

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOATEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“ANALISIS DE CONTINGENCIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA
INDUSTRIA VENEZOLANA DE ALUMINIO, CVG. VENALUM”**

Realizado Por:

EDUARDO JOSÉ CARRASCO BETANCOURT

Trabajo de Grado Presentado Ante la Ilustre Universidad de Oriente Como Requisito
Parcial Para Optar al Título de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Puerto la Cruz, Junio del 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOATEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“ANALISIS DE CONTINGENCIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO
DE LA INDUSTRIA VENEZOLANA DE ALUMINIO, CVG.
VENALUM”**

Realizado Por:

EDUARDO JOSÉ CARRASCO BETANCOURT

Revisado y Aprobado Por:

ING. LENIN NATERA
ASESOR ACADÉMICO.

ING. DANIEL SANCHEZ
ASESOR INDUSTRIAL.

Trabajo de Grado Presentado Ante la Ilustre Universidad de Oriente Como Requisito
Parcial Para Optar al Título de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Puerto la Cruz, Junio del 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOATEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD

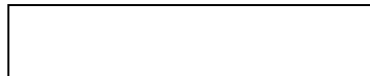


**“ANÁLISIS DE CONTINGENCIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA
INDUSTRIA VENEZOLANA DE ALUMINIO, CVG. VENALUM”**

Realizado Por:

EDUARDO JOSÉ CARRASCO BETANCOURT

JURADO CALIFICADOR



ING. LENIN NATERA
ASESOR ACADÉMICO

ING. HERNAN PARRA
JURADO PRINCIPAL

ING. MANUEL MAZA
JURADO PRINCIPAL

Trabajo de Grado Presentado Ante la Ilustre Universidad de Oriente Como Requisito
Parcial Para Optar al Título de **Ingeniero Electricista**

Puerto la Cruz, Junio del 2010

RESOLUCIÓN

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

“Los trabajos de grado son de exclusividad de la universidad y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario”

AGRADECIMIENTOS

Principalmente quiero agradecerle a dios todopoderoso por ayudarme, protegerme y nunca dejarme solo.

A mi madre, Nilda, que me mostró lo bueno y lo malo, y me ha apoyado en todas la decisiones que he tomado, a ti, gracias mamá, gracias por la vida y por todo.

A mi padre, Oclides, con él aprendí muchas cosas, gracias papá, por tus consejos ahora y durante toda mi vida.

A mi hermana Carolina, gracias por compartir tanto conmigo en la infancia, y durante toda mi carrera.

A mi tía Yela y a Larry, por darme la oportunidad de realizar mi pasantía en CVG VENALUM y tenerme en su casa como un hijo más.

A la Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui, mi casa de estudio durante mi carrera de ingeniero.

A Daniel Sánchez por ser mi tutor industrial y apoyarme en todo momento.

A mi tutor Académico y amigo Lenin Natera por su apoyo y valiosa asesoría.

A la gerencia de Alto Voltaje de CVG Venalum, especialmente a Claudio Rondón, Iris Cabello, Luis Salcedo, Eglys Marcano, Gustavo Centeno, Diomel Guerra, a todos gracias por la ayuda prestada.

A Willfredo Salazar y Douglas Coa por hacer esos maratones conmigo y ayudarme en la realización de este trabajo. Muchas Gracias.

A mis compañeros de clase durante la universidad (José Manuel, Manuel, Jorge, Luis Aníbal, Sorangell, Ghazi, Josué, Ranses, Neyla y muchos más), me enseñaron que es el compañerismo y el trabajo en equipo, sobretodo a mi pana Mariano por ser casi un hermano para mí durante toda mi vida.

A mis compañeros de pasantía, Jeniffer Serrano, Cristian Martínez, Kanyin Wong y Anny Rodriguez, gracias por la ayuda y su apoyo, se los agradezco.

A Jorge Rodríguez y a Marianella Ancheta, Gracias por la ayuda y el apoyo prestado.

DEDICATORIA

Este triunfo se lo dedico a mi madre, padre y hermana, siempre me han apoyado y siempre me han dado los mejores consejos que alguien pueda tener, esto es de todo nosotros.

A mi abuela Ana, por estar conmigo durante mi infancia y siempre, bendición.

A mi abuelo Cruz, abuela Marina, abuelo Genaro y mi tío Cruz Antonio, que aunque sé que no estaban conmigo físicamente, siempre estuvieron a mi lado apoyándome y cuidándome en todo.

A todas mis tías, Adelvis, Mirna, Mechi, Yela, y Janelis, esta ultima fue como una segunda madre durante mi infancia en Cumaná, gracias a ti y a todas.

A Pedro, Larry, mi hermano Juan, y a mis primos, Vero, Mario y Fran por todo lo que convivieron conmigo durante mi vida.

Nena esto es para ti, eres fuente de mi inspiración, te lo dedico, he vivido los mejores momentos de mi vida contigo.

A todos mis compañeros y compañeras de clase, espero que celebremos juntos este y más triunfos.

RESUMEN

CVG VENALUM es una empresa que está constituida desde 1973, desde esa fecha se ha encargado de producir aluminio primario, tanto así, que actualmente es unas de las empresas más grandes de Latinoamérica y del mundo en la producción de este material. Ya que VENALUM es un empresa que depende 100 % de la electricidad para la producción, ya que el Aluminio es un Material que proviene de un proceso electrolítico llamado electrolisis (Separación de Materiales en presencia de electricidad), la empresa no puede tener fallas a nivel eléctrico, de ahí la importancia de hacer este trabajo el cual consistió en realizar un plan de contingencia el cual asegure a los operadores y técnicos de las subestaciones, hacer operaciones de manera segura al producirse una emergencia, asimismo mediante este trabajo van a estar seguros de que las operaciones son validadas dado que se realizaron las simulaciones de las mismas en el software ETAP 6.0.0. CVG VENALUM está alimentada por tres subestaciones principales, las cuales son alimentadas de la subestación de “Guayana B”, desde ahí provienen 4 líneas de transmisión a nivel de 115 KV, las cuales dos llegan a la subestación de complejo I, una a complejo II y la última a V línea. Desde allí se alimentan los transformadores (Encargados de transformar la corriente AC en DC necesaria para la electrolisis) y los transformadores de servicios auxiliares. Las Contingencias estudiadas fueron las pérdidas de una y dos líneas de transmisión de 115 KV y las pérdidas de 1, 2 y 3 transformadores de servicios auxiliares, concluyendo así que las contingencias a nivel de 115 KV se pueden hacer de manera segura, mientras que en las de 13,8 KV cuando están 3 transformadores fuera de servicio, se tienen que hacer un bote de carga para disminuir la misma en los transformadores restantes. También así se hizo un análisis de cortocircuito a cada contingencia para conocer si estos valores se superan en cada una de ellas, observando así que para estos casos estos valores no son superados.

ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	iv
AGRADECIMIENTOS	v
DEDICATORIA	vii
RESUMEN	viii
ÍNDICE GENERAL	ix
ÍNDICE DE TABLAS	xvi
ÍNDICE DE FIGURAS	xviii
CAPÍTULO 1: INDUSTRIA VENEZOLANA DE ALUMINIO	20
1.1 Introducción	20
1.2 Planteamiento del Problema.....	20
1.3 Objetivos	22
1.3.1 Objetivo General	22
1.3.2 Objetivos Específicos.....	22
1.4 Descripción de la Empresa.....	23
1.5 Ubicación Geográfica.....	24
1.6 Misión	25
1.7 Visión	25
1.8 Proceso Productivo	26
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO	27
2.1 Análisis de Contingencia	27
2.1.1 Análisis de Contingencia Basado en Factor de Distribución.....	28
2.1.2 Índice de Severidad.....	29
2.1.3 Análisis de Contingencia Basado en Flujo de Cargas.....	30
2.2 Análisis de Flujo de Cargas	32
2.2.1 Aplicaciones de los Estudios de Flujo de Carga	33
2.2.2 Proposición del Problema de Flujo de Carga.....	33

2.2.2.1 Barra Oscilante o de Referencia (SLACK)	34
2.2.2.2 Barra de Carga (PQ)	35
2.2.2.3 Barra de Generación (PV)	35
2.3 Método de Solución al Problema de Flujo de Carga	36
2.3.1 Método de Gauss-Seidel	37
2.3.1.1 CASO 1: Barras Oscilante o de Referencia (SLACK)	38
2.3.1.2 CASO 2: Barra de Carga (PQ)	38
2.3.1.3 CASO 3: Barra de Generación (PV).....	38
2.3.1.4 Aceleración del Método de Gauss-Seidel.....	39
2.3.2 Método de Newton-Raphson	40
2.3.2.1 CASO 1: Para Barras PV y Barras PQ	42
2.3.2.2 CASO 2: Para Barras PQ.....	42
2.3.2.3 CASO 3: Para Barras PV.....	42
2.4 Análisis de Cortocircuito	43
2.4.1 Conceptos Básicos del Estudio de Corto Circuito	44
2.4.2 Fuentes de Corrientes de Corto Circuito.....	45
2.4.3 Comportamiento en el Sistema de Suministro.....	45
2.5 Software ETAP POWER STATION	46
CAPÍTULO 3: MARCO METODOLÓGICO	48
3.1 Tipo de Estudio	48
3.2 Población.....	48
3.3 Muestra.....	48
3.4 Aspecto de Temporalidad	49
3.5 Descripción de Etapas de la Investigación.....	49
3.5.1 Etapa I: Revisión Bibliográfica.....	49
3.5.2 Etapa II: Definir los escenarios de contingencias en el sistema eléctrico de CVG VENALUM	49
3.5.3 Etapa III: Evaluar cualitativa y cuantitativamente los riesgos en el sistema eléctrico de CVG VENALUM cuando se presenta una contingencia	50

3.5.4. Etapa IV: Aplicar un análisis de contingencia mediante el método de estudio de flujo de carga al sistema eléctrico de CVG VENALUM usando la herramienta ETAP 6.0.0.....	50
3.5.5 Etapa V: Realizar un análisis de cortocircuito a cada contingencia en el sistema eléctrico de CVG VENALUM usando la herramienta ETAP 6.0.0	50
3.5.6 Etapa VI: Presentar las soluciones a cada uno de los escenarios estudiados en el sistema eléctrico de CVG VENALUM	51
3.5.7 Etapa VII: Redacción del Informe Final	51
3.6 Técnicas de Recolección de Datos.....	51
3.6.1 Revisión Bibliográfica	51
3.6.2 Observación Directa.....	52
3.6.3 Entrevistas de tipo no Estructurada.....	52
3.7 Encuestas.....	52
3.8 Técnicas Computacionales.....	53
3.9 Procedimiento	53
3.9.1 Levantamiento de Campo del Sistema Eléctrico de CVG VENALUM	53
3.9.2 Montaje del Circuito en ETAP 6.0.0.....	53
3.9.3 Definición de los escenarios de contingencias en el sistema eléctrico de CVG VENALUM	54
3.9.4 Análisis de Flujo de Carga a cada contingencia.....	54
3.9.5 Presentación de Soluciones a cada contingencia en el sistema eléctrico de CVG VENALUM	54
3.9.6 Análisis de Cortocircuito a cada contingencia presentada en el sistema eléctrico de CVG VENALUM.....	54
3.9.7 Evaluación Cualitativa y Cuantitativa de Riesgos en CVG VENALUM. .	55
CAPÍTULO 4: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CVG VENALUM	56
4.1 Sistema de Distribución de 115 KV	56
4.1.1 Subestación Número 1 (ESTE)	57

4.1.2 Subestación Número 2 (OESTE)	57
4.1.2.1 Descripción de la Bahía de Transformadores de Complejo I y II	58
4.1.2.2 Condiciones Normales de Trabajo de Complejo I y II	58
4.1.3 Subestación Número 3 (V LÍNEA)	59
4.1.3.1 Descripción del Sistema de transformadores de V Línea ...	60
4.1.3.2 Condiciones Normales de Trabajo	60
4.2 Sistema de Distribución de 13,8 kv	61
4.2.1 40-T7 de Complejo I	61
4.2.2 40-T8 de Complejo I	62
4.2.3 40-T5 de Complejo I	63
4.2.4 40-T6 de Complejo I	63
4.2.5 40-T7 de V Línea	64
4.3 Servicios Auxiliares de CVG VENALUM	64
4.3.1 Servicios Auxiliares de Subestación de Complejo I	65
4.3.1.1 Facilidad 50-F3 Reducción Complejo II	65
4.3.1.2 Facilidad 12-F1 Cocinas	65
4.3.1.3 Facilidad 18-F1 Compresores	66
4.3.1.4 Facilidad 22-F1 Molienda	66
4.3.1.5 Facilidad 22-F2 Compactación	66
4.3.1.6 Facilidad 23-F1 Horno de Cocción	66
4.3.1.7 Facilidad 24-F1 Envarillado	67
4.3.1.8 Facilidad 20-F1 y 20-F2 Colada	67
4.3.1.9 Facilidad 50-F2 Reducción Complejo I	68
4.3.1.10 Facilidad 50-F1 Reducción Complejo I	68
4.3.1.11 Facilidad 50-F-C-I Fase Densa Complejo I	68
4.3.1.12 Facilidad 50-F4 Reducción Complejo II	69
4.3.1.13 Facilidad 50-F-C-II Fase Densa de Complejo II	69
4.3.1.14 Facilidad 09-F1 PIM	69

4.3.1.15	Facilidad 28-F1 Cátodo	69
4.3.1.16	Facilidad 30-F1 Taller Central	70
4.3.1.17	Facilidad EA-SW1 BUTLER	70
4.3.1.18	Facilidad Crisoles	70
4.3.1.19	Edificio Corporativo	71
4.3.1.20	Muelle	71
4.3.2	Servicios Auxiliares de V Línea	71
4.3.2.1	Subestación Boosters de V línea	71
4.3.2.2	Cuarto de Transformación 1	72
4.3.2.3	Cuarto de Transformación 2	73
4.3.2.4	Cuarto de Transformación 3	73
4.3.2.5	Transformadores 40-T8 y 40-T9	74
4.4	Características Eléctricas de Equipos de CVG VENALUM	74
4.4.1	Características Eléctricas de Interruptores de 13,8 KV, 2,4 KV y 480 V..	74
4.4.2	Características Eléctricas de Transformadores de Servicios Auxiliares	75
4.4.3	Características Eléctricas de las Barras de 115 KV.	76
CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE CONTINGENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CVG VENALUM.....		77
5.1	Riesgos en CVG VENALUM.....	77
5.2	Casos Estudiados de Contingencias a Nivel de Voltaje de 115 KV	80
5.2.1	Fuera de Servicio Línea 1 de 115 KV	80
5.2.2	Fuera de Servicio Línea 2 de 115 KV	82
5.2.3	Fuera de Servicio Línea 3 de 115 KV	84
5.2.4	Fuera de Servicio Línea 4 de 115 KV.....	85
5.2.5	Fuera de Servicio Línea 1 y Línea 2 de 115 KV	87
5.2.6	Fuera de Servicio Línea 1 y Línea 3 de 115 KV	89
5.2.7	Fuera de Servicio Línea 1 y Línea 4 de 115 KV	95
5.2.8	Fuera de Servicio Línea 2 y Línea 3 de 115 KV	98
5.2.9	Fuera de Servicio Línea 2 y Línea 4 de 115 KV	100

5.2.10 Fuera de Servicio Línea 3 y Línea 4 de 115 KV	105
5.3 Contingencias en Transformadores de Servicios Auxiliares	111
5.3.1 Caso Normal	111
5.3.2 Caso Falla 40-T5	111
5.3.3 Caso Falla 40-T5 y 40-T6	112
5.3.4 Caso Falla 40-T5 Y 40-T7	114
5.3.5 Caso Falla 40-T5 Y 40-T8	115
5.3.6 Caso Falla 40-T5 Y 40-T7 VL	116
5.3.7 Fuera de Servicio 40-T5, 40-T6 y 40-T7 de complejo I	118
5.3.8 Fuera de Servicio 40-T5, 40-T6 de complejo I y 40-T8 de complejo I ..	122
5.3.9 Fuera de Servicio 40-T5, 40-T7 de complejo I y 40-T7 de V línea	130
5.3.10 Fuera de Servicio 40-T5, 40-T7 de complejo I y 40-T8 de complejo I.	136
5.3.11 Fuera de Servicio 40-T5, 40-T8 de complejo I y 40-T7 de V línea	142
5.3.12 Fuera de Servicio 40-T5, 40-T6 de complejo I y 40-T7 de V línea	146
5.4 Análisis de Cortocircuito a cada Contingencia	153
5.4.1 Caso Normal	153
5.4.2 Fuera de Servicio Línea 1 de 115 KV	153
5.4.3 Fuera de Servicio Línea 2 de 115 KV	154
5.4.4 Fuera de Servicio Línea 3 de 115 KV	154
5.4.5 Fuera de Servicio Línea 4 de 115 KV	155
5.4.6 Fuera de Servicio Línea 1 y Línea 2 de 115 KV	155
5.4.7 Fuera de Servicio Línea 1 y Línea 3 de 115 KV	156
5.4.8 Fuera de Servicio Línea 1 y Línea 4 de 115 KV	156
5.4.9 Fuera de Servicio Línea 2 y Línea 3 de 115 KV	157
5.4.10 Fuera de Servicio Línea 2 y Línea 4 de 115 KV	157
5.4.11 Fuera de Servicio Línea 3 y Línea 4 de 115 KV	158
5.4.12 Fuera de Servicio Transformador 40-T5	158
5.4.13 Fuera de Servicio Transformador 40-T5 y 40-T6	159
5.4.14 Fuera de Servicio Transformador 40-T5 y 40-T7	159

5.4.15 Fuera de Servicio Transformador 40-T5 y 40-T8	160
5.4.16 Fuera de Servicio Transformador 40-T5 y 40-T7 VL.....	160
5.4.17 Fuera de Servicio Transformador 40-T5, 40-T6 y 40-T7	161
5.4.18 Fuera de Servicio Transformador 40-T5, 40-T6 y 40-T7 VL.....	161
5.4.19 Fuera de Servicio Transformador 40-T5, 40-T6 y 40-T8	162
5.4.20 Fuera de Servicio Transformador 40-T5, 40-T7 y 40-T7 VL.....	163
5.4.21 Fuera de Servicio Transformador 40-T5, 40-T7 y 40-T8	164
5.4.22 Fuera de Servicio Transformador 40-T5, 40-T8 y 40-T7 VL.....	165
CONCLUSIONES.....	167
RECOMENDACIONES.....	169
BIBLIOGRAFÍA.....	170
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	1/5

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Tipos de barra requeridos para el análisis del flujo de potencia.	36
Tabla 4.1. Interruptores y cargas de la barra “AA”	62
Tabla 4.2. Interruptores y cargas de las barra “BB”	62
Tabla 4.3. Interruptores y cargas de la barra “B”	63
Tabla 4.4. Interruptores y cargas de la barra “A”	63
Tabla 4.5. Interruptores y cargas de la barra “SF”	64
Tabla 4.6. Características Eléctricas de Interruptores de 13,8 KV.	75
Tabla 4.7. Características Eléctricas de Interruptores de 2,4 KV.	75
Tabla 4.8. Características Eléctricas de Interruptores de 480 V.	75
Tabla 4.9. Características de los transformadores de servicios auxiliares.	75
Tabla 5.1. Fallas Relevantes en CVG VENALUM, año 2007.....	77
Tablas 5.2. Fallas Relevantes en CVG VENALUM, año 2008.	78
Tablas 5.3. Fallas Relevantes en CVG VENALUM, año 2009.	79
Tabla 5.4. Valores de Cortocircuito Trifásico.....	153
Tabla 5.5. Valores de Cortocircuito sin Línea 1	154
Tabla 5.6. Valores de Cortocircuito sin Línea 2	154
Tabla 5.7. Valores de Cortocircuito sin Línea 3	155
Tabla 5.8. Valores de Cortocircuito sin Línea 4	155
Tabla 5.9. Valores de Cortocircuito sin Línea 1 y 2	156
Tabla 5.10. Valores de Cortocircuito sin Línea 1 y 3	156
Tabla 5.11. Valores de Cortocircuito sin Línea 1 y 4	157
Tabla 5.12. Valores de Cortocircuito sin Línea 2 y 3	157
Tabla 5.13. Valores de Cortocircuito sin Línea 2 y 4	158
Tabla 5.14. Valores de Cortocircuito sin Línea 3 y 4	158
Tabla 5.15. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5.....	159
Tabla 5.16. Valores de Cortocircuito sin Transformadores 40-T5 y 40-T6.....	159

