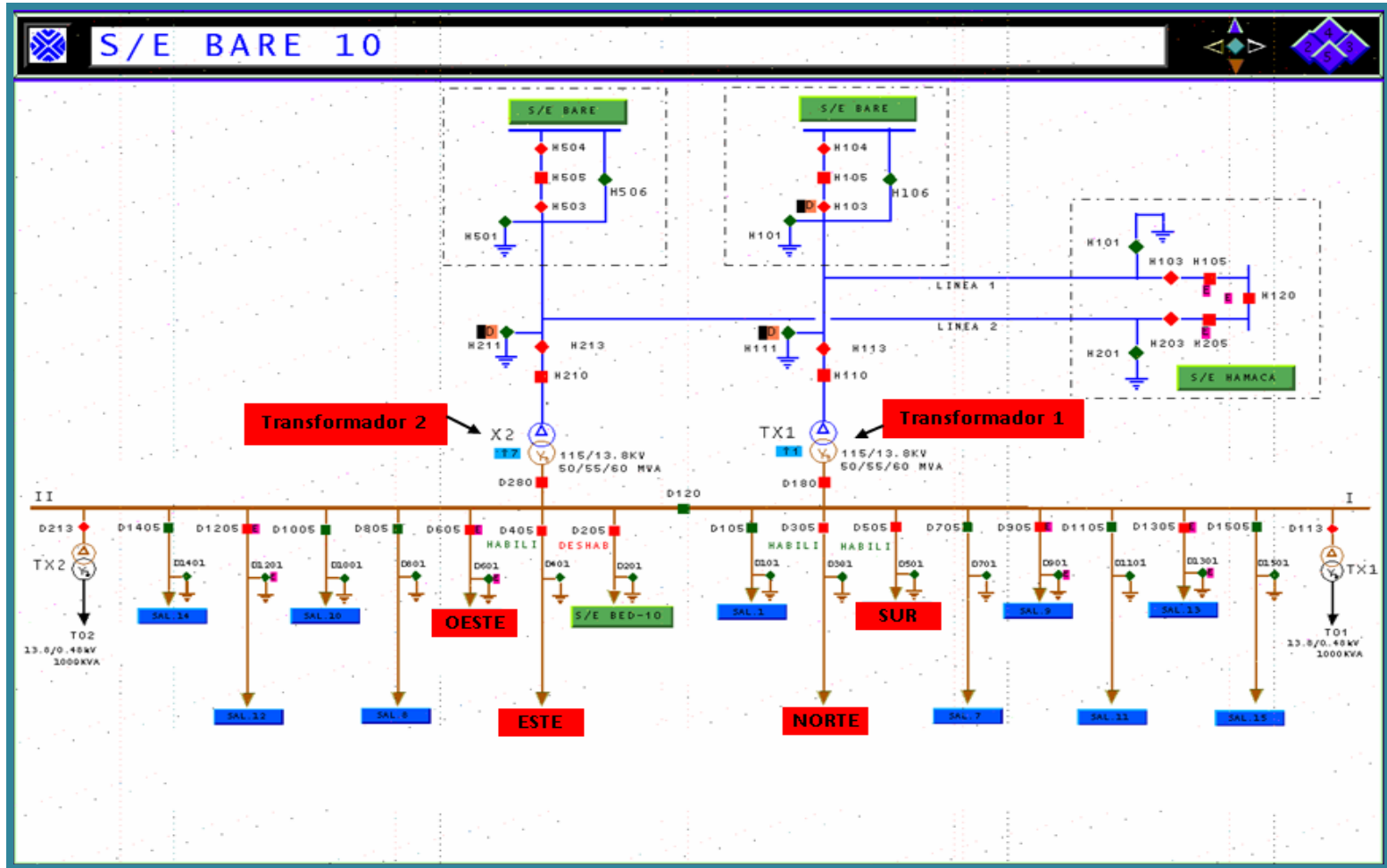


Figura 2.1 Diagrama Unifilar de la subestación Bare 10. *Nota: Datos obtenidos del SCADA de PDVSA.*

EPRI/6201	T1	25 °C	Code	133	kcmil
AAAC	60 Hz	T2	50 °C	2/0	7 Strands

Phase Conductor

Conductor Type	R-T1 (25 °C)	R-T2 (50 °C)	X_a	ohms per 1 mile
AL	0.7983	0.9343	0.532	
Outside Diameter	GMR	X_a'	megohms per 1 mile	
0.414 in	0.0125 ft	0.1203		

Conductor Lib...

Figura 2.2 Característica del conductor de fase de los circuitos de la subestación Bare 10. Fuente: datos tomados del ETAP 6.0.

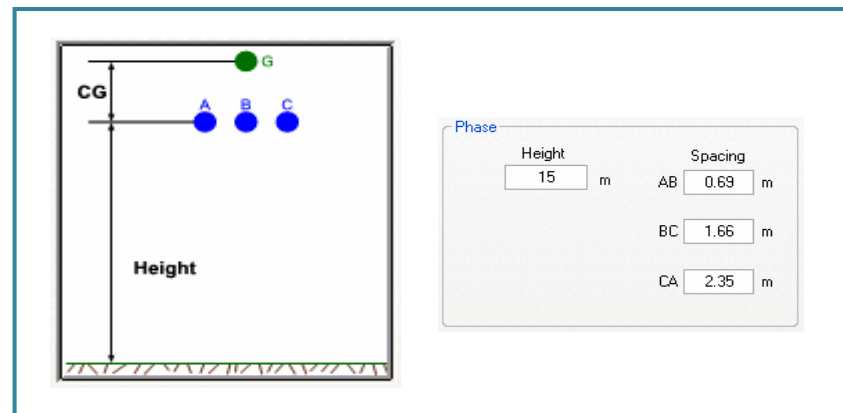
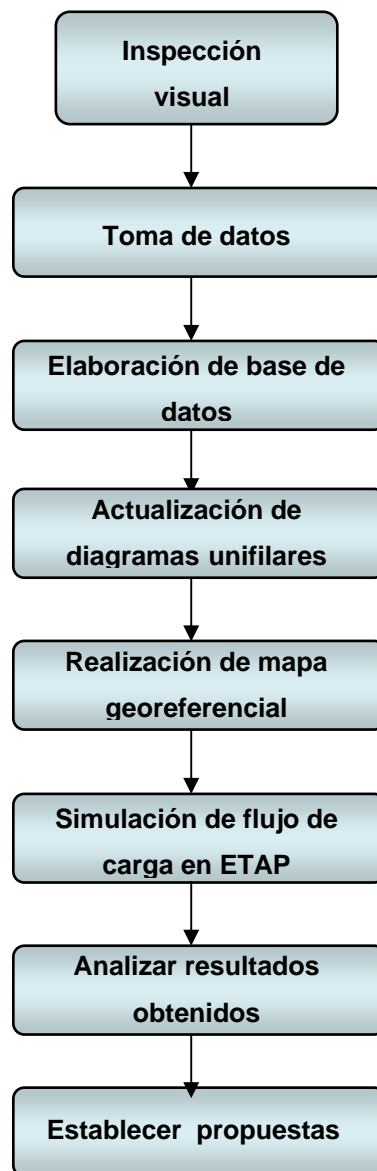


Figura 2.3 Configuración de los conductores de los circuitos de la subestación Bare 10. Fuente: datos tomados del ETAP 6.0.

CAPÍTULO III

METODOLÓGIA

Para la realización de este estudio y asegurar la veracidad de los resultados fue necesario fijar una serie de pasos que se resumirán en el siguiente esquema.



3.1 Metodología Empleada Para Describir Del Sistema De Distribución Actual De Los Circuitos De La Subestación Bare 10.

Debido a la desactualización de una base de datos, con las características necesarias para el estudio de los circuitos Norte, Sur, Este y Oeste de la subestación Bare 10, Se realizó la inspección de los circuitos para determinar:

- Longitud de las líneas de distribución de 13,8 KV.
- Numero de pozos asociados a los circuitos.
- Pozos en servicio y fuera de servicio.
- Capacidad de potencia (KVA) de los transformadores asociado a los pozos.
- Potencia (HP) de los motores asociado a los pozos.

Con la recolección de esta información se pudo realizar tablas con la información actualizada de los circuitos, los pozos asociados a estos y las características de los mismos (ver tabla 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, 3.6, 3.7, 3.8), con esta información se realizo el estudio de flujo de carga con resultados más certeros, y también se obtuvo una base de datos de los circuitos de gran utilidad para un futuro estudio de los mismos.

TABLA 3.1 Característica del Circuito Norte de la subestación Bare 10.

Longitud	25 Km
Nivel de tensión	13.8 kV
Numero de pozos	57
Producción de petróleo	19943 BNPD

Nota: Datos obtenidos de la inspección del sistema.

TABLA 3.2 Características del Circuito Sur de la subestación Bare 10.

Longitud	16 Km
Nivel de tensión	13.8 kV
Numero de pozos	47
Producción de petróleo	1514 BNPD

Nota: Datos obtenidos de la inspección del sistema

TABLA 3.3 Características del Circuito Este de la subestación Bare 10.

Longitud	10 Km
Nivel de Tensión	13.8 kV.
Numero de pozos	44
Producción de petróleo	2760 BNPD

Nota: Datos obtenidos de la inspección del sistema

TABLA 3.4 Características del Circuito Oeste de la subestación Bare
10.

Longitud	28 Km
Nivel de tensión	13.8 kV
Numero de pozos	57
Producción de petróleo	21102 BNPD

Nota: Datos obtenidos de la inspección del sistema

Leyenda de tabla 3.5, 3.6, 3.7, 3.8:

MFB: Merrey Flujo Bare (Inicial del nombre de los Pozos de petróleo del área de Bare)

BCP: Bomba de Cavidad Progresiva.

BM: Bomba Mecánica.

BES: Bomba Electro- Sumergible.

BNPD: Barriles Neto Por Día.

Fs.: Fuera de Servicio.

Cto.: Circuitos.

TABLA 3.5 Características de los pozos ubicados en el circuito Norte de la subestación de Bare 10.

Pozos ubicados en el circuito "S/E Bare 10 cto.Norte"				
NOMBRE	METODO DE EXTRACCION	MOTOR	BANCO DE TRANSFORMADORES (KVA)	PRODUCCION (BNPD)
MFB-433	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-537	BM	100 HP	3X50	41
MFB-540	BM	75 HP	3X25	199
MFB-542	BM	75 HP	2X50	30
MFB-555	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-626	BM	50 HP	3X50	1
MFB-627	BCP	100 HP	3X50	136
MFB-628	BCP	75 HP	3X50	248
MFB-650	BCP	75 HP	3X50	296
MFB-652	BCP	75 HP	3X50	357
MFB-656	BCP	75 HP	3X50	545
MFB-657	BES	150 HP	500	501
MFB-658	BES	150 HP	500	550
MFB-659	BCP	150 HP	3X37,5	643
MFB-660	BCP	100 HP	3X50	312
MFB-661	BCP	150 HP	3X37,5	438
MFB-662	BCP	150 HP	3X50	486
MFB-663	BES	150 HP	500	281
MFB-664	BES	150 HP	500	447
MFB-665	BCP	75 HP	3X50	322
MFB-667	BES	150 HP	500	778
MFB-668	BCP	150 HP	3X50	348
MFB-669	BCP	125 HP	3X50	330
MFB-670	BCP	150 HP	3X50	338
MFB-671	BES	150 HP	500	285
MFB-672	BES	150 HP	500	172
MFB-673	BES	150 HP	400	749
MFB-678	BES	150 HP	500	550

Nota: Datos obtenidos de la inspección del sistema

TABLA 3.5 (Cont.).

Pozos ubicados en el circuito "S/E Bare 10 cto.Norte"				
NOMBRE	METODO DE EXTRACCION	MOTOR	BANCO DE TRANSFORMADORES (KVA)	PRODUCCION (BNPD)
MFB-679	BES	150 HP	500	483
MFB-689	BCP	150 HP	3X50	403
MFB-690	BCP	125 HP	3X50	501
MFB-691	BES	150 HP	500	253
MFB-692	BCP	150 HP	3X50	391
MFB-700	BCP	150 HP	3X50	559
MFB-709	BCP	125 HP	3X50	579
MFB-711	BCP	150 HP	3X50	785
MFB-712	BCP	150 HP	3X50	582
MFB-726	BCP	125 HP	3X50	508
MFB-737	BCP	100 HP	3X50	245
MFB-742	BCP	100 HP	3X50	101
MFB-743	BCP	125 HP	3X50	625
MFB-747	BCP	150 HP	3X50	232
MFB-748	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-749	BCP	150 HP	3X50	571
MFB-757	BCP	150 HP	3X50	226
MFB-758	BCP	125 HP	3X50	450
MFB-759	BCP	150 HP	3X50	49
MFB-760	BCP	125 HP	3X50	443
MFB-761	BCP	150 HP	3X50	341
MFB-814	BCP	200 HP	750	234
MFB-815	BCP	200 HP		230
MFB-816	BCP	200 HP		170
MFB-817	BCP	150 HP	3X50	243
MFB-823	BCP	250 HP	3X75	324
MFB-830	BCP	150 HP	3X50	779
MFB-832	BES	150 HP	500	253

Nota: Datos obtenidos de la inspección del sistema

TABLA 3.6 Características de los pozos ubicados en el circuito Sur de la subestación de Bare 10.

Pozos ubicados en el circuito "S/E Bare 10 cto. Sur"				
NOMBRE	METODO DE EXTRACCION	MOTOR	BANCO DE TRANSFORMADORES (KVA)	PRODUCCION (BNPD)
MFB-210	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-223	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-233	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-291	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-292	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-350	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-351	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-352	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-353	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-354	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-355	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-357	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-373	B.C.P	75 HP	2X50	64
MFB-381	BM	50 HP	2X50	58
MFB-386	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-387	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-391	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-392	BM		FUERA DE SERVICIO	FS
MFB-396	FUERA DE SERVICIO			45
MFB-397	BM	75 HP	3X25	2

Nota: Datos obtenidos de la inspección del sistema

TABLA 3.6 (Cont.).

Pozos ubicados en el circuito "S/E Bare 10 cto. Sur"				
NOMBRE	METODO DE EXTRACCION	MOTOR	BANCO DE TRANSFORMADORES (KVA)	PRODUCCION (BNPD)
MFB-413	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-415	B.C.P	75 HP	3X25	97
MFB-416	BM		FUERA DE SERVICIO	27
MFB-417	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-418	BM	75 HP	3X25	18
MFB-419	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-421	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-425	BM	50 HP	2X50	65
MFB-430	BM	50 HP	2X37,5	33
MFB-486	BM	75 HP	3X25	19
MFB-489	BM	50 HP	3X25	34
MFB-491	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-494	BM	100 HP	300	249
MFB-496	BM		2X50/ FUERA DE SERVICIO	FS
MFB-498	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-503	FUERA DE SERVICIO	75 HP	2X50	75
MFB-509	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-514		100 HP	3X50	103
MFB-535	BM		3X25 / FUERA DE SERVICIO	FS
MFB-538	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-546	BM	75 HP	2X50	124
MFB-610	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-772	BM		3X50 / FUERA DE SERVICIO	FS
MFB-773	B.C.P		FUERA DE SERVICIO	FS
MFB-785	FUERA DE SERVICIO			FS

Nota: Datos obtenidos de la inspección del sistema

TABLA 3.7 Características de los pozos ubicados en el circuito Este de la subestación de Bare 10.

Pozos ubicados en el circuito "S/E Bare 10 cto. Este"				
NOMBRE	METODO DE EXTRACCION	MOTOR	BANCO DE TRANSFORMADORES (KVA)	PRODUCCION (BNPD)
MFB-358	BM	100 HP	TRANSFORMADOR DE 750 k VA	6
MFB-359	BCP			FS
MFB-360	BM	150HP		48
MFB-361	BES			FS
MFB-362	BM	75 HP		51
MFB-363	BM	75 HP		41
MFB-365	BM	75 HP		TRANSFORMADOR DE 750 k VA
MFB-367	BM	150 HP	90	
MFB-377	BCP		FS	
MFB-378	BM	50 HP	42	
MFB-388	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-389	BM	100 HP	2X50	288
MFB-393	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-394	BM			FS
MFB-400	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-401	BM	50 HP	2X50	95
MFB-403	BM	75 HP	3X50	145
MFB-404	BM	75 HP	3X50	22
MFB-412	BM	100 HP	3X25	4
MFB-428	BM	75 HP	500	18

Nota: Datos obtenidos de la inspección del sistema

TABLA 3.7 (Cont.).

Pozos ubicados en el circuito "S/E Bare 10 cto. Este"				
NOMBRE	METODO DE EXTRACCION	MOTOR	BANCO DE TRANSFORMADORES (KVA)	PRODUCCION (BNPD)
MFB-431	BM	50 HP	2X50	235
MFB-436	BES	150 HP	500	156
MFB-441	BM	30 HP	2X25	160
MFB-445	BM	75 HP	500	130
MFB-446	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-453	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-456	BCP	75 HP	300	109
MFB-459	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-485	BM	100 HP	3X37,5	17
MFB-490	BM	75 HP	2X50	73
MFB-495	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-499	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-500	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-523	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-525	FUERA DE SERVICIO			113
MFB-526	BM	100 HP	3X25	180
MFB-536	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-539	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-562	BM	100 HP	3X25	100
MFB-576	BM	75 HP	2X50	94
MFB-580	BM	50 HP	2X50	38
MFB-639	BM	75 HP	2X50	68
MFB-653	BCP	75 HP	3X50	199
MFB-654	BCP	75 HP	3X50	211

Nota: Datos obtenidos de la inspección del sistema

TABLA 3.8 Características de los pozos ubicados en el circuito Oeste de la subestación de Bare 10.

Pozos ubicados en el circuito "S/E Bare 10 cto. Oeste"				
NOMBRE	METODO DE EXTRACCION	MOTOR	BANCO DE TRANSFORMADORES (KVA)	PRODUCCION (BNPD)
MFB-357	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-376	BM	60 HP	3X25	90
MFB-429	BM	150 HP	2X50	34
MFB-557	BCP	150 HP	3X25	153
MFB-666	BES	150 HP	500	495
MFB-675	BCP	75 HP	2X50	363
MFB-676	BCP	100 HP	3X50	614
MFB-677	BES		500	FS
MFB-680	BM	75 HP	3X 50	11
MFB-683	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-684	BCP	150 HP	3X50	666
MFB-688	BCP	100 HP	3X 50	FS
MFB-693	FUERA DE SERVICIO			FS
MFB-696	BCP	150 HP	3X50	805
MFB-697	BCP	125 HP	3X50	934
MFB-698	BES	150 HP	500	458
MFB-699	BCP	100 HP	3X50	323
MFB-701	BCP	150 HP	3X50	677
MFB-702	BCP	150 HP	3X50	575
MFB-703	BCP	150 HP	3X50	597
MFB-704	BCP	150 HP	3X50	222
MFB-705	BCP	150 HP	3X50	462
MFB-706	BCP	150 HP	3X50	626
MFB-707	BCP	150 HP	3X50	760
MFB-708	BCP	150 HP	3X50	463
MFB-710	BCP	150 HP	3X50	831
MFB-713	BCP	150 HP	3X50	875
MFB-714	BCP	150 HP	3X50	520

Nota: Datos obtenidos de la inspección del sistema

TABLA 3.8 (Cont.).

Pozos ubicados en el circuito "S/E Bare 10 cto. Oeste"				
NOMBRE	METODO DE EXTRACCION	MOTOR	BANCO DE TRANSFORMADORES (KVA)	PRODUCCION (BNPD)
MFB-727	BCP	125 HP	3X50	205
MFB-728	BES	150HP	500	555
MFB-730	BCP	125 HP	3X50	FS
MFB-732	BCP	90 HP	3X50	646
MFB-733	BCP	125 HP	3X50	FS
MFB-735	BES	150 HP	500	690
MFB-736	BES	150 HP	500	891
MFB-738	BCP	75 HP	3X50	377
MFB-739	BES	150 HP	500	717
MFB-740	BCP	150 HP	3X50	64
MFB-741	BCP	100 HP	3X50	648
MFB-750	BCP	125 HP	3X50	215
MFB-751	BCP	75 HP	3X50	261
MFB-754	BCP	125 HP	3X50	FS
MFB-755	BCP	125 HP	3X50	FS
MFB-756	BCP	125 HP	3X50	276
MFB-762	BCP	150 HP	3X50	489
MFB-763	BCP	150 HP	3X50	33
MFB-764	BCP	150 HP	3X50	FS
MFB-765	BCP	150 HP	3X50	FS
MFB-766	BM	75 HP	3X50	FS
MFB-767	BCP	150 HP	3X50	FS
MFB-769	BCP	150 HP	3X50	489
MFB-770	BCP	150 HP	3X75	299
MFB-771	BCP	150 HP	3X50	400
MFB-809	BCP	150 HP	3X50	374
MFB-810	BCP	150 HP	3X50	617

Nota: Datos obtenidos de la inspección del sistema

3.2 Metodología Empleada Para Realizar La Actualización De Los Diagramas Unifilares De Los Circuitos De La Subestación Bare 10.

Con la inspección realizada a los circuitos Norte, Sur, Este y Oeste, se pudo verificar el número de pozos asociados a cada circuito en servicio y fuera de servicio, así como también los pozos nuevos, y cualquier otras modificaciones realizadas a los circuitos y que no estaban registradas en los diagramas unifilares existentes (ver figura 3.1, 3.3, 3.5, 3.7), los diagramas unifilares nuevos se realizaron utilizando Microsoft office Power Point 2007 (ver figura 3.2, 3.4, 3.6, 3.8).

Leyenda de los diagramas unifilares.

Leyenda de los unifilares	
	Seccionador abierto
	Seccionador cerrado
	Carga del circuito
MFB	Nombre de pozo
S/N	Sin Nomenclatura
	Interruptor

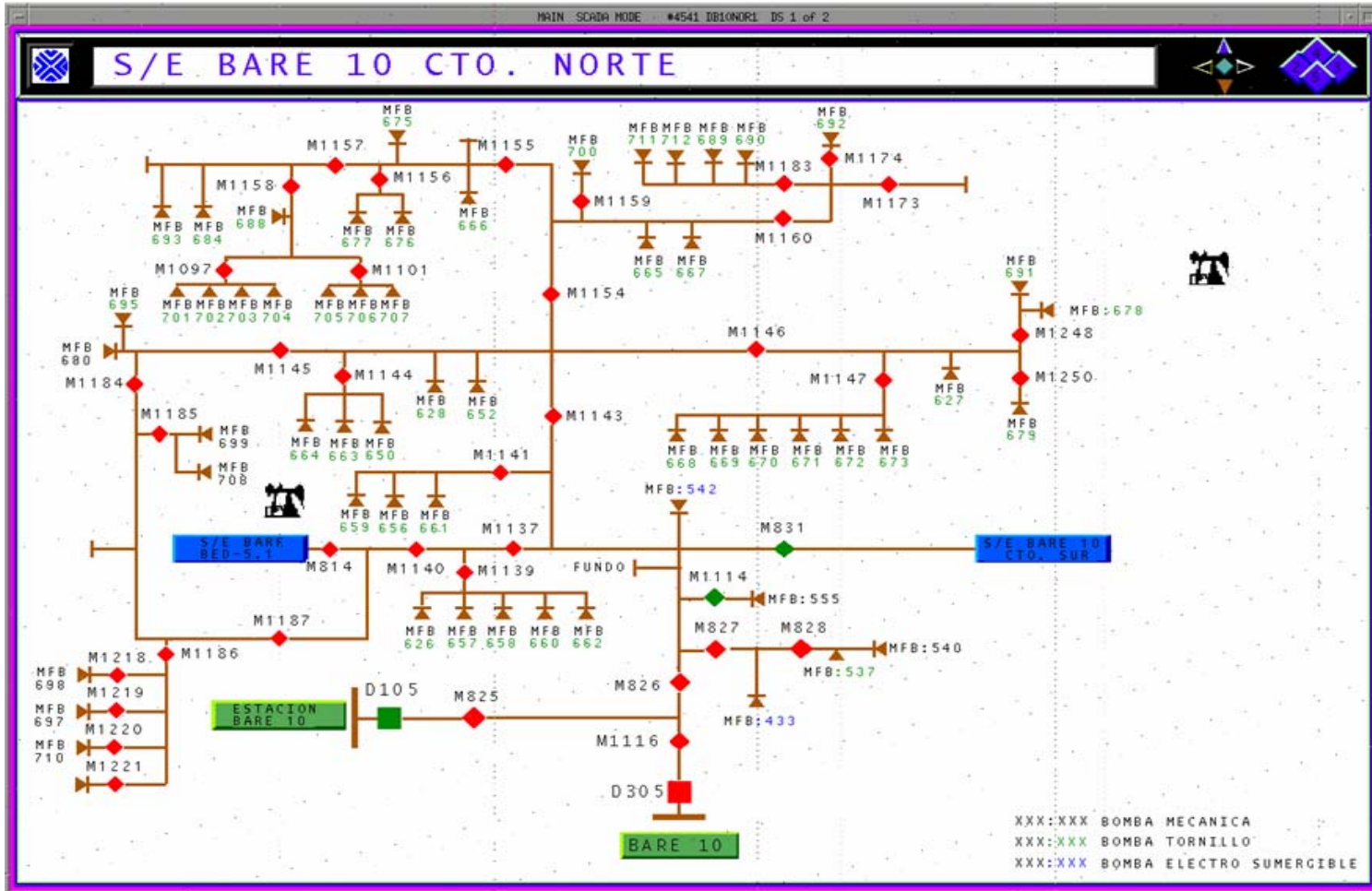


Figura 3.1. Diagrama unifilar actual del circuito Norte de la subestación Bare 10. Fuente: tomado del SCADA PDVSA.

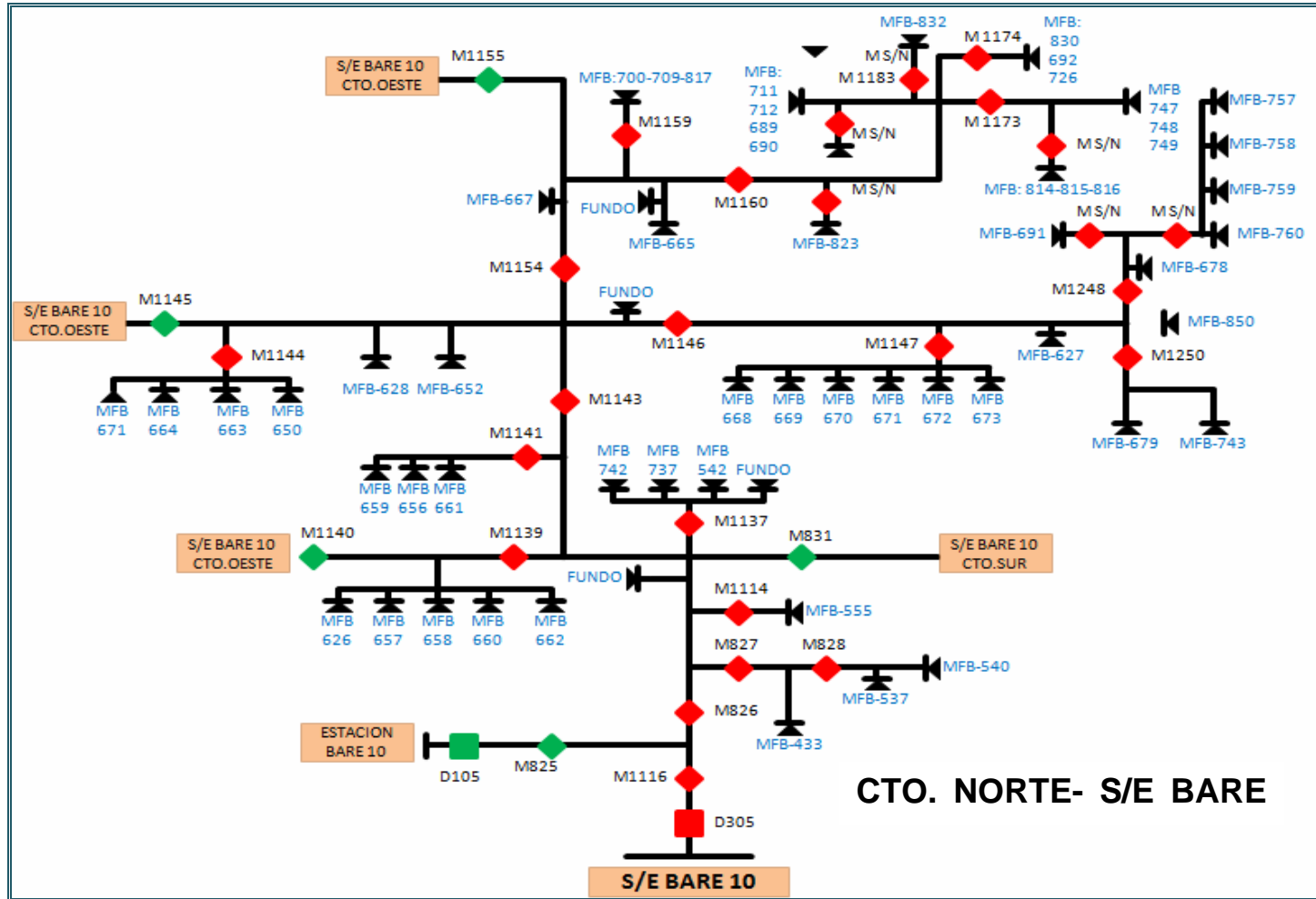


Figura 3.2 Diagrama unifilar propuesto del circuito Norte de la subestación Bare 10. *Nota: Datos obtenidos de la inspección del sistema*

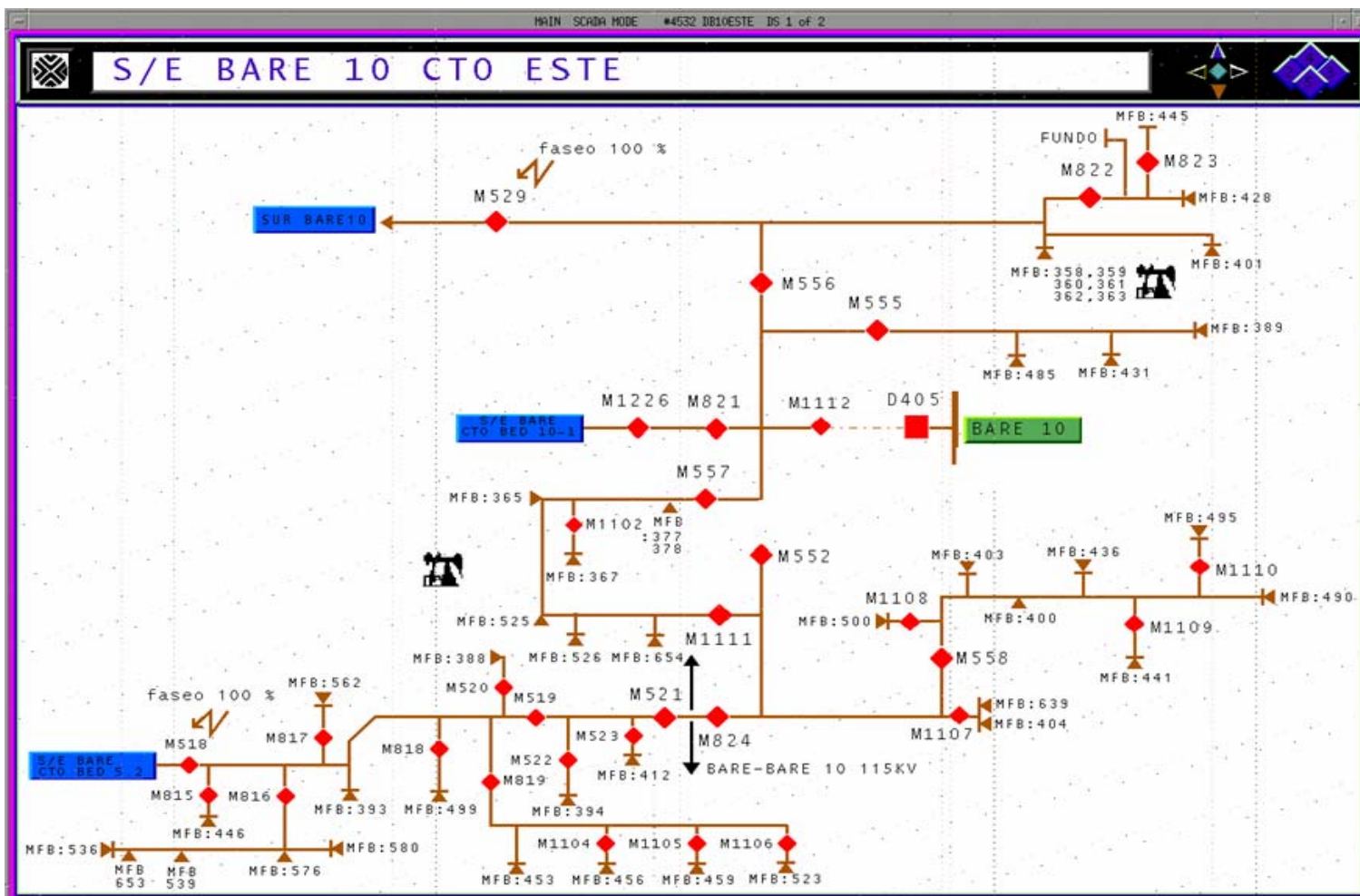


Figura 3.3. Diagrama unifilar actual del circuito Este de la subestación Bare 10. Fuente: tomado del SCADA PDVSA.