Tabla 5.17. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5 y 40-T7	160
Tabla 5.18. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5 y 40-T8	160
Tabla 5.19. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5 y 40-T7 VL.....	161
Tabla 5.20. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T6 y 40-T7 ...	161
Tabla 5.21. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T6 y 40-T7 VL (Caso 1).....	162
Tabla 5.22. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T6 y 40-T7 VL (Caso 2).....	162
Tabla 5.23. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T6 y 40-T8 (Caso 1)	163
Tabla 5.24. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T6 y 40-T8 (Caso 2)	163
Tabla 5.25. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T7 y 40-T7 VL (Caso 1).....	164
Tabla 5.26. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T7 y 40-T7 VL (Caso 2).....	164
Tabla 5.27. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T7 y 40-T8 (Caso 1)	165
Tabla 5.28. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T7 y 40-T8 (Caso 2)	165
Tabla 5.29. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T8 y 40-T7 VL	166

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación geográfica de CVG VENALUM.....	25
Figura 2.1. Análisis de contingencias basado en índices de severidad.....	31
Figura 2.2. Análisis de contingencias basado en un flujo de cargas.....	32
Figura 4.1. Diagrama de bloques del sistema eléctrico de CVG Venalum.....	57
Figura 4.2. Bahía de Rectificadores de complejo I y II.	59
Figura 5.1. Línea 3 y 4 sin alimentación por falla de línea 1.....	81
Figura 5.2. Alimentación desde barra sur de subestación Este.....	82
Figura 5.3. Pérdida de tensión en transformador 40-T8 por fallas en línea 2.....	83
Figura 5.4. Rectificadores de complejo I, 40-T7 y 40-T6 sin alimentación.	85
Figura 5.5. Subestación de V línea sin alimentación.	86
Figura 5.6. Cambio de barra en V línea.	87
Figura 5.7. Salida de servicio de rectificadores de complejo II y 40-T8.	92
Figura 5.8. Rectificadores de complejo II después de maniobra.	92
Figura 5.9. Rectificadores de Complejo I sin alimentación.	93
Figura 5.10. Rectificadores de Complejo II sin alimentación.....	93
Figura 5.11. Rectificadores de Complejo I con alimentación.....	94
Figura 5.12. Rectificadores de Complejo II con alimentación.	94
Figura 5.13. Fuera de Servicio línea 3 y 4.	97
Figura 5.14. Fuera de Servicio Subestación V línea.....	97
Figura 5.15. Complejo I sin alimentación.....	103
Figura 5.16. Complejo I con alimentación.....	103
Figura 5.17. Transformador 40-T8 sin alimentación.	104
Figura 5.18. V línea sin alimentación.	104
Figura 5.19. 40-T8 y línea 3 de rectificadores con cambio de barra.....	105
Figura 5.20. V línea con alimentación desde barra Norte de complejo II.	105
Figura 5.21. Barra Norte de Complejo I sin alimentación.....	109

Figura 5.22. Barra Norte de V línea sin alimentación.	109
Figura 5.23. Barra Norte de Complejo I con alimentación desde barra Sur.	110
Figura 5.24. Cambio de barra en línea 3 de rectificadores.	110
Figura 5.25. 40-T5 Fuera de Servicio con acople al 40-T8 (Actualmente)	112
Figura 5.26. Transformador 40-T8 Sobrecargado.	121
Figura 5.27. 40-T8 sin sobrecarga.	122
Figura 5.28. 40-T7 de V línea trabajando a un valor alto de corriente	125
Figura 5.29. Valor de corriente de 40-T7 de V línea aceptable.	126
Figura 5.30. Transformador 40-T7 Sobrecargado.	127
Figura 5.31. Transformador 40-T7 sin sobrecarga	130
Figura 5.32. Transformador 40-T8 con sobrecorriente.....	132
Figura 5.33. Transformador 40-T8 con corriente aceptable.	133
Figura 5.34. Transformador 40-T6 Sobrecargado.	135
Figura 5.35. Transformador 40-T6 sin sobrecarga.	136
Figura 5.36. Transformador 40-T7 VL con sobrecorriente.	139
Figura 5.37. 40-T7 VL con corriente aceptable.	139
Figura 5.38. Transformador 40-T6 sobrecargado.	141
Figura 5.39. Transformador 40-T6 Sin sobrecarga.....	142
Figura 5.40. Transformador 40-T6 de complejo I con sobrecarga	145
Figura 5.41. Transformador 40-T6 de complejo I sin sobrecarga	146
Figura 5.42. Transformador 40-T8 con corriente alta.....	151
Figura 5.43. Transformador 40-T8 con corriente aceptable.	151
Figura 5.44. Transformador 40-T7 con sobrecarga.	152
Figura 5.45. Transformador 40-T7 sin sobrecarga.	152

CAPÍTULO 1: INDUSTRIA VENEZOLANA DE ALUMINIO

1.1 Introducción

C.V.G. Venalum posee tres subestaciones principales, configuradas en doble barra (Barra Norte y Barra Sur), a estas llegan 4 líneas de transmisión de Edelca, provenientes de la subestación Guayana B. La extensión de las tres subestaciones es de aproximadamente 30.000 m². Estas subestaciones alimentan otras subestaciones secundarias a 13,8 kV, a lo largo de la planta.

CVG Venalum cuenta con 5 líneas de reducción, en las cuales se produce el aluminio gracias a un proceso electrolítico, llamado electrolisis, las líneas 1 y 2 de producción están alimentadas por la subestación de Complejo I, Las líneas 3 y 4 por complejo 2 y línea 5 por la subestación de V línea.

En esta empresa no puede haber problemas a nivel de electricidad, ya que como se verá a continuación, las fallas que puedan ocurrir a nivel de 115 KV y 13,8 KV actúan directamente en el proceso de reducción de aluminio, y en otros procesos indispensables, que pueden hacer que la empresa pierda producción de aluminio primario.

1.2 Planteamiento del Problema

La Industria Venezolana de Aluminio, CVG. Venalum, se constituyó legalmente el 29 de Agosto de 1973, como una empresa de capital mixto, compuesto por un 80% proveniente del Consorcio Japonés y un 20% de la Corporación Venezolana de Guayana (CVG.), con el objeto de producir aluminio primario de diversas formas para fines de comercialización y exportación. Para la producción de

dicho material, Venalum cuenta con unas subestaciones eléctricas, las cuales reciben el potencial eléctrico de la empresa CVG EDELCA, desde la subestación Guayana B a un nivel de tensión de 115 KV, cada uno de los Complejos I, II y V línea, suministra energía eléctrica a los diferentes sectores de la planta. Cada subestación consta de un juego de barras que se identifican como Barra Norte y Barra Sur. Desde estas barras los transformadores ubicados en los patios de las subestaciones, reciben una alimentación en el orden de los 115 KV a C.A, que posteriormente son llevados a otros niveles requerido y además, convertidos a valores de corriente directa (DC).

El uso de transformadores es de suma importancia, ya que gracias a la rectificación producida en las subestaciones de CVG VENALUM, se puede producir el aluminio primario en los complejos de la planta, esto debido al proceso de electrolisis, el cual solo ocurre cuando esta presente la corriente continua.

Es fácil entender porque la planta CVG VENALUM no puede tener problemas a nivel de electricidad, ya que depende de la corriente DC para su producción de aluminio, es decir, sin corriente DC no se tendría producción.

Con una falla de gran magnitud se pudiera ocasionar pérdidas de algunos equipos eléctricos importantes para la empresa, esto sería trágico ya que sin equipos en servicio no se produciría aluminio, por ende la empresa perdería dinero de la producción y en el arreglo de los mismos, por eso es importante para Venalum conocer si los equipos eléctricos trabajan de manera segura si ocurre una falla en el sistema, de ahí es de suma importancia hacer un plan de contingencia. En este trabajo se va a realizar un plan de contingencia, realizando un análisis de las mismas, basado en las contingencias que se pueden presentar en la empresa CVG Venalum, se van a evaluar los riesgos que estas pudiesen ocasionar, y se va a aplicar un análisis de los escenarios mediante un estudio de flujo de carga, así se sabrá si los equipos trabajan

en los niveles de voltaje necesarios cuando hay imprevistos, también se va hacer un estudio de cortocircuito para saber si los niveles del mismo no se superan con una fallas en el sistema.

Este trabajo es de suma importancia para la empresa, ya que como se dijo anteriormente al realizar el análisis de contingencia se sabrá si los equipos trabajan o no de manera segura cuando se presente una emergencia, entonces se podrá realizar un plan de contingencia, el cual ayudará al personal de la empresa a saber que hacer cuando se presente un imprevisto, así se podrá proteger el sistema eléctrico y sin perder tiempo valioso para la empresa en la producción de aluminio.

Para realizar el análisis de contingencia se van a tomar en cuenta los siguientes imprevistos: falla simultánea de una y dos líneas de transmisión de energía eléctrica de 115 kV por parte de la empresa CORPOELEC a CVG VENALUM, y en los alimentadores de 13.8 kV del sistema de distribución, entre las estudiadas estarán: Fallas de uno, dos y tres transformadores de servicios auxiliares de CVG Venalum.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Elaborar un plan de Contingencia del Sistema Eléctrico de CVG VENALUM que permita la solución rápida y efectiva a diversas fallas.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Definir los escenarios de contingencias en el sistema eléctrico de CVG VENALUM.

2. Evaluar cualitativa y cuantitativamente los riegos en el sistema eléctrico de CVG VENALUM.
3. Aplicar un análisis de contingencia mediante el método de estudio de flujo de carga al sistema eléctrico de CVG VENALUM usando la herramienta ETAP 6.0.0.
4. Realizar un análisis de cortocircuito a cada contingencia en el sistema eléctrico de CVG VENALUM usando la herramienta ETAP 6.0.0.
5. Presentar las soluciones a cada uno de los escenarios estudiados en el sistema eléctrico de CVG VENALUM.

1.4 Descripción de la Empresa

Con la finalidad de producir aluminio primario en diversas formas para fines de exportación, el 29 de agosto de 1973, se creó la empresa Industria Venezolana de Aluminio C.A. (CVG VENALUM). Ubicada sobre la margen norte del Río Orinoco, actualmente, es una empresa de capital mixto, con 80% de capital venezolano, representado por la Corporación Venezolana de Guayana, y un 20% de capital extranjero, suscrito por el consorcio japonés integrado por Showa Denko K.K., Kobe Steel Ltd., Sumitomo Chemical Company Ltd., Mitsubishi Aluminum Company Ltd., y Marubeni Corporation.

Inaugurada, oficialmente, el 10 de junio de 1978, constituye la mayor Planta Reductora de Aluminio Primario en Latinoamérica, debido a que su capacidad instalada es de 430 mil toneladas al año. Cuenta con cinco líneas de producción y sus principales productos son los lingotes de 680, 22 y 10 kilogramos, cilindros para extrusión y aluminio líquido, que suministra a varias transformadoras de la zona. Posteriormente la propuesta fue considerada por el Ejecutivo Nacional, para Octubre de 1974 VENALUM amplía su capacidad a 280.000 t/año y se negocia con los socios

Japoneses, no solo el incremento del capital social, sino también un cambio estructural que favorece a Venezuela.

Para el año 1993, la industria del aluminio CVG VENALUM se une administrativamente a CVG BAUXILUM. En 1996 por primera vez en su historia VENALUM alcanzó su máxima capacidad de producción instalada, 430.000 t de aluminio primario, un logro sin precedentes, lo cual coloca a esta industria como líder en el mercado internacional, especialmente como la mayor planta productora de metal en el mundo occidental. (Fuente: Manual de Inducción y Página Web de CVG VENALUM).

1.5 Ubicación Geográfica

CVG VENALUM está ubicada en la zona Industrial Matanzas en Ciudad Guayana, urbe creada por decreto presidencial el 2 de Julio de 1961 mediante fusión de Puerto Ordaz y San Félix. Durante los últimos 19 años, Ciudad Guayana se ha constituido en la zona industrial más importante y prometedora de Venezuela, con una población de más de 1.000.000 de habitantes.

Ciudad Guayana es propicia para una planta de aluminio como CVG VENALUM, gracias al inmenso potencial hidroeléctrico procedente de la Presa Raúl Leoni en Guri, situada a penas a 100 Km. de CVG VENALUM. Esta cercanía de Guri, asegura el suministro de energía a bajo costo, recurso básico para el proceso de reducción hidroeléctrica.

Todos estos privilegios y virtudes habidos en la región de Guayana, determinan su notable independencia en materia de insumos y un alto grado de integración vertical en el proceso de producción de aluminio.



Figura 1.1. Ubicación geográfica de CVG VENTALUM.

1.6 Misión

CVG Ventalum tiene por misión producir y comercializar aluminio de forma productiva, rentable y sustentable para generar bienestar y compromiso social en las comunidades, los trabajadores, los accionistas, los clientes y los proveedores para así contribuir a fomentar el desarrollo endógeno de la República Bolivariana de Venezuela

1.7 Visión

CVG Ventalum será la empresa líder en productividad y calidad en la producción sustentable de aluminio con trabajadores formados y capacitados en un ambiente de bienestar y compromiso social que promuevan la diversificación productiva y la soberanía tecnológica, fomentando el desarrollo endógeno y la economía popular de la República Bolivariana de Venezuela.

1.8 Proceso Productivo

La empresa CVG VENALUM se encarga de la producción del aluminio, utilizando como materia prima la alúmina, criolita y aditivos químicos (fluoruro de calcio, litio y magnesio); este proceso de producir aluminio se realiza en celdas electrolíticas. Dentro del proceso de producción de la planta industrial, existen mecanismos de alimentación que desempeñan un papel fundamental en el funcionamiento de la misma, los cuales son: la Planta de Carbón, Planta de Colada, Planta de Reducción e instalaciones auxiliares.

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

2.1 Análisis de Contingencia

Las contingencias que se consideran normalmente son las siguientes:

El fallo simple de cualquier elemento del sistema (generador, línea, transformador o reactancia), criterio que se conoce como N-1.

El fallo simultáneo de líneas en doble circuito que comparten apoyos en un tramo considerable de su trazado.

En situaciones especiales, el fallo del mayor generador de una zona y de una de sus líneas de interconexión con el resto del sistema.

En estudios de planificación del sistema de transporte más exigentes en cuanto a seguridad que la propia explotación, es habitual considerar el fallo simultáneo de dos elementos cualesquiera del sistema eléctrico, criterio conocido como N-2.

En consecuencia, un análisis de seguridad, más conocido como análisis de contingencias, consiste básicamente en realizar múltiples estudios en los cuales se determina el estado de la red tras la pérdida de uno o varios elementos del sistema eléctrico. El análisis de contingencias implica, en principio, realizar un flujo de cargas completo para cada una de las contingencias seleccionadas. El problema reside en cómo seleccionar las contingencias a analizar con detalle, a fin de reducir los tiempos de ejecución, para que ninguna contingencia problemática quede fuera de dicho análisis en detalle, y siempre dentro de las limitaciones impuestas al tiempo de ejecución, limitado por los condicionantes propios de la explotación en tiempo real.

2.1.1 Análisis de Contingencia Basado en Factor de Distribución

En redes de transporte es posible utilizar un modelo aproximado para los cálculos que involucran únicamente los flujos de potencia activa: el flujo de cargas en continua, cuya principal característica es la finalidad de las ecuaciones que relacionan las potencias activas inyectadas en los nudos con las fases de las tensiones nodales:

$$\sum_j P_{ij} = \sum_j \frac{V_i \cdot V_j}{x_{ij}} \cdot \text{Sen} \theta_{ij} \approx \sum_j \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad (2-1)$$

Donde x_{ij} es la reactancia del elemento que une los nudos i y j .

La relación anterior puede expresarse en forma matricial como $P = B \cdot \theta$, y, en consecuencia, se obtiene una relación lineal entre los flujos de potencia en líneas y transformadores, P_f , y las potencias inyectadas en los nudos:

$$\left. \begin{array}{l} A^T \cdot \theta = X \cdot P_f \\ P_f = [X^{-1} \cdot A^T] \cdot \theta \\ P = A \cdot P_f \end{array} \right\} \Rightarrow P_f = [X^{-1} \cdot A^T \cdot B^{-1}] \cdot P = S \cdot P \quad (2-2)$$

Donde A es la matriz de incidencias nudos-ramas reducida en la fila del nudo de referencia, X es una matriz diagonal de reactancias de líneas y transformadores, y S es la matriz de sensibilidades entre los flujos de potencia y las potencias inyectadas en los nudos.

2.1.2 Índice de Severidad

Un método muy utilizado para seleccionar las contingencias a analizar en detalle con un flujo de cargas consiste en establecer una clasificación de las contingencias en orden descendente de severidad, clasificación realizada en base a un índice de severidad que refleja el nivel de carga de líneas y transformadores tras un determinado evento, por ejemplo:

$$IS = \frac{1}{b} \sum_{k=1}^b \left(\frac{|Pf|}{Pf^{\max}} \right) \quad (2-3)$$

Donde Pf es la potencia en el elemento, de un total de b líneas y transformadores, potencia obtenida de forma aproximada mediante los factores de distribución calculados previamente. En este caso, el índice de severidad definido no es sino la carga media de los elementos del sistema.

Una vez obtenidos los índices de severidad para cada contingencia, éstas pueden ser clasificadas en orden descendente de gravedad. De esta manera, se comienza a analizar en detalle la contingencia etiquetada como más severa, bajando en la lista hasta que no se encuentren problemas en la última contingencia analizada (figura 2.1).

El principal inconveniente de los métodos basados en índices de severidad, junto a los errores introducidos por los factores de distribución, recae en la posibilidad de “enmascarar” una determinada contingencia problemática debido a condensar en un solo valor la suma ponderada del estado de carga de todas las líneas de la red, enmascaramiento que se concentraría en dar prioridad a una contingencia que, pese a provocar sobrecargas “leves” en múltiples elementos, da lugar a un índice

de severidad mayor que una contingencia crítica en cuando a la magnitud de las sobrecargas que provoca. [4]

2.1.3 Análisis de Contingencia Basado en Flujo de Cargas

La utilización de factores de distribución proporciona buenos resultados en el análisis de sobrecargas debidas a cambios en las inyecciones nodales, cambios que pueden corresponder indistintamente a la pérdida de un generador, una carga o al incremento súbito de la demanda en un nodo, siendo extensible al análisis de la pérdida de una línea o transformador mediante la aplicación de compensación al sistema lineal que modela la red eléctrica. Sin embargo, dichas técnicas no son adecuadas para analizar las tensiones anormales que pueden aparecer tras una contingencia, debido tanto al fuerte carácter no lineal del problema que relaciona las inyecciones de potencia reactiva con las tensiones como a la magnitud de los cambios que genera una contingencia.

Una alternativa cada vez más utilizada consiste en aprovechar un flujo de cargas normalmente un algoritmo desacoplado rápido por su mayor velocidad de ejecución, para realizar un estudio aproximado del estado poscontingencia, tomando como valores de partida para las tensiones nodales (módulo y fase) los valores previos a la pérdida del elemento. Normalmente, basta una iteración completa del algoritmo, a lo sumo dos en contingencias muy problemáticas, para obtener una buena aproximación del estado en que queda la red.

El método se basa en comprobar los límites de las variables sobre el estado aproximado obtenido tras realizar una única iteración del flujo de cargas, y, si se detectan posibles problemas, continuar el algoritmo iterativo hasta su convergencia final, comprobando entonces con exactitud la presencia de sobrecargas y/o tensiones fuera de límites.

La estructura de este grupo de algoritmos, normalmente denominados 1P-1Q por realizar una iteración completa de un algoritmo desacoplado rápido, algoritmo que comprende una iteración sobre las fases y una sobre las tensiones de los nudos, se presenta en la figura 2.2.

Obviamente, la principal ventaja de las técnicas basadas en flujos de cargas frente al análisis basado en índices de severidad consiste en que analizan todas las contingencias, sin realizar una preselección previa basada en una ordenación según la gravedad de los problemas tras la contingencia (obtenidos en forma aproximada), aunque sigue existiendo la posibilidad de errores de identificación debido a que los flujos y las tensiones corresponden a valores aproximados, obtenidos tras una única iteración de un flujo de cargas. [4]

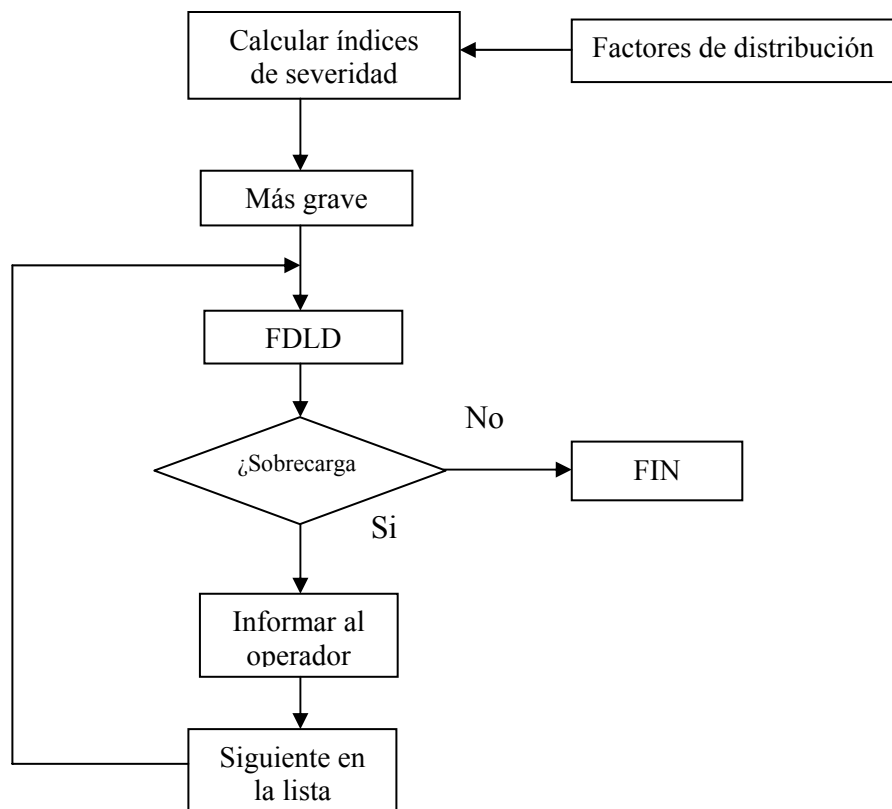


Figura 2.1. Análisis de contingencias basado en índices de severidad. [4]

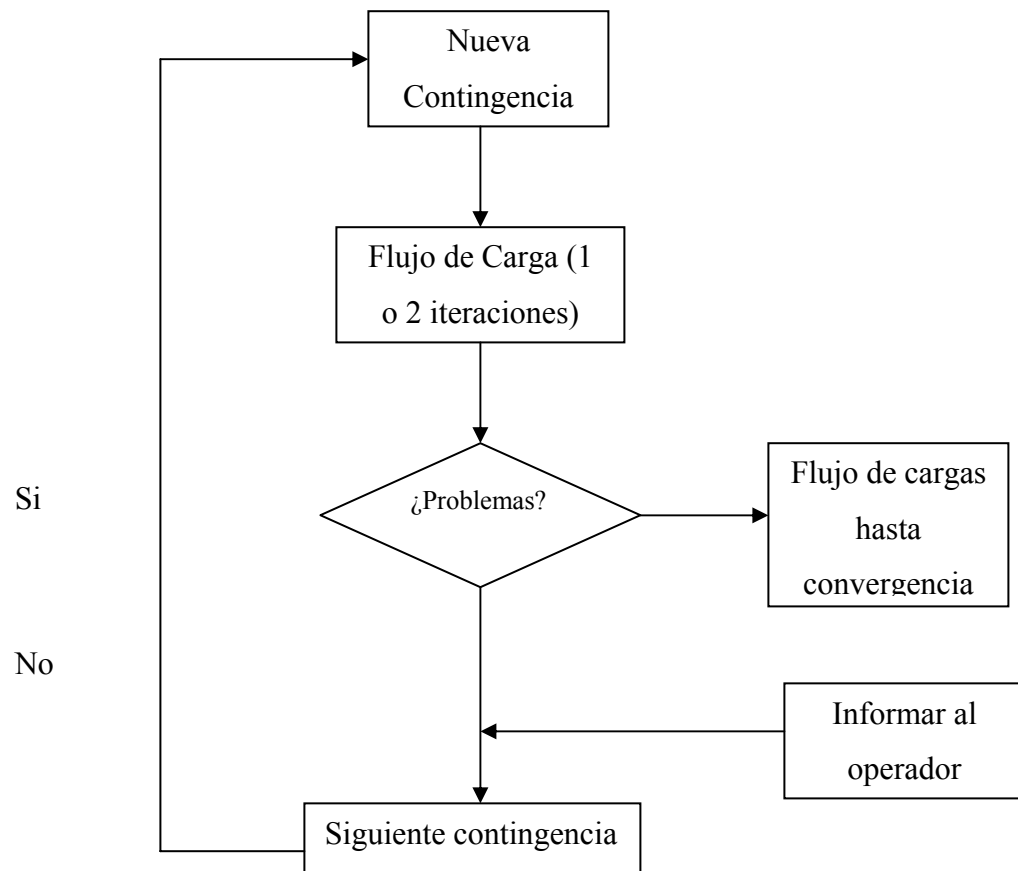


Figura 2.2. Análisis de contingencias basado en un flujo de cargas. [4]

2.2 Análisis de Flujo de Cargas

El análisis de flujo de carga consiste en determinación de flujo de potencia en cada línea y transformador, y la magnitud del voltaje y ángulo de fase en cada barra del sistema eléctrico. Estas soluciones se obtienen mediante la utilización de programas computacionales diseñados específicamente para la ejecución de cálculos usando métodos iterativos.

Realizar el flujo de carga para diferentes escenarios requiere, primeramente de una configuración del sistema eléctrico de potencia donde se especifiquen las

características de cada uno de los componentes que lo integran, así como los niveles de tensión y el consumo de potencia en cada barra.

2.2.1 Aplicaciones de los Estudios de Flujo de Carga

El rango de aplicación de los estudios de flujo de carga es amplio. Generalmente estos se utilizan para:

- Optimizar la generación.
- Verificar y controlar el flujo de potencia activa.
- Verificar y controlar el flujo de potencia reactiva.
- Determinar los niveles de tensión en las barras.
- Seleccionar adecuadamente la posición de los cambiadores de tomas de los transformadores.
- Determinar las pérdidas en el sistema.
- Determinar la operación de los componentes bajo condiciones de emergencia.
- Crear las bases para determinar la posibilidad de incorporar nuevos equipos al sistema.
- Evaluar nuevas opciones para resolver deficiencias en el sistema.[2]

2.2.2 Proposición del Problema de Flujo de Carga

Generalmente, para el estudio del flujo de carga se precisa de una información detallada. Datos como impedancias complejas, valores nominales de los condensadores, impedancias y cambio de tap de los transformadores deben ser considerados. Al conocer el estado del sistema, es decir magnitud y ángulo en cada barra para satisfacer una demanda dada, se pueden determinar los flujos de potencia entre barra y barra, es decir, se conoce la estructura total del sistema.

La formulación matemática del problema de flujo de carga [5] para determinar el estado del sistema resulta en un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales, debido a ello, la solución del sistema de ecuaciones está basada en la utilización de técnicas iterativas. Normalmente se usa el método iterativo de Gauss-Seidel o el método de Newton-Raphson.

Considerando que durante la ejecución de un estudio de flujo de carga [7] el sistema se encuentra en su modalidad trifásica balanceada, solo se requiere el circuito de secuencia positiva.

En cada barra de un sistema eléctrico de potencia está presente siempre [8] la magnitud del voltaje (V), el ángulo (δ), la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q). En cada barra dependiendo de su tipo, se especifican dos de éstas variables y se calculan las otras dos.

Normalmente pueden especificarse para el estudio de flujo de carga, tres tipos de nodos o barras:

2.2.2.1 Barra Oscilante o de Referencia (SLACK)

Esta barra se especifica siempre por una tensión constante en magnitud (V) y fase (δ), la cual si se toma como base para todo el sistema tomará un valor determinado dependiendo de las condiciones de carga.

Físicamente, la barra de referencia debe ser una barra generadora o de alcance, es decir, una línea terminada a otros sistemas, por lo que es posible una amplia variedad de valores de P_{Gi} y Q_{Gi} .

La barra de referencia debe ser equipada con el generador cuyo gobernador de velocidad sea el más sensitivo. De esta manera, será la primera máquina en reaccionar ante una caída o aumento de carga y ante cualquier otra situación.

2.2.2.2 Barra de Carga (PQ)

Este tipo de barra identificará a cualquier barra, con magnitudes conocidas de potencia activa (P) y potencia reactiva (Q). Esto incluirá cualquier barra sin generación, ya que P y Q serán cero. Debido a esta condición estas barras se conocen como “carga”.

Las barras de carga son las más comunes, ya que comprenden más del 80% e todas las barras. Las incógnitas a despejar en estas barras son las magnitudes de voltaje y ángulos de fase requeridos para mantener los valores fijos de potencia activa y reactiva generada.

2.2.2.3 Barra de Generación (PV)

Esta barra normalmente se denomina barra de voltaje controlado y siempre tiene generación conectada.

Tomado en consideración que las dos principales acciones posibles de control directo en el lazo PT (Gobernador de velocidad) y lazo Qv (Sistema de excitación) permiten controlar la potencia generada y el voltaje se puede, en consecuencia, fijar estos valores e interpretarlos como datos especificados.

Las características de operación del generador exige que se permanezca dentro de los límites de potencia generada; la restricción de la potencia activa P_{Gi} es sencilla, simplemente se fija $P_{Gimin} \leq P_{Gi} \leq P_{Gimáx}$. Desafortunadamente, establecer los límites de

la potencia reactiva generada Q_{Gi} no es tan directo, por cuanto constituye una de las incógnitas. En todo caso cuando se calcule Q_{Gi} se debe comprobar que $Q_{Gimin} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gimax}$. Si Q_{Gi} no esta dentro de estos limites, se debe fijar en el limite apropiado (Q_{Gimax} si $Q_{Gi} > Q_{Gimax}$ o Q_{Gimin} si $Q_{Gi} < Q_{Gimax}$) y se libera la restricción inicial de que el voltaje V_i esté fijo. Esto cambia fundamentalmente el tipo de barra de generación a barra de carga. Se continúa comprobando Q_{Gi} y, siempre y cuando este dentro de los límites aceptables, se permitirá que la barra tipo nuevamente sea “PV”.

Con la especificación de P y V en estas barras las incógnitas a despejar una vez finalizado el estudio serán las correspondientes a la potencia reactiva a generar en esta barra para participar en el balance de reactivos del sistema y sostener el nivel de tensión especificado, y por otra parte, las magnitudes angulares correspondientes a los valores de potencia activa especificados.

La tabla 1 muestra los tipos de barra requeridos para el análisis del flujo de potencia, así como el porcentaje aproximado de estos en un sistema.[3]

Tabla 2.1. Tipos de barra requeridos para el análisis del flujo de potencia.[3]

TIPO DE BARRA	DATOS	INCOGNITAS	%APROXIMADO
OSCILANTE	$V_i=1$ p.u, $\delta_i=0^\circ$	P_{Gi}, Q_{Gi}	1
PV	P_{Gi}, Q_{Gi}	δ_i, Q_{Gi}	14
PQ	P_{Li}, Q_{Li}	δ_i, V_i	85

2.3 Método de Solución al Problema de Flujo de Carga

La solución al problema del flujo de potencia requiere técnicas iterativas, para ello generalmente se utilizan dos métodos, el método de Gauss-Seidel y el método de Newton-Raphson.

Estos métodos son diseñados para calcular progresivamente estimaciones más exactas del valor de las incógnitas, hasta alcanzar una exactitud aceptable, en un número finito de iteraciones. Cuando esto ocurre, la solución se dice que “converge”.

Cada uno de estos métodos tienen variantes que los hacen converger más rápido; como por ejemplo el método de Gauss-Seidel empleando factores de aceleración o el método de Newton-Raphson desacoplado.

2.3.1 Método de Gauss-Seidel

La ecuación básica empleada por el método de Gauss – Seidel es la relacionada con la corriente que entra a cada barra en función de la potencia asociada.

La corriente que entra a una barra K es:

$$I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} = Y_{k1}V_1 + Y_{k2}V_2 + \dots + Y_{kn}V_n \quad (2-4)$$

donde:

I_k : Corriente en la barra k.

P_k : Potencia activa en la barra k.

Q_k : Potencia reactiva en la barra k.

V_k^* = Conjugada de la tensión en la barra k.

$Y_{k1}, Y_{k2}, \dots, Y_{kn}$: Voltaje en las barras 1, 2, ..., n.

La expresión anterior también puede ser escrita como:

$$I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{i=1}^n Y_{ki}V_i \quad (2-5)$$

Por lo tanto:

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} * \left(\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n Y_{ki} V_i \right) \quad (2-6)$$

Donde Y_{ki} son los valores de la matriz admitancia de barra.

La ecuación (2-6) será tratada de una forma diferente dependiendo del tipo de barra que se está tratando.

2.3.1.1 CASO 1: Barras Oscilante o de Referencia (SLACK)

Es la barra tomada como referencia en la cual se especifica la magnitud y ángulo de la tensión, por lo cual no es necesario hacer ningún cálculo de voltaje.

2.3.1.2 CASO 2: Barra de Carga (PQ)

Es la barra donde se especifica la potencia activa y reactiva. Estas cantidades tendrán valores positivos si se trata de un generador y negativo si se trata de un carga. Para este tipo de barra se aplica directamente la ecuación (2-6).

2.3.1.3 CASO 3: Barra de Generación (PV)

Es la barra donde se especifica la potencia activa P y la magnitud del voltaje V, desconociéndose la potencia reactiva Q, por lo que se tiene que calcular ésta potencia antes de usar la ecuación (2-6).

La potencia aparente que entra a la barra k es:

$$S_k^* = P_k - jQ_k = V_k = \sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i \quad (2-7)$$

Por lo cual

$$Q_k = -\text{Im} \left[V_k^* \sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i \right] \quad (2-8)$$

Donde I significa parte imaginaria.

Una vez que si obtenga Q_k de la ecuación (2-8) se determina la tensión V_k , como la magnitud del voltaje ya se ha especificado, se aprovecha solamente el ángulo, corrigiendo el valor calculado de la manera siguiente:

$$V_k = \frac{|V_k|_{\text{especificado}}}{|V_k|_{\text{calculado}}} * V_{k\text{calculado}} \quad (2-9)$$

2.3.1.4 Aceleración del Método de Gauss-Seidel

El método de Gauss-Seidel se caracteriza por emplear como factor de convergencia la tolerancia de tensión, lo cual hace que se necesite un gran número de iteraciones para que la tensión corregida esté dentro de un índice aceptable de precisión.

Algunas veces se puede reducir el número de iteraciones necesarias para lograr la convergencia, si se emplea un factor de aceleración que al multiplicarlo por la

tensión corregida V_k aumente su valor para llevarlo a uno más próximo al valor de convergencia, es decir:

Si

$$\Delta V_k^p = V_k^{p+1} - V_k^p \quad (2-10)$$

Entonces, la nueva tensión será:

$$V_k^{p+1} = V_k^p + \alpha * \Delta V_k^p \quad (2-11)$$

en donde:

p = índice que indica la iteración a la cual corresponde el valor V_k .

α = factor de aceleración ($1 < \alpha < 2$).

El valor del factor de aceleración depende de la naturaleza del sistema a tratar, pero según la experiencia en la resolución de problemas de flujo de carga, se ha estimado que con valores de 1.2, 1.4 o 1.6 se obtienen buenos resultados.

2.3.2 Método de Newton-Raphson

Este método consiste en calcular en cualquier barra k , mediante el uso de los Jacobianos, los valores de potencia activa P_k , potencia reactiva Q_k y voltaje V_k , y compararlos con los valores especificados.

Al aplicar éste método se derivarían expresiones de P , Q y V en una barra k en función de la magnitud (e) y la fase (f) de la tensión, con el objeto de calcular los valores P_k , Q_k y V_k y de conseguir sus derivadas parciales con respecto a las variables e y f . Estas derivadas serán los elementos del Jacobiano.

La potencia que entra en una barra k, viene dada por la expresión:

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k I_k = V_k \sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i \quad (2-12)$$

donde:

$$Y_{ki} = |Y_{ki}| \angle \theta_{ki} = G_{ki} + jB_{ki} \quad (2-13)$$

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = e_i + jf_i \quad (2-14)$$

$$V_k = |V_k| \angle \delta_k = e_k + jf_k \quad (2-15)$$

Por lo tanto;

$$S_k = (e_k + jf_k) \cdot \sum_{i=1}^n (G_{ki} + jB_{ki}) \cdot (e_i - jf_i) \quad (2-16)$$

Desarrollando:

$$S_k = \sum_{i=1}^n [e_k (e_i G_{ki} - f_i B_{ki}) + f_k (e_i B_{ki} + f_i G_{ki})]$$

$$S_k = j \sum_{i=1}^n [f_k (e_i G_{ki} - f_i B_{ki}) - e_k (e_i B_{ki} + f_i G_{ki})] \quad (2-17)$$

De la ecuación anterior, se tienen las expresiones de P_k y Q_k

$$P_k = \sum_{i=1}^n [e_k (e_i G_{ki} - f_i B_{ki}) + f_k (e_i B_{ki} + f_i G_{ki})] \quad (2-18)$$

$$Q_k = \sum_{i=1}^n [e_k (e_i G_{ki} - f_i B_{ki}) - f_k (e_i B_{ki} + f_i G_{ki})] \quad (2-19)$$

Siendo Δe y Δf el incremento de las variables e y f , para cada tipo de barra se tendrán los siguientes casos.

2.3.2.1 CASO 1: Para Barras PV y Barras PQ

$$\Delta P_k = \frac{\partial P_k}{\partial e_i} \Delta e_i + \frac{\partial P_k}{\partial f_i} \Delta f_i \quad (2-20)$$

2.3.2.2 CASO 2: Para Barras PQ

$$\Delta Q_k = \frac{\partial Q_k}{\partial e_i} \Delta e_i + \frac{\partial Q_k}{\partial f_i} \Delta f_i \quad (2-21)$$

2.3.2.3 CASO 3: Para Barras PV

$$\Delta |V_k|^2 = \frac{\partial |V_k|^2}{\partial e_i} \Delta e_i + \frac{\partial |V_k|^2}{\partial f_i} \Delta f_i \quad (2-22)$$

Los casos pueden ser representados en forma matricial como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \Delta |V_k|^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_k = \frac{\partial P_k}{\partial e_i} \Delta e_i + \frac{\partial P_k}{\partial f_i} \Delta f_i \\ \Delta Q_k = \frac{\partial Q_k}{\partial e_i} \Delta e_i + \frac{\partial Q_k}{\partial f_i} \Delta f_i \\ \Delta |V_k|^2 = \frac{\partial |V_k|^2}{\partial e_i} \Delta e_i + \frac{\partial |V_k|^2}{\partial f_i} \Delta f_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta e_i \\ \Delta f_i \end{bmatrix} \quad (2-23)$$

La posición en la matriz de los elementos del jacobiano depende del orden de colocación de los elementos en el lado izquierdo de la ecuación y del orden de colocación del vector:

$$\begin{bmatrix} \Delta e_i \\ \Delta f_i \end{bmatrix} \quad (2-24)$$

2.4 Análisis de Cortocircuito

El cálculo de la corriente de cortocircuito, es esencial para la selección de la capacidad adecuada del equipo de protección y los dispositivos de interrupción. Para la persona que diseña o hace cálculos para ajustes de protecciones en las instalaciones eléctricas, o bien selecciona o verifica las características del equipo de interrupción, tiene la necesidad de hacer cálculos de cortocircuito. Estos, dependiendo del tamaño y complejidad de la instalación, se pueden hacer por métodos manuales simplificados, con la simple ayuda de calculadoras de bolsillo para las operaciones, o bien como

ocurre en la actualidad, con la ayuda de los programas digitales, especialmente diseñadas para computadoras personales.

2.4.1 Conceptos Básicos del Estudio de Corto Circuito

Los sistemas eléctricos de potencia en áreas industriales, centros comerciales y grandes edificios, se diseñan para alimentar las cargas de forma segura y confiable. Uno de los aspectos a los que se les pone mayor atención en el diseño de los sistemas de potencia, es el control adecuado de los cortos circuitos, o de las fallas como se les conocen comúnmente.