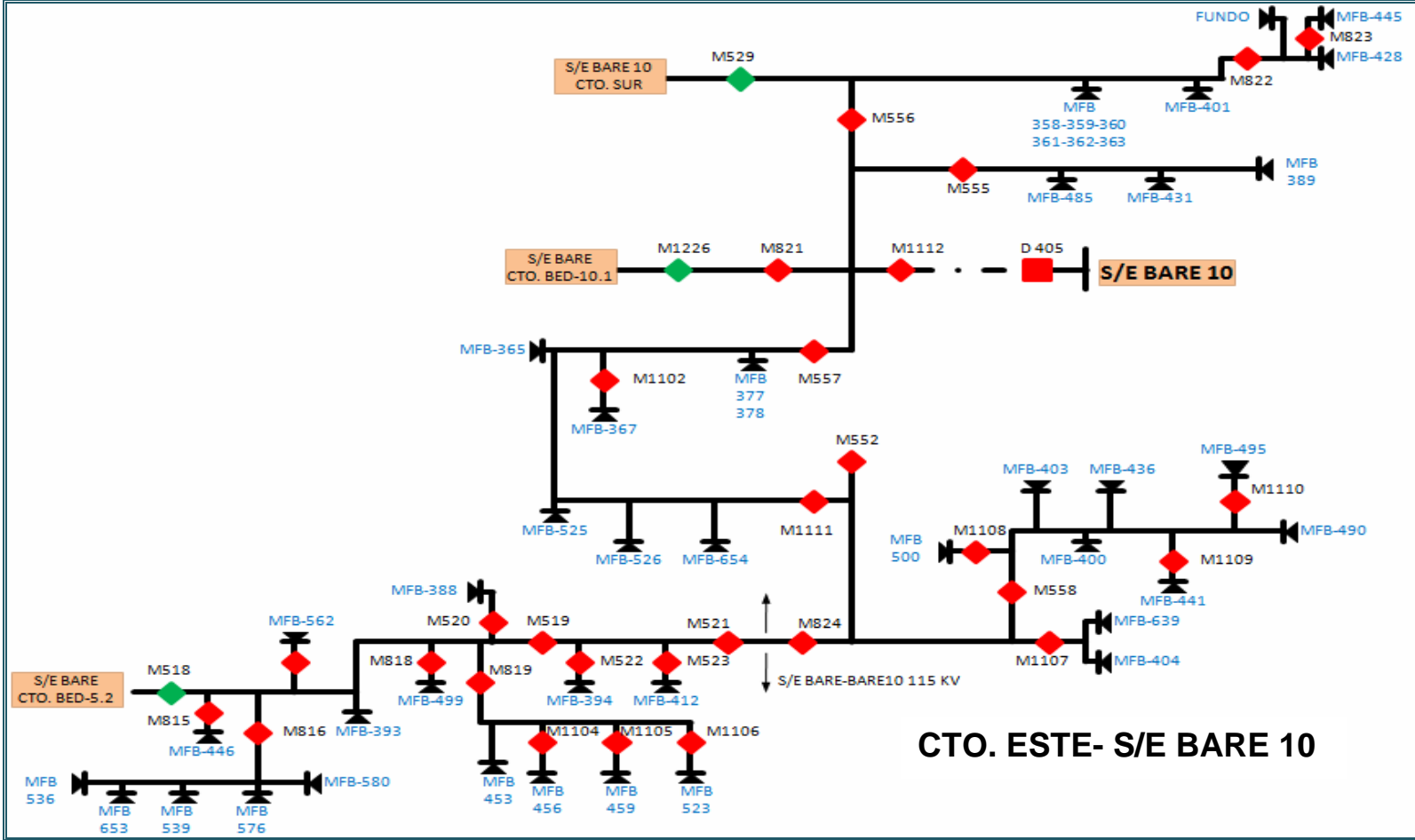


Figura 3.4. Diagrama unifilar propuesto del circuito Este de la subestación Bare 10. Nota: Datos obtenidos de la inspección del sistema

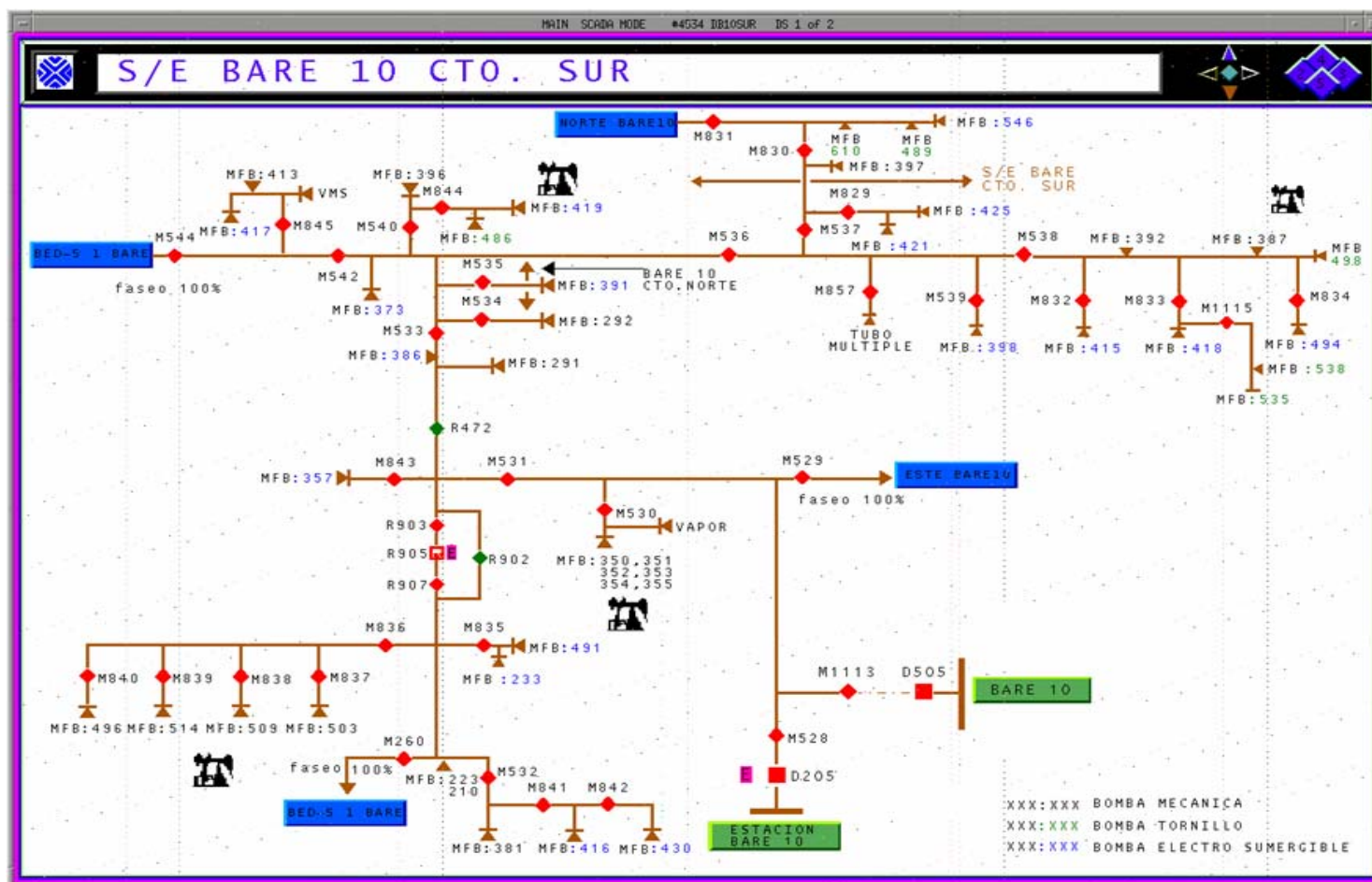


Figura 3.5. Diagrama unifilar actual del circuito Sur de la subestación Bare 10. Fuente: tomado del SCADA PDVSA.

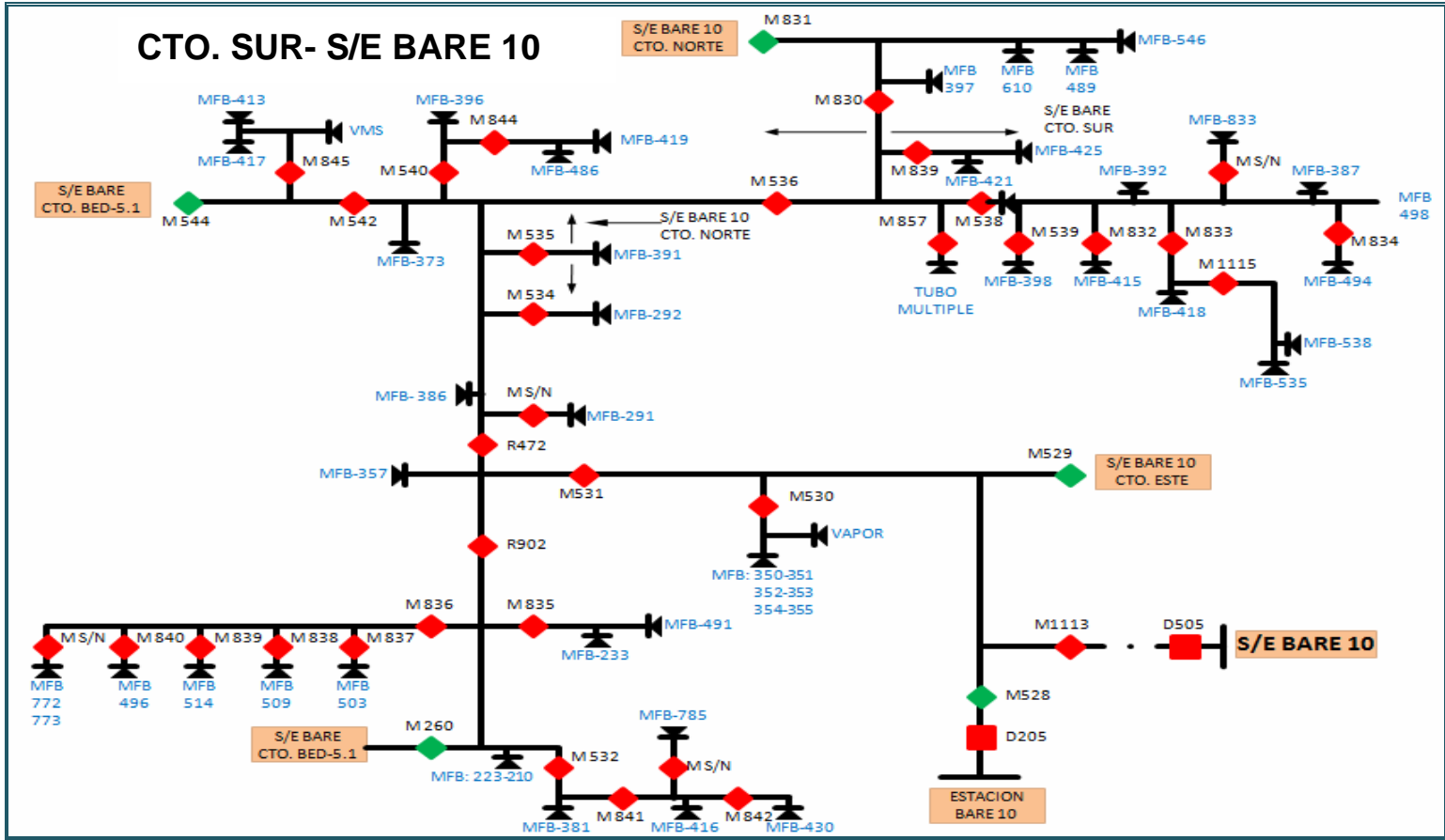


Figura 3.6. Diagrama unifilar propuesto del circuito Sur de la subestación Bare 10. *Nota: Datos obtenidos de la inspección del sistema*

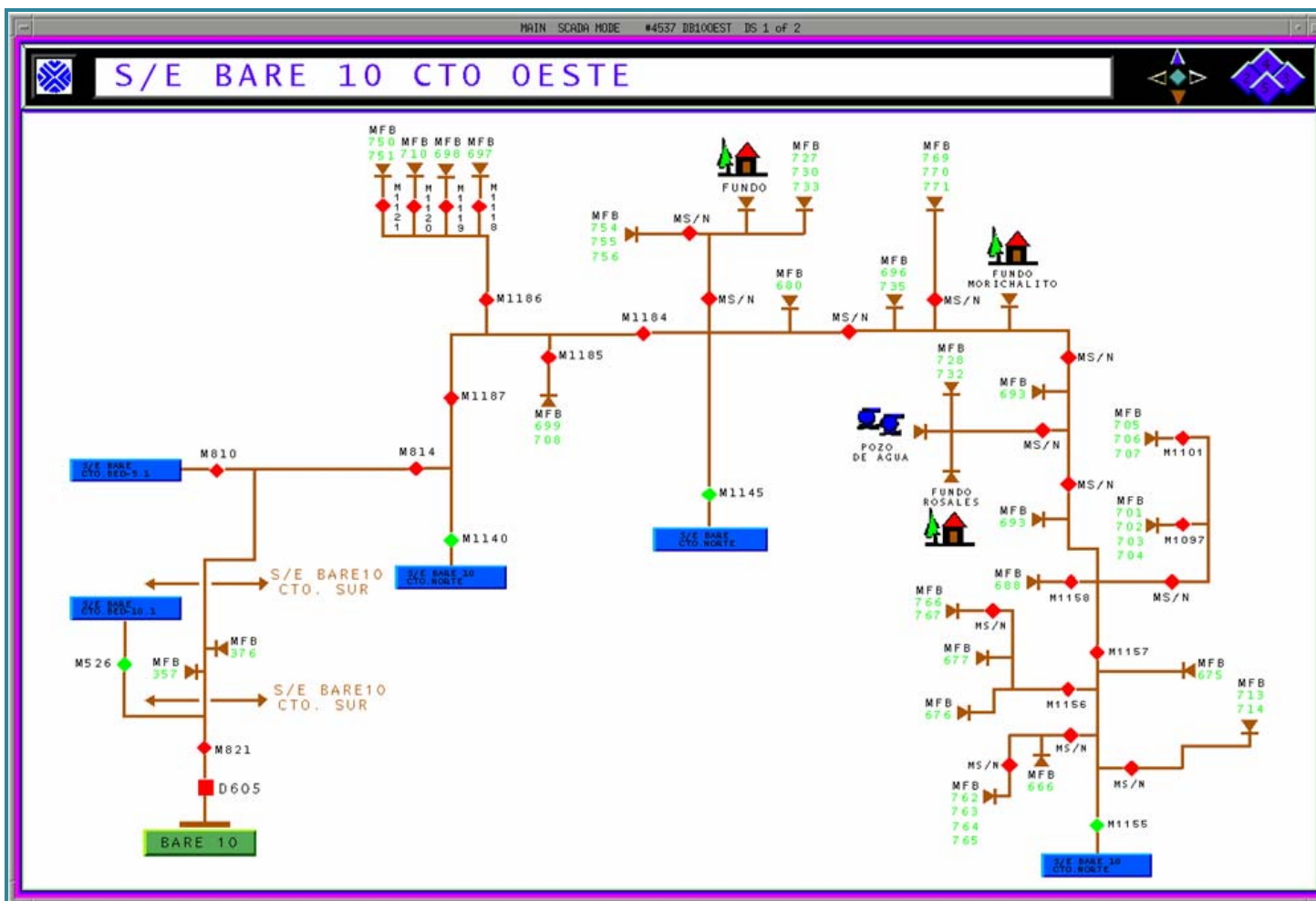


Figura 3.7. Diagrama unifilar actual del circuito Oeste de la subestación Bare 10. Fuente: tomado del SCADA PDVSA.

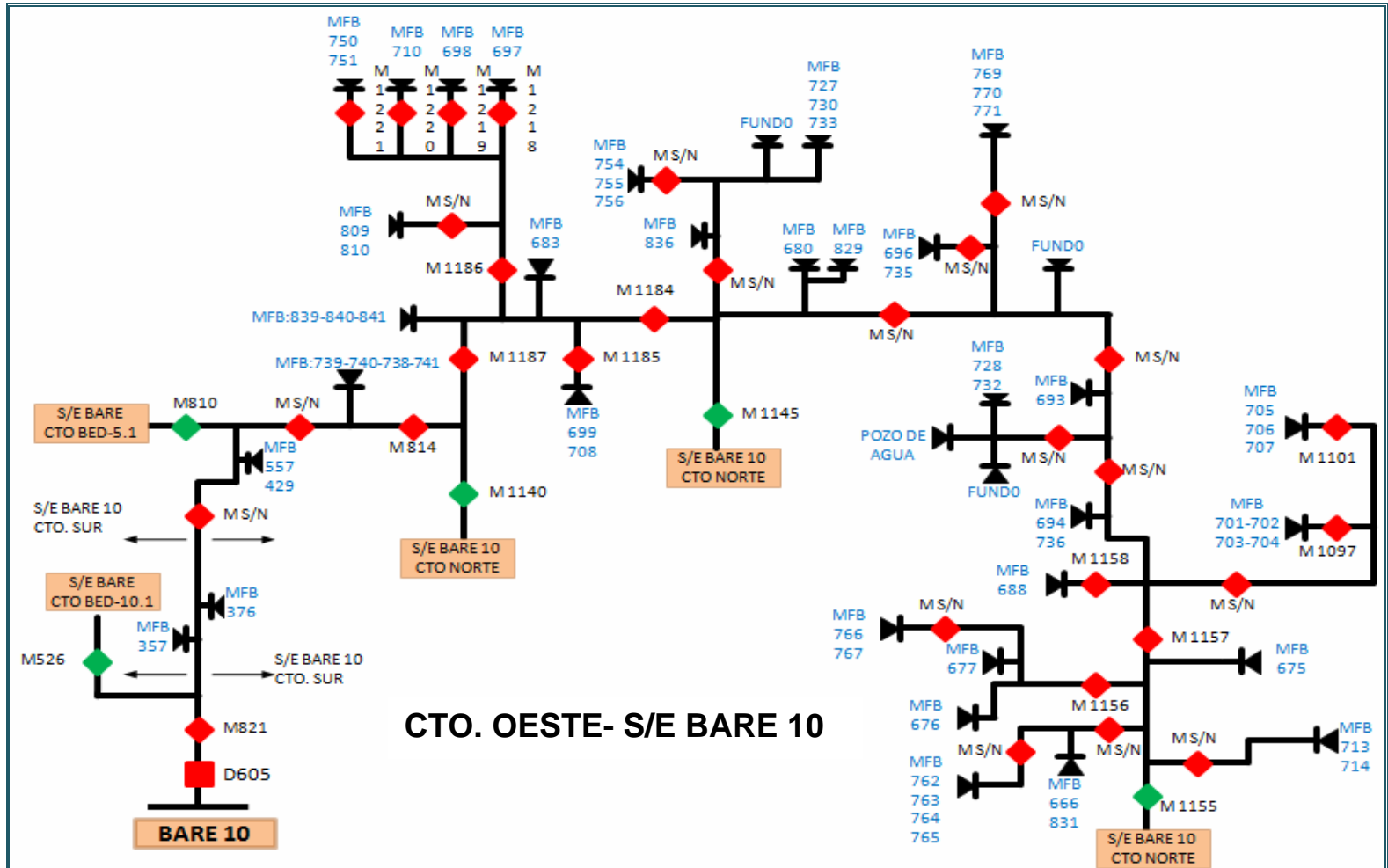


Figura 3.8. Diagrama unifilar propuesto del circuito Oeste de la subestación Bare 10. Nota: Datos obtenidos de la inspección del sistema.

3.3 Metodología Empleada Para La Elaboración De Los Mapas Georeferenciales.

En la inspección realizada a los circuitos de la subestación Bare 10, se tomo la ubicación geográfica de los postes y pozos asociados a cada circuito utilizando un GPS (Sistema de Posicionamiento Global) el cual permite determinar en todo el mundo la posición de un objeto o una persona, y el sistema de coordenadas utilizadas fueron las UTM (Universal Transversal de Mecator) y el sistema de referencia SIRGAS-REGVEN. Luego se realizaron tablas en las cuales se plasmaron las coordenadas tomadas por el GPS (ver Anexo 1), y luego fueron graficadas utilizando el programa AUTOCAD 2009.

Pasos para la elaboración del mapa georeferencial

- a) Tomar la ubicación geográfica de los postes de los circuitos, con el GPS.
- b) Elaborar tablas de coordenadas (ver Figura 3.9).

Nombre	Coordenada
M557	381322 , 943305

Figura 3.9 Ejemplo de tabla de coordenadas geográficas UTM.

- c) Graficar coordenadas en software AUTOCAD.

Para graficar postes con coordenadas geográficas, utilizando el software AUTOCAD 2009, se selecciona en la ventana principal (Inicio-

círculo), el centro del círculo será la coordenada que se desee graficar, ejemplo: (381322 , 943305), por último se selecciona el radio en este caso será de 5 metros.

A continuación se presentan los pasos que deben realizarse en el software AUTOCAD para graficar los postes de los circuitos.

- a- Ventana principal del AUTOCAD 2009 (ver Figura 3.10).

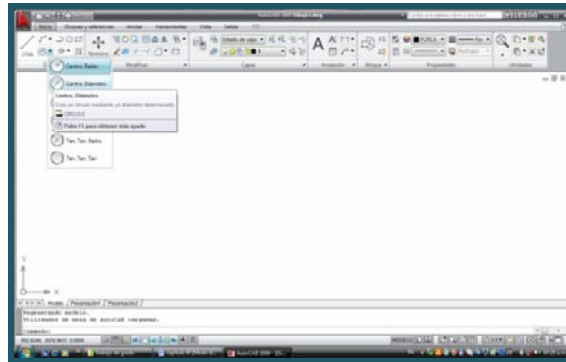


Figura 3.10 Ventana principal de software AUTOCAD 2009. Fuente: tomado del AUTOCAD 2009

- b- Se selecciona la opción (Inicio – círculo) (ver Figura 3.11)

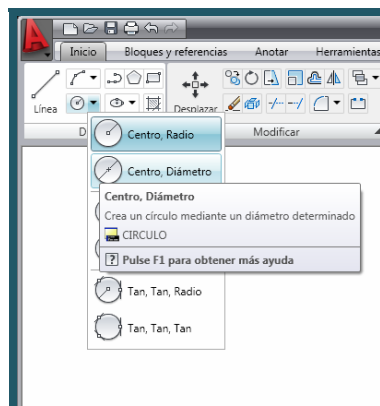


Figura 3.11 Opción círculo del software AUTOCAD 2009. Fuente: tomado del AUTOCAD 2009.

- c- Se ubica el punto que representa el poste indicando la coordenada del centro del círculo y su radio o diámetro (ver Figura 3.12).

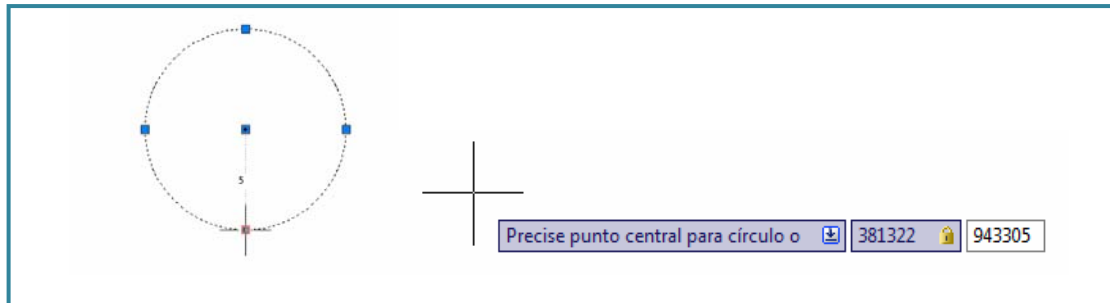


Figura 3.12. Coordenada mediante el software AUTOCAD 2009. *Fuente: tomado del AUTOCAD 2009.*

Para graficar las líneas de distribución, se unen los centros de los postes con líneas.

- d- En las figuras 3.13, 3.14, 3.15, 3.16 se observan los circuitos graficados en AUTOCAD 2009.

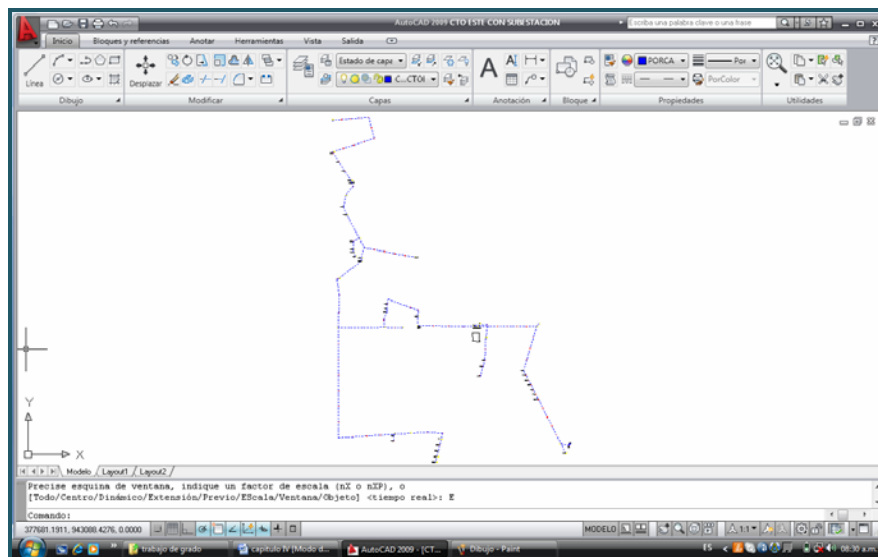


Figura 3.13. Circuito Este de la subestación Bare 10. *Fuente: tomado del AUTOCAD 2009.*

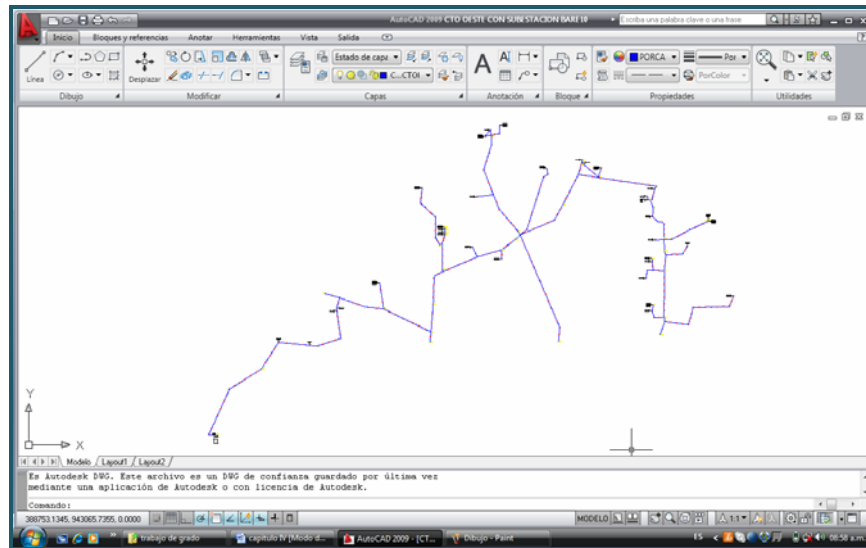


Figura 3.14 Circuito Oeste de la Subestación Bare 10. Fuente: tomado del AUTOCAD 2009.

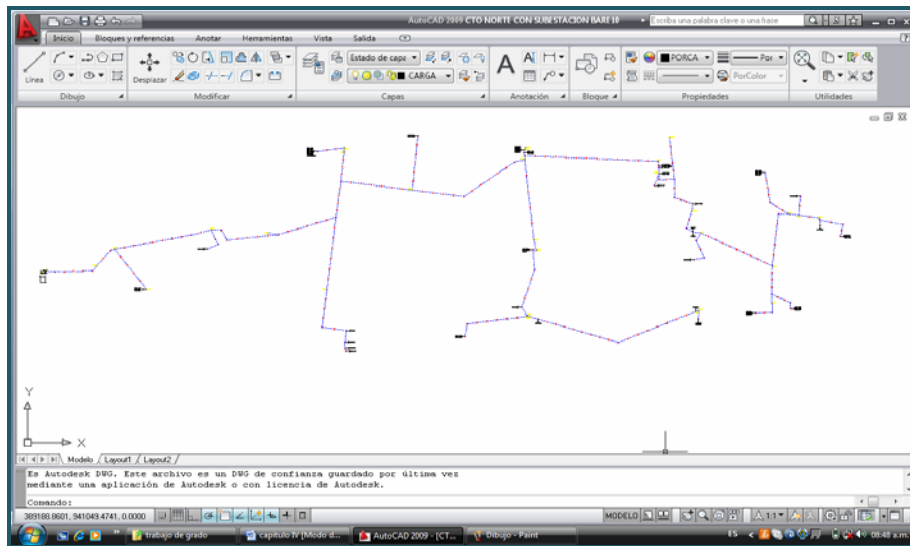


Figura 3.15 Circuito Norte de la Subestación Bare 10. Fuente: tomado del AUTOCAD 2009

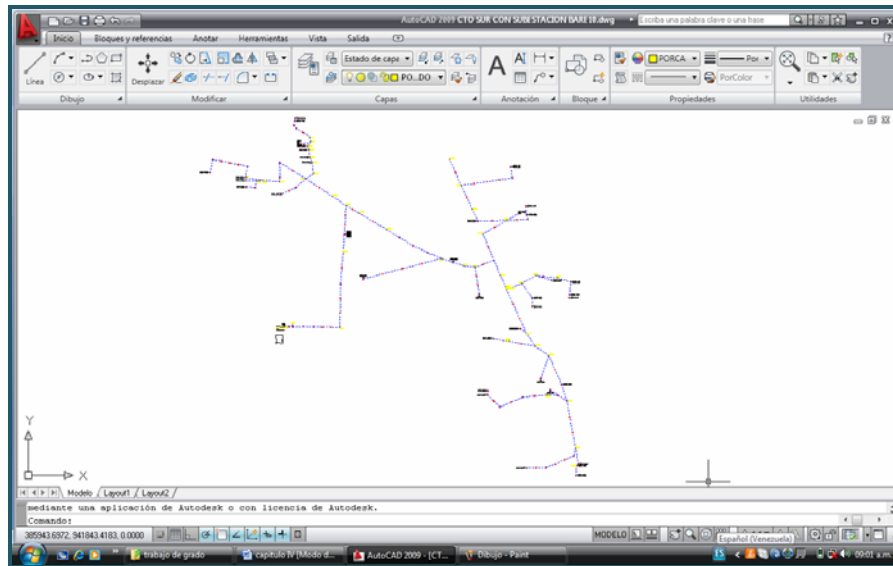


Figura 3.16 Circuito Sur de la Subestación Bare 10. Fuente: tomado del AUTOCAD 2009.