Los sistemas eléctricos de potencia, se diseñan para estar tan libres de fallas, como sea posible, mediante el uso de equipos especializados y diseños completos y cuidadosos, así como técnicas modernas de construcción y con el momento apropiado.

Aún con todas las precauciones y medidas mencionadas antes, las fallas ocurren, algunas de las causas principales son las siguientes: sobre tensiones de origen atmosféricos, envejecimiento prematuro de los aislamientos, falsos contactos y conexiones, acumulación de polvo, presencia de elementos corrosivos, humedad, presencia de roedores, errores humanos y aún las llamadas causas desconocidas. Cuando ocurre un cortocircuito, se presentan situaciones inconvenientes que se manifiestan con distintos fenómenos como son:

- En el punto de la falla se pueden presentar un fenómeno de arco eléctrico o fusión de los metales mismos.
- Las corrientes de cortocircuito, circulan de las fuentes (alimentación de la red y maquina rotatorias) hacia el punto de la falla.

- Todas las componentes de la instalación, por donde circulan las corrientes de cortocircuito, se ven sujetos a esfuerzos térmicos y dinámicos. Estos esfuerzos varían como el cuadrado de la corriente (KI^2) y de la duración de la corriente (seg.).
- Las caídas de voltaje en el sistema, están en proporción a la magnitud de las corrientes de cortocircuito. La caída de voltaje máxima se presenta en el punto de ocurrencia de la falla (es prácticamente cero para el valor máximo de la falla).

Por todos los disturbios que produce la ocurrencia de un corto circuito, las fallas se deben remover tan rápidas como sea posible, y esta es justamente la función de los dispositivos de protección (interruptores, fusibles, etc.). [2]

2.4.2 Fuentes de Corrientes de Corto Circuito

La magnitud de las diversas fuentes que las generan, de sus reactancias del sistema hasta el punto de la falla. Las fuentes de corriente de cortocircuito son: sistemas de suministro público, generadores, motores sincrónicos y de inducción

2.4.3 Comportamiento en el Sistema de Suministro

El sistema de suministro público proporciona energía generalmente a través de transformadores reductores al voltaje deseado por el usuario. Aunque algunas veces se considera a los transformadores como fuentes de corriente de cortocircuito, en realidad esto es falso. Los transformadores cambian las magnitudes de voltaje y corriente pero no los generan.

La corriente de cortocircuito que se proporciona mediante un transformador depende de la relación de voltaje nominal de su secundario y de su porcentaje de reactancia. También depende de la reactancia de los generadores y del sistema hasta los terminales del transformador, así como la reactancia que tiene el circuito entre el transformador y la falla.

Es por ciento de impedancia de un transformador es el porcentaje del voltaje nominal aplicado al primario del transformador para producir la corriente nominal total de carga en el secundario con corto circuito.

2.5 Software ETAP POWER STATION

ETAP PowerStation es un programa de 32 bits que permite el análisis de sistemas eléctricos de potencia de manera gráfica, desarrollado para los sistemas operativos Microsoft® Windows® 2000 y XP, se puede indicar que es la herramienta más completa de análisis y control para el diseño, simulación y operación de sistemas de potencia eléctricos de generación, distribución e industriales.

Se considera Power Station una base de datos finalmente integrada para sistemas eléctricos, permitiendo tener vistas o presentaciones múltiples de un sistema para propósitos diferentes de diseño o análisis.

Se puede utilizar ETAP como:

Simulador de Sistemas de Potencia: Este software posee una línea completa de herramientas de ingeniería eléctrica, para satisfacer las necesidades de simulación, diseño y análisis de cualquier circuito de Potencia.

Coordinación de Protecciones: Esto se debe a que es un programa de análisis de la secuencia de operación y selección de equipos de protección, con una librería validada y verificada de más de 100.000 equipos.

Simulación avanzada y Prueba transitoria de Relés: los Equipos de medición y pruebas de relees (respuesta en estado estacionario y transitorio) estan integrados en el programa de coordinación de protecciones de ETAP.

Sistema de Gestión de Energía: Diseñado para optimizar y automatizar la operación del sistema, minimizar pérdidas, reducir los picos de consumo de energía, gestionar desde el lado de la carga, reducir el costo de la energía y maximizar la seguridad del sistema, utilizando unos poderosos y robustos algoritmos para determinar la mejor configuración del sistema basado en datos en Tiempo real.

Solución Automática Inteligente para Gestión de Subestaciones: debido a que las nuevas subestaciones “inteligentes” ahorran tiempo y dinero en la automatización de subestaciones con interruptores y CCM supervisados por el sistema en Tiempo Real de ETAP. El sistema de Tiempo Real de ETAP supervisa, controla optimiza y automatiza de manera continua la instalación.

CAPÍTULO 3: MARCO METODOLÓGICO

3.1 Tipo de Estudio

El presente trabajo de investigación es un estudio experimental de tipo evaluativo, el cual busca realizar el análisis de contingencia en el sistema eléctrico de la industria venezolana del aluminio CVG VENALUM durante los diferentes escenarios que se puedan presentar en los sistemas de 115 kV y 13,8 kV, utilizando la herramienta computacional ETAP. Al mismo tiempo, se reviste de carácter metodológico aplicado, ya que por medio de ella, se lograra evaluar la eficiencia del software empleado para poder realizar estudios futuros con resultados satisfactorios.

3.2 Población

La población para el desarrollo de la investigación, está formada por el sistema de 115 kV Y 13,8 kV de CVG VENALUM, de los cuales la información requerida se obtuvo de planos e información técnica suministrada por el fabricante y el personal de la empresa, así como los trabajos realizados con anterioridad.

3.3 Muestra

El estudio abarca todo el sistema de 115 kV y 13,8 kV de la planta, la misma cuenta con todos los recursos necesarios para poder realizar la simulación. A continuación se describe el sistema en estudio.

3.4 Aspecto de Temporalidad

El desarrollo de este proyecto tuvo una duración aproximada de (24) semanas, lo que corresponde a seis (6) meses.

3.5 Descripción de Etapas de la Investigación

3.5.1 Etapa I: Revisión Bibliográfica

A través de esta se llevará a cabo la recolección de información relacionada con los fundamentos teóricos de análisis de contingencias, Tipo de fallas presentadas en los sistemas de electricidad, generalmente toda la información necesaria para cumplir los objetivos específicos planteados. De igual manera, se consultarán los trabajos de grado que sirvan como antecedentes para la realización de esta investigación. El estudio de dicha información brindará las bases teóricas para la realización del Trabajo.

(Tiempo Estimado: 10 semanas)

3.5.2 Etapa II: Definir los escenarios de contingencias en el sistema eléctrico de CVG VENALUM

En este lapso se va a hacer una definición de las contingencias propuestas por la empresa, para así saber que escenarios son los que se van a estudiar y solucionar si es necesario.

(Tiempo Estimado: 4 semanas).

3.5.3 Etapa III: Evaluar cualitativa y cuantitativamente los riesgos en el sistema eléctrico de CVG VENALUM cuando se presenta una contingencia

En la etapa de evaluación cualitativa y cuantitativamente de Riesgos, se va a conocer en sí que problemas tiene la empresa cuando se presenta un imprevisto, observando y comparando las fallas en años anteriores.

(Tiempo Estimado: 4 semanas).

3.5.4. Etapa IV: Aplicar un análisis de contingencia mediante el método de estudio de flujo de carga al sistema eléctrico de CVG VENALUM usando la herramienta ETAP 6.0.0

Durante este período se va a realizar un análisis de contingencia mediante el método de flujo de carga, el cual consiste en hacer un estudio de flujo de carga con la herramienta ETAP 6.0.0 al sistema eléctrico para cada contingencia presentada, esto permitirá conocer si los equipos trabajaran en los valores de voltaje adecuado, así conocer si se presenta una sobrecarga.

(Tiempo Estimado: 4 semanas).

3.5.5 Etapa V: Realizar un análisis de cortocircuito a cada contingencia en el sistema eléctrico de CVG VENALUM usando la herramienta ETAP 6.0.0

Mediante esta se va a realizar un análisis de cortocircuito usando la herramienta ETAP 6.0.0, así se puede conocer si los equipos trabajan sin pasar su valores de cortocircuito cuando se presente una contingencia.

(Tiempo Estimado: 4 semanas)

3.5.6 Etapa VI: Presentar las soluciones a cada uno de los escenarios estudiados en el sistema eléctrico de CVG VENALUM

En la siguiente se van a presentar las soluciones que se tienen que hacer para resolver los problemas que se presenten en el sistema debido a la contingencia.

(Tiempo Estimado: 5 semanas).

3.5.7 Etapa VII: Redacción del Informe Final

Esta última etapa consistirá en la redacción ordenada que contenga los resultados obtenidos, conclusiones, recomendaciones y propuestas relacionadas con el trabajo de investigación.

(Tiempo Estimado: 7 semanas).

3.6 Técnicas de Recolección de Datos

Las herramientas, instrumentos o medios que fueron empleados para proceso de obtención de la información fueron a través de Revisión bibliográfica, Observación directa, Entrevista de tipo no estructurada, encuesta y técnicas Computacionales, con el fin de obtener los datos necesarios para la medición de las variables en los diferentes escenarios planteados durante el proyecto.

3.6.1 Revisión Bibliográfica

Una buena revisión literaria requiere conducir búsquedas, organizar la información recogida de manera que tenga significado. Esta técnica permitió adquirir

información detallada en libros, revistas, manuales, tesis, normas entre otros, sobre los diferentes escenarios planteados durante este proyecto.

3.6.2 Observación Directa

Se define como una técnica de recolección de datos que permite acumular y sistematizar información sobre un hecho o fenómeno que tiene relación con el problema que motiva la investigación. la observación tiene la ventaja de facilitar la obtención de datos lo más cercanos a la realidad, permitiendo así una mejor comprensión del funcionamiento de los escenarios planteados, en función de los objetivos de investigación.

3.6.3 Entrevistas de tipo no Estructurada

Permitió consultar e investigar con el personal que elabora en la empresa VENALUM, como ingenieros, operadores, técnicos entre otras personas que conocen el sistema de VENALUM. Se trabajó con preguntas abiertas, sin un orden preestablecido, adquiriendo características de conversación, las preguntas se realizan de acuerdo a los diferentes escenarios planteados durante la investigación.

3.7 Encuestas

Se realizó un cuestionario de opciones de respuestas, con el objetivo de que el personal de la planta identificará las frecuencias de fallas y las consecuencias que estas acarrearán a la empresa.

3.8 Técnicas Computacionales

Se implementaron todos los conocimientos adquiridos en computación para la transcripción del trabajo en programas de redacción, simulación de los diferentes escenarios planteados mediante el software ETAP, También fue necesaria la técnica para la traducción de información, transferencia de imágenes de la hoja de resultados obtenidos del software y diagrama unifilar, entre otros que facilitaron el proyecto.

3.9 Procedimiento

El procedimiento a seguir para la realización de esta investigación se cumplió a través de las siguientes fases:

3.9.1 Levantamiento de Campo del Sistema Eléctrico de CVG VENALUM

Se realizó un levantamiento de campo del sistema eléctrico de CVG VENALUM para confirmar los levantamientos anteriores, de esta manera se tuvo seguridad de los motores, transformadores, conductores e interruptores que se encuentran en el sistema, de igual manera se verificaron planos del sistema los cuales ayudaron con el levantamiento.

3.9.2 Montaje del Circuito en ETAP 6.0.0

Con el levantamiento realizado, se complemento el montaje del circuito de CVG VENALUM realizado anteriormente, colocando las características de cada equipo encontrado en el sistema.

3.9.3 Definición de los escenarios de contingencias en el sistema eléctrico de CVG VENALUM

En este lapso se obtuvo los escenarios de contingencias propuestas por la empresa, así se supo que escenarios iban a ser estudiados.

3.9.4 Análisis de Flujo de Carga a cada contingencia

A cada caso de contingencia presentado en el sistema eléctrico de CVG VENALUM, se le realizó análisis de flujo de carga usando ETAP 6.0.0 para observar el comportamiento del sistema, si se sobrecarga un transformador, se presenta bajo voltaje, entre otras.

3.9.5 Presentación de Soluciones a cada contingencia en el sistema eléctrico de CVG VENALUM

Después que se observó el comportamiento del sistema, se presentaron las soluciones a las mismas.

3.9.6 Análisis de Cortocircuito a cada contingencia presentada en el sistema eléctrico de CVG VENALUM

Se realizó un análisis de cortocircuito para saber si estos niveles se superan en cada contingencia, de igual manera se realizó una comparación de los mismos cuando se presenta una contingencia y cuando el sistema está óptimo.

3.9.7 Evaluación Cualitativa y Cuantitativa de Riesgos en CVG VENALUM.

En esta fase se observaron las distintas fallas de años anteriores en el sistema eléctrico, conociendo las causas de las mismas, de esta manera se hizo un estimado de los posibles riesgos a los cuales el sistema eléctrico esta expuesto el cual le podría producir una falla.

CAPÍTULO 4: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CVG VENALUM

4.1 Sistema de Distribución de 115 KV

El sistema de distribución de 115 KV, es el principal de CVG VENALUM, ya que la energía eléctrica necesaria para mantener la estabilidad en los niveles de producción de aluminio en CVG Venalum, es generada y suministrada por la empresa CORPOELEC (Corporación Eléctrica de Venezuela) a través de la Central Hidroeléctrica Simón Bolívar (GURI), la misma es transmitida a través de cuatro (4) líneas de alimentación, una línea de 230 kV (Guri “A”) y tres líneas de 400 kV (Guri “B”) a la Subestación Guayana “B” ubicada en Puerto Ordaz, la cual transforma estos niveles de tensión a los utilizados por CVG VENALUM en cuatro (4) línea de alimentación de 115 kV.

Estas líneas de transmisión, las cuales son llamadas línea 1, 2, 3 y 4 se distribuyen en CVG Venalum de la siguiente manera:

Línea 1 dirigida a la alimentación de complejo II.

Línea 2 y 3 dirigidas a la alimentación de complejo I.

Línea 4 dirigida a la alimentación de V línea.

En CVG VENALUM se encuentran 3 subestaciones eléctricas, denominadas subestación 1 (complejo I), la cual también se denomina subestación Este, subestación 2 (complejo II), también llamada subestación Oeste, y la subestación 3 de V línea, cada una cuenta con dos barras denominadas llamadas barra sur y barra norte, las cuales se encargan de alimentar a los transforectificadores de cada complejo, los servicios auxiliares y el banco de capacitores de 18000 Kvar ubicados

en la subestación V línea. En la figura 4.1 se muestra el diagrama de bloques del sistema eléctrico de CVG Venalum.

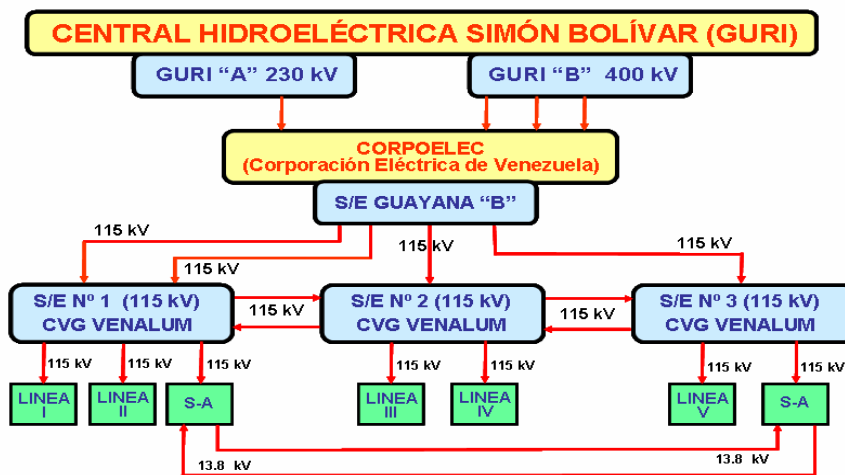


Figura 4.1. Diagrama de bloques del sistema eléctrico de CVG Venalum.

4.1.1 Subestación Número 1 (ESTE)

Está conformada por dos líneas transformadoras (línea 1 y línea 2), cada una con 6 unidades transformadoras, cada unidad cuenta con un transformador regulador de 27.880/34.850 KVA y 115 KV/704 V, con un rectificador de diodos de 29.750 KW, 850 VDC y 35 KADC, el cual suministra 162-165 KADC. Esta subestación cuenta con cuatro transformadores de servicios auxiliares de 115 KV/13.8 KV con refrigeración OA/FA/FOA y capacidad de 20/27/33 MVA.

4.1.2 Subestación Número 2 (OESTE)

La subestación oeste está destinada a la alimentación eléctrica de complejo 2, esta subestación cuenta con las líneas 3 y 4 de transformadores, las cuales cuentan con 6 unidades cada una, estas unidades son idénticas a las encontradas en la

subestación de complejo 1, con 27.880/34.850 KVA y 115 KV/704 V, un rectificador de diodos de 29.750 KW, 850 VDC y 35 KADC, el cual suministra 162-165 KADC.

4.1.2.1 Descripción de la Bahía de Transforectificadores de Complejo I y II

La bahía de los transforectificadores de CVG Venalum (Figura 4.2) está compuesta principalmente por:

- *Dos seccionadores AC* de las barras norte y sur que tienen una capacidad de 3000 A, estos tienen una capacidad de 1600 A y trabajan a 115 KV.
- *Un interruptor a gas de SF6*, con una capacidad de 1600 A.
- *Un transformador de regulación y rectificación*, 3 Ø, 60 Hz, FA/FOA 27880/3450 KVA, 115 KV/704 V.
- *Rectificadores de silicio de 29750 KW*, 850 V.D.C, 35 A D.C.
- *Relé de monitoreo de corriente bi-direccional AC* 115 V, relé 32.
- *Sistema de medición D.C N° 11*, Halmar “17 FM”, 40 KA.
- *Seccionador D.C* de 40 KA.

4.1.2.2 Condiciones Normales de Trabajo de Complejo I y II

Las condiciones de operaciones actuales (antes del decreto de racionamiento eléctrico) son las siguientes:

- *Amperios de primario, transformador regulador*: 132 A
- *Amperios de secundario, transformador regulador*: 310 A
- *Amperios de rectificador en D.C*: 27 KA D.C.
- *Voltaje de línea de celdas*: 900 V
- *Amperaje de línea de celdas*: 163.5 KA D.C.

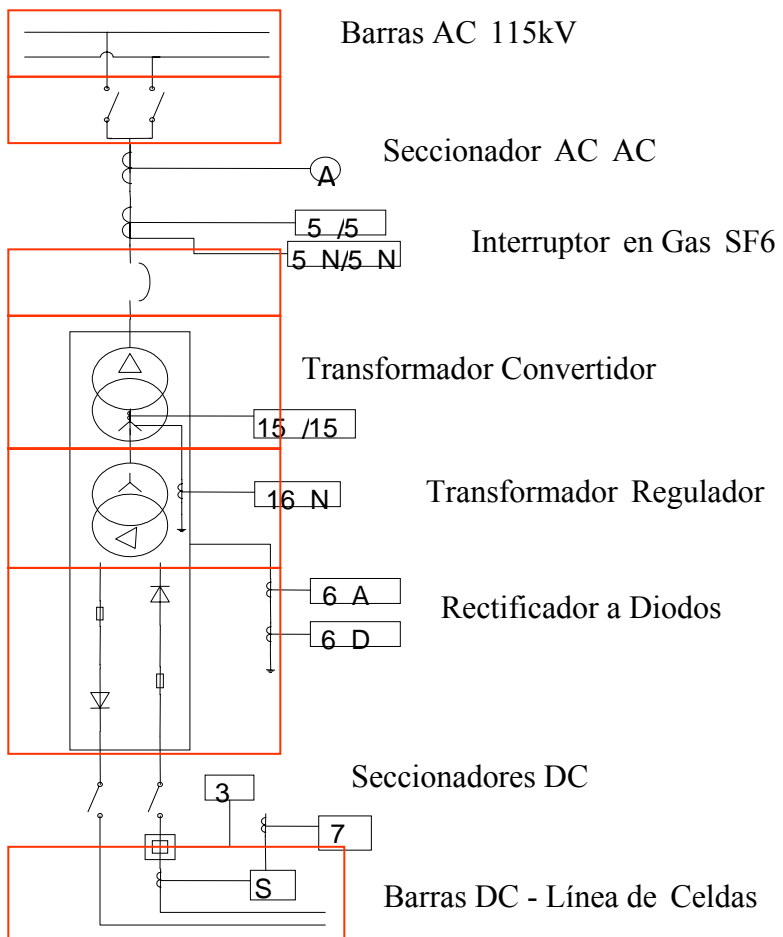


Figura 4.2. Bahía de Rectificadores de complejo I y II.