3.4 Metodología Empleada Para El Análisis De Flujo De Carga.

De los planos graficados en el programa AUTOCAD se tomaron las distancias de las líneas de distribución de los circuitos Norte, Sur, Este y Oeste de la subestación Bare 10 y las cargas asociados a estos, con estos datos y los obtenidos en la inspección de los circuitos se realizaron simulaciones con el software ETAP power estation 6.0, para el cálculo de flujo de carga, teniendo en cuenta los pozos fuera de servicio y una estimación de la carga futura.

Para analizar los resultados obtenidos por el software ETAP en el estudio de flujo de carga se tomara en cuenta la norma IEE 141-1993 la cual expresa lo siguiente:

- Los límites de tolerancia de la tensión en la norma ANSI C84.1-1989 se basan en NEMA MG 1-1993, que establece los límites de tolerancia de la tensión del motor de inducción estándar de $\pm 10\%$ de la placa de identificación (ver tabla 3.9 y Anexo 2).

TABLA 3.9 Límites de tolerancia para los voltajes de un motor de inducción

Motor (Volts)	Límite para voltaje mínimo (-10%)	Límite para voltaje máximo (+10%)
460	414 V	506 V

Nota: Norma IEEE 141-1993 basado en ANSI C84.1-1989.

- Los valores máximos y mínimos de voltaje aceptado en las barras para condición de operación normal del sistema eléctrico y en conformidad con la norma ANSI C84.1 son los siguientes (ver Tabla 3.10 y Anexo 3):

TABLA 3.10 Valores máximos y mínimos de voltaje aceptado en las barras para condición de operación normal del sistema eléctrico.

Tensión (V) Nominal	Máxima tensión (V) de servicio / utilización (105%)	Mínima tensión (V) de servicio	Mínima tensión (V) de utilización (terminales del equipo)
480	504	456 (95%)	440 (91,7%)
13.800	14.490	13.460 (97,5%)	12.420 (90%)

Nota: Norma IEEE 141-1993 basado en ANSI C84.1-1989

La norma ANSI C84.1, breve una variación adicional de los valores máximos y mínimos indicados en la tabla 3.10, para la condición de operación temporal o en emergencia del sistema, estos voltajes son los siguientes (ver Tabla 3.11):

TABLA 3.11. Valores máximos y mínimos de voltaje aceptado en las barras para condición de operación temporal o en emergencia del sistema eléctrico.

Tensión (V) Nominal	Máxima tensión (V) de servicio / utilización	Mínima tensión (V) de servicio	Mínima tensión (V) de utilización (terminales del equipo)
480	508 (105,8%)	440 (91,7%)	424 (88,3%)
13.800	14.520 (105,2%)	13.110 (95%)	11.880 (86,1%)

Nota: Norma IEEE 141-1993 basado en ANSI C84.1-1989.

CAPITULO IV

ANALISIS DE LOS CIRCUITOS Y SUS RESULTADOS

Con la utilización del software ETAP se realizaron simulaciones a los circuitos de 13,8 KV de la subestación Bare 10 en diferentes condiciones de operación a fin de verificar si las capacidades nominales de los elementos del sistema son los adecuados y si los perfiles de tensión se pueden mantener en un rango permitido para condiciones normales y en caso de contingencia.

Para el análisis de los circuitos de 480 voltios se tomaron dos consideraciones:

- Primero se realizó una corrida de flujo de carga para determinar las barras que no cumplían con los valores establecidos en la tabla 3-1 de la norma IEEE 141 (de 95% a 105% para condición normal de operación y de 91,7% a 105,8% para condición crítica o de contingencia).

- Segundo se realizó otra corrida de flujo de carga para determinar las barras que no cumplían con los límites establecidos en la tabla 3-5 de la norma IEEE 141 Límite de tolerancia para motores de inducción (de 90% a 110% de su voltaje nominal), como el voltaje nominal de los motores asociados a los circuitos es de 460 V tiene un voltaje límite de operación de 414 V como mínimo y 506 V como máximo (ver Anexo).

Para el análisis de los circuitos de 13,8 KV se tomaron las consideraciones expresadas en la tabla 3-1 de la norma IEEE 141 (de

97,54% a 105% para condición normal de operación y de 105,2% a 95% para condición crítica o de contingencia)

A continuación se presentan los resultados arrojados por el software ETAP en cada una de las condiciones simuladas, así como también el análisis de los mismos:

4.1 Caso 1: Condición Actual de los circuitos Norte, Sur, Este y Oeste de la subestación Bare 10.

En este caso utilizando el software ETAP, power station 6.0, se simularon los circuitos Norte, Sur, Este, Oeste de la subestación Bare 10 en la condición actual de operación, logrando obtener las corrientes de entradas de los circuitos valores un poco por encima del promedio registrado en los tres últimos meses por los relés de los interruptores de cada circuito (ver Anexo 4), el circuito norte fue el único que arrojó con una corriente de entrada un poco por debajo del valor registrado por los relés, esto se logró modificando el factor de carga en los motores correspondientes a cada pozo entre un 20% y 50 % de su capacidad nominal.

Para este caso las corrientes de entrada de los circuitos, arrojadas por el software ETAP, fueron:

Circuito Oeste: 61,1 Amp.

Circuito Este: 35,9 Amp.

Circuito Norte: 82,4 Amp.

Circuito Sur: 32,6 Amp.

Para este caso los Circuitos afectados fueron Norte y Oeste con valores en las barras por debajo del límite mínimo establecido en la norma IEEE 141-1993.

A continuación se muestran tablas con los valores reflejados por el software ETAP en las barras de los circuitos afectados.

4.1.1 Circuito Norte:

4.1.1.1 Análisis De Barras De 480 V.

En la tabla 4.1 se pueden observar las barras de 480 voltios que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición normal de operación, (mínimo de 95% y máximo 105% de su valor nominal).

TABLA 4.1. Barra de 480 V del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus382	0,480	0,456	95,0
Bus386	0,480	0,455	94,7
Bus404	0,48	0,456	95,0
Bus405	0,480	0,455	94,7
Bus423	0,480	0,448	93,3
Bus429	0,480	0,454	94,7
Bus432	0,480	0,454	94,7
Bus433	0,480	0,454	94,7
Bus437	0,480	0,455	94,7

TABLA 4.1 (Cont.)

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus457	0,480	0,451	94,0
Bus458	0,480	0,451	94,0
Bus459	0,480	0,452	94,3
Bus461	0,480	0,451	94,0
Bus468	0,480	0,451	94,1
Bus472	0,480	0,452	94,3
Bus474	0,480	0,451	94,0
Bus441	0,480	0,455	94,8
Bus452	0,480	0,452	94,2
Bus454	0,480	0,452	94,2

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.1 se puede visualizar con mayor claridad que ninguna de las barras de 480 V del circuito Norte tiene caída de tensión por debajo del 90%. Siendo la barra 423 la más afectada con 93,3% del voltaje nominal y un voltaje de operación de 448 V

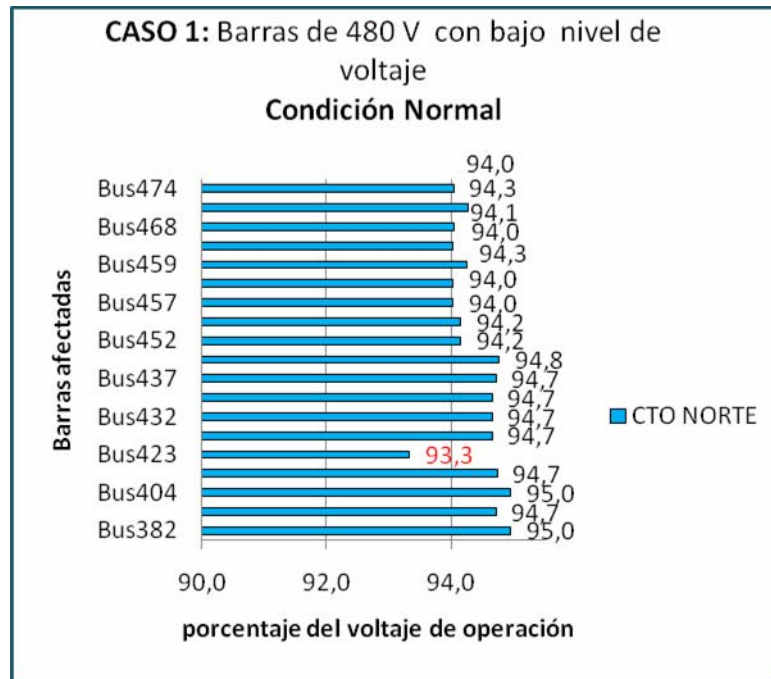


Figura 4.1.Caso 1: Cto. Norte, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje.

Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.1.1.2 Análisis De Barras De 13,8 KV.

Las barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición normal de operación, (mínimo de 97,54% y máximo 105% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.2.

TABLA 4.2. Barra de 13,8 KV del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus373	13,800	13,449	97,5
Bus374	13,800	13,444	97,4
Bus378	13,800	13,323	96,5
Bus379	13,800	13,286	96,3
Bus384	13,800	13,273	96,2
Bus387	13,800	13,271	96,2
Bus388	13,800	13,267	96,1
Bus392	13,800	13,270	96,2
Bus406	13,800	13,255	96,1
Bus407	13,800	13,256	96,1
Bus409	13,800	13,321	96,5
Bus410	13,800	13,320	96,5
Bus414	13,800	13,320	96,5
Bus421	13,800	13,249	96,0
Bus427	13,800	13,245	96,0
Bus430	13,800	13,245	96,0
Bus434	13,800	13,237	95,9
Bus435	13,800	13,222	95,8
Bus438	13,800	13,210	95,7
Bus439	13,800	13,207	95,7
Bus442	13,800	13,205	95,7
Bus443	13,800	13,181	95,5
Bus444	13,800	13,178	95,5
Bus445	13,800	13,176	95,5
Bus450	13,800	13,176	95,5
Bus455	13,800	13,166	95,4
Bus456	13,800	13,160	95,4
Bus462	13,800	13,165	95,4
Bus465	13,800	13,164	95,4
Bus466	13,800	13,163	95,4
Bus469	13,800	13,163	95,4
Bus470	13,800	13,161	95,4

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.2 se puede visualizar que las barras de 13,8 KV del circuito Norte con 95,4 % de su valor nominal son las que presentan más caída de tensión.

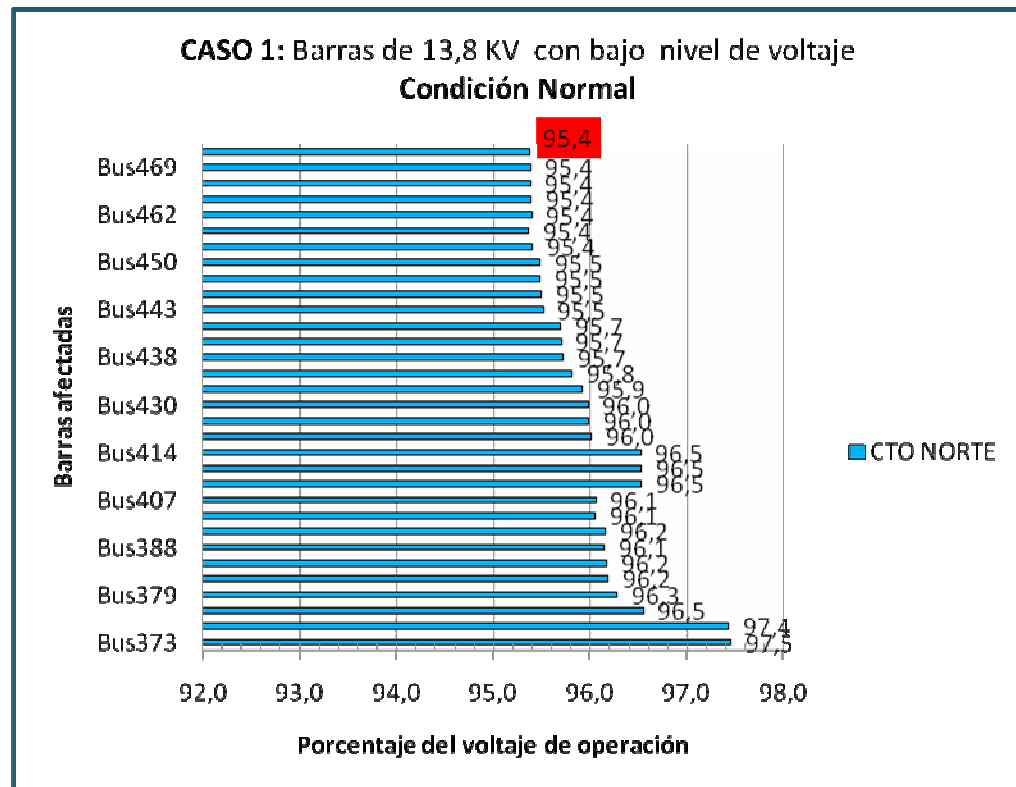


Figura 4.2.Caso 1: Cto. Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.1.2 Circuito Oeste:

4.1.2.1 Análisis De Barras De 480 V.

En la tabla 4.3 se pueden observar las barras de 480 voltios que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas

en condición normal de operación, (mínimo de 95% y máximo 105% de su valor nominal).

TABLA 4.3 Barra de 480 V del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus522	0,480	0,455	94,8
Bus549	0,480	0,454	94,5
Bus550	0,480	0,454	94,5
Bus551	0,480	0,454	94,5
Bus558	0,480	0,453	94,4
Bus560	0,480	0,455	94,7
Bus564	0,480	0,451	94,0
Bus565	0,480	0,454	94,6
Bus568	0,480	0,451	93,9
Bus572	0,480	0,449	93,6
Bus573	0,480	0,449	93,6
Bus574	0,480	0,449	93,6
Bus575	0,480	0,449	93,6
Bus578	0,480	0,449	93,6
Bus579	0,480	0,449	93,6
Bus580	0,480	0,449	93,6
Bus583	0,480	0,450	93,7
Bus589	0,480	0,451	94,0
Bus590	0,480	0,450	93,8
Bus592	0,480	0,450	93,8
Bus597	0,480	0,451	94,1
Bus598	0,480	0,453	94,4
Bus601	0,480	0,450	93,7

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.3 se puede visualizar con mayor claridad que ninguna de las barras de 480 V del circuito Oeste tiene caída de tensión por debajo del 90% del valor nominal de los motores presentes en el sistema. Siendo la barra 572, 573, 574, 575, 578, 579, 580 la más afectada con 93,6% de su voltaje nominal y un voltaje de operación de 449 V.

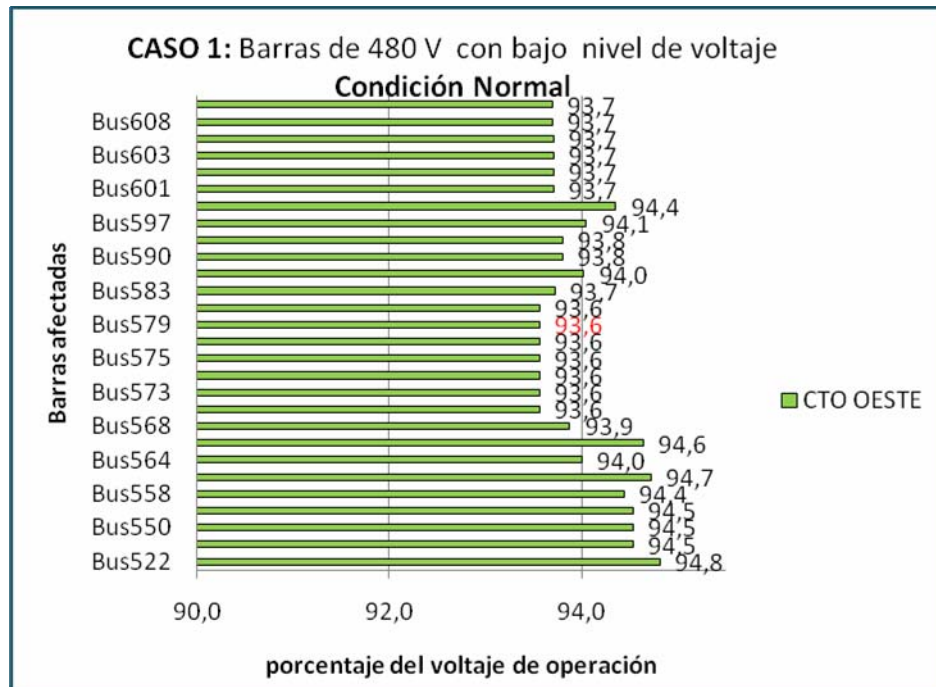


Figura 4.3.Caso 1: Cto Oeste, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje.

Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.1.2.2 Análisis De Barras De 13,8 KV.

Las Barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición normal de operación, (mínimo de 97,54% y máximo 105% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.4.

TABLA 4.4 Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus495	13,800	13,419	97,2
Bus496	13,800	13,333	96,6
Bus497	13,800	13,326	96,6
Bus498	13,800	13,324	96,6
Bus504	13,800	13,324	96,6
Bus506	13,800	13,324	96,5
Bus507	13,800	13,324	96,5
Bus511	13,800	13,320	96,5
Bus515	13,800	13,293	96,3
Bus518	13,800	13,266	96,1
Bus519	13,800	13,265	96,1
Bus523	13,800	13,242	96,0
Bus629	13,800	13,248	96,0
M1145	13,800	13,242	96,0
M1155	13,800	13,237	95,9
Bus524	13,800	13,238	95,9
Bus528	13,800	13,236	95,9
Bus531	13,800	13,236	95,9
Bus532	13,800	13,226	95,8
Bus533	13,800	13,225	95,8
Bus538	13,800	13,223	95,8
Bus543	13,800	13,171	95,4
Bus544	13,800	13,170	95,4
Bus547	13,800	13,167	95,4
Bus552	13,800	13,115	95,0

TABLA 4.4 (Cont.)

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus555	13,800	13,106	95,0
Bus556	13,800	13,106	95,0
Bus561	13,800	13,106	95,0
Bus562	13,800	13,095	94,9
Bus566	13,800	13,077	94,8
Bus569	13,800	13,077	94,8
Bus570	13,800	13,065	94,7
Bus576	13,800	13,065	94,7
Bus581	13,800	13,072	94,7
Bus584	13,800	13,072	94,7
Bus585	13,800	13,068	94,7
Bus586	13,800	13,067	94,7
Bus587	13,800	13,067	94,7
Bus593	13,800	13,067	94,7
Bus594	13,800	13,058	94,6
Bus595	13,800	13,055	94,6
Bus599	13,800	13,055	94,6
Bus605	13,800	13,058	94,6
Bus606	13,800	13,053	94,6

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.4 se puede visualizar que las barras de 13,8 KV del circuito Oeste con 94,6 % de su valor nominal son las que presentan más caída de tensión.

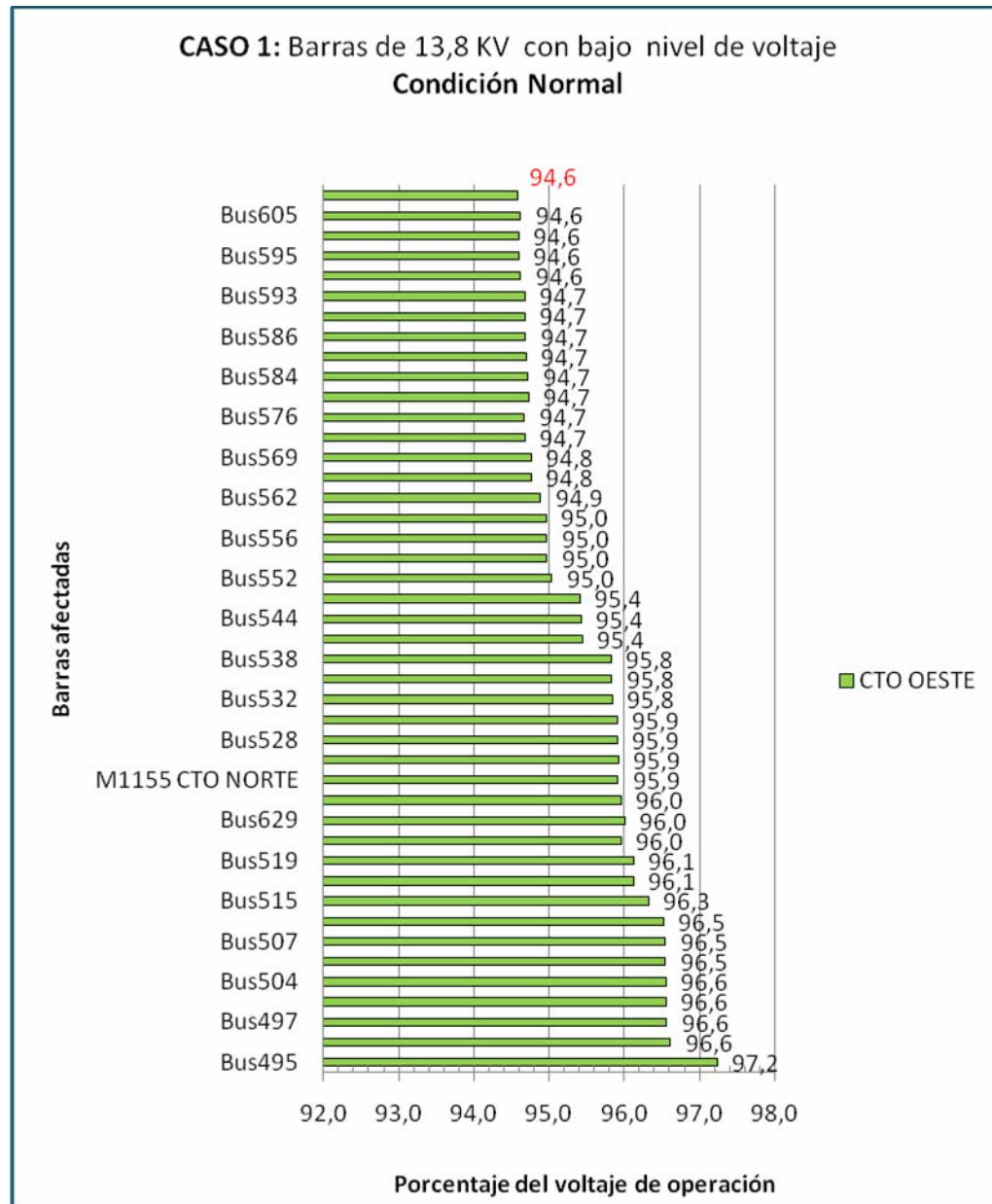


Figura 4.4. Caso 1: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

A continuación se presentaran una serie de contingencias en las cuales se estudiara el comportamiento del sistema actual.

4.2 Caso 2: Interconectando todos los circuitos, cerrando los seccionadores M529, M1140, M1155, M1145, M831.

En este caso utilizando el software ETAP, power station 6.0, se simularon los circuitos Norte, Sur, Este, Oeste de la subestación Bare interconectados, para ello se cerraron los seccionadores comunes entre estos como son los M529, M1140, M1155, M1145, M831.

Para este caso las corrientes de entrada arrojadas por el software ETAP para los circuitos, fueron:

Circuito Oeste: 54,1 Amp.

Circuito Este: 54,9 Amp.

Circuito Norte: 80,4 Amp.

Circuito Sur: 29,1 Amp.

Para este caso el Circuito Norte fue el único que se vio afectado con valores en barras de 13,8 kV al límite del valor mínimo establecido en la norma IEEE 141-1993.

A continuación se muestran los valores reflejados por el software ETAP en las barras del circuito afectado.

4.2.1 Circuito Norte:

4.2.1.1 Análisis De Barras De 13,8 KV.

Las barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición de contingencia, (mínimo de 95% y máximo 105,22% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.5.

TABLA 4.5. Barra de 13,8 KV del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para contingencias.

Reporte Condición de contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus456	13,800	13,108	95,0
Bus470	13,800	13,109	95,0

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.5 se puede visualizar que las barras 470, 456 de 13,8 KV del circuito Norte con 95 % de su valor nominal son las que presentan más caída de tensión para este caso, llegando al límite del valor establecido para mínimo voltaje en condición de contingencia.

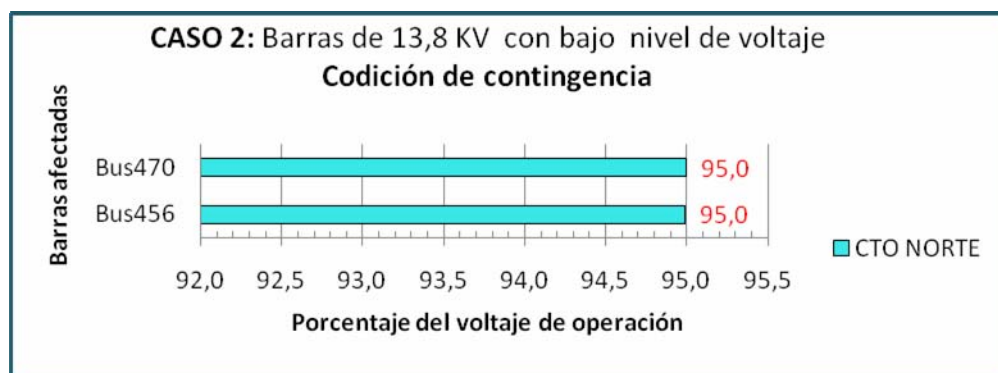


Figura 4.5. Caso 2: Cto. Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.3 Caso 3: Transferencia De Carga Desde El Circuito Norte Al Circuito Oeste Mediante El Cierre Del Seccionador M1155 Y Apertura Del Interruptor D305.

En este caso utilizando el software ETAP, power station 6.0, se simuló el sistema transfiriendo la carga del circuito Norte al circuito Oeste, cerrando el seccionador M1155 y abriendo el interruptor D305 de la subestación Bare 10.

Para este caso las corrientes de entrada de los circuitos, arrojadas por el software ETAP, fueron:

Circuito Oeste: 121,2 Amp.

Circuito Este: 36,2 Amp.

Circuito Norte: 0 Amp.

Circuito Sur: 33 Amp.

Para este caso los Circuitos afectados fueron Norte y Oeste con valores en las barras por debajo del límite mínimo establecido en la norma IEEE 141-1993 para condición de Contingencia.

A continuación se muestran tablas con los valores reflejados por el software ETAP en las barras de los circuitos afectados.

4.3.1 Circuito Norte:

4.3.1.1 Análisis De Barras De 480 V.

En la tabla 4.6 se pueden observar las barras de 480 voltios que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición de contingencia (mínimo de 91% y máximo 105,8% de su valor nominal).

TABLA 4.6 Barra de 480 V del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones de contingencia.

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus349	0,480	0,399	83,1
Bus350	0,480	0,406	84,7
Bus357	0,480	0,401	83,6
Bus360	0,480	0,406	84,6
Bus362	0,480	0,406	84,6
Bus367	0,480	0,405	84,4
Bus368	0,480	0,409	85,2
Bus369	0,480	0,409	85,2
Bus370	0,480	0,404	84,2
Bus371	0,480	0,406	84,7
Bus372	0,480	0,397	82,6
Bus376	0,480	0,406	84,6
Bus377	0,480	0,403	83,9
Bus381	0,480	0,410	85,3
Bus382	0,480	0,405	84,4
Bus386	0,480	0,404	84,1
Bus391	0,480	0,409	85,3
Bus394	0,480	0,409	85,3
Bus404	0,480	0,405	84,3
Bus405	0,480	0,404	84,1
Bus408	0,480	0,409	85,2
Bus412	0,480	0,414	86,2
Bus413	0,480	0,408	85,0

TABLA 4.6 (Cont.).

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus416	0,480	0,408	85,0
Bus417	0,480	0,412	85,8
Bus418	0,480	0,407	84,8
Bus419	0,480	0,408	85,0
Bus420	0,480	0,412	85,8
Bus423	0,480	0,401	83,6
Bus425	0,480	0,403	83,9
Bus429	0,480	0,409	85,1
Bus432	0,480	0,409	85,1
Bus433	0,480	0,409	85,1
Bus437	0,480	0,410	85,3
Bus441	0,480	0,410	85,4
Bus448	0,480	0,412	85,9
Bus452	0,480	0,407	84,7
Bus454	0,480	0,407	84,7
Bus457	0,480	0,406	84,6
Bus458	0,480	0,406	84,6
Bus459	0,480	0,407	84,8
Bus461	0,480	0,406	84,6
Bus464	0,480	0,411	85,7
Bus468	0,480	0,406	84,6
Bus472	0,480	0,407	84,8
Bus474	0,480	0,406	84,6

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.6 se puede visualizar que todas las barras de 480 V del circuito Norte tienen caída de tensión por debajo del 90% del valor nominal de los motores presentes en el sistema. Con voltajes de operación menores a 414 (voltaje mínimo para la operación de motores de inducción).

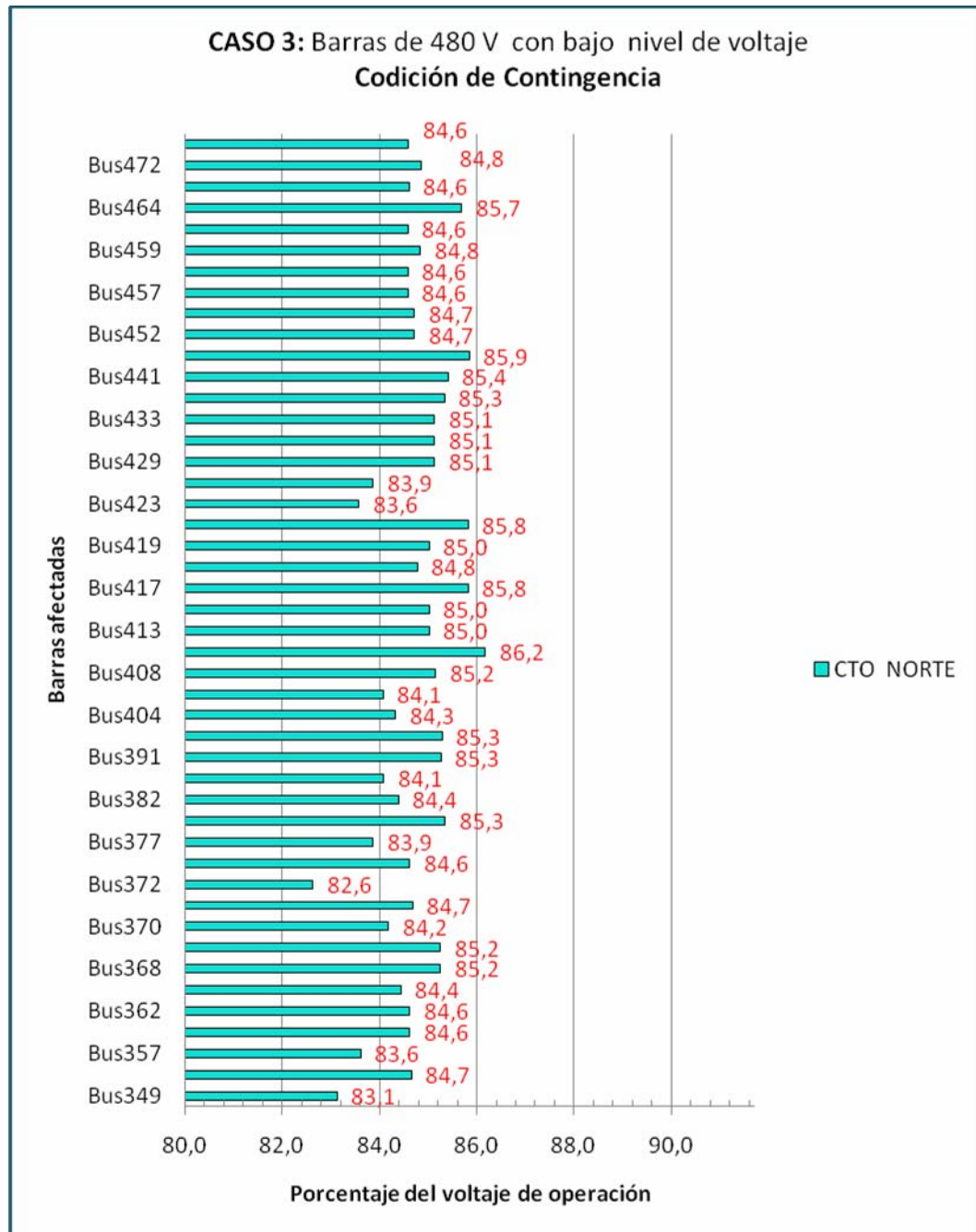


Figura 4.6 Caso 3: Cto. Norte, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje.

Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.3.1.2 Análisis De Barras De 13,8 KV.

Las barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición de contingencia, (mínimo de 95% y máximo 105,22% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.7.

TABLA 4.7 Barra de 13,8 KV del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condición de contingencia.

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus345	13,800	11,820	85,7
Bus346	13,800	11,826	85,7
Bus347	13,800	11,818	85,6
Bus351	13,800	11,827	85,7
Bus352	13,800	11,814	85,6
Bus355	13,800	11,813	85,6
Bus358	13,800	11,813	85,6
Bus363	13,800	11,813	85,6
Bus364	13,800	11,832	85,7
Bus373	13,800	11,853	85,9
Bus374	13,800	11,847	85,8
Bus378	13,800	11,899	86,2
Bus379	13,800	11,848	85,9
Bus384	13,800	11,830	85,7
Bus387	13,800	11,828	85,7
Bus388	13,800	11,824	85,7
Bus392	13,800	11,826	85,7
Bus406	13,800	11,807	85,6
Bus407	13,800	11,809	85,6
Bus409	13,800	11,901	86,2

Tabla 4.7 (Cont.).

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus410	13,800	11,902	86,2
Bus414	13,800	11,901	86,2
Bus421	13,800	11,947	86,6
Bus427	13,800	11,950	86,6
Bus430	13,800	11,950	86,6
Bus434	13,800	11,961	86,7
Bus435	13,800	11,945	86,6
Bus438	13,800	11,931	86,5
Bus439	13,800	11,928	86,4
Bus442	13,800	11,926	86,4
Bus443	13,800	11,900	86,2
Bus444	13,800	11,896	86,2
Bus445	13,800	11,895	86,2
Bus450	13,800	11,894	86,2
Bus455	13,800	11,883	86,1
Bus456	13,800	11,876	86,1
Bus462	13,800	11,882	86,1
Bus465	13,800	11,881	86,1
Bus466	13,800	11,880	86,1
Bus469	13,800	11,879	86,1
Bus470	13,800	11,877	86,1

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.7 se puede visualizar que las barras de 13,8 KV del circuito Norte con 85,6% de su valor nominal y un voltaje de operación de 11,807 KV son las que presentan más caída de tensión.

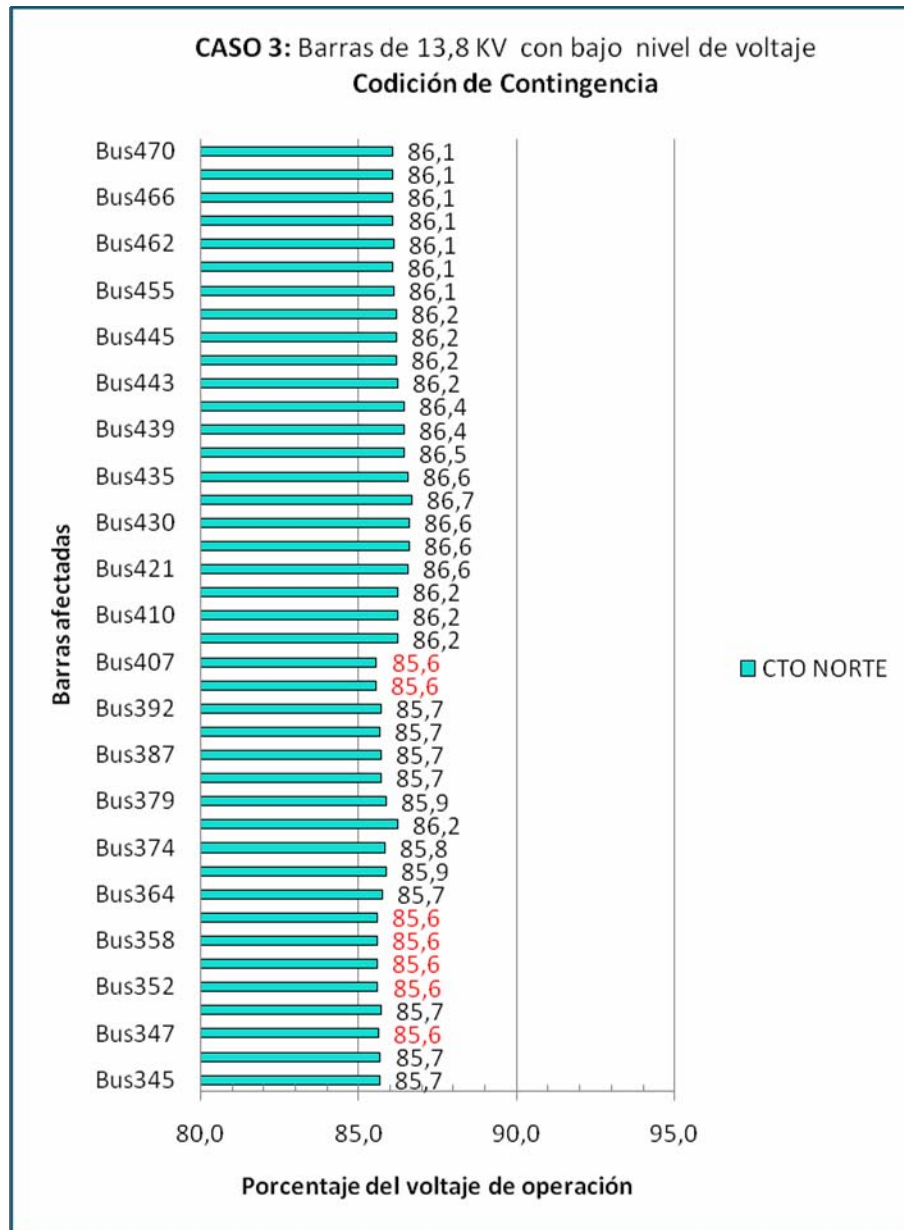


Figura 4.7 Caso 3: Cto. Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.3.2 Circuito Oeste:

4.3.2.1 Análisis De Barras De 480 V.

En la tabla 4.8 se pueden observar las barras de 480 voltios que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición de contingencia (mínimo de 91,7% y máximo 105,8% de su valor nominal).

TABLA 4.8 Barra de 480 V del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones de contingencia.

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus505	0,480	0,439	91,5
Bus513	0,480	0,439	91,5
Bus514	0,480	0,439	91,5
Bus521	0,480	0,436	90,9
Bus522	0,480	0,434	90,4
Bus526	0,480	0,435	90,7
Bus527	0,480	0,435	90,5
Bus535	0,480	0,435	90,5
Bus536	0,480	0,435	90,5
Bus537	0,480	0,435	90,5
Bus540	0,480	0,435	90,5
Bus541	0,480	0,435	90,5
Bus542	0,480	0,435	90,5
Bus546	0,480	0,431	89,8
Bus549	0,480	0,428	89,1
Bus550	0,480	0,428	89,1
Bus551	0,480	0,428	89,1
Bus558	0,480	0,423	88,1
Bus560	0,480	0,424	88,4
Bus564	0,480	0,420	87,5
Bus565	0,480	0,423	88,2
Bus568	0,480	0,418	87,1
Bus572	0,480	0,416	86,7
Bus573	0,480	0,416	86,7
Bus574	0,480	0,416	86,7
Bus575	0,480	0,416	86,7

TABLE 4.8 (Cont.).

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus578	0,480	0,416	86,7
Bus579	0,480	0,416	86,7
Bus580	0,480	0,416	86,7
Bus583	0,480	0,416	86,7
Bus589	0,480	0,417	86,9
Bus590	0,480	0,416	86,7
Bus592	0,480	0,416	86,7
Bus597	0,480	0,415	86,5
Bus598	0,480	0,417	86,8
Bus601	0,480	0,413	86,1
Bus602	0,480	0,413	86,1
Bus603	0,480	0,413	86,1
Bus604	0,480	0,413	86,1
Bus608	0,480	0,413	86,1
Bus609	0,480	0,413	86,1
Bus611	0,480	0,410	85,4
Bus612	0,480	0,410	85,4
Bus613	0,480	0,405	84,4
Bus614	0,480	0,405	84,4

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.8 se puede visualizar que las barras con 84,4%, 85,4% y 86,1% de porcentaje de operación del circuito Oeste que tiene caída de tensión por debajo del 90% del valor nominal de los motores presentes en el sistema. Con voltajes de operación menores a 414 (voltaje mínimo para la operación de motores de inducción).

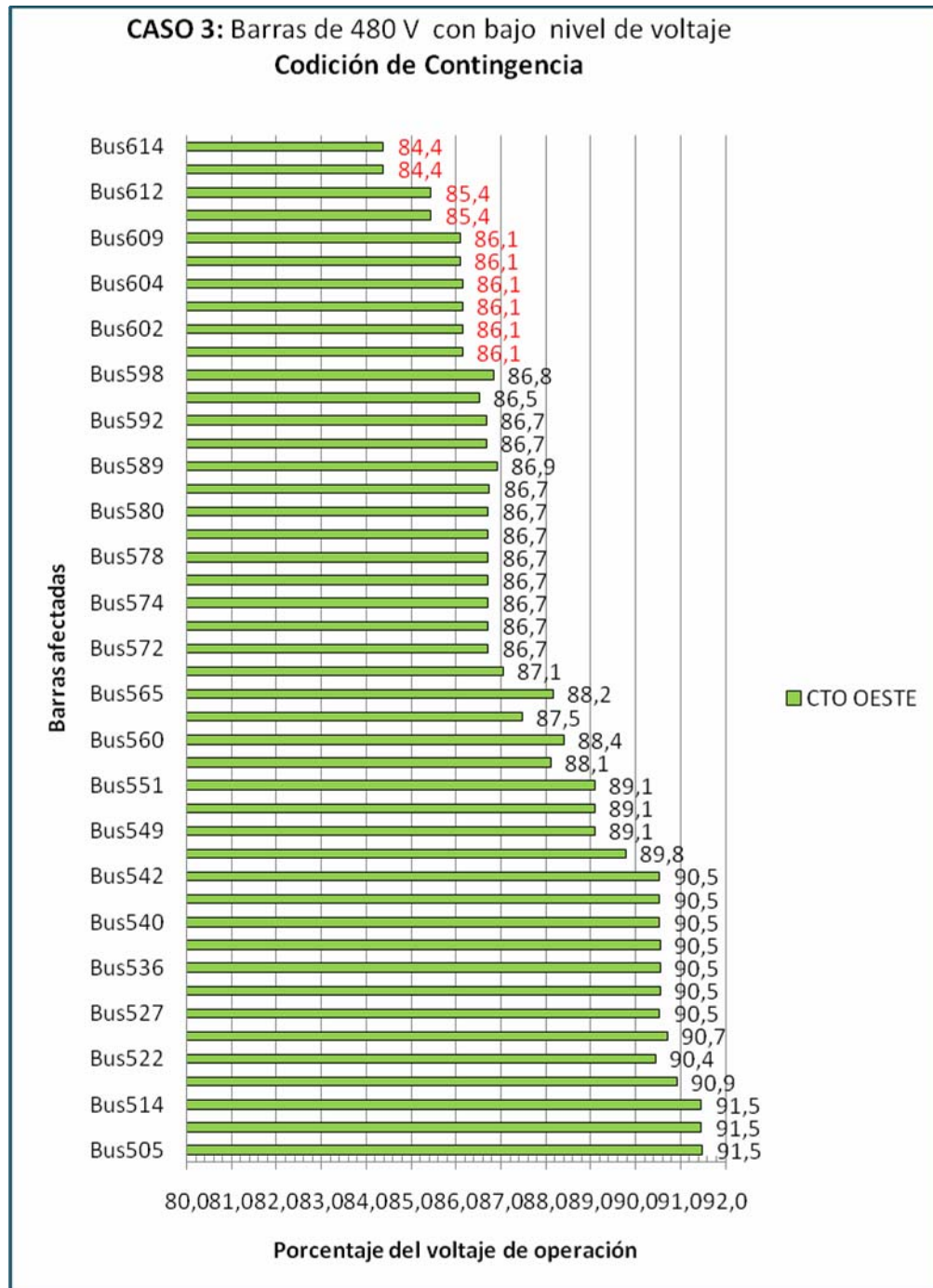


Figura 4.8 Caso 3: Cto. Oeste, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.3.2.2 Análisis De Barras De 13,8 KV.

Las barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición de contingencia, (mínimo de 95% y máximo 105,22% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.9.

TABLA 4.9 Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condición de contingencia.

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus495	13,800	12,993	94,2
Bus496	13,800	12,822	92,9
Bus497	13,800	12,815	92,9
Bus498	13,800	12,814	92,9
Bus504	13,800	12,814	92,9
Bus506	13,800	12,814	92,9
Bus507	13,800	12,813	92,9
Bus511	13,800	12,810	92,8
Bus515	13,800	12,733	92,3
Bus518	13,800	12,672	91,8
Bus519	13,800	12,672	91,8
Bus523	13,800	12,617	91,4
Bus524	13,800	12,613	91,4
Bus528	13,800	12,611	91,4
Bus531	13,800	12,611	91,4
Bus532	13,800	12,602	91,3
Bus533	13,800	12,601	91,3
Bus538	13,800	12,599	91,3
Bus543	13,800	12,428	90,1
Bus544	13,800	12,427	90,0
Bus547	13,800	12,424	90,0
Bus552	13,800	12,263	88,9
Bus555	13,800	12,236	88,7

TABLA 4.9. (Cont.).

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus556	13,800	12,236	88,7
Bus561	13,800	12,236	88,7
Bus562	13,800	12,202	88,4
Bus566	13,800	12,145	88,0
Bus569	13,800	12,145	88,0
Bus570	13,800	12,132	87,9
Bus576	13,800	12,132	87,9
Bus581	13,800	12,120	87,8
Bus584	13,800	12,119	87,8
Bus585	13,800	12,094	87,6
Bus586	13,800	12,093	87,6
Bus587	13,800	12,093	87,6
Bus593	13,800	12,093	87,6
Bus594	13,800	12,024	87,1
Bus595	13,800	12,021	87,1
Bus599	13,800	12,021	87,1
Bus605	13,800	12,018	87,1
Bus606	13,800	12,013	87,0
Bus629	13,800	11,948	86,6
Bus632	13,800	11,825	85,7
M1140	13,800	11,821	85,7
M1145	13,800	12,617	91,4
M1155	13,800	12,001	87,0

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0

En la figura 4.9 se puede visualizar que las barras de 13,8 KV del circuito Norte con 85,7% de su valor nominal y un voltaje de operación de 11,821 KV son las que presentan más caída de tensión.

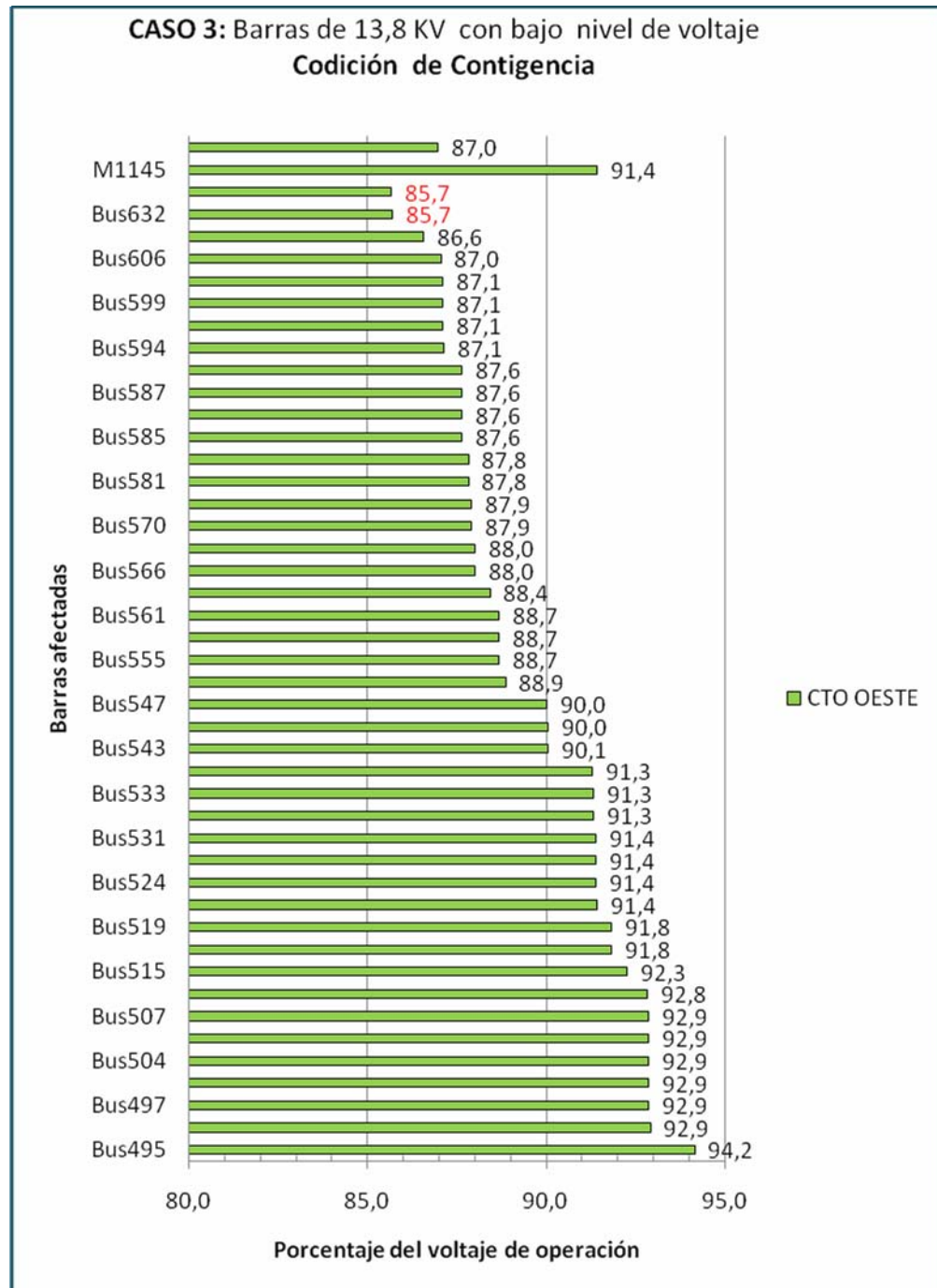


Figura 4.9. Caso 3: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.4 Caso 4: Transferencia De Carga Desde El Circuito Oeste Al Circuito Norte Mediante El Cierre Del Seccionador M1155 Y Apertura Del Interruptor D605.

En este caso utilizando el software ETAP, power station 6.0, se simulo el sistema transfiriendo la carga del circuito Oeste al circuito Norte, cerrando el seccionador M1155 y abriendo el interruptor D605 de la subestación Bare 10.

Para este caso las corrientes de entrada de los circuitos, arrojadas por el software ETAP, fueron:

Circuito Oeste: 0 Amp.

Circuito Este: 36,3 Amp.

Circuito Norte: 81,2 Amp.

Circuito Sur: 33 Amp.

Para este caso los Circuitos afectados fueron Norte y Oeste con valores en las barras por debajo del límite mínimo establecido en la norma IEEE 141-1993 para condición de Contingencia.

A continuación se muestran tablas con los valores reflejados por el software ETAP en las barras de los circuitos afectados.

4.4.1 Circuito Norte:

4.4.1.1 Análisis de barras de 13,8 KV.

Las barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición de contingencia, (mínimo de 95% y máximo 105,22% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.10.

TABLA 4.10 Barra de 13,8 KV del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condición de contingencia.

Reporte Condición Crítica			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus421	13,800	13,039	94,5
Bus427	13,800	13,029	94,4
Bus430	13,800	13,029	94,4
Bus434	13,800	13,002	94,2
Bus435	13,800	12,989	94,1
Bus438	13,800	12,978	94,0
Bus439	13,800	12,975	94,0
Bus442	13,800	12,973	94,0
Bus443	13,800	12,951	93,8
Bus444	13,800	12,948	93,8
Bus445	13,800	12,947	93,8
Bus450	13,800	12,946	93,8
Bus455	13,800	12,937	93,7
Bus456	13,800	12,930	93,7
Bus462	13,800	12,936	93,7
Bus465	13,800	12,935	93,7
Bus466	13,800	12,934	93,7
Bus469	13,800	12,934	93,7
Bus470	13,800	12,932	93,7

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.10 se puede visualizar que las barras de 13,8 KV del circuito Norte con 93,7% de su valor nominal y un voltaje de operación de 12,930 KV son las que presentan más caída de tensión.

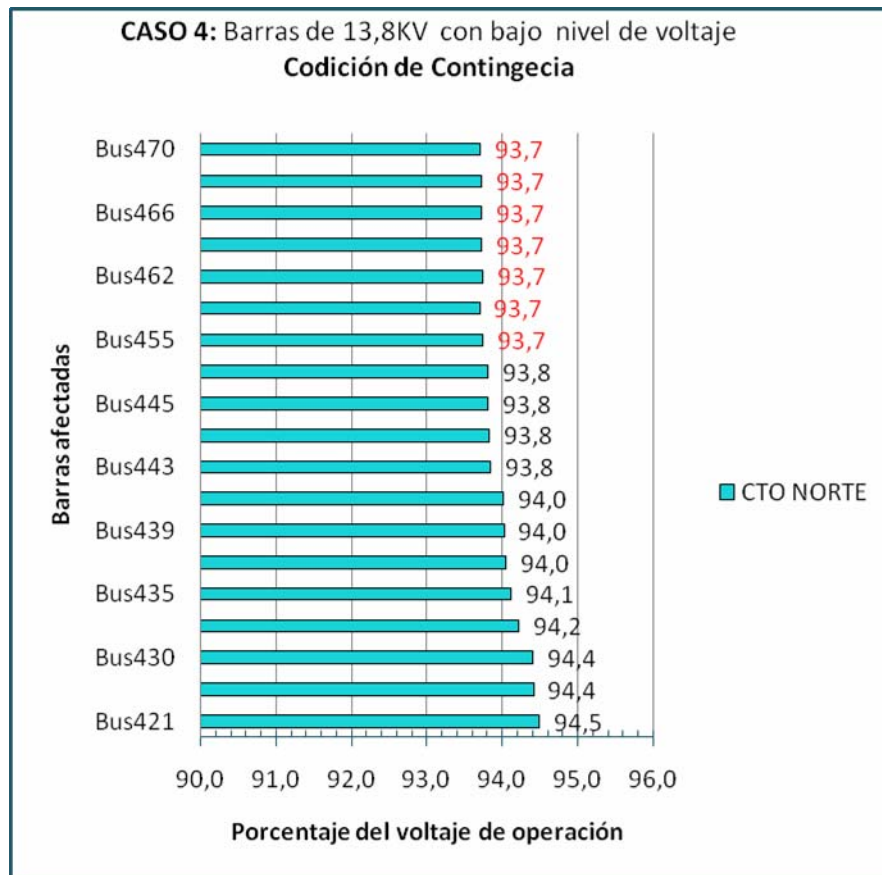


Figura 4.10. Caso 4: Cto. Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.4.2 Circuito Oeste:

4.4.2.1 Análisis De Barras De 480 V.

En la tabla 4.11 se pueden observar las barras de 480 voltios que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición de contingencia, (mínimo de 91,7% y máximo 105,8% de su valor nominal).

TABLA 4.11. Barra de 480 V del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones de contingencia.

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus483	0,480	0,436	90,8
Bus491	0,480	0,437	91,1
Bus492	0,480	0,440	91,6
Bus493	0,480	0,434	90,4
Bus494	0,480	0,436	90,9
Bus500	0,480	0,435	90,6
Bus503	0,480	0,439	91,5
Bus505	0,480	0,434	90,4
Bus509	0,480	0,437	91,1
Bus510	0,480	0,435	90,6
Bus513	0,480	0,434	90,4
Bus514	0,480	0,434	90,4
Bus521	0,480	0,437	91,1
Bus522	0,480	0,435	90,6
Bus526	0,480	0,438	91,3
Bus527	0,480	0,438	91,2
Bus535	0,480	0,438	91,2
Bus536	0,480	0,438	91,2
Bus537	0,480	0,438	91,2
Bus540	0,480	0,437	91,1
Bus541	0,480	0,437	91,1
Bus542	0,480	0,437	91,1
Bus549	0,480	0,439	91,5
Bus550	0,480	0,439	91,5
Bus551	0,480	0,439	91,5
Bus627	0,480	0,436	90,8

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.11 se puede visualizar que las barras con 90,4% de porcentaje de operación del circuito Oeste son las que poseen más caída de tensión. Con voltajes de operación de 434 V superior al voltaje mínimo para la operación de motores de inducción.

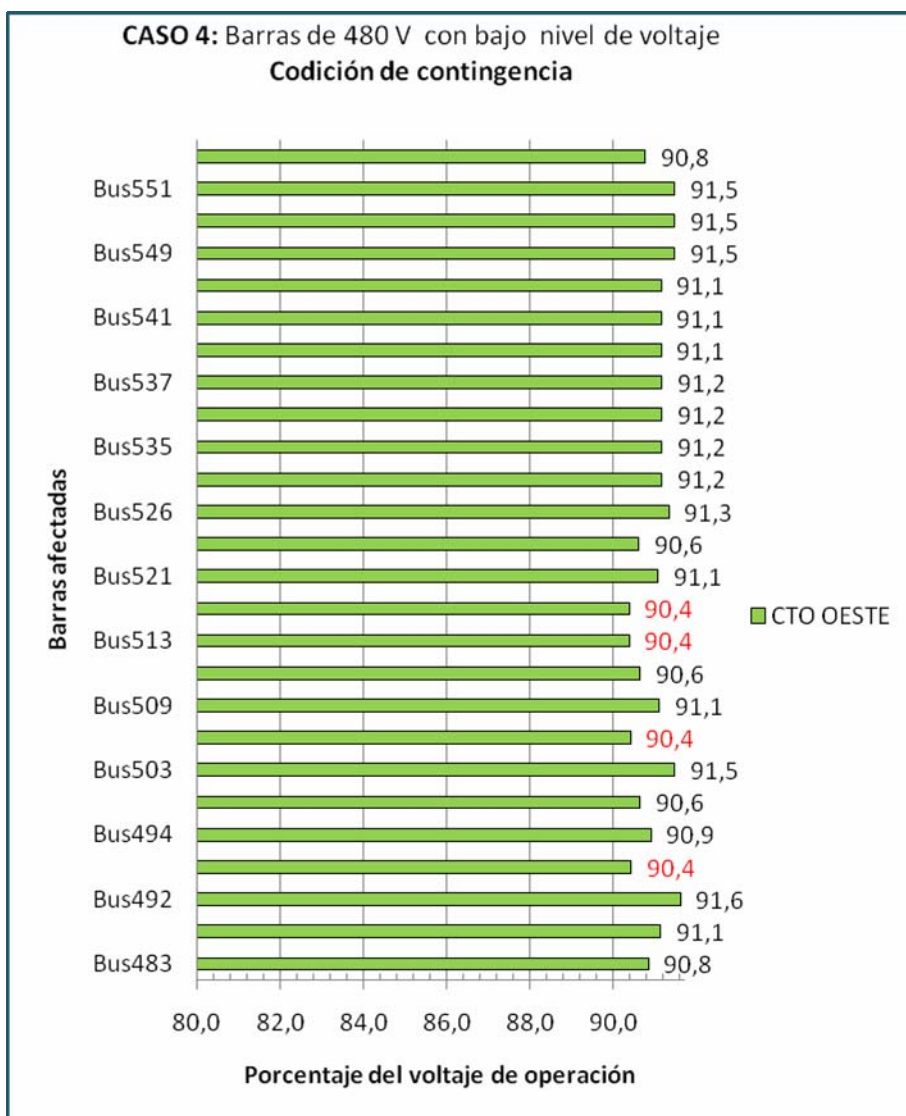


Figura 4.11. Caso 4: Cto. Oeste, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.4.2.2 Análisis De Barras De 13,8 KV.

Las barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición de contingencia, (mínimo de 95% y máximo 105,22% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.12.

TABLA 4.12. Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condición de contingencia.

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus478	13,800	12,677	91,9
Bus481	13,800	12,677	91,9
Bus484	13,800	12,677	91,9
Bus487	13,800	12,676	91,9
Bus488	13,800	12,672	91,8
Bus489	13,800	12,669	91,8
Bus495	13,800	12,674	91,8
Bus496	13,800	12,676	91,9
Bus497	13,800	12,668	91,8
Bus498	13,800	12,667	91,8
Bus504	13,800	12,666	91,8
Bus506	13,800	12,666	91,8
Bus507	13,800	12,666	91,8
Bus511	13,800	12,662	91,8
Bus515	13,800	12,686	91,9
Bus518	13,800	12,694	92,0
Bus519	13,800	12,693	92,0
Bus523	13,800	12,702	92,0
Bus524	13,800	12,697	92,0
Bus528	13,800	12,695	92,0
Bus531	13,800	12,695	92,0
Bus532	13,800	12,685	91,9
Bus533	13,800	12,684	91,9
Bus538	13,800	12,683	91,9
Bus543	13,800	12,752	92,4

Tabla 4.12. (Cont.)

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus544	13,800	12,751	92,4
Bus547	13,800	12,748	92,4
Bus552	13,800	12,808	92,8
Bus555	13,800	12,817	92,9
Bus556	13,800	12,817	92,9
Bus561	13,800	12,817	92,9
Bus562	13,800	12,829	93,0
Bus566	13,800	12,853	93,1
Bus569	13,800	12,852	93,1
Bus570	13,800	12,841	93,0
Bus576	13,800	12,841	93,0
Bus581	13,800	12,869	93,3
Bus584	13,800	12,869	93,3
Bus585	13,800	12,887	93,4
Bus586	13,800	12,886	93,4
Bus587	13,800	12,886	93,4
Bus593	13,800	12,886	93,4
Bus594	13,800	12,938	93,8
Bus595	13,800	12,936	93,7
Bus599	13,800	12,935	93,7
Bus605	13,800	12,944	93,8
Bus606	13,800	12,939	93,8
Bus619	13,800	12,676	91,9
Bus624	13,800	12,677	91,9
Bus628	13,800	12,677	91,9
Bus629	13,800	13,037	94,5
M1145	13,800	12,702	92,0
M1155	13,800	12,961	93,9

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.12 se puede visualizar que las barras de 13,8 KV del circuito Oeste con 91,8% de su valor nominal y un voltaje de operación de 12,666 KV son las que presentan más caída de tensión.