4.1.3 Subestación Número 3 (V LÍNEA)

Esta subestación cuenta con la línea 5 de transforectificadores conformada por seis (6) unidades, cada unidad transforectificador esta compuesta por un transformador regulador de 53.840/2x26.920 kVA, 115 kV/2x732 V y un rectificador a diodos de 23.400 kW, 900 VDC, 26 kADC, para un suministro de energía eléctrica entre 220-228 kADC, además cuenta con un (1) transformador auxiliar de las mismas características de los transformadores de la subestación de complejo I, de 115 kV/13.8 kW refrigeración OA/FA/FOA y capacidad de 20/27/33 MVA que

suministra la energía necesaria a todos los servicios auxiliares de V Línea. En esta subestación también se encuentra un banco de capacitores de 18000 Kvar y dos transformadores (40-T8 y 40-T9) los cuales también se usan para alimentar algunas cargas auxiliares a nivel de 480 V.

4.1.3.1 Descripción del Sistema de transforectificadores de V Línea

El sistema de transforectificadores de V línea está compuesto por:

- *Dos seccionadores* de barra Sur y Norte con capacidad de 1600 A y 145 KV.
- *Un interruptor* de SF6 de 1260 A y 145 KV.
- *Un transformador* de regulación y rectificación, 3 Ø, 60 Hz, FA/FOA 56840/2x26920 KVA, 115 KV/2x732 V.
- *Rectificadores de silicio* de 23400 KW, 900 V, 26 KA.
- *Relé de monitoreo de corriente bi-direccional* AC 115 V.
- *Sistema de medición*, Halmar “17 FM”, 40 KA.
- *Seccionador D.C*, 40 KA.

4.1.3.2 Condiciones Normales de Trabajo

- *Amperios de primario, transformador regulador*: 192 A
- *Amperios de rectificador A en D.C*: 18.92 KA D.C.
- *Amperios de rectificador B en D.C*: 18.7 KA D.C.
- *Amperaje total de la unidad*: 37.62
- *Voltaje de línea de celdas*: 830 V
- *Amperaje de línea de celdas*: 227.3 KA D.C.

4.2 Sistema de Distribución de 13,8 kv

El sistema de distribución de 13,8 KV de CVG Venalum es el destinado a alimentar todos los servicios auxiliares de las distintas facilidades (Áreas de Planta), este sistema suministra energía eléctrica por medio de cuatro transformadores encontrados en complejo I, y uno que se encuentra en V línea el cual suministra energía a los servicios auxiliares de la misma, estos tienen una capacidad de 20 MVA cuando son refrigerados mediante aire y aceite (OA), de 27 MVA con aire forzado (FA), y 33 MVA con aire forzado y aceite (FOA).

Las barras de distribución en 13,8 KV se encuentran acopladas entre ellas para garantizar respaldo en caso de pérdida o falla de un transformador, la barra del Switchgear “B” se conecta a la barra del Switchgear “BB” por medio del interruptor de acople BB1, la barra del Switchgear “A” se conecta a la barra del Switchgear “B” por intermedio del interruptor de acople A6, también existen la posibilidad para acoplar la barra del Switchgear “A” con la del Switchgear “AA” a través del interruptor de acople A7, entre otros tipos de respaldo que se pueden hacer mediante la red de distribución. El sistema de alimentación en 13,8 KV de V-Línea también puede ser respaldado a la barra del Switchgear “BB” por medio de los interruptores de enlace BB7 (552 S3) y 552 S2.

Los transformadores que se encuentran en CVG Venalum para los servicios auxiliares son:

4.2.1 40-T7 de Complejo I

Este transformador alimenta a las cargas de la barra “AA” mediante el interruptor AA, el cual tiene diferentes cargas asociadas.

En la tabla 4.1 se muestran las cargas que alimentan este transformador y el interruptor que se encuentra asociado.

Tabla 4.1. Interruptores y cargas de la barra “AA”

Interruptor	Cargas Asociadas
AA1	Acople con barra A.
AA2	Reserva.
AA3	Alimentador a facilidad 28-F1 (Cátodo).
AA4	Reserva.
AA5	Facilidad 50-F-C-I (Fase Densa Complejo I).
AA6	Reserva.
AA7	Alimentador de Estación Crisoles.
AA8	Alimentador de Edificio PIM.

4.2.2 40-T8 de Complejo I

Este transformador alimenta a las cargas de la barra “BB” mediante el interruptor BB. En la tabla 4.2 se muestran las cargas y el interruptor que se encuentra asociado.

Tabla 4.2. Interruptores y cargas de las barra “BB”

Interruptor	Cargas Asociadas
BB1	Interruptor de acople de interruptor B.
BB2	Reserva.
BB3	Interruptor de conexión a facilidad 50-F-CII (Fase Densa Complejo II).
BB4	Reserva.
BB5	Interruptor de Conexión a facilidad 30-F1 (Taller Central).
BB6	Interruptor de Conexión a facilidad 20-F1 y 20-F2 (Colada).
BB7	Interruptor de Acople a las barra SF de V línea.
BB8	Interruptor de Conexión a facilidad EA-SW1 Butler (Compras, Lab. Químico).

4.2.3 40-T5 de Complejo I

Este transformador alimenta a las cargas de la barra “B” mediante el interruptor B, las cargas que están asociadas a este transformador se observan en la tabla 4.3.

Tabla 4.3. Interruptores y cargas de la barra “B”

Interruptor	Cargas Asociadas
B1	Conexión al Alimentador Aéreo a la torre ST-3.
B2	Interruptor de conexión al alimentador de facilidad 50-F2 (Reducción Complejo I, Sala Celdas 3 y 4).
B3	Reserva.
B4	Interruptor de conexión a facilidad 24-F2 (Envarillado).
B5	Interruptor de conexión a facilidad 23-F1 (Horno de Cocción).
B6	Interruptor de acople con barra BB.

4.2.4 40-T6 de Complejo I

Este transformador alimenta a la barra “A” mediante el interruptor A, las cargas asociadas se muestran en la tabla 4.4.

Tabla 4.4. Interruptores y cargas de la barra “A”

Interruptor	Cargas Asociadas
A1	Interruptor de conexión al alimentador aéreo a la torre ST-3.
A2	Interruptor de conexión de alimentador 50-F3 (Reducción Complejo II, Sala Celda 5 y 6).
A3	Interruptor de conexión a facilidad 12-F1 (Cocinas).
A4	Interruptor de conexión a facilidad 18-F1 (Compresores).
A5	Interruptor de conexión a alimentador de facilidades 22-F1 y 22-F2 (Molienda y Compactación).
A6	Interruptor de Acople a barra B.
A7	Interruptor de Acople a barra AA.

4.2.5 40-T7 de V Línea

El transformador 40-T7 de V-Línea alimenta a los servicios auxiliares de V línea (Circuito # 1 y Circuito # 2) mediante el interruptor 552S1, estas cargas se pueden observar en la tabla 4.5.

Tabla 4.5. Interruptores y cargas de la barra “SF”

Interruptor	Cargas Asociadas
552S2	Interruptor de Acople con barra BB.
552SB	Interruptor de Acople entre barras (Circuito # 1 y #2) de servicios auxiliares de V línea.
552SF1	Interruptor N°1 de Conexión al alimentador de la subestación boosters.
552SF2	Interruptor N°1 de la subestación N°1 de servicios auxiliares de V Línea.
552SF3	Interruptor N°1 de la subestación N°2 de servicios auxiliares de V Línea.
552SF4	Interruptor N°1 de la subestación N°3 de servicios auxiliares de V Línea.
552SF5	Interruptor N°2 de la subestación N°1 de servicios auxiliares de V Línea.
552SF6	Interruptor N°2 de la subestación N°2 de servicios auxiliares de V Línea.
552SF7	Interruptor N°2 de la subestación N°3 de servicios auxiliares de V Línea.
552SF8	Interruptor N°2 de Conexión al alimentador de la subestación boosters.
552SA1	Interruptor de transformador 40-T8.
552SA2	Interruptor de transformador 40-T9.

4.3 Servicios Auxiliares de CVG VENALUM

Para realizar las simulaciones con el programa ETAP 6.0.0 se hizo un levantamiento de campo, en el cual se obtuvo todas las cargas actuales de las distintas facilidades encontradas en la empresa, a continuación se explican los datos obtenidos de cada una de ellas.

4.3.1 Servicios Auxiliares de Subestación de Complejo I

Todas las facilidades de este sistema están conectadas primeramente a una barra 1200 A, las facilidades encontradas en CVG Venalum alimentadas por complejo I son las siguientes:

4.3.1.1 Facilidad 50-F3 Reducción Complejo II

En esta facilidad se encuentran diferentes cargas, algunas cargas son estáticas las cuales son alimentadas por dos transformadores de 1000 KVA y de 13.8 KV/480 V, pero las otras cargas y de mayor consumo son los llamados abanicos los cuales poseen motores de 700 KW, que son alimentadas por un transformador de 13.8 KV/2.4 KV de 3500 KVA, en esta facilidad se encuentran 4 abanicos (una línea) con las misma características descritas.

En esta facilidad también se encuentra el transformador 40-T3 el cual es de 1000 KVA y de 13.8 KV/480 V, este tiene un acople con el transformador 40-T4 con las mismas características alimentado desde la torre ST-5.

4.3.1.2 Facilidad 12-F1 Cocinas

En la facilidad cocinas se encuentran dos transformadores de 1000 KVA de 13.8 KV/480 V, el cual alimenta a una serie de cargas tomadas como cargas estáticas, en esta facilidad se encuentra un seccionador de 1200 A, este acopla la carga de esta facilidad con la de colada (20-F1) cuando se realizan distintas maniobras de mantenimiento y otras contingencias.

4.3.1.3 Facilidad 18-F1 Compresores

Esta facilidad además de tener un seccionador de acople con envarillado, alimenta a los compresores de los complejo I y II, los cuales mediante el levantamiento se tomaron como motores de 500 HP alimentados por dos transformadores de 2500 KVA y 13.8 KV/2.4 KV, también se encuentra un transformador de 13.8 KV/480 V de 1000 KVA el cual alimenta a las demás cargas auxiliares de la facilidad.

4.3.1.4 Facilidad 22-F1 Molienda

Aquí se encuentran 4 transformadores de 1000 KVA y 13.8 KV/480 V, los cuales alimentan a todos los motores de molienda como los molinos de bolas 2 de 425 KW y otros motores de 50, 100, 101, 105 y 150 HP. También se encuentra un interruptor de acople de 1200 A con la carga de la facilidad 22-F2 Compactación.

4.3.1.5 Facilidad 22-F2 Compactación

En esta se encuentra un transformador de 1000 KVA de 13.8 KV/480 V que alimenta mediante una barra de 1600 Amp a un motor de reserva de 2x50 HP, y al driver de molino 3 el cual tiene una potencia de 250 KW. También se encuentran dos transformadores de 2000 KVA de 13.8 KV/480 V conectados a la misma barra que alimentan a los molinos de bolas de 425 KW entre otros motores de 50, 100 HP.

4.3.1.6 Facilidad 23-F1 Horno de Cocción

En esta facilidad se encuentran dos transformadores de 1000 KVA de 13.8 KV/480 V los cuales alimentan mediante unas barras de 1600 Amp a varios motores de 50, 105 Hp, el precipitador de Horno # 1 de 83.3 KVA y unas cargas que se

tomaron como estáticas de servicios auxiliares. En esta facilidad también se encuentran dos transformadores de 1500 KVA de 13.8 KV/ 480 V que mediante unas barras 2500 Amp alimentan a unos motores de 5, 40 y 550 HP y el resto de los servicios auxiliares. Un seccionador de 1200 A el cual acopla las cargas de esta facilidad con las de Molienda.

4.3.1.7 Facilidad 24-F1 Envarillado

En Envarillado se encuentran 5 transformadores de 2000 KVA de 13.8 KV/480 KV los cuales 2 de ellos están conectados a dos barras de 3000 A cada uno alimentan a varios motores de 25 HP y varias cargas de servicios auxiliares, los otros tres alimentan a los hornos de inducción 1234 KVA. Posee un interruptor de acople con compresores de 1200 A.

4.3.1.8 Facilidad 20-F1 y 20-F2 Colada

En colada se encuentra un interruptor de 1200 A el cual une a colada, ya que primero existía una facilidad colada y después se hizo una ampliación, En la facilidad 20-F1 se encuentran 4 transformadores de 1000 KVA de 13.8 KV/480 V los cuales alimentan a varios motores de 20, 40 KW y 50, 60, 75, 100, 150 Hp el mas significativo la sierra de bloque de 300 HP, además de otras cargas de servicios auxiliares.

En la 20-F2 se encuentran alimentadas la prensa Escoria de 350 HP, Sierra Wagner de 400 HP entre otras cargas de servicios auxiliares como los hornos de Homogenización de 1111 KW que se tomaron como cargas estáticas. En esta facilidad se encuentra un acople con crisoles y otro con la celda 10 B por medio de un seccionador de 1200 A cada uno.

4.3.1.9 Facilidad 50-F2 Reducción Complejo I

En reducción complejo I se encuentran diferentes cargas, se tomaron unas de estas como estáticas las cuales son alimentadas por dos transformadores de 1000 KVA y de 13.8 KV/480 V, igual que en complejo II los más consumidora son los abanicos, los cuales son alimentadas por un transformador de 13.8 KV/2.4 KV de 2500 KVA, los motores de estos abanicos son de 560 KW, en esta facilidad se encuentra una línea de abanicos con esas características.

En esta facilidad también se encuentra el transformador 40-T2 el cual es de 1000 KVA y de 13.8 KV/480 V, este tiene un acople con el transformador 40-T1 con las mismas características el cual está alimentado desde la torre ST-2.

4.3.1.10 Facilidad 50-F1 Reducción Complejo I

Esta facilidad se refiere a la misma que la 50-F2, la diferencia es que en esta parte de reducción complejo I se encuentra alimentada otra línea de abanicos de 560 KW, por un transformador de las mismas características de el que se encuentra en la otra línea, también se encuentran otras cargas de servicios auxiliares alimentadas por esta facilidad, ambas facilidades tienen un seccionador de 1200 A el cual acopla sus cargas.

4.3.1.11 Facilidad 50-F-C-I Fase Densa Complejo I

En esta facilidad se encuentran 6 compresores de complejo I de 486 Kw alimentados por dos transformadores de 3000 KVA de 13.8 KV/2.4 KV entre otras cargas como motores de 2, 15 Hp y demás cargas de servicios auxiliares. Aquí también se encuentra un seccionador de 1200 A el cual conecta su carga a la torre ST-CI que es la torre que alimenta al laboratorio químico de CVG Venalum.

4.3.1.12 Facilidad 50-F4 Reducción Complejo II

Esta facilidad es la misma de la 50-F3, tiene la mismas cargas, lo único que tiene en diferencia a la otra es que alimenta otra línea de abanicos de 700 KW por un transformador de 3500 MVA de 13.8 KV/2.4 KV, entre otras cargas de servicios auxiliares alimentadas por dos transformadores de 1000 KVA de 13.8 KV/480 V. En esta facilidad también se encuentra un seccionador de 1200 A el cual acopla las estas cargas con la de la facilidad 50-F3.

4.3.1.13 Facilidad 50-F-C-II Fase Densa de Complejo II

En la fase densa de complejo II se encuentran igual que en la de complejo I, 6 compresores de complejo II, 5 de estos tienen una carga de 486 KW, y otro de de 260 KW, alimentados por dos transformadores de 3000 KVA de 13.8 KV/2.4 KV, en esta facilidad además de encontrarse otros motores de se encuentra un seccionador de 1200 A el cual acopla esta carga con la torre ST-5.

4.3.1.14 Facilidad 09-F1 PIM

Esta facilidad tiene un transformador de 2000 KVA el cual alimenta a los servicios auxiliares del edificio PIM, esta facilidad tiene un interruptor de 1250 A que conecta la carga de este edificio a la de la facilidad BUTLER.

4.3.1.15 Facilidad 28-F1 Cátodo

La facilidad cátodo igual que el PIM no tiene cargas tan esenciales como las demás facilidades, tiene un transformador de 1500 KVA que alimenta a 3 motores de 30 y 3 de 50 HP, entre otras cargas de servicios auxiliares que se tomaron como

estáticas. También se encuentra un seccionador de 1200 A el cual conecta su carga con la de la facilidad de Taller Central.

4.3.1.16 Facilidad 30-F1 Taller Central

En taller central se encuentran cuatro transformadores de 1000 KVA de 13.8 KV/ 480V, los cuales dos de ellos alimentan a varios motores de 40, 50, 60 HP entre otras cargas como la reparación de Yugos de 50 KVA que se tomo como estática, uno no tiene carga ya que la misma esta fuera de servicio, y el otro alimenta a un motor de 550 HP. También se encuentra un transformador de 500 MVA de 13.8 KV/480 V el cual alimenta a un motor de la máquina de fricción de 200 Hp.

4.3.1.17 Facilidad EA-SW1 BUTLER

La facilidad BUTLER alimenta al laboratorio químico por medio de un transformador 500 KVA de 13.8 KV/480 V, tiene también dos interruptores de 1250 que une su carga a la línea aérea C1, el otro acople es hacia el transformador 2 del edificio corporativo.

4.3.1.18 Facilidad Crisoles

Las cargas de crisoles se tomaron como estáticas, solo un motor de 150 HP, todas alimentadas por un transformador de 2000 KVA de 13.8 KV/480 V, en esta facilidad también se encuentra un interruptor de 1250 que acopla su a carga a la de la facilidad de Colada.

4.3.1.19 Edificio Corporativo

Las cargas que se encuentran en el edificio corporativo están alimentadas por dos transformadores de 1000 KVA de 13.8 KV/480 V, estas cargas fueron tomadas como estáticas, con acepción de los motores como de la fuente 1 y 2 de 75 HP, aire acondicionado 2.5 HP, bomba de riesgo de 15 HP.

4.3.1.20 Muelle

Las cargas encontradas en el muelle son alimentadas por dos transformadores de 1000 KVA y 1500 KVA de 13.8 KV/480 V, estas fueron tomadas como cargas equivalentes estáticas, también se alimenta a un motor de 200 HP. Estas cargas equivalentes son conformadas por alumbrado, almacén, aduana, vigilancia, etc.

Las demás cargas de servicios auxiliares de complejo I fueron tomadas como cargas estáticas como la bomba de gasolina, banco, aguas negras, almacén, vigilancia, alumbrado, portones, etc.

4.3.2 Servicios Auxiliares de V Línea

Los servicios auxiliares de V línea están conectados a las barras A y B (Circuito #1 y #2), estas cargas son las siguientes:

4.3.2.1 Subestación Boosters de V línea

Los Boosters son los encargados de alimentar a las celdas V-350 de V línea, en esta subestación se encuentran 3 Boosters, cada uno tomado como los rectificadores de los complejos como cargas estáticas, estos tienen una capacidad 3184 KVA. En

esta subestación también se encuentra un transformador de 1000 KVA de 13,8 KV/480 V el cual alimenta a las torre de enfriamiento de cada Booster.

4.3.2.2 Cuarto de Transformación 1

Este cuarto de transformación o subestación 1 está compuesto por dos barras de 1200 A “A” y “B”, las cuales tienen un acople entre si mediante un interruptor de 1250 A. La barra A alimenta a dos transformadores, el 5T1-TF4 el cual es de 13,8 KV/0,48 KV de 2000 KVA y el 5T1-TF1 de 13,8 KV/2,4 KV de 3000 KVA. La barra B alimenta igualmente a dos transformadores, el 5T1-TF3 el cual es de 13,8 KV/0,48 KV de 2000 KVA y el 5T1-TF2 de 13,8 KV/2,4 KV de 3000 KVA.

Los dos transformadores 5T1-TF4 y 5T1-TF3 alimentan a las cargas de las barras A y B de 480 V respectivamente las cuales tienen una capacidad de 4000 A, estas tienen un interruptor de acople entre si de 4000 A, estas barras alimentan a las cargas tomadas como estáticas de los servicios auxiliares de la planta de tratamiento, tablero de alumbrado y otros servicios auxiliares del cuarto de transformación. Las barras A y B de 480 V también alimentan a los centros de control de motores (CCM), en este cuarto de transformación se encuentran cuatro (CCM1, CCM2, CCM3, CCM4), en cada uno se encuentran alimentados los ventiladores de las barras DC de 5 Hp y 7,4 Hp entre otras cargas estáticas que se tomaron equivalentes.

Los transformadores 5T1-TF2 y 5T1-TF1 alimentan a dos barras de 1200 A denominadas A y B de 2,4 KV (5T1-TF1 alimenta la barra A y 5T1-TF2 la B), en estas se encuentran alimentados los 3 abanicos de la planta 900 de V línea de 750 HP y los dos motores de la torre de transferencia de 600 HP, estas barras también tienen un interruptor de acople se 1250 A.

4.3.2.3 Cuarto de Transformación 2

El cuarto de transformación 2 o subestación 2 está compuesto por dos barras de 1200 A “A” y “B”, estas tienen un interruptor de acople de 1250 A. La barra denominada A alimenta a dos transformadores, el 5T2-TF4 de 13,8 KV/480 V de 2000 KVA y el 5T2-TF2 de 13,8 KV/2,4 KV de 3000 KVA. La barra B alimenta a 3 transformadores, el 5T2-TF5 de 13,8 KV/480 V y 2000 KVA, el 5T2-TF3 de 13,8 KV/ 2,4 KV de 3000 KVA y el 5T2-TF1 idéntico al 5T2-TF3.

Los dos transformadores de 13,8KV/480 V alimentan las cargas de las barras A y B de 480 V del cuarto de transformación 2 (5T2-TF4 barra A y 5T2-TF5 barra B), las cuales tienen una capacidad de 4000 A y un interruptor de acople de 4000 A, en estas barras se encuentran alimentadas las cargas de servicios auxiliares de la planta de tratamiento de humo, oficinas. En estas barras se encuentran también 4 centro de control de motores (CCM5, CCM6, CCM7, CCM8), en cada uno de estos cuartos se encuentran alimentados los ventiladores de las barras DC de 7,4 HP.

Los transformadores 5T2-TF2 y 5T2-TF3 alimentan a las cargas de las barras A y B de 2,4 KV respectivamente, en estas cargas se encuentran alimentados los 5 compresores de V línea de 750 y 698 HP, y los 3 abanicos de planta 1000 de 750 HP. Estas barras cuentan con un transformador de emergencia 5T2-TF1, el cual se puede acoplar a las barras A y B de 2,4 KV por unos interruptores de 1250 A.

4.3.2.4 Cuarto de Transformación 3

La subestación 3 de los servicios auxiliares de V línea está compuesta por dos barras A y B de 1200 A que alimentan a los transformadores 5T3-TF1 y 5T3-TF2 respectivamente, estas barras tienen un interruptor de acople de 1250 A.

Los transformadores 5T3-TF1 y 5T3-TF2 son de 13,8 KV/480 V de 2000 KVA, estos alimentan a las cargas de las barras A (5T3-TF1) y B (5T3-TF2) de 480 del cuarto de transformación 3, las cuales tienen una capacidad 4000 A y se acoplan mediante un interruptor de 4000 A. En estas barras se alimentan los motores de las grúas de V línea, de 50 HP, la reparación de grúas y casco que se tomo como carga estática, el motor del aire acondicionado de 7,5 HP, entre otras cargas de servicios auxiliares.

4.3.2.5 Transformadores 40-T8 y 40-T9

Los transformadores 40-T8 y 40-T9 encontrados en la subestación de V línea son de 13,8 KV/480 V de 1000 KVA cada uno, estos alimentan a una barra de 1600 A cada uno, en las cuales se alimentan a unos motores de 100 HP, entre otras cargas de servicios auxiliares que se tomaron como estáticas.

4.4 Características Eléctricas de Equipos de CVG VENALUM

Para realizar los estudios flujo de carga y cortocircuito, se tomaron las características eléctricas de los equipos de CVG VENALUM.

4.4.1 Características Eléctricas de Interruptores de 13,8 KV, 2,4 KV y 480 V

En la tabla 4.6, 4.7 y 4.8 se observan las características eléctricas de los interruptores de 13,8 KV, 2,4 Kv y 480 V.

Tabla 4.6. Características Eléctricas de Interruptores de 13,8 KV.

Voltaje de Operación	13,8 KV \pm 7 %
Fases	3
Hilos	3
Frecuencia Nominal	60
Nivel de Cortocircuito	19,3 KA Simétricos
Capacidad de Corriente	2000 A los 5 principales de 13,8 KV 1200 A los de las facilidades
Nivel de Aislamiento (BIL)	110 KV

Tabla 4.7. Características Eléctricas de Interruptores de 2,4 KV.

Voltaje de Operación	2,4 KV \pm 7 %
Fases	3
Hilos	3
Frecuencia Nominal	60
Nivel de Cortocircuito	25 KA Simétricos
Capacidad de Corriente	1200 A
Nivel de Aislamiento (BIL)	60 KV

Tabla 4.8. Características Eléctricas de Interruptores de 480 V.

Voltaje de Operación	480 V
Frecuencia Nominal	60
Nivel de Cortocircuito	80 KA Simétricos
Capacidad de Corriente	Hasta 4000 A

4.4.2 Características Eléctricas de Transformadores de Servicios Auxiliares

En la tabla 4.9 se observan las características eléctricas de los transformadores de servicios auxiliares.

Tabla 4.9. Características de los transformadores de servicios auxiliares. (1/2)

Número de Transformadores	5
Capacidad de Transformación	20/27/33 MVA
Tipo de Refrigeración	OA/FA/FOA

Tabla 4.9. Características de los transformadores de servicios auxiliares. (2/2)

Relación de Transformación	115 KV/13,8 KV
Número de Fases	3
Frecuencia Nominal	60
Voltaje Nominal	13,8 KV
Capacidad de Cortocircuito	500 MVA

4.4.3 Características Eléctricas de las Barras de 115 KV.

Para las barras Norte y Sur del sistema eléctrico de CVG VENALUM se tomo en cuenta su capacidad de corriente (3000 A).

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE CONTINGENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CVG VENALUM

5.1 Riesgos en CVG VENALUM

Para conocer y evaluar los riesgos que pueden ocasionar algún tipo de contingencia grave en la empresa, se hizo un estudio de las fallas que han ocurrido en los últimos años, observando sus causas, se puede saber que fallas son las más frecuentes en CVG VENALUM y por ende los riesgos a los cuales el sistema eléctrico está expuesto.

A continuación en la tabla 5.1, 5.2 y 5.3 se muestran las fallas más relevantes de los años 2007, 2008 y 2009 en CVG VENALUM.

Tabla 5.1. Fallas Relevantes en CVG VENALUM, año 2007. (1/2)

Fallas	Causas	Consecuencias
Pérdida de Tensión en línea 4 de 115 KV.	Se disparo interruptor H-2105 en la subestación eléctrica “Guayana B”.	Fuera de Servicio Línea V de rectificadores, Booster V línea, Grúas, Abanicos, Compresores, y demás áreas auxiliares de V línea.
Fuera de Servicio Línea 4 de rectificadores.	Error Humano.	Fuera de Servicio línea 4 de rectificadores en Complejo II.
Pérdida de Línea 4 de Rectificadores.	Fusible quemado (alimentación principal), actúa el rele de protección y se dispara línea 4.	Fuera de Servicio de Línea 4 de Rectificadores en complejo II.
Fuera de Servicio Barra Sur.	Disparo de interruptor H-205 asociado a 115 KV.	Fuera de Servicio línea V de celdas y Tx 40-T8 de complejo I, quedando sin alimentación las cargas de las barras BB.

Tabla 5.1. Fallas Relevantes en CVG VENALUM, año 2007.(2/2)

Interrupción en el suministro de energía de V línea y barra BB.	Falla Humana.	Fuera de servicio la línea V de rectificadores, servicios auxiliares de V línea y cargas de barra BB.
Fallas V línea	Disparo del interruptor H-205 por actuación de las protecciones al tomar precauciones en TR-51 para realizar trabajos de mantenimiento rutinario.	Fuera de servicio la línea V de rectificadores, servicios auxiliares de V línea y cargas de barra BB de 13,8 KV.

Tablas 5.2. Fallas Relevantes en CVG VENALUM, año 2008.

Fallas	Causas	Consecuencias
Fallas en TR-51	Se activo el relé Buchholz en el TR-51, disparando V línea.	F/S Línea 5 de celdas. F/S Booster de V línea.
Perdida de energía en el área de V línea.	Apertura del interruptor IG-8 del transformador 40-T7 de V línea.	Todas las cargas de servicios auxiliares asociadas al 40-T7 de V línea fueron afectadas.
Disparos de las líneas 2 y 4 de 115 KV	Se disparo simultáneamente los interruptores IG-205 e IG-405, al momento de sacar el TR-54 por mantenimiento, se detecto cables flojos en levas de posición de seccionadores.	F/S línea 1, 2, 3, 4 y 5 de celdas, Servicios Auxiliares de V línea, Reducción Complejo I y II, Fase Densa, Carbón, Crisoles, Envarillado.

Tablas 5.3. Fallas Relevantes en CVG VENALUM, año 2009.

Fallas	Causas	Consecuencias
Apertura del alimentador BB6	Error humano	Fuera de servicio cargas asociadas a este interruptor, facilidad 20F1 y 20F2 (Colada).
Línea 3 de Rectificadores Fuera de Servicio	Actuación del relé de sobrecorriente.	Línea 3 de rectificadores en complejo II fuera de Servicio.
Falla en rectificadores de V línea.	Actuación de la manilla de la unidad TR-53 por actuación del relé.	Fuera de Servicio línea V de rectificadores junto a los Boosters de V línea.
Falla en TR-51	Activación del relé Buchholz en el TR-51, disparando V línea.	F/S Línea 5 de celdas. F/S Booster de V línea.

En las tablas se anexaron las fallas más relevantes entre los años 2007, 2008, 2009, cabe destacar, que en esos años se produjeron muchas más fallas pero no con un carácter tan importante como las ya mencionadas, ni con tanta relación con los escenarios a estudiar.

En CVG VENALUM es anormal que una falla se repita por la misma causa, aunque en estas tablas se observa lo contrario, estadísticamente las fallas en CVG VENALUM pueden ocurrir tanto por errores humanos como por actuaciones de equipos de protección.

5.2 Casos Estudiados de Contingencias a Nivel de Voltaje de 115 KV

Para estos casos se hizo un análisis de flujo de carga a cada una de las contingencias presentadas, los casos de contingencia estudiados fueron los siguientes:

5.2.1 Fuera de Servicio Línea 1 de 115 KV

Cuando esta fuera la línea 1 de 115 KV se observa que las líneas 3 y 4 de rectificadores en complejo 2, quedan sin alimentación (figura 5.1), ya que esta línea está destinada a la alimentación de los mismo desde la barra Norte, cuando ocurre la falla, lo que se debería hacer es lo siguiente:

1. Ubicar de la falla y reconocimiento de alarma.
2. Aceptar el disparo del interruptor H-105 (Interruptor de línea 1).
3. Abrir los interruptores principales IG de los rectificadores.
4. Abrir los seccionadores de barra Norte de cada rectificador de complejo 2.
5. Cerrar los seccionadores de la barra Sur (figura 5.2), para alimentar los rectificadores de este complejo por la barra sur desde complejo 1 y la línea 2 de 115 KV.
6. Cerrar el seccionador H166 para alimentar los rectificadores de complejo II por la barra sur de complejo I y línea 2.
7. Cerrar los interruptores IG de los rectificadores de complejo II para alimentarlos.

8. Subir la carga (Cambiador de TAP'S con carga) de la línea 3 y 4 de rectificadores de complejo II, hasta llegar al valor de corriente fijada por reducción.

En este caso se observa que la línea 2 trabaja en óptimas condiciones, sin sobrecargas y sin ningún otro imperfecto.

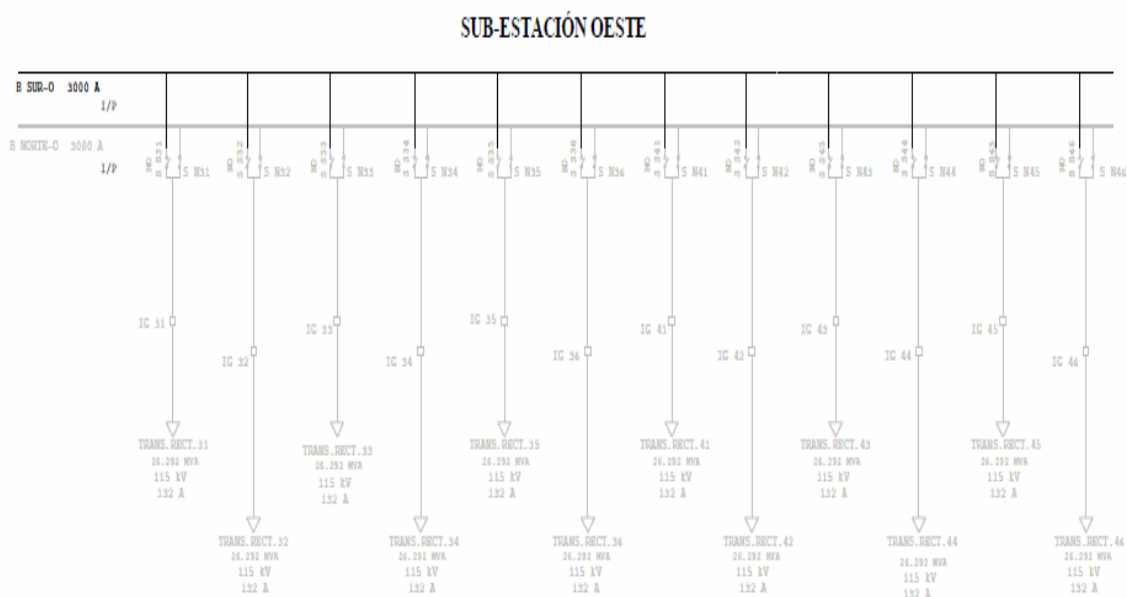


Figura 5.1. Línea 3 y 4 sin alimentación por falla de línea 1.

SUB-ESTACIÓN OESTE

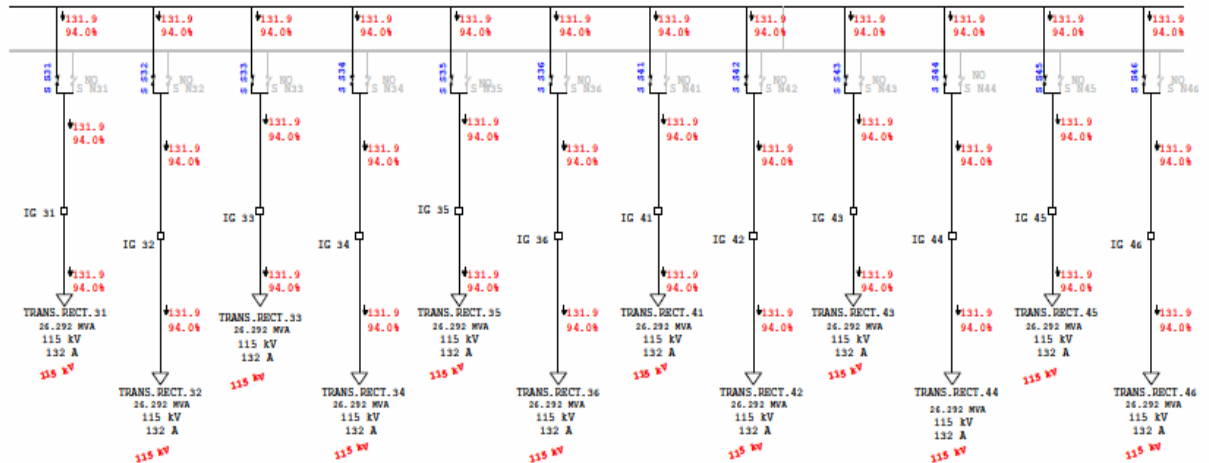


Figura 5.2. Alimentación desde barra sur de subestación Este.

5.2.2 Fuera de Servicio Línea 2 de 115 KV

Al fallar línea 2 de 115 KV, se observa que se pierde la barra sur de complejo 1, es decir, el transformador 40-T8 queda sin alimentación (figura 5.3), igualmente pasa con las cargas de la barra B de 13,8 KV del transformador 40-T5 ya que estas están acopladas a la barra BB del 40-T8. Cuando la falla ocurre se tiene que:

1. Ubicar de la falla y reconocimientos de las alarmas.
2. Aceptar el disparo del interruptor H-205 (Interruptor de línea 2).
3. Acepte el disparo de los interruptores "IG" de los transformadores de L2.
4. Abrir el interruptor de potencia principal IG-8, luego abrir el interruptor secundario IBB.

5. Abrir el interruptor BB1 y cerrar el interruptor A6 para alimentar las cargas de la barra B por la A, luego
6. Coordinar con Reduccion L2 y Cierre los Interruptores "IG" de los transformadores L2.
7. Cerrar el interruptor 552S2 para alimentar el 40-T8 por el 40-T7 de V línea para bajarle carga a la barra Norte de complejo I.

Al hacer esto se observa que los transformadores 40-T6 y 40-T7 de V línea soportan la carga de las barras B y BB respectivamente.

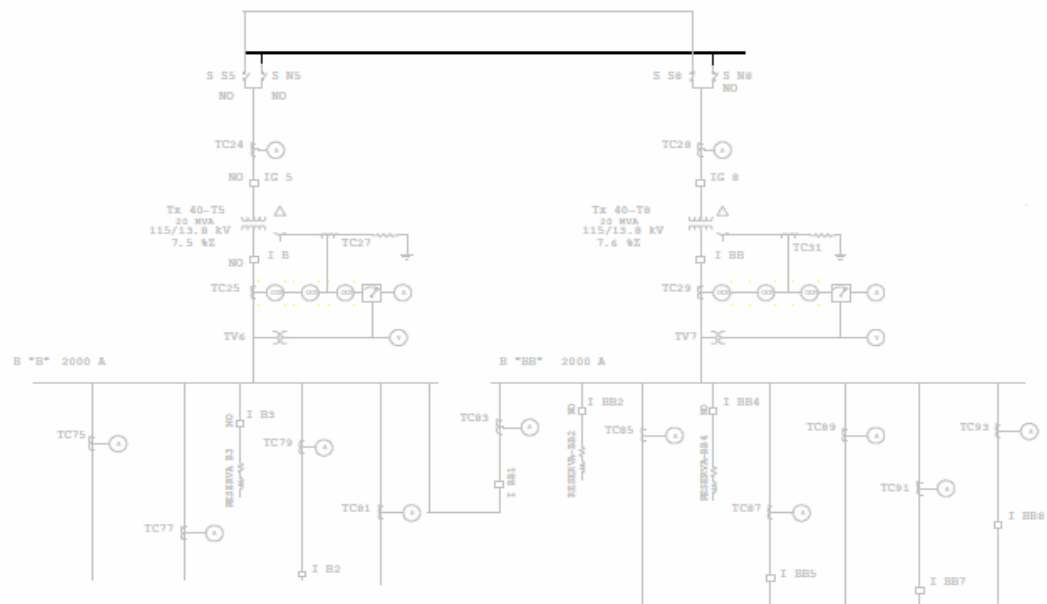


Figura 5.3. Pérdida de tensión en transformador 40-T8 por fallas en línea 2

5.2.3 Fuera de Servicio Línea 3 de 115 KV

Cuando falla línea 3 de 115 KV se pierde la alimentación de la barra Norte de complejo I, por ende quedan desenergizados los transformadores de la línea 1 y 2 de complejo I y los transformadores de servicios auxiliares 40-T6 y 40-T7 (figura 5.4), al quedar sin alimentación, lo recomendable es:

1. Ubicar de la falla y reconocimiento de las alarmas.
2. Aceptar el disparo del interruptor H-305.
3. Aceptar el disparo de los interruptores "IG" de los transformadores de L1.
4. Abrir los interruptores "IG" de los Transformadores L2 girando la manilla "Control combinado" a posición "disparo/Trip" ubicada en el panel "Potline No 2"
5. Cambiar los transformadores de servicios auxiliares 40-T7 y 40-T6 de barra y alimentarlos por la barra sur de complejo I, abriendo los interruptores IG-7 e IG-8, luego abrir los secundarios IA e IAA, y por último abrir el seccionador de barra norte del 40-T6 y cerrar el de barra sur.
6. Cerrar los interruptores principales y secundarios del transformador 40-T6 (IG-6 e IA), y cerrar su acople con la barra AA (AA1) para alimentar los servicios auxiliares del 40-T7, igual se hace con los rectificadores de línea 1 y 2, se abren sus interruptores principales, se hace cambio de barra y luego se cierran los interruptores, al hacer esto se observa en la simulación que no ocurre ningún inconveniente.