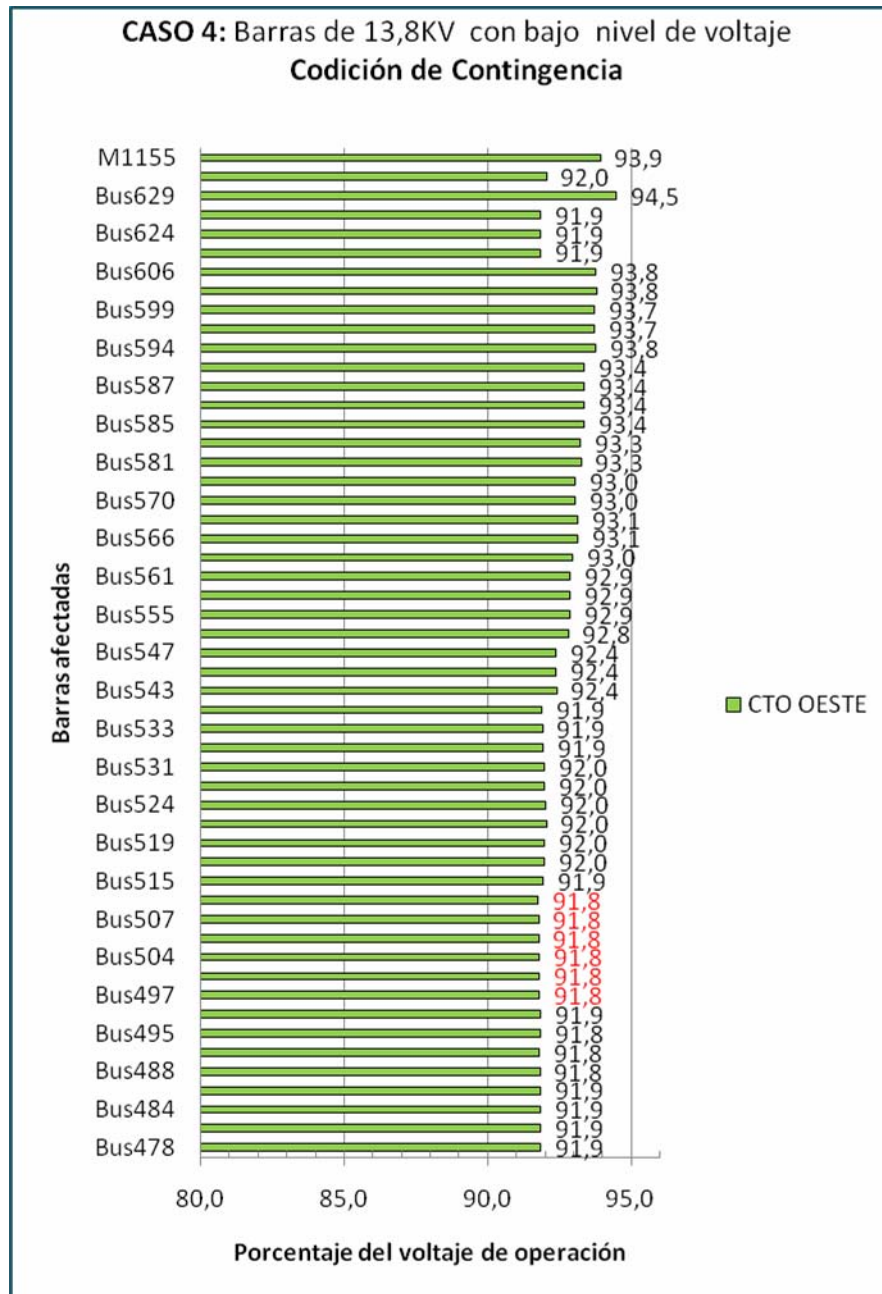


Figura 4.12 Caso 4: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.5 Caso 5: Transferencia De Caraga Desde Circuito Sur Al Circuito Norte Mediante El Cierre Del Seccionador M831 Y Apertura Del Interruptor D505.

En este caso utilizando el software ETAP, power station 6.0, se simulo el sistema transfiriendo la carga del circuito Sur al circuito Norte, cerrando el seccionador M831 y abriendo el interruptor D505 de la subestación Bare 10.

Para este caso las corrientes de entrada de los circuitos, arrojadas por el software ETAP, fueron:

Circuito Oeste: 55,5 Amp.

Circuito Este: 35,8 Amp.

Circuito Norte: 113,4 Amp.

Circuito Sur: 0 Amp.

Para este caso los Circuitos afectados fueron Sur y Norte con valores en las barras por debajo del límite mínimo establecido en la norma IEEE 141-1993 para condición de Contingencia.

A continuación se muestran tablas con los valores reflejados por el software ETAP en las barras de los circuitos afectados.

4.5.1 Circuito Norte:

4.5.1.1 Análisis De Barras De 13,8 KV.

Las barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición de contingencia, (mínimo

de 95% y máximo 105,22% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.13

TABLA 4.13. Barra de 13,8 KV del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condición de contingencia.

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus438	13,800	13,109	95,0
Bus439	13,800	13,106	95,0
Bus442	13,800	13,105	95,0
Bus443	13,800	13,080	94,8
Bus444	13,800	13,077	94,8
Bus445	13,800	13,076	94,8
Bus450	13,800	13,075	94,7
Bus455	13,800	13,065	94,7
Bus456	13,800	13,059	94,6
Bus462	13,800	13,064	94,7
Bus465	13,800	13,063	94,7
Bus466	13,800	13,062	94,7
Bus469	13,800	13,062	94,6
Bus470	13,800	13,060	94,6

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.13 se puede visualizar que las barras de 13,8 KV del circuito Norte con 94,6 % de su valor nominal y un voltaje de operación de 13,059 KV son las que presentan más caída de tensión.

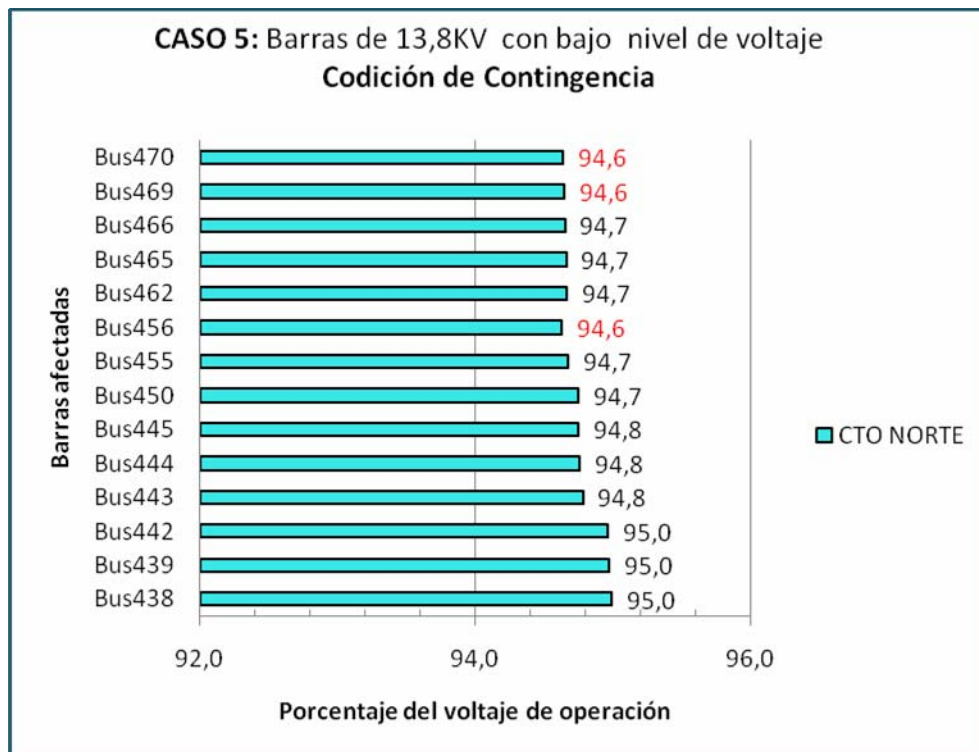


Figura 4.13. Caso 5: Cto. Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.5.2 Circuito Oeste:

4.5.2.1 Análisis De Barras De 13,8 KV.

Las barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición de contingencia, (mínimo de 95% y máximo 105,22% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.14.

TABLA 4.14. Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condición de contingencia.

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus555	13,800	13,105	95,0
Bus556	13,800	13,105	95,0
Bus561	13,800	13,105	95,0
Bus562	13,800	13,094	94,9
Bus566	13,800	13,076	94,8
Bus569	13,800	13,076	94,8
Bus570	13,800	13,064	94,7
Bus576	13,800	13,064	94,7
Bus581	13,800	13,071	94,7
Bus584	13,800	13,071	94,7
Bus585	13,800	13,066	94,7
Bus586	13,800	13,066	94,7
Bus587	13,800	13,065	94,7
Bus593	13,800	13,066	94,7
Bus594	13,800	13,057	94,6
Bus595	13,800	13,054	94,6
Bus599	13,800	13,053	94,6
Bus605	13,800	13,056	94,6
Bus606	13,800	13,051	94,6

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.14 se puede visualizar que las barras de 13,8 KV del circuito Norte con 94,6 % de su valor nominal y un voltaje de operación de 13,051 KV son las que presentan más caída de tensión.

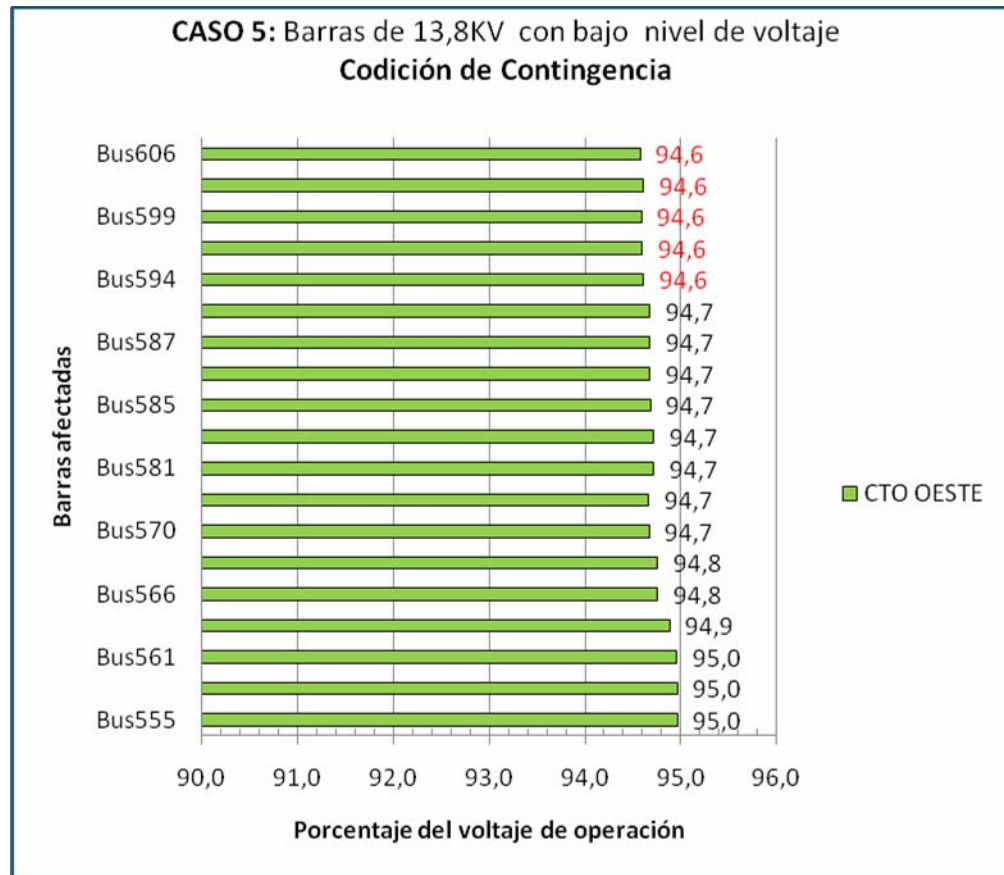


Figura 4.14 Caso 5: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.6 Caso 6: Transferencia De Carga Desde El Circuito Norte Al Circuito Sur Mediante Al Cierre Del Seccionador M 831 Y Apertura Del Interruptor D305.

En este caso utilizando el software ETAP, power station 6.0, se simulo el sistema transfiriendo la carga del circuito Norte al circuito Sur, cerrando el seccionador M831 y abriendo el interruptor D305 de la subestación Bare 10.

Para este caso las corrientes de entrada de los circuitos, arrojadas por el software ETAP, fueron:

Circuito Oeste: 63,5 Amp.

Circuito Este: 36,3 Amp.

Circuito Norte: 0 Amp.

Circuito Sur: 112,9 Amp.

Para este caso los Circuitos afectados fueron Norte y Sur con valores en las barras por debajo del límite mínimo establecido en la norma IEEE 141-1993 para condición de Contingencia.

A continuación se muestran tablas con los valores reflejados por el software ETAP en las barras de los circuitos afectados.

4.6.1 Circuito Norte:

4.6.1.1 Análisis De Barras De 480 V.

En la tabla 4.15 se pueden observar las barras de 480 voltios que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición de contingencia, (mínimo de 91,7% y máximo 105,8% de su valor nominal).

TABLA 4.15 Barra de 480 V del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condición de contingencia.

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus340	0,480	0,439	91,5
Bus423	0,480	0,433	90,3
Bus429	0,480	0,440	91,7
Bus432	0,480	0,440	91,7
Bus433	0,480	0,440	91,7
Bus452	0,480	0,437	91,1
Bus454	0,480	0,437	91,1
Bus457	0,480	0,437	91,0
Bus458	0,480	0,437	91,0
Bus459	0,480	0,438	91,2
Bus461	0,480	0,437	91,0
Bus468	0,480	0,437	91,0
Bus472	0,480	0,438	91,2
Bus474	0,480	0,437	91,0

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.15 se puede visualizar que las barras con 90,3% de porcentaje de operación del circuito Oeste son las que poseen más caída de tensión. Con voltajes de operación de 433 V superior al voltaje mínimo para la operación de motores de inducción (414 V).

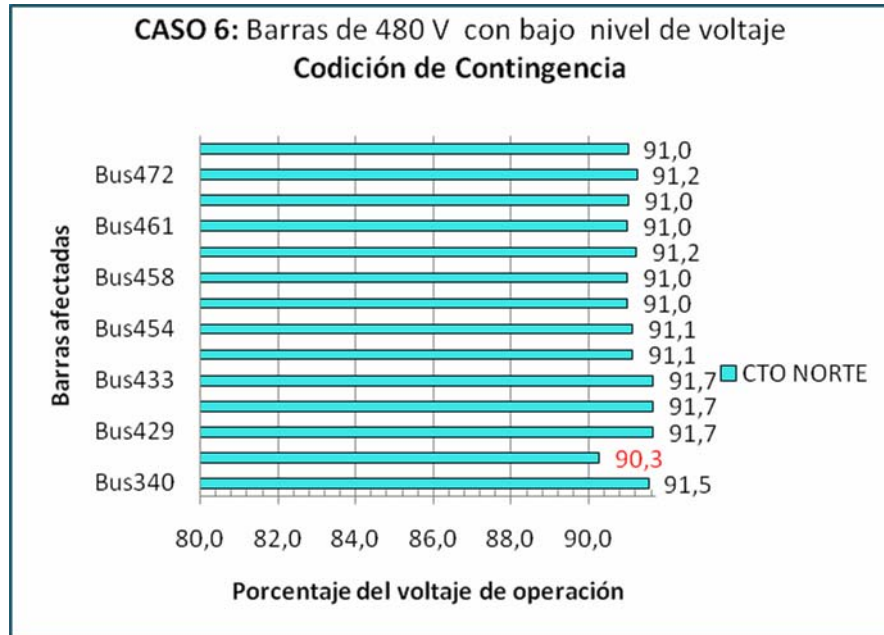


Figura 4.15 Caso 6: Cto. Oeste, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.6.1.2 Análisis De Barras De 13,8 KV.

Las barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición de contingencia, (mínimo de 95% y máximo 105,22% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.16.

TABLA 4.16 Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condición de contingencia.

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus364	13,800	13,085	94,8
Bus373	13,800	13,007	94,3
Bus374	13,800	13,002	94,2
Bus378	13,800	12,881	93,3
Bus379	13,800	12,839	93,0
Bus384	13,800	12,824	92,9
Bus387	13,800	12,823	92,9
Bus388	13,800	12,819	92,9
Bus392	13,800	12,821	92,9
Bus406	13,800	12,805	92,8
Bus407	13,800	12,805	92,8
Bus409	13,800	12,878	93,3
Bus410	13,800	12,878	93,3
Bus414	13,800	12,877	93,3
Bus421	13,800	12,798	92,7
Bus427	13,800	12,794	92,7
Bus430	13,800	12,793	92,7
Bus434	13,800	12,785	92,6
Bus435	13,800	12,769	92,5
Bus438	13,800	12,756	92,4
Bus439	13,800	12,753	92,4
Bus442	13,800	12,751	92,4
Bus443	13,800	12,726	92,2
Bus444	13,800	12,723	92,2
Bus445	13,800	12,721	92,2
Bus450	13,800	12,721	92,2
Bus455	13,800	12,710	92,1
Bus456	13,800	12,704	92,1
Bus462	13,800	12,709	92,1
Bus465	13,800	12,708	92,1
Bus466	13,800	12,707	92,1
Bus469	13,800	12,707	92,1
Bus470	13,800	12,705	92,1

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.16 se puede visualizar que las barras de 13,8 KV del circuito Norte con 92,1 % de su valor nominal y un voltaje de operación de 12,705 KV son las que presentan más caída de tensión.

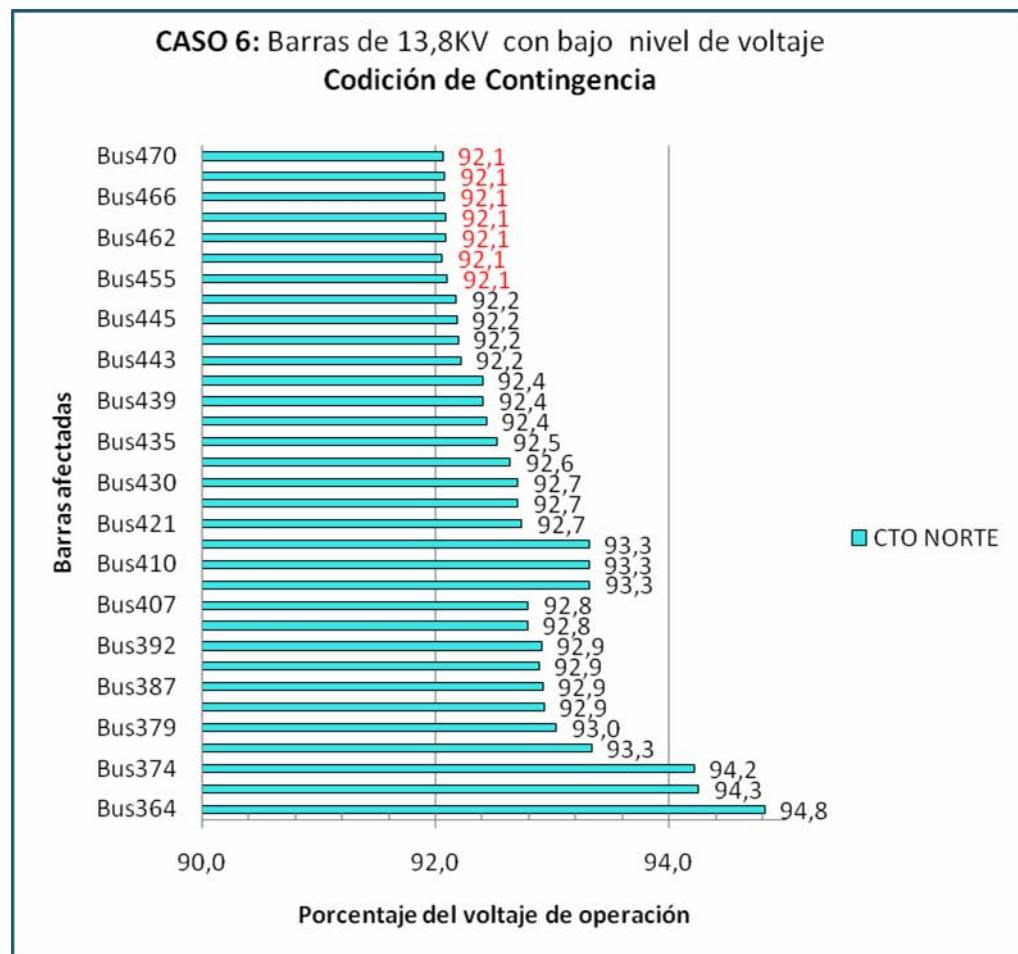


Figura 4.16. Caso 6: Cto. Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.6.2 Circuito Oeste:

4.6.2.1 Análisis De Barras De 13,8 KV.

Las barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en casos de contingencia, (mínimo de 95% y máximo 105,22% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.17.

TABLA 4.17. Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido en caso de contingencia.

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus555	13,800	13,106	95,0
Bus556	13,800	13,105	95,0
Bus561	13,800	13,105	95,0
Bus562	13,800	13,094	94,9
Bus566	13,800	13,077	94,8
Bus569	13,800	13,077	94,8
Bus570	13,800	13,065	94,7
Bus576	13,800	13,065	94,7
Bus581	13,800	13,072	94,7
Bus584	13,800	13,071	94,7
Bus585	13,800	13,067	94,7
Bus586	13,800	13,066	94,7
Bus587	13,800	13,066	94,7
Bus593	13,800	13,066	94,7
Bus594	13,800	13,057	94,6
Bus595	13,800	13,054	94,6
Bus599	13,800	13,054	94,6
Bus605	13,800	13,057	94,6
Bus606	13,800	13,052	94,6
Bus629	13,800	12,797	92,7
M1140	13,800	13,075	94,7
M1155	13,800	12,785	92,6

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.17 se puede visualizar que las barras de 13,8 KV del circuito Oeste con 92,6 % de su valor nominal y un voltaje de operación de 12,785 KV son las que presentan más caída de tensión en el sistema.

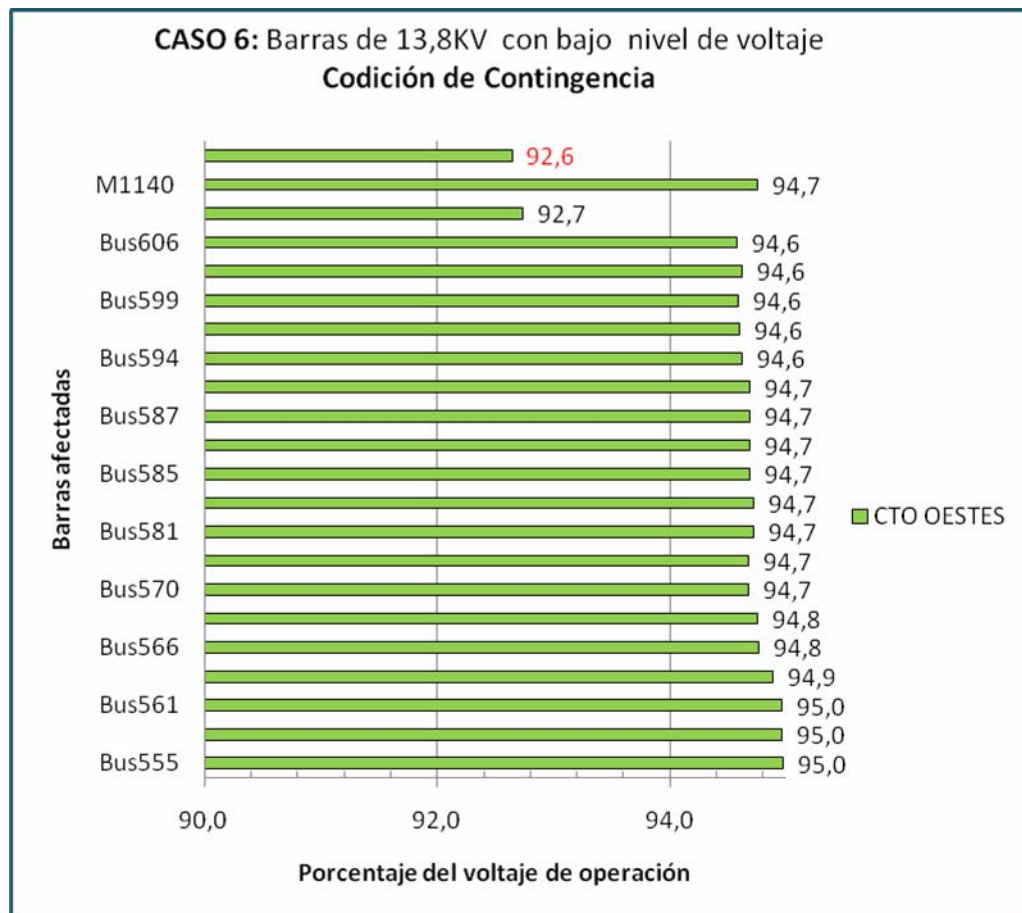


Figura 4.17 Caso 6: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.7 Caso 7: Transferencia de carga desde el circuito Sur al circuito Este cerrando mediante el cierre del seccionador M 529 y apertura del interruptor D505.

En este caso utilizando el software ETAP, power station 6.0, se simuló el sistema transfiriendo la carga del circuito Sur al circuito Este, cerrando el seccionador M529 y abriendo el interruptor D505 de la subestación Bare 10.

Para este caso las corrientes de entrada de los circuitos, arrojadas por el software ETAP, fueron:

Circuito Oeste: 63,4 Amp.

Circuito Este: 67,1 Amp.

Circuito Norte: 75,7 Amp.

Circuito Sur: 0 Amp.

Para este caso el circuito Oeste fue el más afectado Circuitos afectados fueron con valores en las barras por debajo del límite mínimo establecido en la norma IEEE 141-1993 para condición de Contingencia.

A continuación se muestran tablas con los valores reflejados por el software ETAP en las barras de los circuitos afectados.

4.7.1 Circuito Oeste:

4.7.1.1 Análisis De Barras De 13,8 KV.

Las barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en casos de contingencia, (mínimo de 95% y máximo 105,22% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.18.

TABLA 4.18 Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido en caso de contingencia.

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus570	13,800	13,101	94,9
Bus576	13,800	13,101	94,9
Bus581	13,800	13,107	95,0
Bus584	13,800	13,107	95,0
Bus585	13,800	13,103	94,9
Bus586	13,800	13,102	94,9
Bus587	13,800	13,102	94,9
Bus593	13,800	13,102	94,9
Bus594	13,800	13,093	94,9
Bus595	13,800	13,090	94,9
Bus599	13,800	13,089	94,8
Bus605	13,800	13,092	94,9
Bus606	13,800	13,087	94,8

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.18 se puede visualizar que las barras de 13,8 KV del circuito Oeste con 94,8 % de su valor nominal y un voltaje de operación de 13,087 KV presentan más caída de tensión en el sistema.

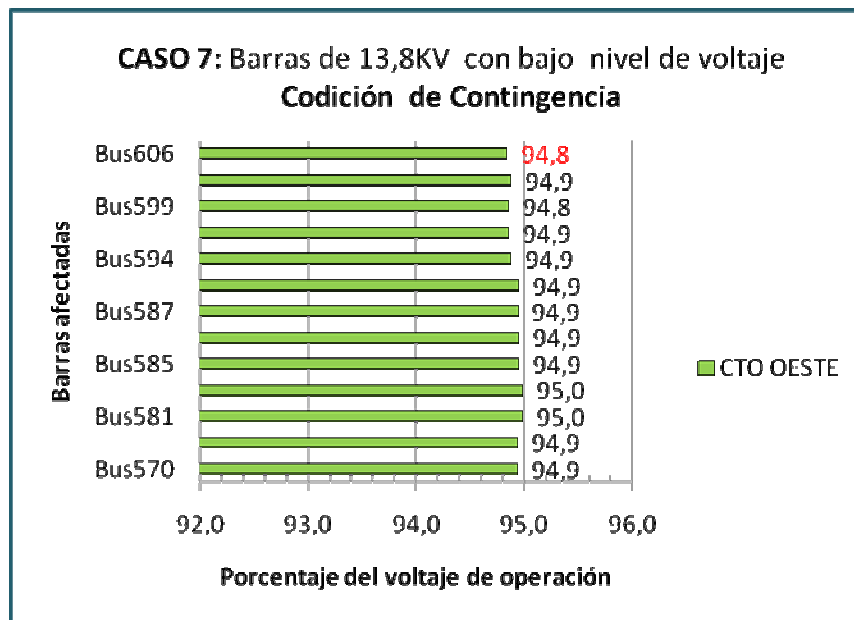


Figura 4.18 Caso 7: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.8 Caso 8: Transferencia De Carga Desde El Circuito Este Al Circuito Sur Mediante El Cierre Del Seccionador M 529 Y Apertura Del Interruptor D405.

En este caso utilizando el software ETAP, power station 6.0, se simuló el sistema transfiriendo la carga del circuito Este al circuito Sur, cerrando el seccionador M529 y abriendo el interruptor D405 de la subestación Bare 10.

Para este caso las corrientes de entrada de los circuitos, arrojadas por el software ETAP, fueron:

Circuito Oeste: 63,5 Amp.

Circuito Este: 0 Amp.

Circuito Norte: 82,2 Amp.

Circuito Sur: 69,5 Amp.

Para este caso el circuito Oeste fue el más afectado Circuitos afectados fueron con valores en las barras por debajo del límite mínimo establecido en la norma IEEE 141-1993 para condición de Contingencia.

A continuación se muestran tablas con los valores reflejados por el software ETAP en las barras de los circuitos afectados.

4.8.1 Circuito Oeste:

4.8.1.1 Análisis De Barras De 13,8 KV.

Las barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en casos de contingencia, (mínimo de 95% y máximo 105,22% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.19

TABLA 4.19 Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido en caso de contingencia.

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus570	13,800	13,101	94,9
Bus576	13,800	13,101	94,9
Bus581	13,800	13,107	95,0
Bus584	13,800	13,107	95,0
Bus585	13,800	13,103	94,9
Bus586	13,800	13,102	94,9
Bus587	13,800	13,102	94,9
Bus593	13,800	13,102	94,9

TABLA 4.19 (Cont.)

Reporte Condición de Contingencia			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus594	13,800	13,093	94,9
Bus595	13,800	13,090	94,9
Bus599	13,800	13,089	94,8
Bus605	13,800	13,092	94,9
Bus606	13,800	13,087	94,8

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.19 se puede visualizar que las barras de 13,8 KV del circuito Oeste con 94,8 % de su valor nominal y un voltaje de operación de 13,087 KV presentan más caída de tensión en el sistema.

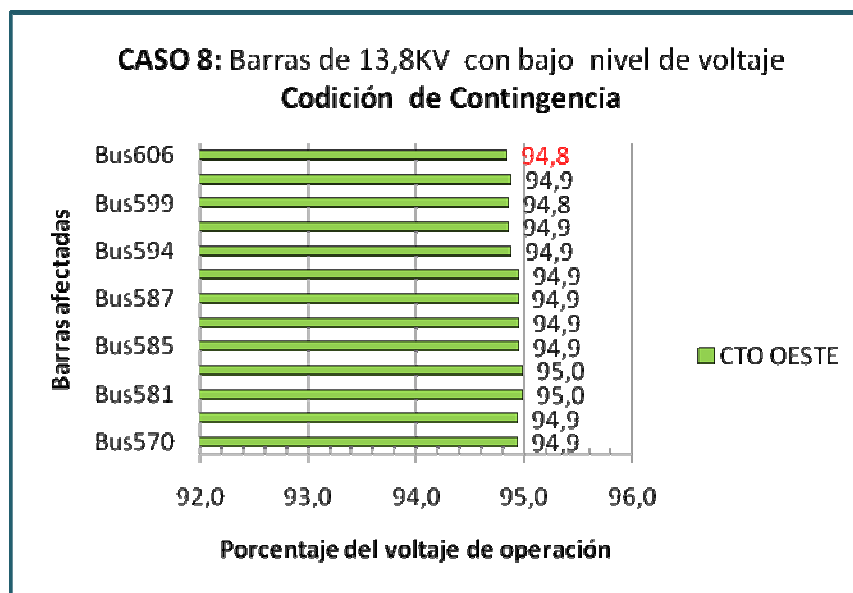


Figura 4.19. Caso 8: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. *Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.*

A continuación se estudiara el comportamiento del sistema actual agregándole las cargas estimadas para finales del año 2010.

4.9 Caso 9: Agregando La Carga De Los Pozos Estimados Para Finales Del Año 2010.

En este caso utilizando el software ETAP, power station 6.0, se simularon los circuitos Norte, Sur, Este y Oeste de la subestación Bare 10 agregándole la carga de los pozos estimados para finales del año 2010.

Para este caso las corrientes de entrada de los circuitos, arrojadas por el software ETAP, fueron:

Circuito Oeste: 75 Amp.

Circuito Este: 35,9 Amp.

Circuito Norte: 87,6 Amp.

Circuito Sur: 33,8 Amp.

Para este caso los Circuito afectados fueron el Norte y Oeste con valores en barras de por debajo del límite mínimo establecido en la norma IEEE 141-1993 para condiciones normales de operación.

A continuación se muestran tablas con los valores reflejados por el software ETAP en las barras de los circuitos afectados

4.9.1 Circuito Norte:

4.9.1.1 Análisis De Barras De 480 V.

En la tabla 4.20 se pueden observar las barras de 480 voltios que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición normal de operación, (mínimo de 95% y máximo 105% de su valor nominal).

TABLA 4.20. Barra de 480 V del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus382	0,480	0,454	94,6
Bus386	0,480	0,453	94,4
Bus390	0,480	0,454	94,7
Bus404	0,480	0,454	94,6
Bus405	0,480	0,453	94,4
Bus418	0,480	0,456	94,9
Bus423	0,480	0,447	93,1
Bus429	0,480	0,453	94,4
Bus432	0,480	0,453	94,4
Bus433	0,480	0,453	94,4
Bus437	0,480	0,453	94,5
Bus441	0,480	0,454	94,5
Bus448	0,480	0,456	94,9
Bus452	0,480	0,451	93,9
Bus454	0,480	0,451	93,9
Bus457	0,480	0,450	93,8
Bus458	0,480	0,450	93,8
Bus459	0,480	0,451	94,0
Bus461	0,480	0,450	93,8
Bus464	0,480	0,455	94,8
Bus468	0,480	0,450	93,8
Bus472	0,480	0,451	94,0
Bus474	0,480	0,450	93,8

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.20 se puede visualizar con mayor claridad que ninguna de las barras de 480 V del circuito Norte tiene caída de tensión por debajo del 90%. Siendo la barra 423 la más afectada con 93,1% del voltaje nominal y un voltaje de operación de 447 V, el cual es mayor al mínimo voltaje necesario para la operación de los motores de inducción (414 V).

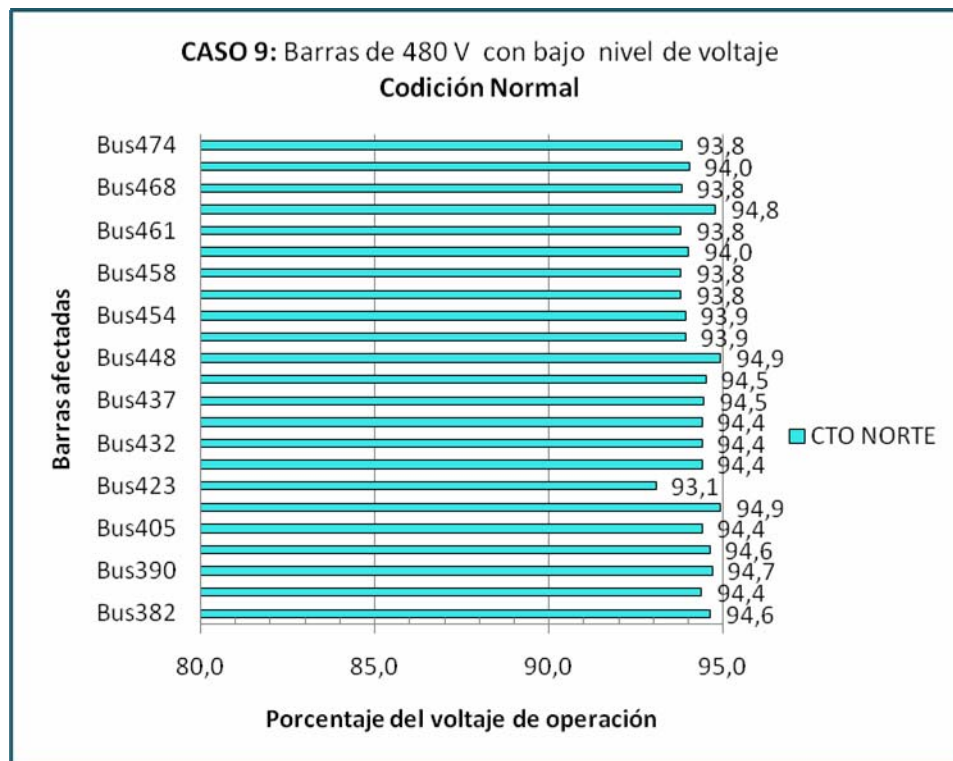


Figura 4.20 Caso 9: Cto. Norte, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.9.1.2 Análisis De Barras De 13,8 KV.

Las barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición normal de operación, (mínimo de 97,54% y máximo 105% de su valor nominal) se muestran a continuación.

TABLA 4.21 Barra de 13,8 KV del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus373	13,800	13,418	97,2
Bus374	13,800	13,413	97,2
Bus378	13,800	13,284	96,3
Bus379	13,800	13,241	95,9
Bus384	13,800	13,225	95,8
Bus387	13,800	13,223	95,8
Bus388	13,800	13,217	95,8
Bus392	13,800	13,222	95,8
Bus406	13,800	13,207	95,7
Bus407	13,800	13,208	95,7
Bus409	13,800	13,281	96,2
Bus410	13,800	13,280	96,2
Bus414	13,800	13,280	96,2
Bus421	13,800	13,212	95,7
Bus427	13,800	13,208	95,7
Bus430	13,800	13,208	95,7
Bus434	13,800	13,200	95,7
Bus435	13,800	13,186	95,5
Bus438	13,800	13,174	95,5

TABLA 4.21 (Cont.)

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus435	13,800	13,186	95,5
Bus438	13,800	13,174	95,5
Bus439	13,800	13,171	95,4
Bus442	13,800	13,170	95,4
Bus443	13,800	13,146	95,3
Bus444	13,800	13,143	95,2
Bus445	13,800	13,142	95,2
Bus450	13,800	13,141	95,2
Bus455	13,800	13,132	95,2
Bus456	13,800	13,125	95,1
Bus462	13,800	13,130	95,1
Bus465	13,800	13,130	95,1
Bus466	13,800	13,129	95,1
Bus469	13,800	13,128	95,1
Bus470	13,800	13,127	95,1

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.21 se puede visualizar que las barras de 13,8 KV del circuito Oeste con 95,1 % de su valor nominal y un voltaje de operación de 13,125 KV presentan más caída de tensión en el sistema

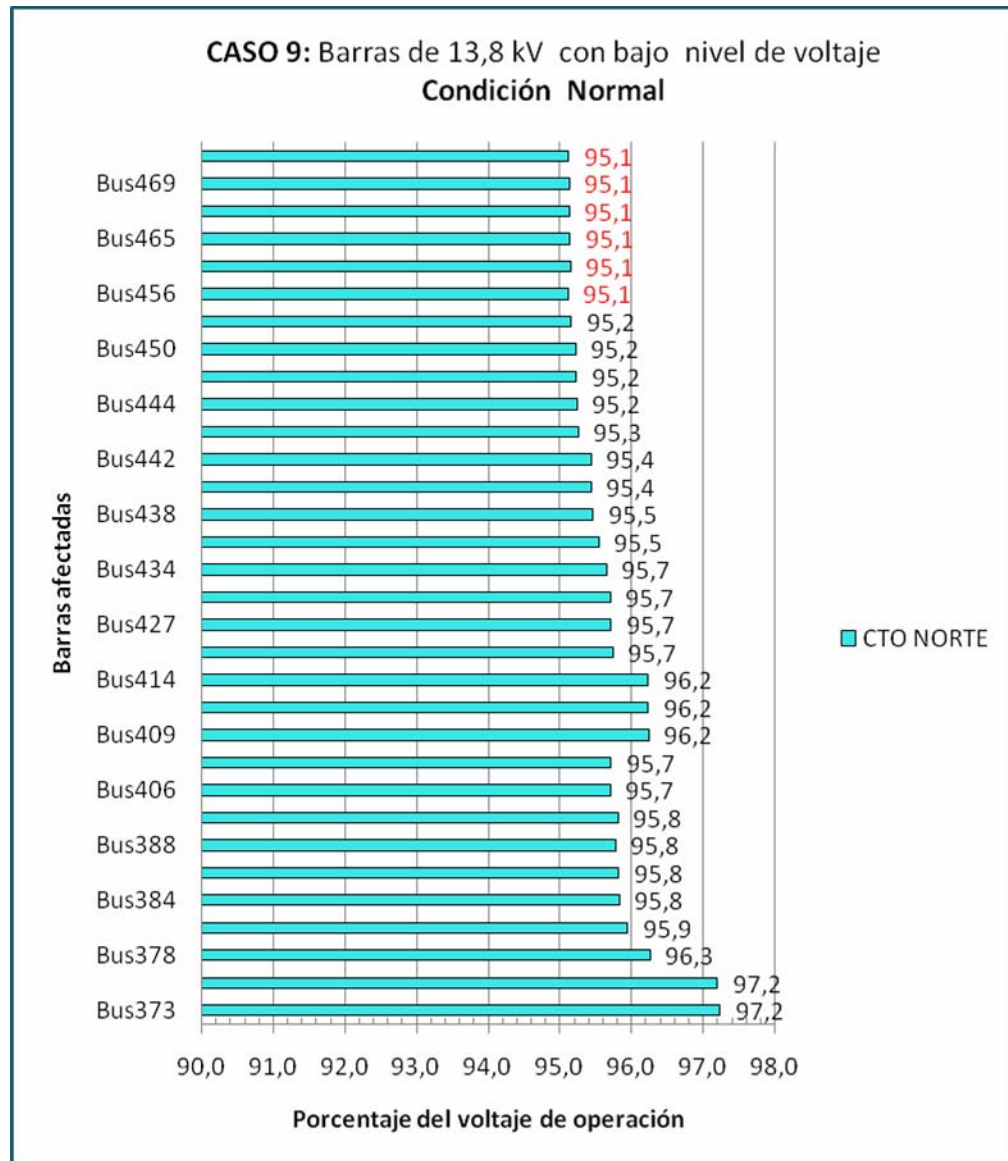


Figura 4.21. Caso 9: Cto. Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.9.2 Circuito Oeste:

4.9.2.1 Análisis De Barras De 480 V.

En la tabla 4.22 se pueden observar las barras de 480 voltios que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición normal de operación, (mínimo de 95% y máximo 105% de su valor nominal).

TABLA 4.22 Barra de 480 V del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus500	0,480	0,454	94,7
Bus505	0,480	0,453	94,4
Bus510	0,480	0,454	94,6
Bus513	0,480	0,453	94,4
Bus514	0,480	0,453	94,4
Bus521	0,480	0,453	94,4
Bus522	0,480	0,451	94,0
Bus526	0,480	0,453	94,4
Bus527	0,480	0,452	94,3
Bus535	0,480	0,452	94,2
Bus536	0,480	0,452	94,2
Bus537	0,480	0,452	94,2
Bus540	0,480	0,452	94,2
Bus541	0,480	0,452	94,2
Bus542	0,480	0,452	94,2
Bus546	0,480	0,452	94,3
Bus549	0,480	0,449	93,6
Bus550	0,480	0,449	93,6

TABLA 4.22 (Cont.).

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus551	0,480	0,449	93,6
Bus558	0,480	0,449	93,5
Bus560	0,480	0,450	93,8
Bus564	0,480	0,447	93,0
Bus565	0,480	0,450	93,7
Bus568	0,480	0,446	92,9
Bus572	0,480	0,444	92,5
Bus573	0,480	0,444	92,5
Bus574	0,480	0,444	92,5
Bus575	0,480	0,444	92,5
Bus578	0,480	0,444	92,5
Bus579	0,480	0,444	92,5
Bus580	0,480	0,444	92,5
Bus583	0,480	0,445	92,7
Bus589	0,480	0,446	93,0
Bus590	0,480	0,445	92,8
Bus592	0,480	0,445	92,8
Bus597	0,480	0,447	93,0
Bus598	0,480	0,448	93,3
Bus601	0,480	0,445	92,7
Bus602	0,480	0,445	92,7
Bus603	0,480	0,445	92,7
Bus604	0,480	0,445	92,7
Bus608	0,480	0,445	92,7
Bus609	0,480	0,445	92,7
Bus613	0,480	0,454	94,6
Bus614	0,480	0,454	94,6
Bus653	0,480	0,453	94,3
Bus656	0,480	0,445	92,7
Bus659	0,480	0,452	94,2
Bus662	0,480	0,449	93,6
Bus664	0,480	0,446	92,9
Bus666	0,480	0,443	92,2
Bus675	0,480	0,446	93,0
Bus693	0,480	0,453	94,4
Bus696	0,480	0,453	94,5

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.9.2.2 Análisis de barras de 13,8 KV.

Las barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición normal de operación, (mínimo de 97,54% y máximo 105% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.23.

TABLA 4.23 Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus488	13,800	13,412	97,2
Bus489	13,800	13,410	97,2
Bus495	13,800	13,329	96,6
Bus496	13,800	13,226	95,8
Bus497	13,800	13,215	95,8
Bus498	13,800	13,213	95,7
Bus504	13,800	13,212	95,7
Bus506	13,800	13,212	95,7
Bus507	13,800	13,211	95,7
Bus511	13,800	13,209	95,7
Bus515	13,800	13,182	95,5
Bus518	13,800	13,152	95,3
Bus519	13,800	13,151	95,3
Bus523	13,800	13,125	95,1
Bus524	13,800	13,121	95,1
Bus528	13,800	13,118	95,1
Bus531	13,800	13,118	95,1
Bus629	13,800	13,211	95,7
Bus654	13,800	13,214	95,8
Bus657	13,800	13,211	95,7
Bus691	13,800	13,418	97,2
Bus694	13,800	13,225	95,8
Bus697	13,800	13,217	95,8
Bus700	13,800	13,171	95,4
M1145	13,800	13,125	95,1

TABLA 4.23 (Cont.).

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
M1155	13,800	13,200	95,7
Bus532	13,800	13,107	95,0
Bus533	13,800	13,106	95,0
Bus538	13,800	13,104	95,0
Bus543	13,800	13,045	94,5
Bus544	13,800	13,043	94,5
Bus547	13,800	13,040	94,5
Bus552	13,800	12,982	94,1
Bus555	13,800	12,972	94,0
Bus556	13,800	12,972	94,0
Bus561	13,800	12,972	94,0
Bus562	13,800	12,959	93,9
Bus566	13,800	12,939	93,8
Bus569	13,800	12,939	93,8
Bus570	13,800	12,925	93,7
Bus576	13,800	12,924	93,7
Bus581	13,800	12,934	93,7
Bus584	13,800	12,934	93,7
Bus585	13,800	12,929	93,7
Bus586	13,800	12,928	93,7
Bus587	13,800	12,928	93,7
Bus593	13,800	12,928	93,7
Bus594	13,800	12,919	93,6
Bus595	13,800	12,915	93,6
Bus599	13,800	12,915	93,6
Bus605	13,800	12,918	93,6
Bus606	13,800	12,913	93,6
Bus660	13,800	13,106	95,0
Bus665	13,800	12,939	93,8
Bus667	13,800	12,923	93,6
Bus670	13,800	12,924	93,7
Bus673	13,800	12,913	93,6
Bus676	13,800	12,914	93,6

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.23 se puede visualizar que las barra de 13,8 KV del circuito Oeste con 93,6 % de su valor nominal y 12.913 V de voltaje de operación son las que presentan más caída de tensión para este caso.

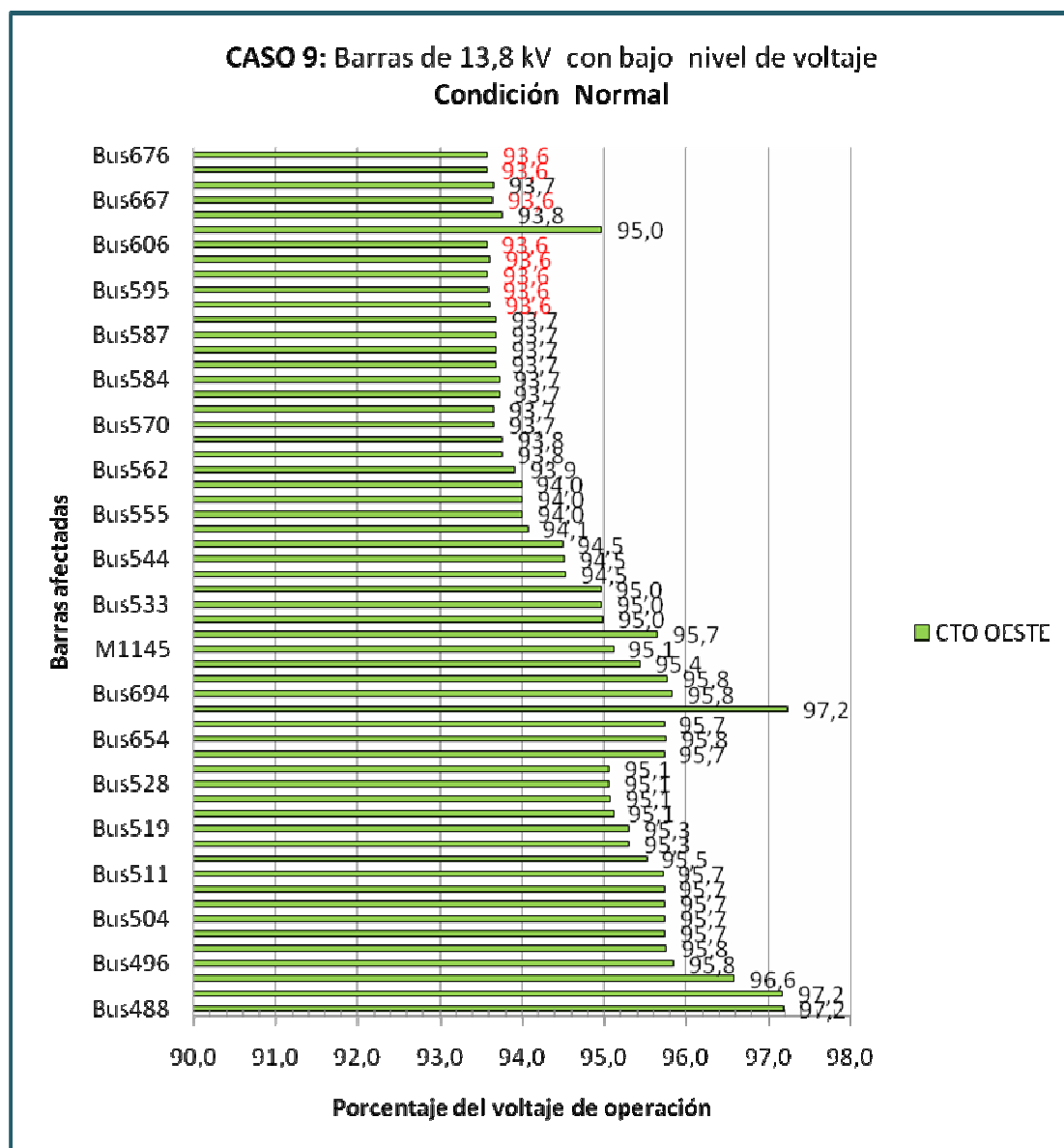


Figura 4.23. Caso 9: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.10 Caso 10: Agregando La Carga De Los Pozos Estimados Para Finales Del Año 2010 Y 2011.

En este caso utilizando el software ETAP, power station 6.0, se simularon los circuitos Norte, Sur, Este y Oeste de la subestación Bare 10 agregando la carga de los pozos estimados para finales del año 2010 y 2011.

Para este caso las corrientes de entrada de los circuitos, arrojadas por el software ETAP, fueron:

Circuito Oeste: 80,9 Amp.

Circuito Este: 38,9 Amp.

Circuito Norte: 94,6 Amp.

Circuito Sur: 35 Amp.

Para este caso los Circuito afectados fueron el Norte y Oeste con valores en barras por debajo del límite mínimo establecido en la norma IEEE 141-1993 para condiciones normales de operación.

A continuación se muestran tablas con los valores reflejados por el software ETAP en las barras de los circuitos afectados

4.10.1 Circuito Norte:

4.10.1.1 Análisis De Barras De 480 V.

En la tabla 4.24 se pueden observar las barras de 480 voltios que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas

en condición normal de operación, (mínimo de 95% y máximo 105% de su valor nominal).

TABLA 4.24 Barra de 480 V del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus340	0,480	0,456	94,9
Bus372	0,480	0,455	94,9
Bus382	0,480	0,453	94,3
Bus386	0,480	0,451	94,0
Bus390	0,480	0,453	94,3
Bus404	0,480	0,452	94,2
Bus405	0,480	0,451	94,0
Bus408	0,480	0,456	95,0
Bus412	0,480	0,456	95,0
Bus413	0,480	0,455	94,8
Bus416	0,480	0,455	94,8
Bus418	0,480	0,454	94,6
Bus419	0,480	0,455	94,8
Bus423	0,480	0,445	92,6
Bus429	0,480	0,451	94,0
Bus432	0,480	0,451	94,0
Bus433	0,480	0,451	94,0
Bus437	0,480	0,451	94,0
Bus441	0,480	0,451	94,0
Bus448	0,480	0,453	94,4
Bus452	0,480	0,448	93,4
Bus454	0,480	0,448	93,4
Bus457	0,480	0,448	93,3

TABLA 4.24 (Cont.)

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus458	0,480	0,448	93,3
Bus459	0,480	0,449	93,5
Bus461	0,480	0,448	93,3
Bus464	0,480	0,453	94,3
Bus468	0,480	0,448	93,3
Bus472	0,480	0,449	93,5
Bus474	0,480	0,448	93,3

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.24 se puede visualizar con mayor claridad que ninguna de las barras de 480 V del circuito Norte tiene caída de tensión por debajo del 90%. Siendo la barra 423 la más afectada con 92,6 % del voltaje nominal y un voltaje de operación de 445 V, el cual es mayor al mínimo voltaje necesario para la operación de los motores de inducción (414 V).

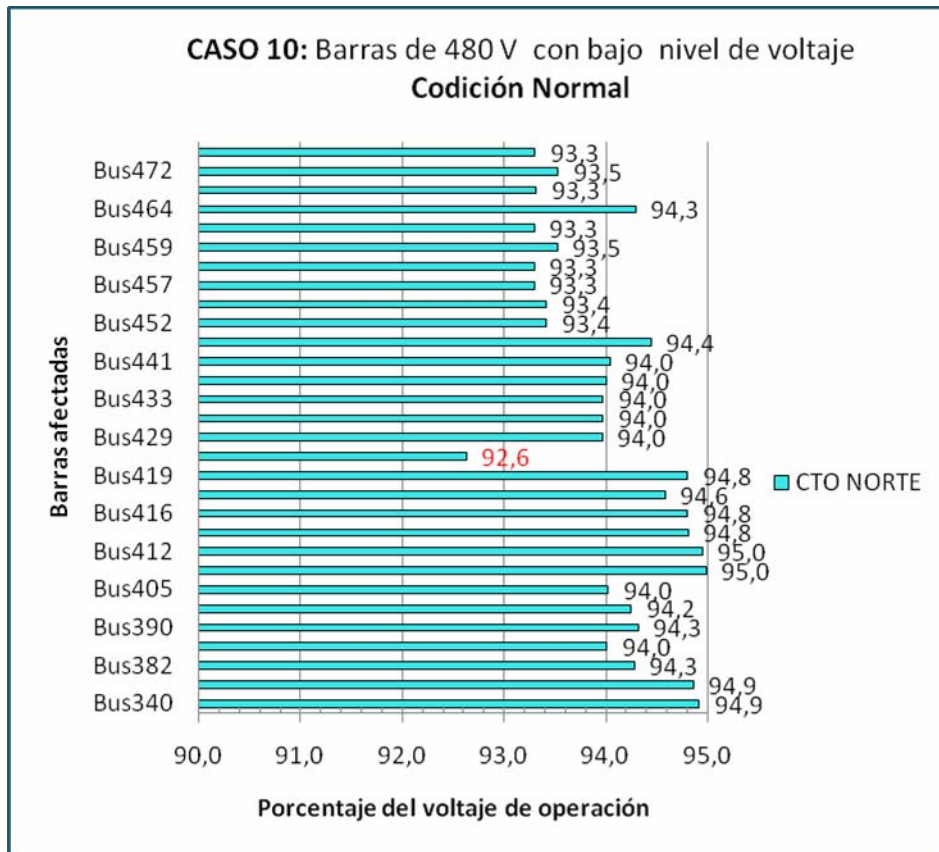


Figura 4.24 Caso 10: Cto. Norte, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.10.1.2 Análisis De Barras De 13,8 KV.

Las barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEEE 141-1993 para sistemas en condición normal de operación, (mínimo de 97,54% y máximo 105% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.25.

TABLA 4.25 Barra de 13,8 KV del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus373	13,800	13,376	96,9
Bus374	13,800	13,372	96,9
Bus378	13,800	13,237	95,9
Bus379	13,800	13,193	95,6
Bus384	13,800	13,176	95,5
Bus387	13,800	13,174	95,5
Bus388	13,800	13,168	95,4
Bus392	13,800	13,173	95,5
Bus406	13,800	13,158	95,3
Bus407	13,800	13,159	95,4
Bus409	13,800	13,234	95,9
Bus410	13,800	13,234	95,9
Bus414	13,800	13,234	95,9
Bus421	13,800	13,155	95,3
Bus427	13,800	13,151	95,3
Bus430	13,800	13,150	95,3
Bus434	13,800	13,141	95,2
Bus435	13,800	13,124	95,1
Bus438	13,800	13,110	95,0
Bus439	13,800	13,106	95,0
Bus442	13,800	13,105	95,0
Bus443	13,800	13,080	94,8
Bus444	13,800	13,077	94,8
Bus445	13,800	13,076	94,8
Bus450	13,800	13,075	94,7
Bus455	13,800	13,065	94,7
Bus456	13,800	13,059	94,6
Bus462	13,800	13,064	94,7
Bus465	13,800	13,063	94,7
Bus466	13,800	13,062	94,7
Bus469	13,800	13,062	94,6
Bus470	13,800	13,060	94,6

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.25 se puede visualizar que las barras de 13,8 KV del circuito Norte con 94,6 % de su valor nominal y 13,059 kV de voltaje de operación son las que presentan más caída de tensión para este caso.

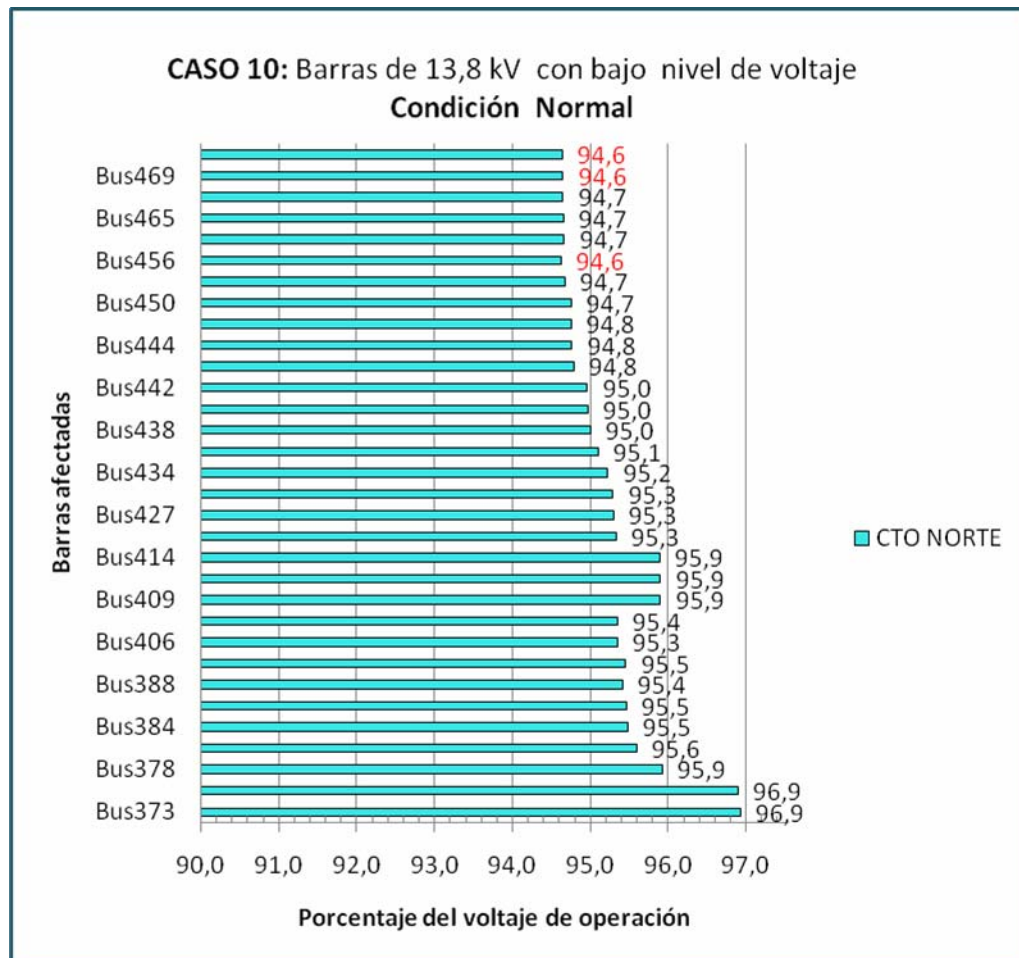


Figura 4.25 Caso 10: Cto. Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.10.2 Circuito Oeste:

4.10.2.1 Análisis De Barras De 480 V.

En la tabla 4.26 se pueden observar las barras de 480 voltios que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición normal de operación, (mínimo de 95% y máximo 105% de su valor nominal).

TABLA 4.26. Barra de 480 V del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus500	0,480	0,451	93,9
Bus503	0,480	0,454	94,7
Bus505	0,480	0,449	93,6
Bus509	0,480	0,453	94,3
Bus510	0,480	0,451	93,9
Bus513	0,480	0,449	93,6
Bus514	0,480	0,449	93,6
Bus521	0,480	0,449	93,5
Bus522	0,480	0,447	93,1
Bus526	0,480	0,449	93,5
Bus527	0,480	0,448	93,3
Bus535	0,480	0,448	93,3
Bus536	0,480	0,448	93,3
Bus537	0,480	0,448	93,3
Bus540	0,480	0,448	93,3
Bus541	0,480	0,448	93,3
Bus542	0,480	0,448	93,3
Bus546	0,480	0,447	93,2
Bus560	0,480	0,444	92,6
Bus564	0,480	0,441	91,8
Bus565	0,480	0,444	92,5

TABLA 4.26 (Cont)

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus565	0,480	0,444	92,5
Bus589	0,480	0,440	91,7
Bus597	0,480	0,440	91,7
Bus598	0,480	0,442	92,1
Bus613	0,480	0,453	94,3
Bus614	0,480	0,453	94,3
Bus653	0,480	0,449	93,5
Bus656	0,480	0,441	91,9
Bus659	0,480	0,448	93,3
Bus662	0,480	0,444	92,6
Bus693	0,480	0,451	94,0
Bus696	0,480	0,452	94,1
Bus699	0,480	0,449	93,6
Bus568	0,480	0,440	91,6
Bus572	0,480	0,438	91,2
Bus573	0,480	0,438	91,2
Bus574	0,480	0,438	91,2
Bus575	0,480	0,438	91,2
Bus578	0,480	0,438	91,2
Bus579	0,480	0,438	91,2
Bus580	0,480	0,438	91,2
Bus583	0,480	0,439	91,5
Bus590	0,480	0,439	91,5
Bus592	0,480	0,439	91,5
Bus601	0,480	0,439	91,4
Bus602	0,480	0,439	91,4
Bus603	0,480	0,439	91,4
Bus604	0,480	0,439	91,4
Bus608	0,480	0,438	91,3
Bus549	0,480	0,444	92,6
Bus550	0,480	0,444	92,6
Bus551	0,480	0,444	92,6
Bus558	0,480	0,443	92,3

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.26 se puede visualizar con mayor claridad que ninguna de las barras de 480 V del circuito Norte tiene caída de tensión por debajo del

90%. Siendo la barra 672 la más afectada con 90,8 % del voltaje nominal y un voltaje de operación de 436 V, el cual es mayor al mínimo voltaje necesario para la operación de los motores de inducción (414 V).