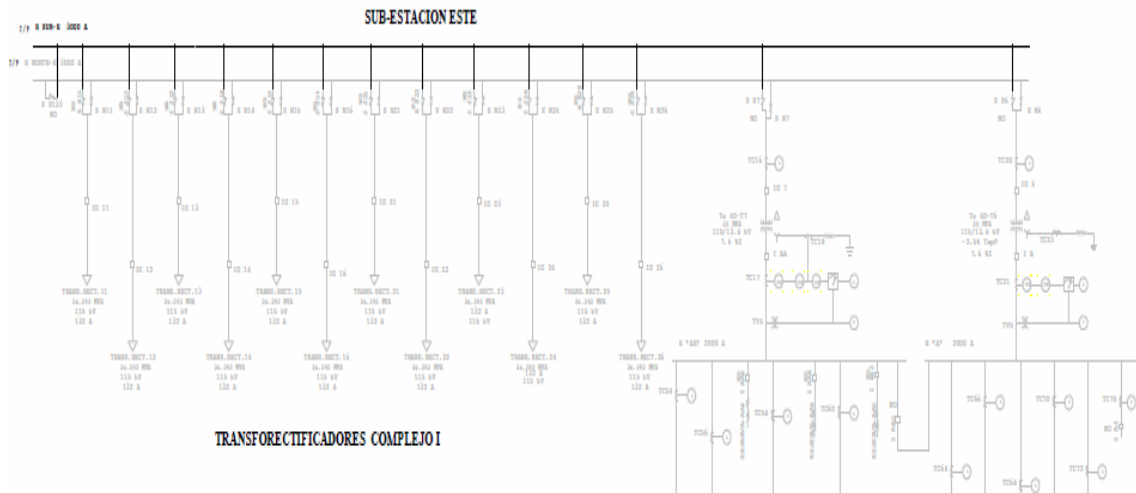


Figura 5.4. Rectificadores de complejo I, 40-T7 y 40-T6 sin alimentación.

5.2.4 Fuera de Servicio Línea 4 de 115 KV.

Al fallar la línea 4 de 115 KV, queda sin alimentación los servicios auxiliares, los rectificadores y el banco de capacitores de V línea (figura 5.5), al ocurrir esto, el transformador 40-T7, los rectificadores de V línea y el banco de capacitores se cambian de barra, para alimentarse por la barra sur, para esto se tiene que:

1. Ubicar la falla y haga reconocimiento de alarmas.
2. Aceptar el disparo del interruptor H-405.
3. Aceptar el disparo de interruptores IG de los Transformadores de L5.
4. Abrir los interruptores del 40-T7 (Primero el principal IG7 V línea o IG8 y luego el secundario 552-S1) y el del Banco de Capacitores IG-9.

5. Abrir los seccionadores de barra Norte del transformador 40-T7 VL y del banco de capacitores, y cerrar los de barra sur, después Cerrar los seccionadores H166 (acople entre subestación este y oeste por barra sur) y H266 (acople de subestación oeste y v línea), luego cerrar el interruptor IG-8 del transformador de potencia 40-T7 y el secundario 552-S1 para alimentar los servicios auxiliares de V línea.
6. Abrir el seccionador AC Norte de los transforectificadores de V línea y cerrar los seccionadores de barra Sur, luego cerrar los interruptores principales de los rectificadores y subirle la carga para ponerlos de nuevo en servicio.
7. Cerrar el interruptor IG-9 del banco capacitor.

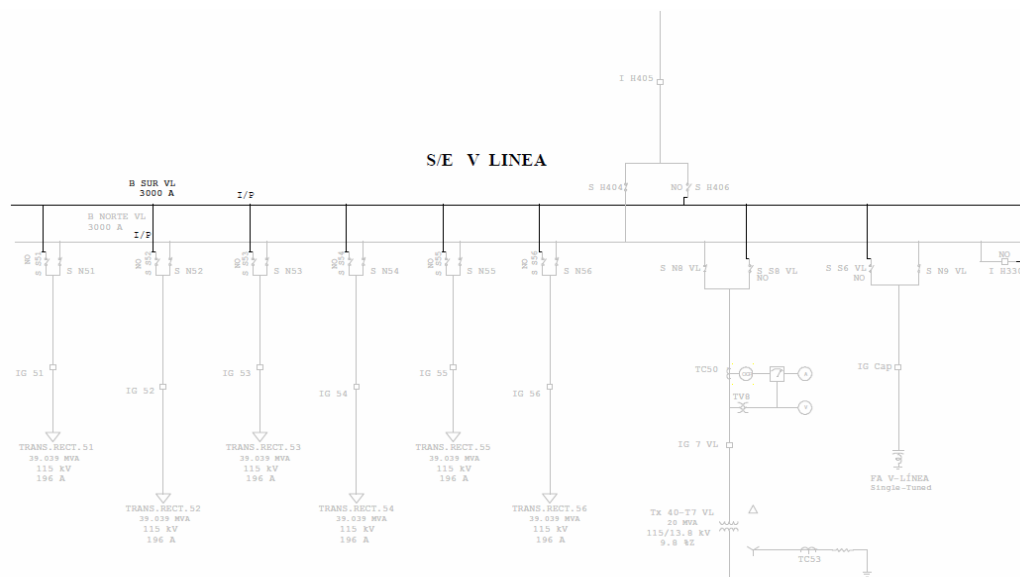


Figura 5.5. Subestación de V línea sin alimentación.

Al hacer las operaciones mencionadas no ocurre ninguna anomalía como se puede observar en la figura 5.6, en la cual se observa la alimentación de V línea con el cambio de barra de sus elementos.

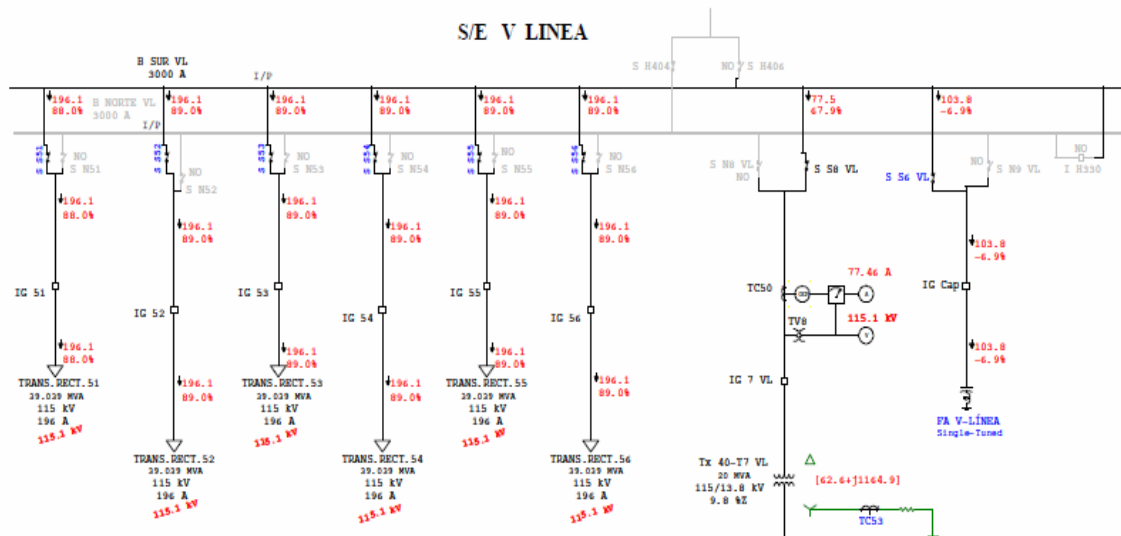


Figura 5.6. Cambio de barra en V línea.

5.2.5 Fuera de Servicio Línea 1 y Línea 2 de 115 KV

Cuando salen de servicio las líneas 1 y 2, quedan sin alimentación los rectificadores de complejo II y el transformador 40-T8 de complejo I (figura 5.7), entonces se debe hacer lo siguiente:

En Sub-Estación Este:

1. Ubicar la falla y haga reconocimiento de alarmas.
2. Aceptar el disparo del interruptor H-205.
3. Aceptar el disparo de interruptores de los transformadores.

4. Abrir los interruptores IG-8 del transformador 40-T8 y el IBB, luego abrir el interruptor de acople BB1, y cerrar el interruptor A6 para alimentar los servicios auxiliares de la barra B mediante la barra A.
5. Cerrar los interruptores principales de los transformadores de línea 2.
6. Subir la carga de la línea 2 de los transformadores (cambiadores de TAP'S con carga) hasta la posición donde alcance el valor de corriente fijada por reducción.
7. Cerrar el interruptor de acople 552-S2 para alimentar las cargas de la barra BB mediante el 40-T7 de V línea.

En Sub-Estación Oeste:

1. Ubicar de falla y reconocimiento de alarmas.
2. Aceptar el disparo del interruptor H-105.
3. Aceptar el disparo de interruptores de los transformadores de línea 3 y línea 4.
4. Coordinar con subestación Este para energizar barra sur a través de L3 a 115 KV cerrando seccionador de enlace H-166, también el acoplador de barras (Norte-Sur) H-133.
5. Coordinar con técnico de Sub-Estación "V" Línea para energizar barra norte a través de L4 a 115 KV cerrando seccionador de enlace de barras Norte H-224.

6. Abrir los seccionadores AC Norte de los transformadores de línea 3 y luego cerrar los seccionadores de barra Sur.
7. Cerrar los interruptores de los transformadores de línea 3 y Subir la carga de la línea 3 de los transformadores.
8. Cerrar los interruptores de los transformadores de línea 4 y subir las cargas de los mismos.

Al hacer este procedimiento no ocurre ningún problema, ya que las líneas restantes soportan las cargas suministradas por la empresa (figura 5.8).

5.2.6 Fuera de Servicio Línea 1 y Línea 3 de 115 KV

Al salir línea 1 y 3 de servicio, se observa que quedan sin alimentación los rectificadores de Complejo II, los rectificadores de complejo I y los transformadores de servicios auxiliares 40-T6 y 40-T7, ya que queda sin alimentación la barra Norte de complejo I (figura 5.9) y complejo II (figura 5.10), entonces se tienen que realizar las siguientes maniobras para poner en servicio las unidades afectadas.

En Sub-Estación Este:

1. Ubicar la falla y haga reconocimiento de alarmas.
2. Aceptar el disparo del interruptor H-305.
3. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transformadores de L1.
4. Abrir los interruptores IG de los Transformadores L2.

5. Abrir el interruptor IG-6 del transformador de potencia 40-T6 y abrir el interruptor IG-7 del transformador de potencia 40-T7, luego los interruptores secundarios IAA e IA.
6. Abrir el seccionador AC Norte del transformador 40-T6 y cerrar el seccionador AC Sur del transformador, después cerrar el interruptor de potencia IG-6, luego el interruptor secundario IA, para recuperar la alimentación en la barra A.
7. Abrir el seccionador AC Norte del transformador 40-T7 y cerrar el seccionador AC Sur del transformador, después cerrar el interruptor de potencia IG-7, luego el interruptor secundario IAA, para recuperar la alimentación en la barra AA.
8. Abrir los seccionadores AC Norte de los transformadores de línea 1, luego cerrar los seccionadores de barra Sur, por ultimo cerrar los interruptores principales IG y subirle la carga a la línea 1 de rectificadores hasta llegar al valor requerido por reducción.
9. Abrir los seccionadores AC Norte de los transformadores de línea 2, luego cerrar los seccionadores de barra Sur, por ultimo cerrar los interruptores principales IG y subirle la carga a la línea 2 de rectificadores hasta llegar al valor requerido por reducción.

En Sub-Estación Oeste:

1. Ubicar la falla y haga reconocimiento de alarmas acústicas.
2. Aceptar el disparo del interruptor H-105.

3. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transformadores de L3.
4. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transformadores de L4.
5. Energizar barra norte a través de L4 a 115 KV, para eso cerrar el seccionador de enlace de barras Norte H-224.
6. Energizar barra sur con L2 a 115 KV, cerrando el seccionador de enlace de barras Sur H-166.
7. Abrir los seccionadores AC Norte del transformadores de L3, luego cerrar los seccionadores de barra sur, para poder cerrar sus interruptores principales, por ultimo subir los niveles del cambiador de TAP'S con carga para alcanzar el nivel requerido por reducción.
8. Cerrar los interruptores principales de los transformadores L4 y subirle carga a los mismos para alcanzar los niveles de corrientes fijados por reducción y ponerlos de nuevo en servicio.

En la figura 5.11 y 5.12 se observa la simulación de las operaciones para complejo I y II respectivamente, sin ninguna eventualidad que perjudique a la línea.

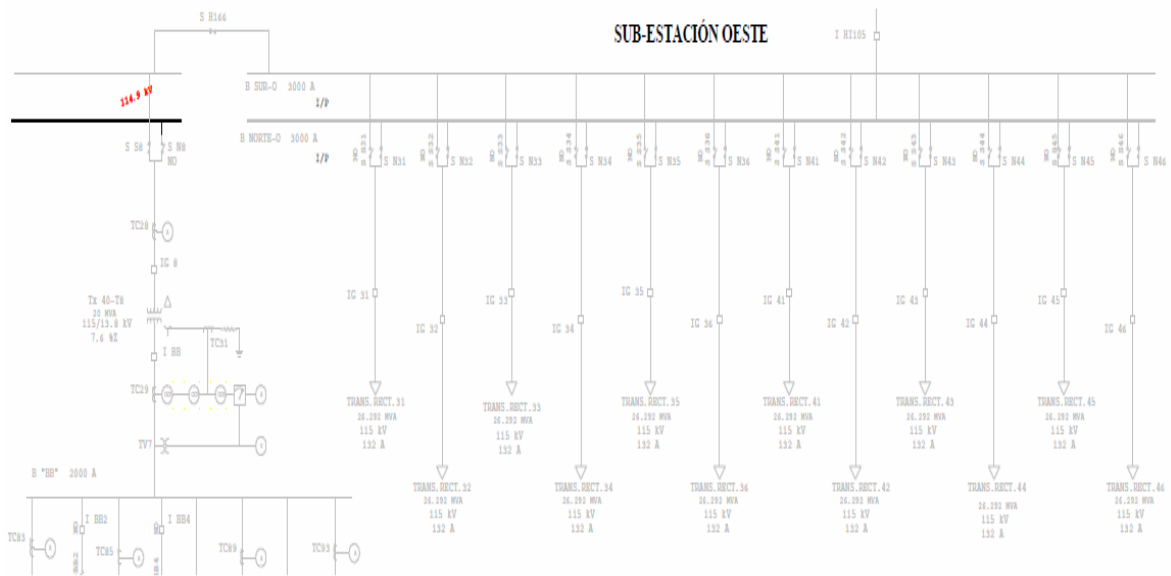


Figura 5.7. Salida de servicio de rectificadores de complejo II y 40-T8.

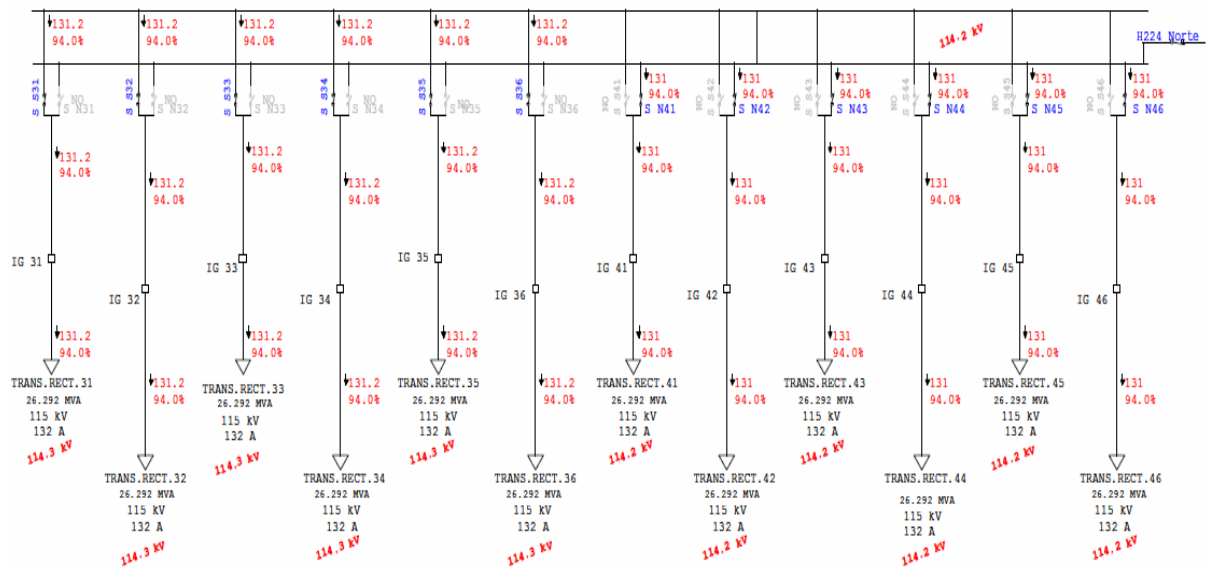


Figura 5.8. Rectificadores de complejo II después de maniobra.



Figura 5.9. Rectificadores de Complejo I sin alimentación.



Figura 5.10. Rectificadores de Complejo II sin alimentación.

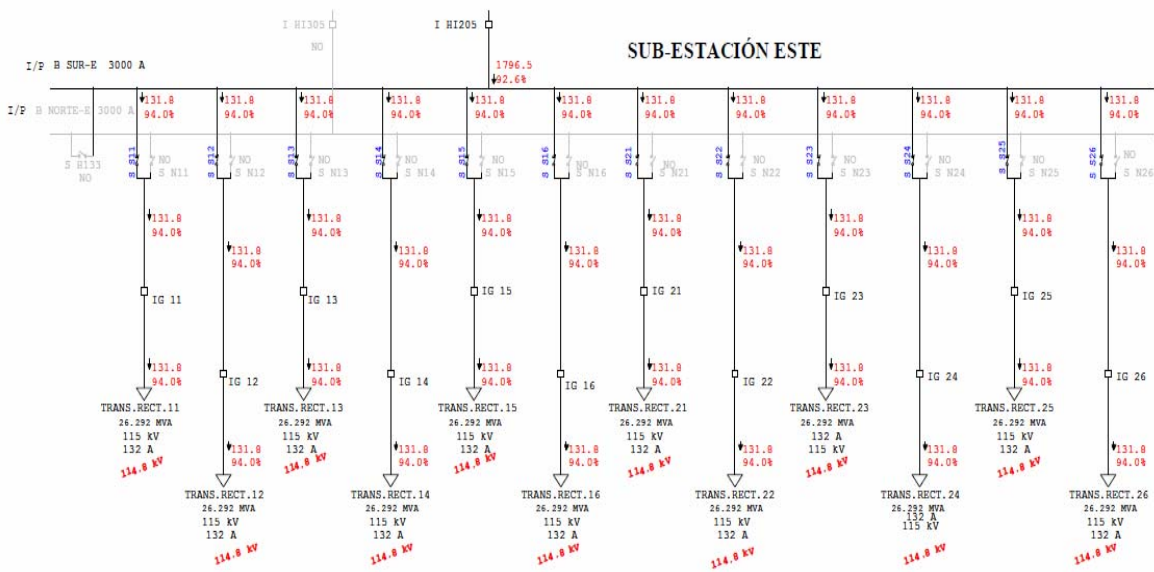


Figura 5.11. Rectificadores de Complejo I con alimentación.