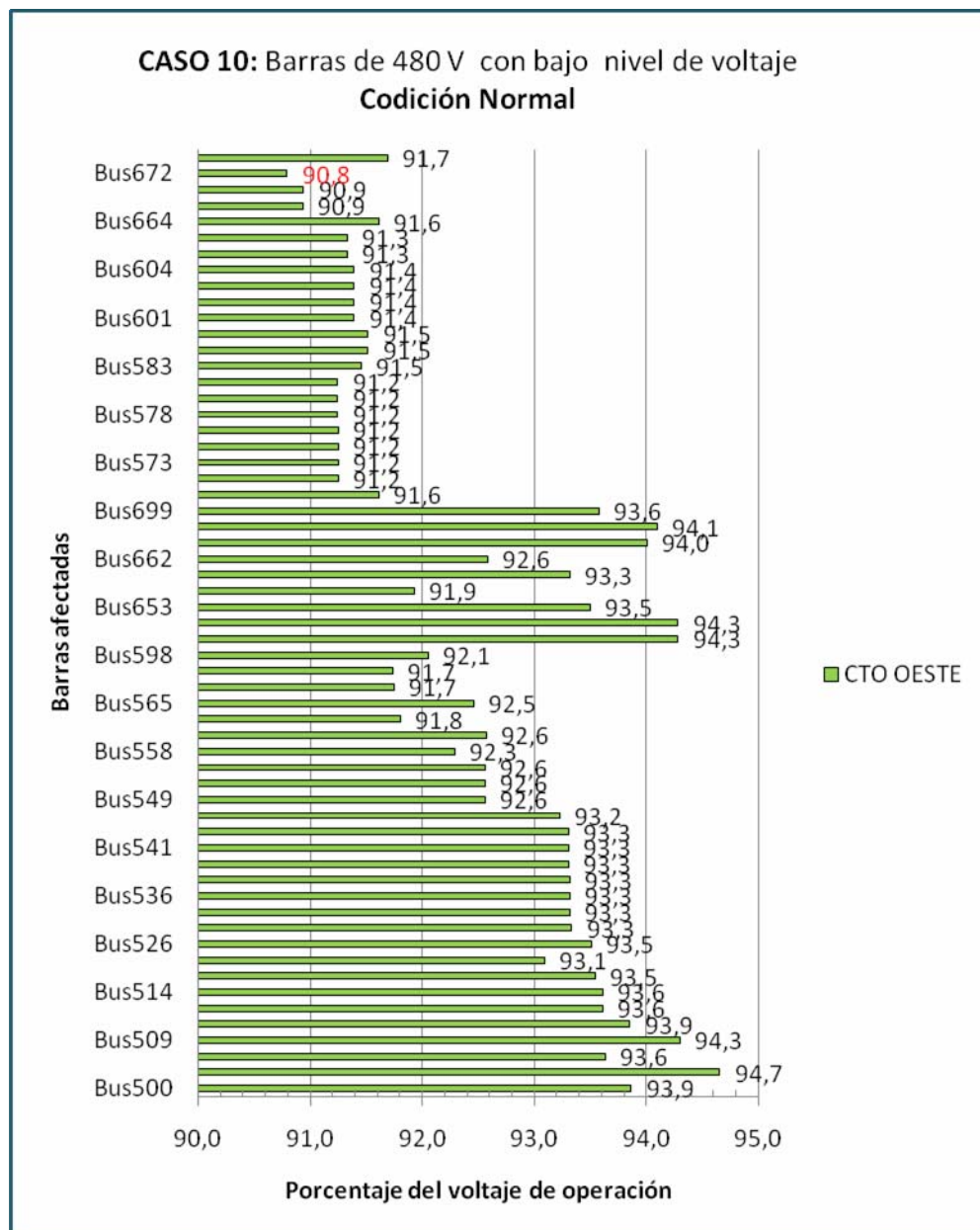


Figura 4.26. Caso 10: Cto. Oeste, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.10.2.2 Análisis De Barras De 13,8 KV.

Las barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEEE 141-1993 para sistemas en condición normal de operación, (mínimo de 97,54% y máximo 105% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.28.

TABLA 4.27. Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus481	13,800	13,450	97,5
Bus484	13,800	13,444	97,4
Bus487	13,800	13,423	97,3
Bus488	13,800	13,335	96,6
Bus489	13,800	13,332	96,6
Bus495	13,800	13,239	95,9
Bus496	13,800	13,120	95,1
Bus619	13,800	13,423	97,3
Bus629	13,800	13,154	95,3
Bus691	13,800	13,375	96,9
Bus694	13,800	13,176	95,5
Bus697	13,800	13,167	95,4
M1140	13,800	13,454	97,5
M1155	13,800	13,141	95,2
Bus497	13,800	13,108	95,0
Bus498	13,800	13,106	95,0
Bus593	13,800	12,754	92,4
Bus594	13,800	12,741	92,3
Bus595	13,800	12,738	92,3

TABLA 4.27. (Cont.).

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus504	13,800	13,105	95,0
Bus506	13,800	13,105	95,0
Bus507	13,800	13,104	95,0
Bus511	13,800	13,102	94,9
Bus515	13,800	13,068	94,7
Bus518	13,800	13,032	94,4
Bus519	13,800	13,031	94,4
Bus523	13,800	13,000	94,2
Bus524	13,800	12,996	94,2
Bus528	13,800	12,992	94,1
Bus531	13,800	12,992	94,1
Bus532	13,800	12,981	94,1
Bus533	13,800	12,980	94,1
Bus538	13,800	12,978	94,0
Bus543	13,800	12,902	93,5
Bus544	13,800	12,900	93,5
Bus547	13,800	12,897	93,5
Bus552	13,800	12,823	92,9
Bus555	13,800	12,810	92,8
Bus556	13,800	12,810	92,8
Bus561	13,800	12,810	92,8
Bus562	13,800	12,794	92,7
Bus566	13,800	12,768	92,5
Bus569	13,800	12,768	92,5
Bus570	13,800	12,749	92,4
Bus576	13,800	12,749	92,4
Bus581	13,800	12,762	92,5
Bus584	13,800	12,761	92,5
Bus585	13,800	12,755	92,4
Bus586	13,800	12,754	92,4
Bus587	13,800	12,754	92,4

TABLA 4.27 (Cont.).

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus595	13,800	12,738	92,3
Bus599	13,800	12,737	92,3
Bus605	13,800	12,741	92,3
Bus606	13,800	12,729	92,2
Bus654	13,800	13,107	95,0
Bus657	13,800	13,104	95,0
Bus660	13,800	12,980	94,1
Bus665	13,800	12,767	92,5
Bus667	13,800	12,747	92,4
Bus670	13,800	12,747	92,4
Bus673	13,800	12,728	92,2
Bus676	13,800	12,737	92,3
Bus700	13,800	13,105	95,0
M1145	13,800	13,000	94,2

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.27 se puede visualizar que las barras de 13,8 KV del circuito Oeste con 92,2 % de su valor nominal y 12,728 kV de voltaje de operación son las que presentan más caída de tensión para este caso.

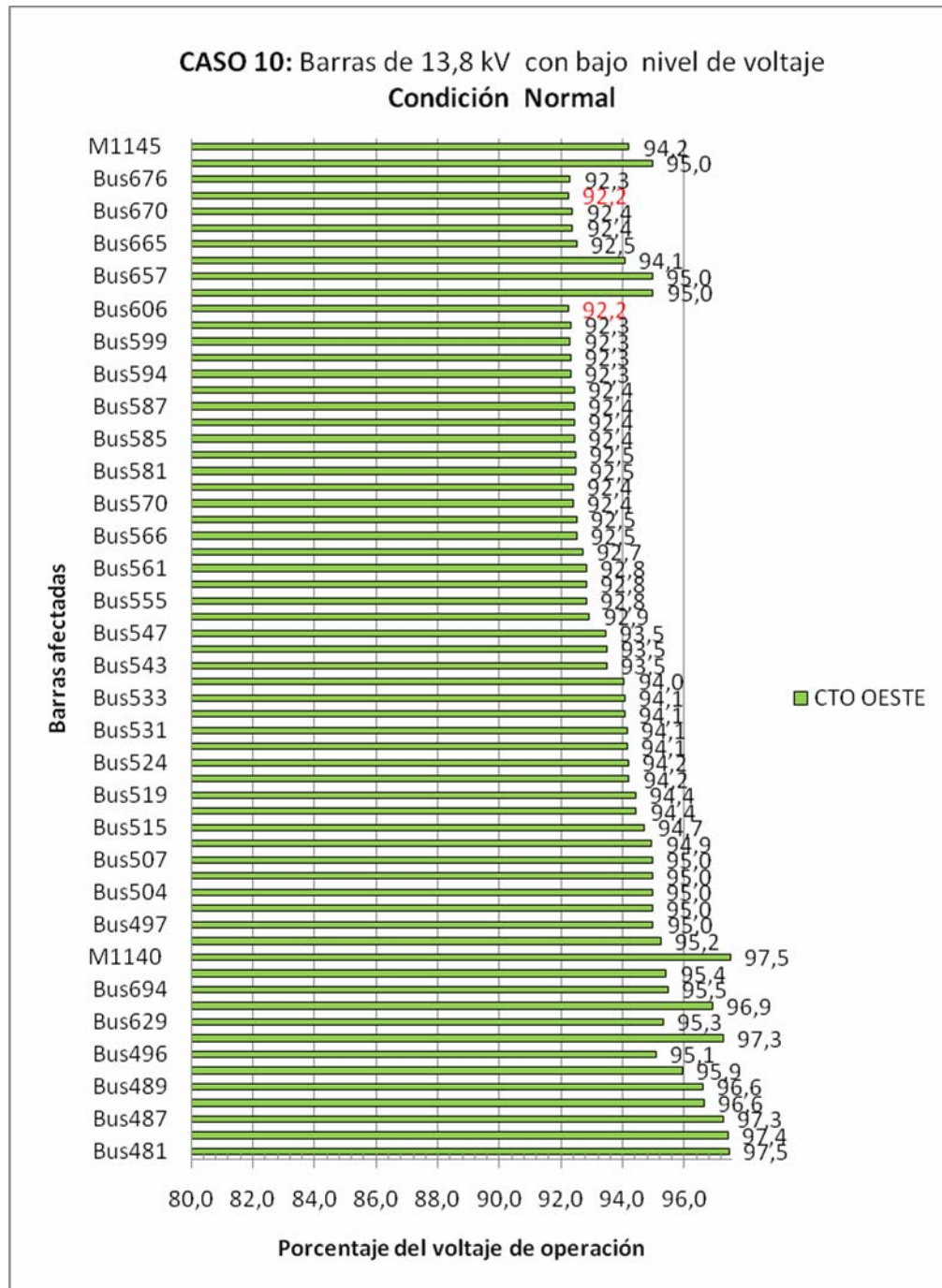


Figura 4.27. Caso 10: Cto. Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.11 Caso 11: Propuestas para mejorar el sistema.

En este caso utilizando el software ETAP, power station 6.0, se simularon los circuitos Norte, Sur, Este y Oeste de la subestación Bare 10 agregando la carga de los pozos estimados para finales del año 2010 y 2011 y las propuestas para mejorar el sistema.

Para este caso las corrientes de entrada de los circuitos, arrojadas por el software ETAP, fueron:

Circuito Oeste: 63,8 Amp.

Circuito Este: 59,7 Amp.

Circuito Norte: 52,5 Amp.

Circuito Sur: 70 Amp.

Para este caso los Circuito afectados fueron el Norte y Oeste con valores en barras por debajo del límite mínimo establecido en la norma IEEE 141-1993 para condiciones normales de operación.

A continuación se muestran tablas con los valores reflejados por el software ETAP en las barras de los circuitos afectados

4.11.1 Circuito Norte:

4.11.1.1 Análisis De Barras De 480 V.

En la tabla 4.28 se pueden observar las barras de 480 voltios que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas

en condición normal de operación, (mínimo de 95% y máximo 105% de su valor nominal).

TABLA 4.28. Barra de 480 V del Circuito Norte con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus382	0,480	0,454	94,6
Bus386	0,480	0,453	94,4
Bus390	0,480	0,454	94,7
Bus404	0,480	0,454	94,6
Bus405	0,480	0,453	94,4
Bus418	0,480	0,456	94,9
Bus423	0,480	0,447	93,1
Bus429	0,480	0,453	94,4
Bus432	0,480	0,453	94,4
Bus433	0,480	0,453	94,4
Bus437	0,480	0,453	94,5
Bus441	0,480	0,454	94,5
Bus448	0,480	0,456	94,9
Bus452	0,480	0,451	93,9
Bus454	0,480	0,451	93,9
Bus457	0,480	0,450	93,8
Bus458	0,480	0,450	93,8
Bus459	0,480	0,451	94,0
Bus461	0,480	0,450	93,8
Bus464	0,480	0,455	94,8
Bus468	0,480	0,450	93,8
Bus472	0,480	0,451	94,0
Bus474	0,480	0,450	93,8

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.28 se puede visualizar con mayor claridad que ninguna de las barras de 480 V del circuito Norte tiene caída de tensión por debajo del 90%. Siendo la barra 423 la más afectada con 93,1 % del voltaje nominal y un voltaje de operación de 447 V, el cual es mayor al mínimo voltaje necesario para la operación de los motores de inducción (414 V).

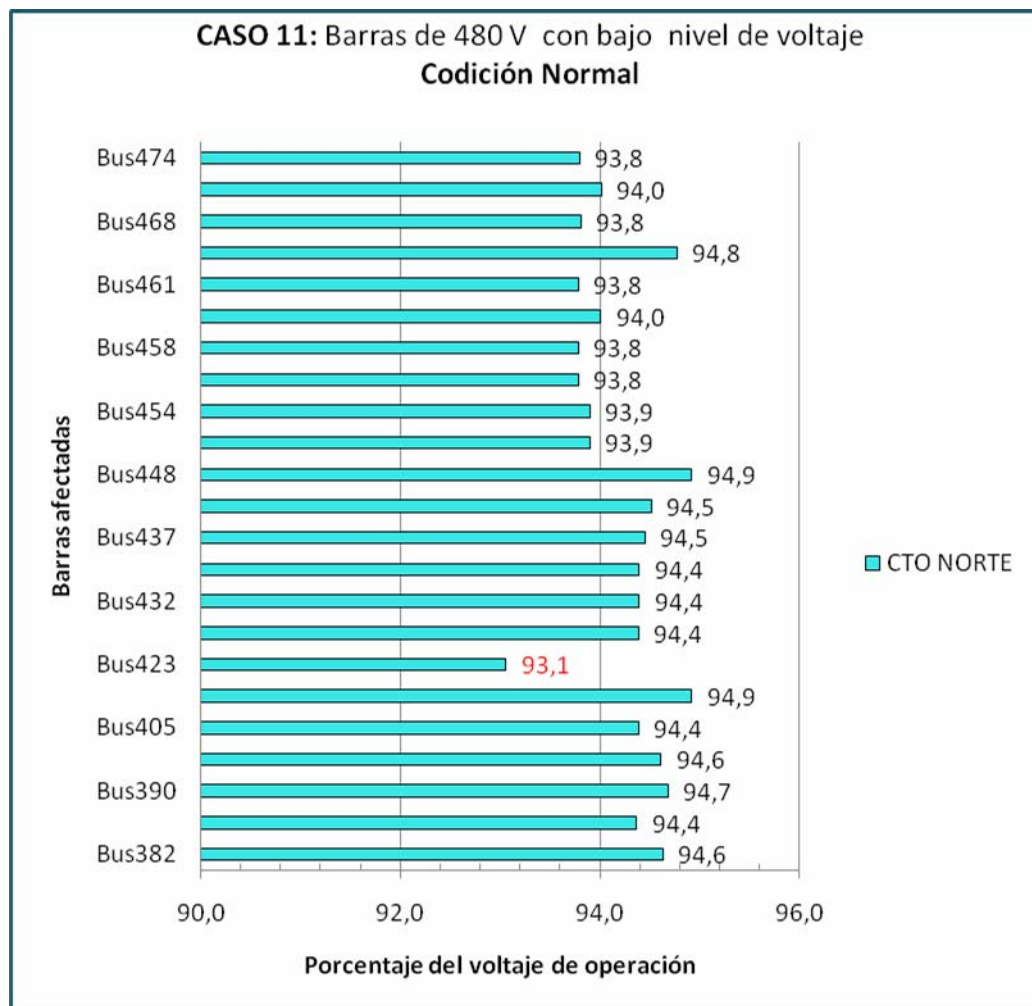


Figura 4.28. Caso 11: Cto. Norte, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.11.1.2 Análisis De Barras De 13,8 KV.

Las barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEEE 141-1993 para sistemas en condición normal de operación, (mínimo de 97,54% y máximo 105% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.30.

TABLA 4.29 Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus352	13,800	13,437	97,4
Bus355	13,800	13,436	97,4
Bus358	13,800	13,436	97,4
Bus363	13,800	13,436	97,4
Bus379	13,800	13,277	96,2
Bus384	13,800	13,261	96,1
Bus387	13,800	13,259	96,1
Bus388	13,800	13,253	96,0
Bus392	13,800	13,258	96,1
Bus406	13,800	13,243	96,0
Bus407	13,800	13,244	96,0
Bus434	13,800	13,450	97,5
Bus435	13,800	13,449	97,5
Bus438	13,800	13,209	95,7
Bus439	13,800	13,205	95,7
Bus442	13,800	13,204	95,7
Bus443	13,800	13,181	95,5
Bus444	13,800	13,178	95,5
Bus445	13,800	13,176	95,5

TABLA 4.29 (Cont.)

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus450	13,800	13,176	95,5
Bus455	13,800	13,166	95,4
Bus456	13,800	13,160	95,4
Bus462	13,800	13,165	95,4
Bus465	13,800	13,165	95,4
Bus466	13,800	13,163	95,4
Bus469	13,800	13,163	95,4
Bus470	13,800	13,161	95,4

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.29 se puede visualizar que las barras de 13,8 KV del circuito Norte con 95,4 % de su valor nominal y 13,160 kV de voltaje de operación son las que presentan más caída de tensión para este caso.

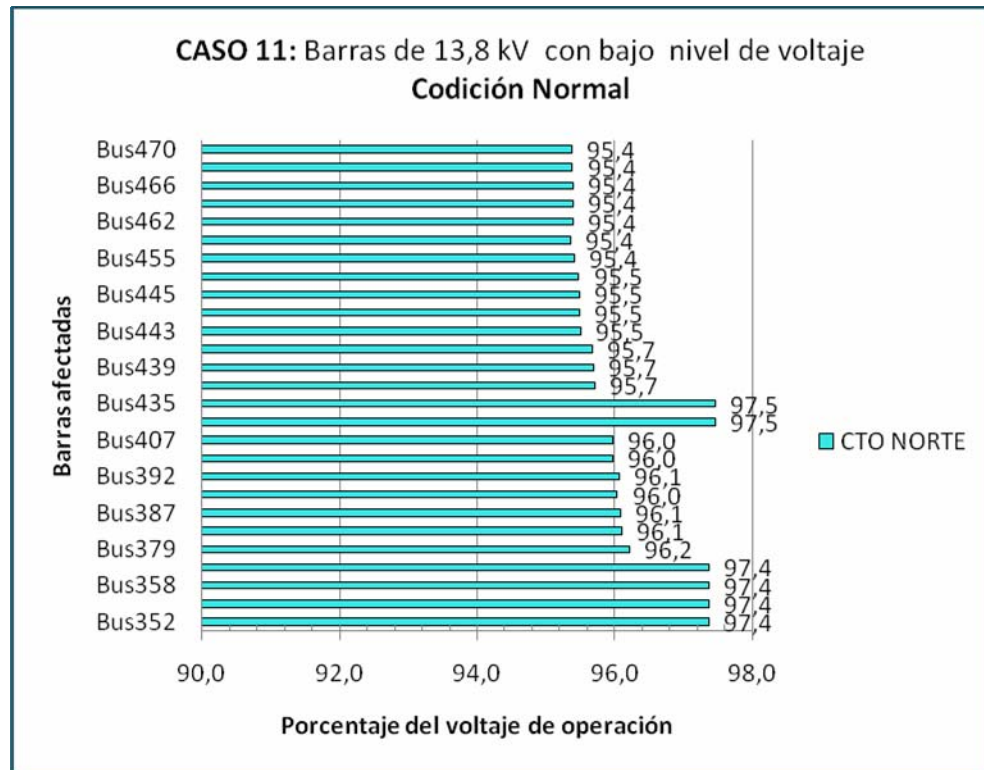


Figura 4.29 Caso 11: Cto. Norte, Barras de 13,8 kV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.11.2 Circuito Oeste:

4.11.2.1 Análisis De Barras De 480 V.

En la tabla 4.30 se pueden observar las barras de 480 voltios que no cumplen con el rango establecido en la norma IEE 141-1993 para sistemas en condición normal de operación, (mínimo de 95% y máximo 105% de su valor nominal).

TABLA 4.30. Barra de 480 V del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus500	0,480	0,454	94,7
Bus505	0,480	0,453	94,4
Bus510	0,480	0,454	94,6
Bus513	0,480	0,453	94,4
Bus514	0,480	0,453	94,4
Bus521	0,480	0,453	94,4
Bus522	0,480	0,451	94,0
Bus526	0,480	0,453	94,4
Bus527	0,480	0,452	94,3
Bus535	0,480	0,452	94,2
Bus536	0,480	0,452	94,2
Bus537	0,480	0,452	94,2
Bus540	0,480	0,452	94,2
Bus541	0,480	0,452	94,2
Bus542	0,480	0,452	94,2
Bus546	0,480	0,452	94,3
Bus549	0,480	0,449	93,6
Bus550	0,480	0,449	93,6
Bus551	0,480	0,449	93,6
Bus558	0,480	0,449	93,5
Bus560	0,480	0,450	93,8
Bus564	0,480	0,447	93,0
Bus565	0,480	0,450	93,7
Bus568	0,480	0,446	92,9
Bus572	0,480	0,444	92,5
Bus573	0,480	0,444	92,5

TABLA 4.30 (Cont.)

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus574	0,480	0,444	92,5
Bus580	0,480	0,444	92,5
Bus583	0,480	0,445	92,7
Bus589	0,480	0,446	93,0
Bus590	0,480	0,445	92,8
Bus592	0,480	0,445	92,8
Bus597	0,480	0,447	93,0
Bus598	0,480	0,448	93,3
Bus601	0,480	0,445	92,7
Bus602	0,480	0,445	92,7
Bus603	0,480	0,445	92,7
Bus604	0,480	0,445	92,7
Bus608	0,480	0,445	92,7
Bus609	0,480	0,445	92,7
Bus613	0,480	0,454	94,6
Bus614	0,480	0,454	94,6
Bus653	0,480	0,453	94,3
Bus656	0,480	0,445	92,7
Bus659	0,480	0,452	94,2
Bus662	0,480	0,449	93,6
Bus664	0,480	0,446	92,9
Bus666	0,480	0,443	92,2
Bus675	0,480	0,446	93,0
Bus693	0,480	0,453	94,4

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.30 se puede visualizar con mayor claridad que ninguna de las barras de 480 V del circuito Norte tiene caída de tensión por debajo del 90%. Siendo la barra 666 la más afectada con 92,2 % del voltaje nominal y un voltaje de operación de 443 V, el cual es mayor al mínimo voltaje necesario para la operación de los motores de inducción (414 V).

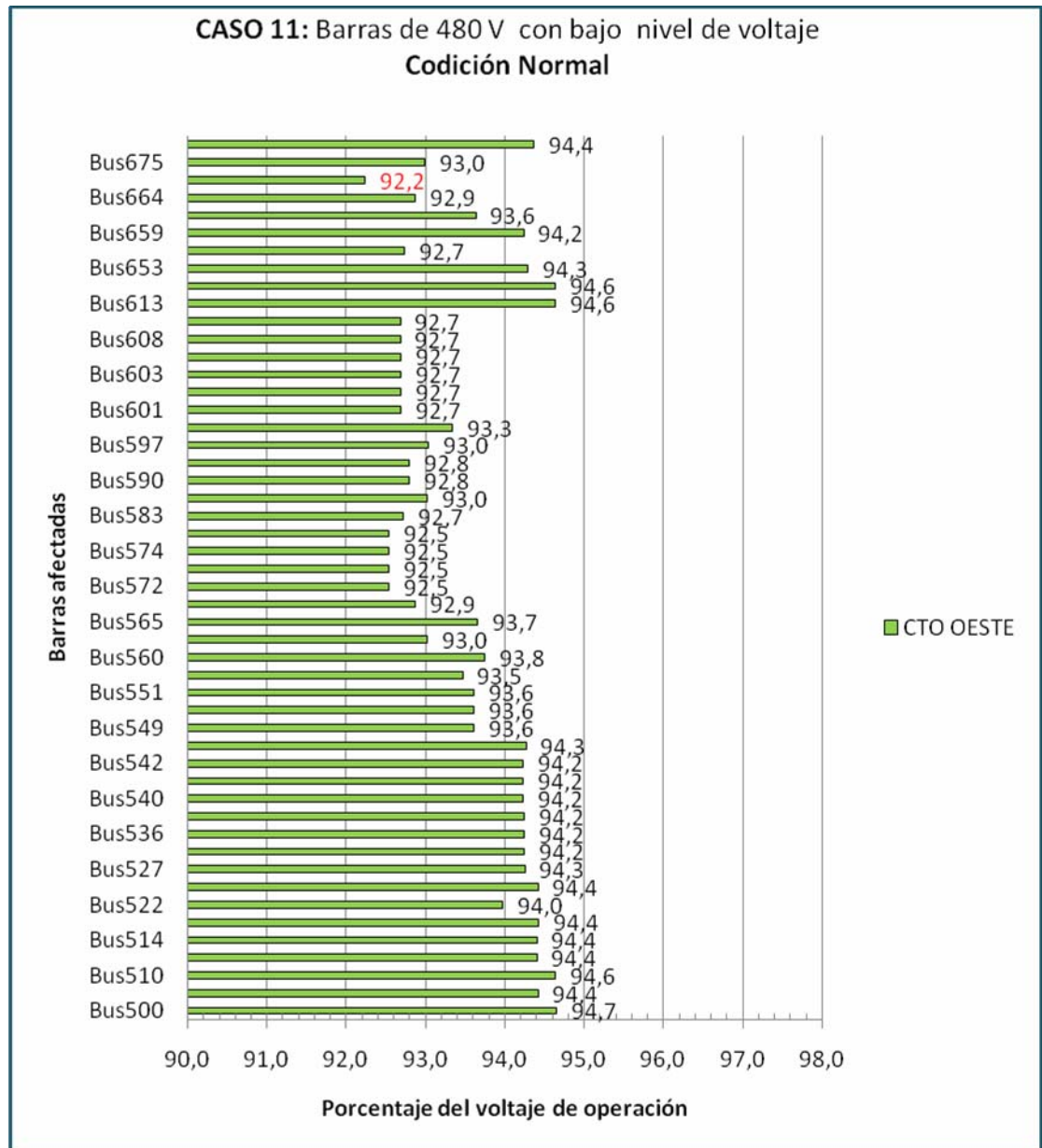


Figura 4.30 Caso 11: Cto. Oeste, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

4.11.2.2 Análisis de barras de 13,8 KV.

Las Barras de 13,8 KV que no cumplen con el rango establecido en la norma IEEE 141-1993 para sistemas en condición normal de operación, (mínimo de 97,54% y máximo 105% de su valor nominal) se muestran en la tabla 4.32.

TABLA 4.31. Barra de 13,8 KV del Circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite mínimo establecido para condiciones normales de operación.

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus495	13,800	13,409	97,2
Bus496	13,800	13,323	96,5
Bus497	13,800	13,312	96,5
Bus498	13,800	13,309	96,4
Bus504	13,800	13,309	96,4
Bus506	13,800	13,308	96,4
Bus507	13,800	13,308	96,4
Bus511	13,800	13,306	96,4
Bus515	13,800	13,289	96,3
Bus518	13,800	13,265	96,1
Bus519	13,800	13,264	96,1
Bus523	13,800	13,244	96,0
Bus524	13,800	13,240	95,9
Bus528	13,800	13,237	95,9
Bus531	13,800	13,237	95,9
Bus532	13,800	13,226	95,8
Bus533	13,800	13,225	95,8

TABLA 4.31 (Cont.)

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus538	13,800	13,223	95,8
Bus543	13,800	13,187	95,6
Bus544	13,800	13,185	95,5
Bus547	13,800	13,182	95,5
Bus552	13,800	13,145	95,3
Bus555	13,800	13,138	95,2
Bus556	13,800	13,138	95,2
Bus561	13,800	13,138	95,2
Bus562	13,800	13,130	95,1
Bus566	13,800	13,117	95,1
Bus569	13,800	13,117	95,0
Bus581	13,800	13,427	97,3
Bus584	13,800	13,427	97,3
Bus585	13,800	13,427	97,3
Bus586	13,800	13,427	97,3
Bus587	13,800	13,426	97,3
Bus593	13,800	13,426	97,3
Bus594	13,800	13,432	97,3
Bus595	13,800	13,428	97,3
Bus599	13,800	13,428	97,3
Bus605	13,800	13,433	97,3
Bus606	13,800	13,422	97,3
Bus654	13,800	13,311	96,5
Bus657	13,800	13,308	96,4
Bus660	13,800	13,225	95,8
Bus665	13,800	13,117	95,0
Bus673	13,800	13,420	97,2
Bus676	13,800	13,427	97,3

TABLA 4.31 (Cont.)

Reporte Condición Normal			
ID	Vol. Nominal (KV)	Vol. Operación (KV)	% Operación
Bus716	13,800	13,282	96,2
Bus719	13,800	13,445	97,4
Bus720	13,800	13,449	97,5
Bus722	13,800	13,219	95,8
Bus727	13,800	13,427	97,3
M1145	13,800	13,244	96,0
M1155	13,800	13,438	97,4
Bus570	13,800	13,099	94,9
Bus576	13,800	13,099	94,9
Bus667	13,800	13,098	94,9
Bus670	13,800	13,098	94,9

Nota: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

En la figura 4.31 se puede visualizar que las barras de 13,8 KV del circuito Norte con 94,9 % de su valor nominal y 13,098 kV de voltaje de operación son las que presentan más caída de tensión para este caso.

BARRAS DE 13,8KV DEL CIRCUITO OESTE

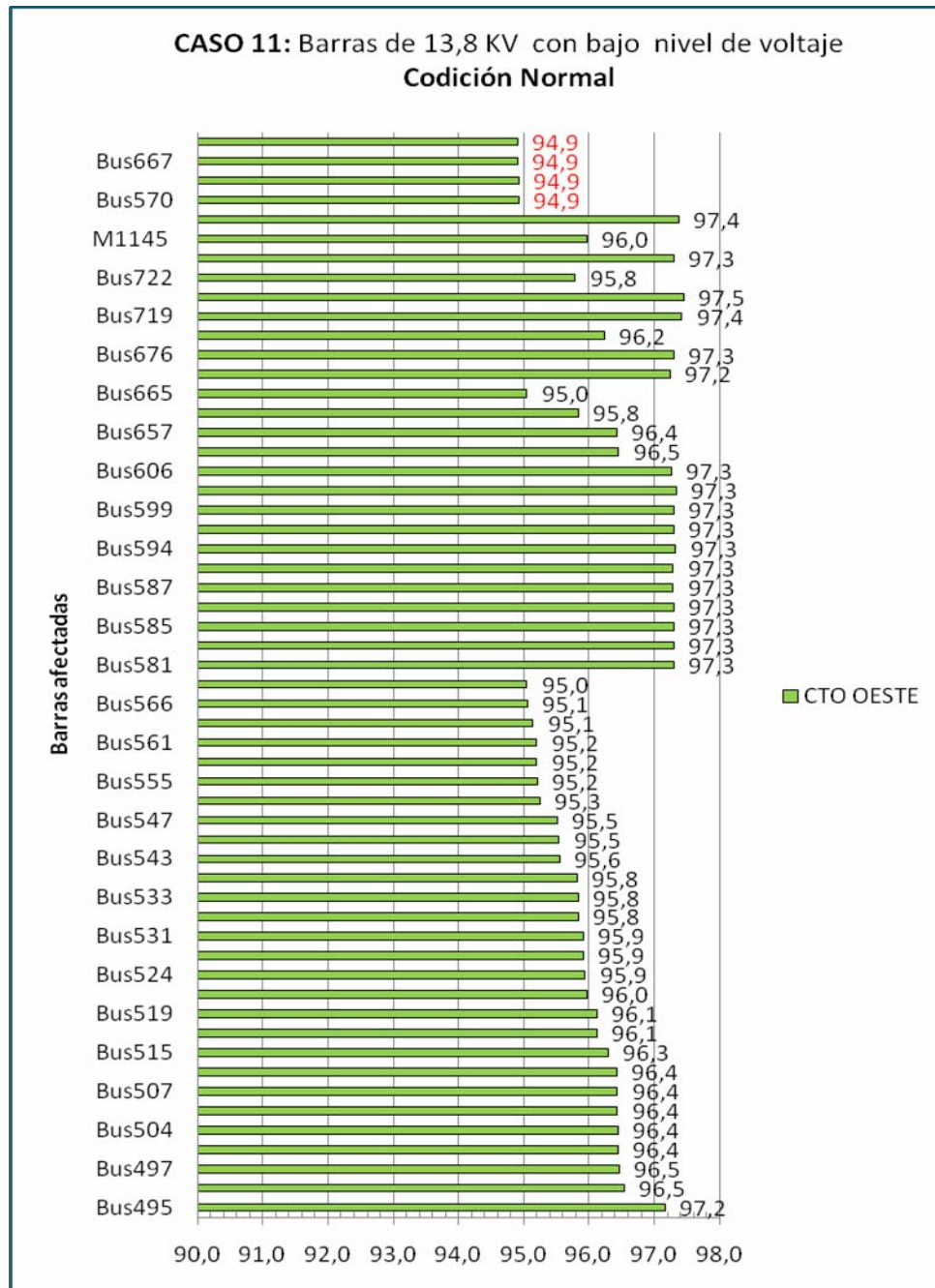


Figura 4.31. Caso 11: Cto. Norte, Barras de 13,8 kV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

A continuación se comparan los resultados obtenidos del CASO 10 con el CASO 11

BARRAS DE 480 V DEL CIRCUITO NORTE.

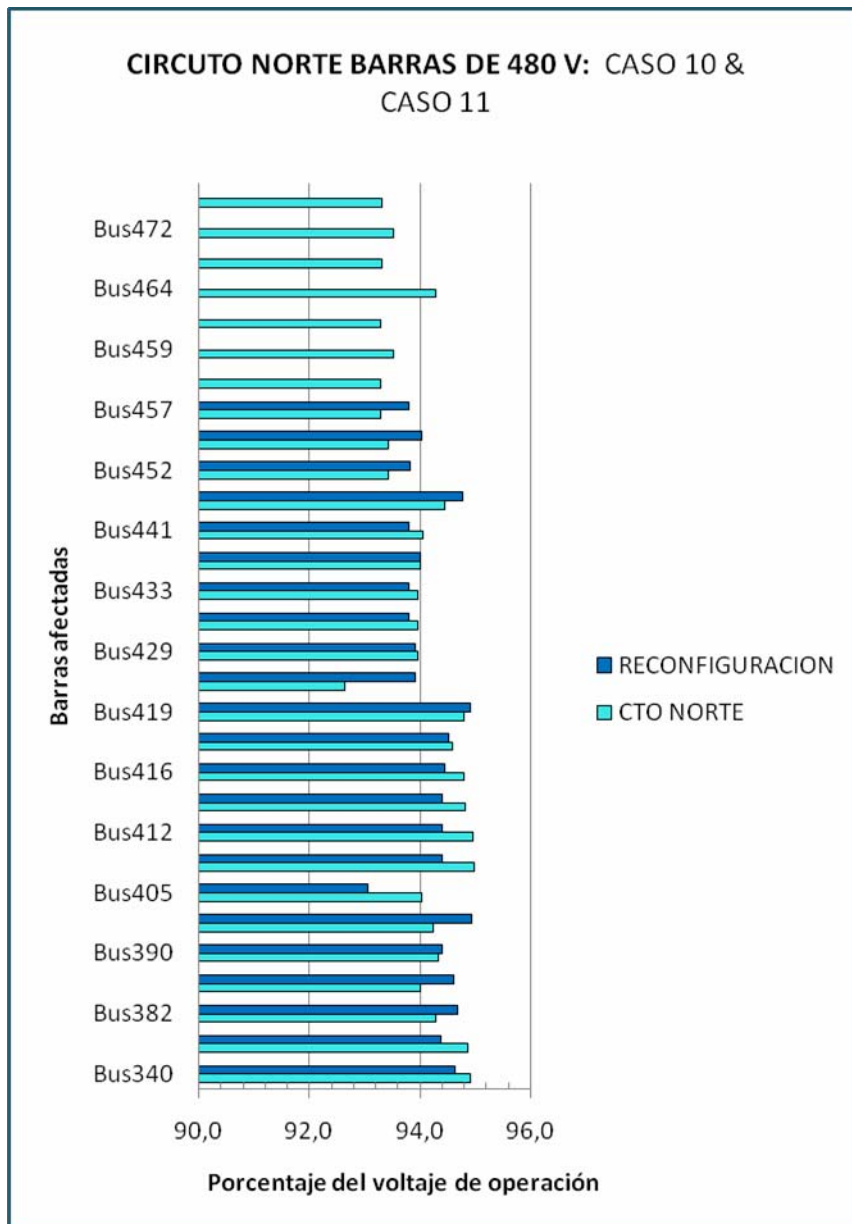


Figura 4.32. CASO 10 & CASO 11: Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

BARRAS DE 480 V DEL CIRCUITO OESTE

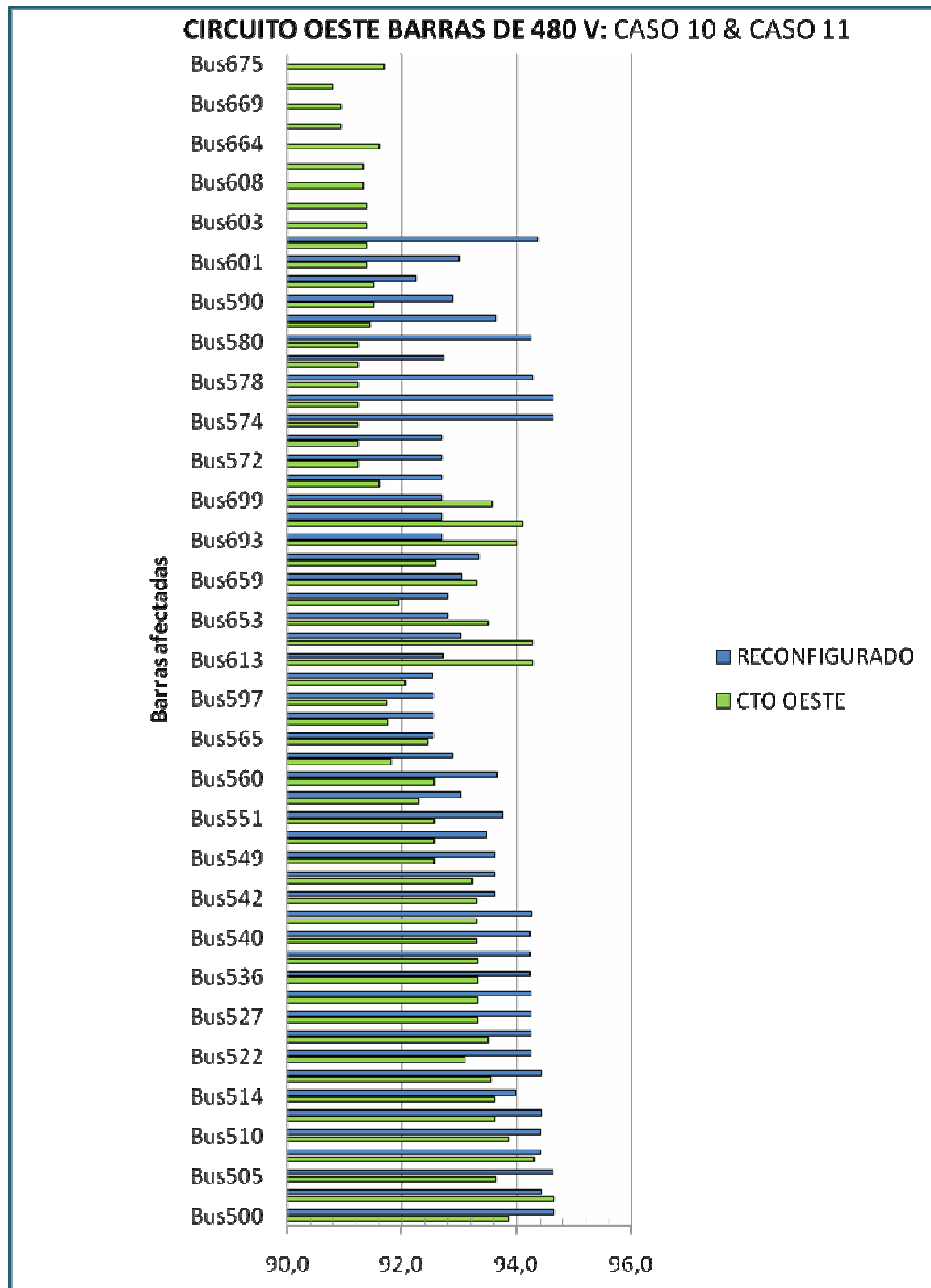


Figura 4.33. CASO 10 & CASO 11: Circuito Oeste, Barras de 480 V con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

BARRAS DE 13,8KV DEL CIRCUITO NORTE:

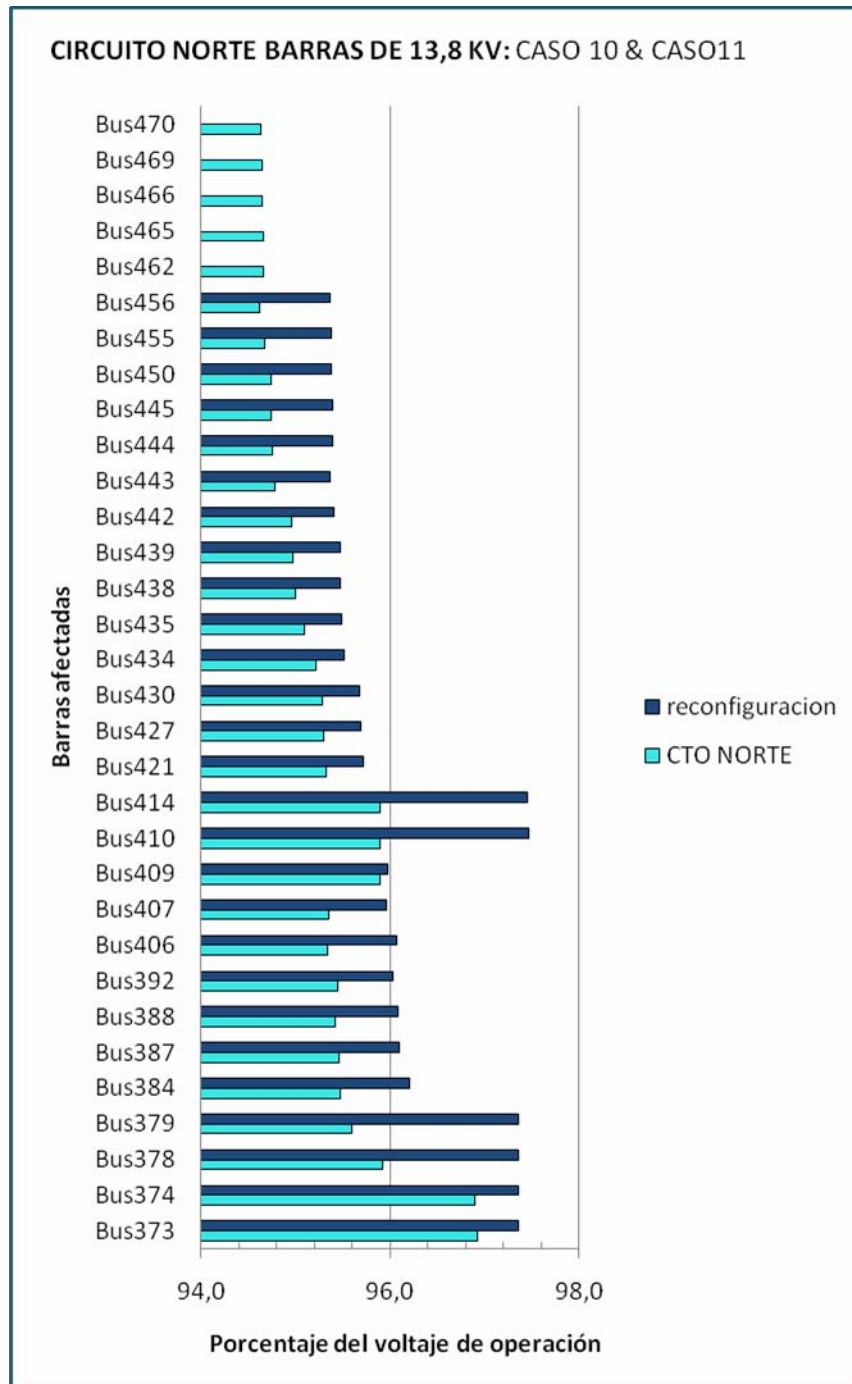


Figura 4.34 CASO 10 & CASO 11: Circuito Norte, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

BARRAS DE 13,8KV DEL CIRCUITO OESTE:

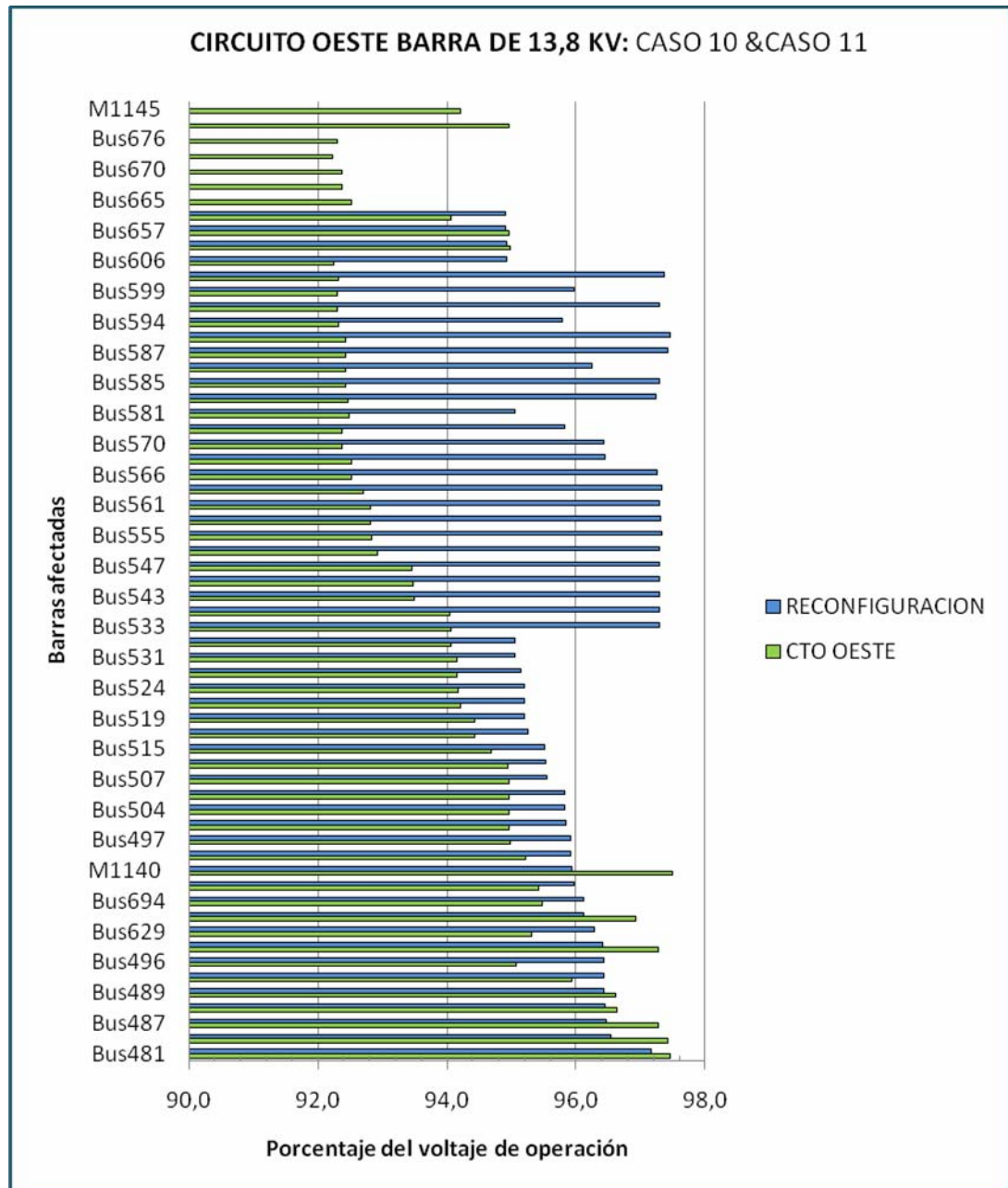


Figura 4.35. CASO 10 & CASO 11: Circuito Oeste, Barras de 13,8 KV con bajo nivel de voltaje. Fuente: Datos obtenidos del ETAP 6.0.

Se puede visualizar en las figuras 53, 54, 55, 56 que las barras correspondientes a la reconfiguración de los circuitos propuesta muestra porcentaje de voltaje de operación más altos que las barras de los circuitos ya existente, lo que significa que cuya reconfiguración mejora en todo los casos los niveles de tensión tanto en las barras de 13,8 KV como en las de 480 voltios dejando los circuitos con mayor disponibilidad de carga.

4.12 Propuestas

Para mejorar las condiciones del sistema de distribución de los circuito de Norte, Sur, Este y Oeste de la subestación Bare 10 con la finalidad de garantizar la continuidad y disponibilidad del mismo en las condiciones actuales y con la incorporación de las cargas estimadas hasta finales de año 2011. Se propone realizar las siguientes reconfiguraciones en el sistema las cuales fueron simuladas y analizadas dando resultados satisfactorios.

1- Extender el circuito Este, realizando nuevos tramos de líneas de distribución de 13,8 KV, para transferir carga de los circuitos Norte y Sur. Al circuito Este.

- Realizar un nuevo tramo de línea 13,8 KV de 403,49 metros del circuito Este al circuito Norte desde los seccionadores M 556 del circuito Este hasta los seccionadores M827 del circuito. Norte, abriendo los M827, para transferir las cargas de los pozos: MFB- 433, MFB-540, MFB-537.

- Realizar un nuevo tramo de línea 13,8 KV de 1258,37 metros. De los seccionadores M 827 del circuito Norte hasta los seccionadores M527 del circuito Sur, para transferir las cargas de: REBOMBEO, MFB-398, MFB-

415, MFB-392, MFB-418, MFB-535, MFB-538, MFB-838, MFB-833, MFB-387, MFB-494, MFB-498 Y 1 pozo estimado para finales del año 2010.

2- Extender el circuito Sur, realizando nuevos tramos de línea de distribución 13,8 KV, para adicionarle carga del circuito Norte y así despejar el circuito Norte de exceso de carga.

- Realizar un tramo nuevo de línea 13,8 KV de 773,72 metros, desde los seccionadores M831 del circuito Sur al circuito Norte, para transferir la carga de los pozos: MFB-542, MFB-742, MFB-737 y 2 pozos estimados para el 2011.

- Realizar un tramo nuevo de línea 13,8 KV de 2360,63 metros, hasta los seccionadores M1146 del circuito Sur, para transferir la carga de los pozos: MFB-668, MFB-669, MFB-, MFB-670, MFB-671 MFB-742, MFB-673, MFB-850, MFB-627, MFB.743, MFB-697, MFB-691-757, MFB-758, MFB-759, MFB-760, y 3 pozos estimados para finales del año 2010.

- Realizar un tramo nuevo de línea 13,8 KV de 1895,12 metros, hasta los seccionadores M1160 del circuito Sur, abriendo los seccionadores M1160 para transferir la carga de los pozos: MFB-823, MFB-814, MFB-815, MFB-816, MFB-749, MFB-748, MFB-747, MFB-689, MFB-690, MFB.711, MFB-712, MFB-843, MFB-844, MFB-845, MFB-832, MFB-830, MFB-725, MFB726, MFB-692 y 2 pozos estimados para finales del año 2010.

3- Adicionar carga del circuito Oeste al circuito Norte

- Cerrar los seccionadores M1155 de interconexión Norte-Oeste, y abrir los seccionadores M1157, para transferir la carga de los pozos MFB-

675, MFB-766, MFB-767, MFB-677, MFB-676, MFB-762, MFB-763, MFB-764, MFB-765, MFB-831, MFB-666, MFB- 713, MFB-714, 5 pozos estimados para finales del año 2010 y 6 pozos estimados para finales del año 2011.

4.13 Conclusiones

Una vez realizado el estudio y obtenido su comportamiento para los diferentes casos se concluye lo siguiente:

En el estudio de la condición actual del sistema, los Circuitos Norte y Oeste resultaron los más afectados. Sin embargo las barras de 480 V de estos no alcanzaron los límites mínimos ni máximo del voltaje de operación de los motores de inducción de los pozos asociados a estos circuitos.

Se determino que el estado del sistema de distribución eléctrica actual de los circuitos de la subestación Bare 10 es confiable.

En caso de contingencia:

- Al interconectar los circuitos Norte, Sur, Este, y Oeste, resultaron afectadas algunas barras de los circuito Norte y Oeste con niveles de voltajes por debajo de los límites establecidos en la norma IEEE 141. Sin embargo las barras de 480 V cumplen con los niveles de voltaje necesario para la operación de los motores de inducción presentes en estos circuitos.

- Al transferir las cargas del circuito Norte al Oeste, resultaron afectadas la mayoría de las barras de estos circuitos presentando niveles de voltaje por debajo del límite establecido en la norma IEEE 141, y del límite mínimo necesario para la operación de los motores de inducción presentes en estos circuitos.

- Al transferir las cargas del circuito Oeste al circuito Norte, resultaron afectadas algunas de las barras de estos circuitos presentando

niveles de voltaje por debajo del límite establecido en la norma IEEE 141. Sin embargo las barras de 480 V cumplen con los niveles de voltaje necesario para la operación de los motores de inducción presentes en estos circuitos.

- Al transferir la carga del circuito Sur al circuito Norte, resultaron afectadas algunas de las barras de 13,8 KV de estos circuitos con niveles de voltaje por debajo del límite establecido en la norma IEEE 141.

- Al transferir la carga del circuito Norte al circuito Sur, resultaron afectadas alguna de las barras de los circuitos Norte y Oeste con niveles de voltaje por debajo de los límites establecidos en las normas IEEE 141. Sin embargo las barras de 480 V cumplen con los niveles de voltaje necesario para la operación de los motores de inducción presente en estos circuitos.

- Al transferir la carga del circuito Sur al circuito Este, resultaron afectadas algunas barras de 13,8 KV del circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite establecido en las normas IEEE 141.

- Al transferir la carga del circuito Este al circuito Sur, resultaron afectadas algunas barras de 13,8 KV del circuito Oeste con niveles de voltaje por debajo del límite establecido en las normas IEEE 141.

En el estudio del comportamiento del sistema actual adicionándole la carga estimada para el 2010, resultaron afectadas algunas de las barras de los circuitos Norte y Oeste con niveles de voltaje por debajo de los límites establecidos en las normas IEEE 141. Sin embargo las barras de 480 V cumplen con los niveles de voltaje necesario para la operación de los motores de inducción presente en estos circuitos.

En el estudio del comportamiento del sistema actual adicionándole la carga estimada para el 2010 y 2011, resultaron afectados los circuitos Norte y Oeste pero las barras de 13,8 KV del circuito Oeste resultaron más afectadas con niveles de voltaje por debajo de los límites establecidos en las normas IEEE 141. Sin embargo las barras de 480 V cumplen con los niveles de voltaje necesario para la operación de los motores de inducción presente en estos circuitos.

Con la implementación de la reconfiguración propuesta en el caso 11, para los circuitos Norte, Sur, Este y Oeste de la subestación bare 10, se logrará un sistema más confiable y mayor disponibilidad en los circuitos para la adición de cargas futuras al sistema de distribución.

4.14 Recomendaciones

- Mantener actualizada la base de datos obtenida de los circuitos de 13,8 kV, para facilitar estudios futuros del sistema.
- Realizar mediciones de corriente a los motores asociados a los circuitos de la subestación Bare 10. Con el fin de obtener un factor de carga más certero y una condición más real del sistema.
- Realizar la prolongación de los circuitos Este y Sur de la subestación Bare 10, y adicionar carga a estos, reconfigurando el sistema de manera tal que todos los circuitos queden con disponibilidad para nuevas cargas.
- Al realizar modificaciones en el sistema por operaciones de contingencia deben hacerse de forma temporal, mientras se solventan los problemas presentados.
- Realizar estudios para habilitar nuevos circuitos, tomando en cuenta la ubicación de las cargas futuras ya que la subestación Bare 10 no entrega el 50% de su capacidad nominal.
- Habilitar un nuevo circuito en la barra dos (2) de la subestación Bare 10 que alimente directamente al sistema de bombeo y dejar a disposición un respaldo de interconexión con el circuito Este, debido a que el sistema de bombeo es de gran importancia para la producción y en caso de alguna falla se vería afectada la producción de muchos pozos.

- En caso de contingencia no se recomienda transferir carga entre los circuitos Norte y Oeste, ya que en las condiciones actuales del sistema las barras de 480 V que alimentan a los motores de los pozos poseen un límite estable para su funcionamiento y en caso de una adición de carga se vería afectado las operaciones de estos y la producción petrolera.

4.15 Bibliografía

- Álamos, J. (2009). Descripción general de un sistema de distribución. Extraído el 10 de diciembre de 2009 desde:
(http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria_electrica_y_electronica/sistemadistribucionenergiaelectrica/)
- Covar, C (1988). Estudio e implantación de un flujo de carga rápido en el despacho de energía Corpoven-San Tomé. Trabajo de Grado en Ingeniería Eléctrica presentado en la Universidad de Oriente, Anzoátegui, Venezuela.
- De Oliveira, P. (2002) *Mejoras Aplicadas a la Red de Distribución de la Ciudad de Coro*. USB. Venezuela.
- Díaz, J. (2009) *Evaluación del sistema eléctrico de potencia del área de producción, El Jobal de CVG Bauxilum, Los Pijiguaos Municipio Cedeño, Estado Bolívar*. Trabajo de Grado en Ingeniería Eléctrica presentado en la Universidad de Oriente, Anzoátegui, Venezuela.
- Ekwue, O; Johnson, R; Cory, B. (1988) *Improved Load Flow Method For Distribution Systems*. Proceeding of the IASTED International Symposium, High Technology in the Power Industry. Arizona.
- El Halabi, N. (2005). *Reconfiguración óptima de los Circuitos de 13.8 kV pertenecientes a las subestaciones eléctricas Aguasay, Mata r y Zapatos en Pdvsa gas Anaco*. Trabajo de Grado en Ingeniería Eléctrica presentado en la Universidad Simón Bolívar, Venezuela.

Khodr, H. (2002) *Técnicas Modernas de Análisis y Diseño de Sistemas de Distribución*. Venezuela.

Muñoz, C. (1989) *Flujo de potencia trifásico para sistemas de distribución*. Trabajo de Grado en Ingeniería Civil Electricista presentado en la Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile.

Quintal De Sá, D. (2007) *Ubicación Óptima de Reconectores y Coordinación de Protecciones en circuitos de la E.D.C.* Informe de pasantía presentado ante la Universidad Simón Bolívar. Venezuela.

Scientia et Technica Año XII, No 30, Mayo de 2006 UTP. ISSN 0122-1701 37
Solución al problema de balance de fases y reconfiguración de Alimentadores primarios bajo un modelamiento trifásico usando simulated annealing.

Varga, A. (2003) *Factor de potencia*. Extraído el 15 de diciembre de 2009 desde:
(<http://www.Revistacia.com/publicaciones/EpZApFZypyTtOTclfG.php>)

Velásquez, J. (2009) *Estudio de Cortocircuito, Flujo de Carga y Compensación de Reactivos del Circuito Eléctrico de Producción de Pie de Cerro en CVG BAUXILUM Los Pijiguaos, Municipio Cedeño-Estado Bolívar*. Trabajo de Grado en Ingeniería Eléctrica presentado en la Universidad de Oriente, Anzoátegui, Venezuela.

METADATOS PRA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	Estudio de flujo de carga y reconfiguración de los circuitos de 13,8 kV de la subestación Bare 10 de PDVSA Distrito San Tomé
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Castillo V., Oriana	CVLAC: 17.746.401 E MAIL: orianacastillov@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

estudio de flujo de carga
reconfiguración de circuitos
mapa georeferencial
caída de voltaje
simulación en etap
circuitos de distribución

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Eléctrica

RESUMEN (ABSTRACT):

El presente trabajo describe el estudio de flujo de carga y reconfiguración de los circuitos Norte, Sur, Este, Oeste de la subestación Bare 10 de PDVSA Distrito San Tomé. Realizando el levantamiento georeferencial del sistema eléctrico, para conocer la ubicación de las carga, las longitudes del los circuitos, la capacidad de potencia de los motores y los transformadores asociados a los circuitos en estudio. Se actualizo la base de datos y los diagramas unifilares de los circuitos de 13,8 KV, Luego se realizo el estudio de flujo de carga del sistema eléctrico, mediante el software ETAP. 6.0, los resultados obtenidos con el programa se analizaron usando las normas IEEE-141-1993 la reconfiguración del sistema se realizo tomando en cuenta la ubicación geográfica de las cargas, los niveles de caída de voltaje de cada circuito y la ubicación geográfica de las cargas estimadas para los años 2010 y 2011. Todas estas acciones se realizaron para garantizar la continuidad y disponibilidad de los circuitos de 13,8 KV de la subestación Bare 10.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Parra, Hernán	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL	hernanparra@cantv.net			
	E_MAIL				
García R., Genio A.	ROL	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	14.749.509.			
	E_MAIL	garciagau@pdvsa.com			
	E_MAIL				
Escalante C., Santiago J.	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Maza, Manuel.	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	08	12
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS: Estudio de flujo de carga y reconfiguración de los circuitos de 13,8 de Bare 10.Doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H
 I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u
 v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Electricista

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre-Grado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Electricidad

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente / Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**DERECHOS**

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de la Universidad de Oriente:

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al Concejo Universitario”

Castillo V. Oriana

AUTOR

Prof. Hernán Parra

Prof. Santiago Escalante

Prof. Manuel Maza

TUTOR

JURADO

JURADO

Prof. Verena Mercado

POR LA SUBCOMISION DE TESIS