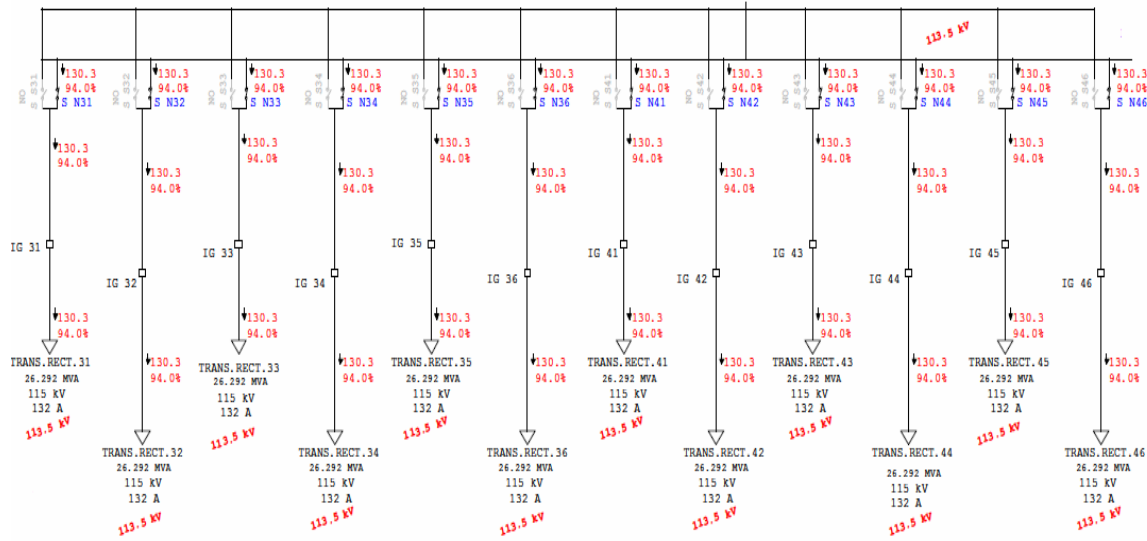


Figura 5.12. Rectificadores de Complejo II con alimentación.

5.2.7 Fuera de Servicio Línea 1 y Línea 4 de 115 KV

Cuando fallan las líneas 1 y 4, se pierde la alimentación en la barra norte de complejo II (figura 5.13), y la barra Norte de V línea (figura 5.14), para alimentar de nuevo las cargas afectadas se tiene que hacer lo siguiente:

En Sub-estación Oeste:

1. Ubicar la falla y haga reconocimiento de alarmas.
2. Abrir los interruptores principales IG de los Transforectificadores de L3.
3. Abrir los interruptores IG de los Transforectificadores de L4.
4. Energizar barra Sur a través de L2 a 115 KV, cerrando el Seccionador de enlace de barras Sur H-166, luego abrir los seccionadores AC Norte de los rectificadores de línea 3 y cerrar los de barra Sur.
5. Cerrar los interruptores IG de los transforectificadores L3 y subirle la carga hasta los niveles de corriente fijadas por reducción.
6. Energizar barra Norte a través de L3 a 115 kV, Cerrando el Seccionador de enlace de barras Norte H-124, luego cerrar los interruptores IG de los rectificadores de línea 4 y subirle los niveles de TAP'S con carga hasta el valor de corriente deseado.

En Sub- estación V línea:

1. Ubicar la falla y hacer el reconocimiento de alarmas.
2. Aceptar el disparo del interruptor H-405.
3. Aceptar el disparo de interruptores principales IG de los Transforectificadores de L5.
4. Abrir el interruptor IG-8 del Transformador de Potencia 40-T7, luego abrir el interruptor de potencia IG-9 del Banco de Capacitores.
5. Abrir el seccionador AC Norte del transformador 40-T7 y cerrar el seccionador de barra Sur, igual con el banco de capacitores.
6. Cerrar el seccionador H-266, luego cerrar el seccionador de acople H-166 para alimentar la barra sur de V línea.
7. Cerrar el interruptor IG-8 del transformador de potencia 40-T7, luego hacer cambio de barra de línea 5 de transforectificadores, abriendo el seccionador de barra Norte y cerrando el de Barra Sur, luego cerrar los interruptores principales IG de los rectificadores y subirle el nivel de TAP'S hasta llegar al valor de corriente requerido.
8. Cerrar el interruptor IG-9 del banco de capacitores.

Haciendo estas maniobras se observa en la simulación que no ocurre ninguna anomalía a las líneas restantes de 115 KV.

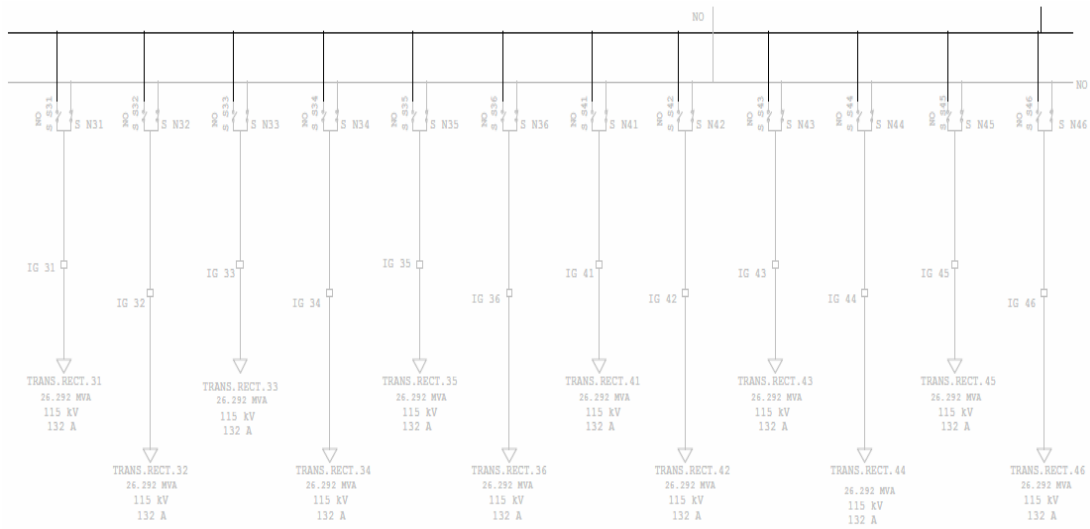


Figura 5.13. Fuera de Servicio línea 3 y 4.

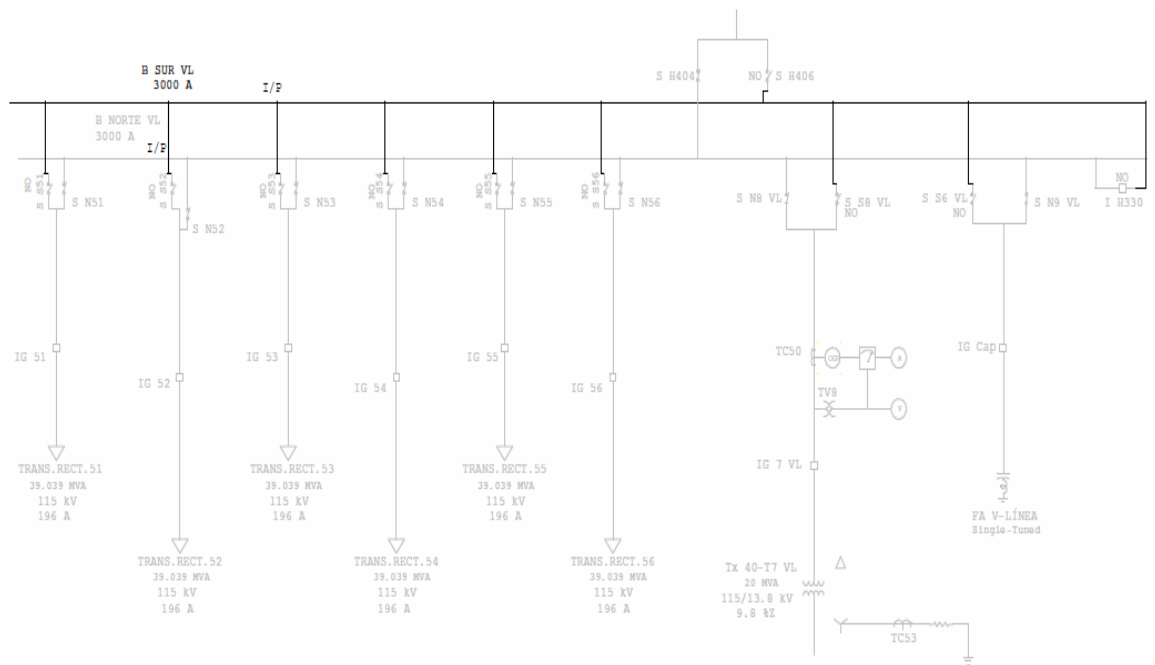


Figura 5.14. Fuera de Servicio Subestación V línea.

5.2.8 Fuera de Servicio Línea 2 y Línea 3 de 115 KV

Cuando fallan las líneas 1 y 4 de 115 KV, se pierde la alimentación tanto en los transformadores de servicios auxiliares de complejo como en la línea 1 y 2 de rectificadores, es decir, la subestación Este queda sin alimentación, dejando prácticamente la planta sin energía eléctrica con excepción de V línea (figura 5.15), entonces se deben realizar las siguientes maniobras para ponerlos en servicio:

En la Sub-estación Este

1. Ubicar la falla y hacer reconocimiento de alarmas.
2. Aceptar el disparo del interruptor H-205.
3. Aceptar el disparo del interruptor H-305.
4. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los Transforectificadores de L1.
5. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los Transforectificadores de L2.
6. Abrir el interruptor IG-6 a posición del transformador de potencia 40-T6, luego el interruptor secundario IA.
7. Abrir el interruptor IG-7 del transformador de potencia 40-T7, luego el interruptor secundario IAA.
8. Abrir el interruptor IG-8 del transformador 40-T8, luego el interruptor secundario IBB.

9. Abrir los seccionadores AC Norte de los transformadores de línea 1, luego cerrar el seccionador de barra Sur, para realizar cambio de barra.
10. Cerrar el seccionador de enlace de barra sur H-166.
11. Cerrar del Seccionador de enlace de barra norte H-124.
12. Cerrar el interruptor de potencia IG-6 girando, luego interruptor secundario IA, para restablecer los servicios auxiliares de la barra A.
13. Cerrar el interruptor de potencia IG-7, luego interruptor secundario IAA, para restablecer los servicios auxiliares de planta alimentadas por la barra AA.
14. Cerrar del Seccionador de enlace de barra sur H-266.
15. Cerrar el interruptor de potencia IG-8, luego el Interruptor secundario IBB, para alimentar los servicios auxiliares de la barra BB.
16. Cerrar los interruptores IG de los transformadores L1 y posteriormente suba la carga de los mismos hasta llegar al nivel de corriente deseado por reducción.
17. Cerrar los interruptores IG de los transformadores L2 y suba la carga de los transformadores hasta la posición donde alcance el valor de corriente fijada por reducción.

En la subestación Oeste

1. Ubicar la falla y hacer reconocimiento de alarmas.

2. Aceptar el disparo de interruptores IG de los transformadores de L3.
3. Aceptar el disparo de interruptores IG de los transformadores de L4.
4. Cerrar los interruptores IG de los transformadores de L3 y subir el nivel de TAP'S para llegar al valor requerido por reducción.
5. Cerrar los interruptores IG de los transformadores de L4 y subir el nivel de TAP'S para llegar al valor requerido por reducción.

En Sub-estación de V línea:

1. Cerrar el seccionador de acople de barras H-334, el cual acopla línea sur norte con el interruptor H-330, luego cerrar el seccionador H-336 y por ultimo realizar el cierre del interruptor de acople H-330 para alimentar barra sur de V línea por barra Norte.

Al realizar las operaciones ya mencionadas, se observa que los niveles de corriente en las líneas son aceptables, y no se observa ninguna anomalía en los transformadores y rectificadores de complejo I (figura 5.16).

5.2.9 Fuera de Servicio Línea 2 y Línea 4 de 115 KV

Cuando fallan las líneas 2 y 4 de 115 KV, se pierde la alimentación en la barra sur de complejo I (figura 5.17) y en la subestación de V línea (figura 5.18), lo cual deja sin alimentación el transformador 40-T8 de complejo I y el 40-T7 de V línea junto a los rectificadores de la misma.

En Sub-Estación Este:

1. Ubicar la falla y hacer reconocimiento.
2. Aceptar el disparo del interruptor H-205.
3. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transformadores de L2.
4. Abrir el interruptor IG-8 del transformador de potencia 40-T8, luego el interruptor secundario BB.
5. Abrir el interruptor acople de barras BB1 y luego cerrar el interruptor acople de barras A6.
6. Cerrar los interruptores IG de los transformadores L2, posteriormente subir la carga de los mismos hasta el valor fijado por reducción.
7. Abrir el seccionador AC Sur del transformador 40-T8, luego cerrar el seccionador AC, por ultimo cerrar los interruptores IG-8 e IBB para restablecer el los servicios auxiliares de la barra BB.
8. Coordinar con técnico de Sub-Estación “Oeste” para energizar barra Sur a través de L3 a 115 KV cerrando seccionador de enlace de barras Sur H-166 y también el acoplador de barras (Norte-Sur) H-133

En Sub-Estación V línea:

1. Ubicar la falla y hacer reconocimiento de alarmas.

2. Aceptar el disparo del interruptor H-405.
3. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los Transformadores de L5.
4. Abrir el interruptor IG-8, luego el interruptor secundario 552-S1.
5. Abrir el interruptor de potencia IG-9 del Banco de Capacitores.
6. Cerrar el interruptor IG-8 del transformador de potencia 40-T7 VL, luego el interruptor secundario 552-S1, para restablecer los servicios auxiliares en Sub-estaciones Auxiliares 1, 2, 3 y los Servicios Auxiliares en los Transformadores de L5.
7. Cerrar los Interruptores a través de manilla master "IG" de los Transformadores L5 girando la manilla y posteriormente suba la carga de la línea 5 de los Transformadores hasta la posición de TAP'S donde alcance el valor de corriente fijada por Reducción.
8. Cerrar el interruptor "IG-9" del banco capacitor girando la manilla.

En Sub-Estación Oeste:

1. Abrir el seccionador AC Norte de los transformadores de línea 3, posteriormente cerrar los de barra sur, para proceder a cerrar el interruptor de potencia principal de los rectificadores de línea 3.
2. Subir la carga de la línea 3 de los transformadores (Cambiadores de TAP'S con carga, combinados) hasta la posición donde alcance el valor de corriente fijada por reducción.

Cuando se hacen las maniobras mencionadas, el sistema no sufre ningún inconveniente, su puede observar en la figura 5.19 y 5.20 el cambio exitoso del transformador 40-T8, rectificadores de línea 3 y la subestación de V línea respectivamente.

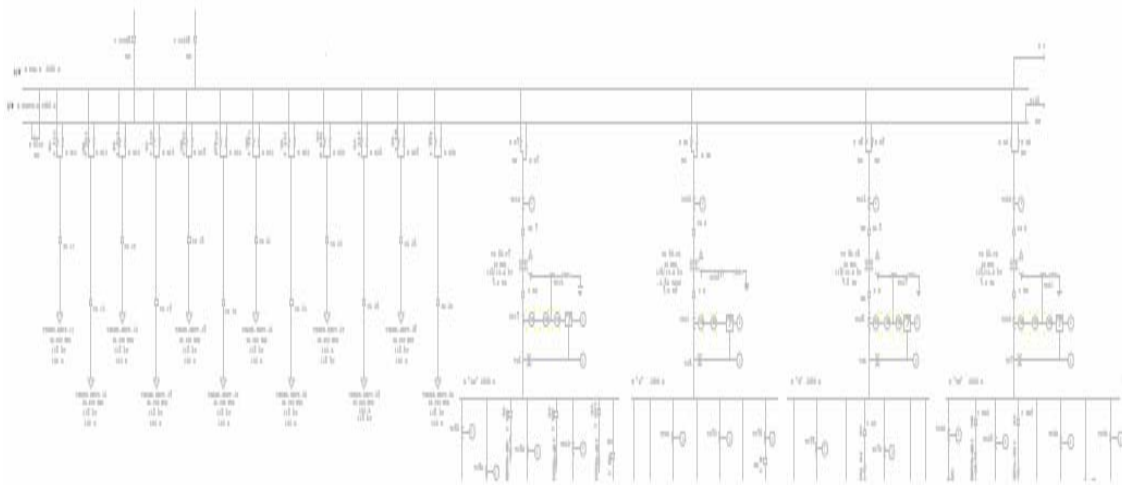


Figura 5.15. Complejo I sin alimentación.

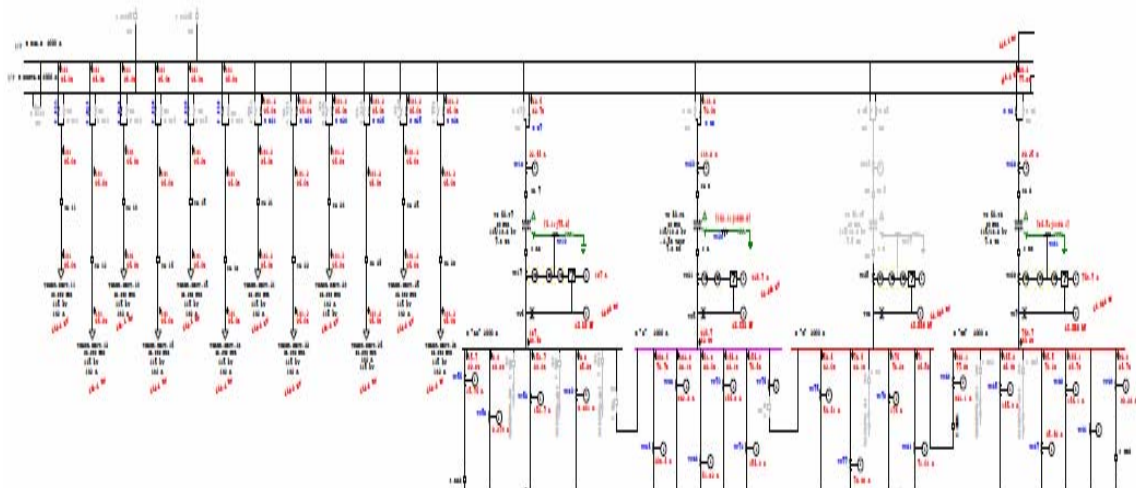


Figura 5.16. Complejo I con alimentación.

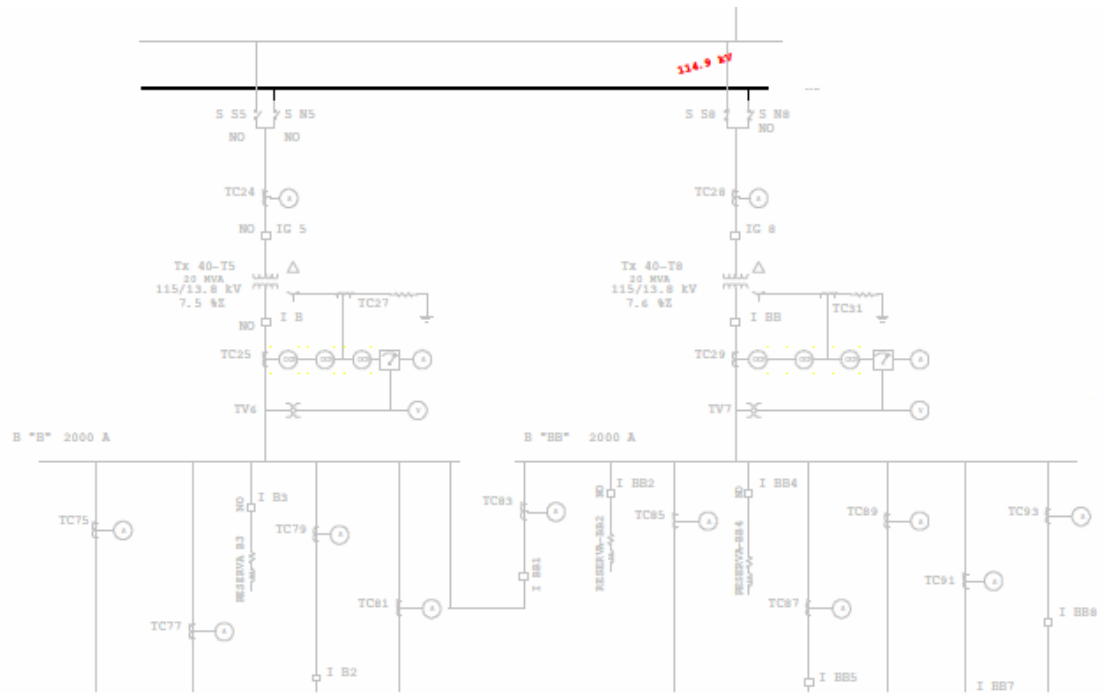


Figura 5.17. Transformador 40-T8 sin alimentación.

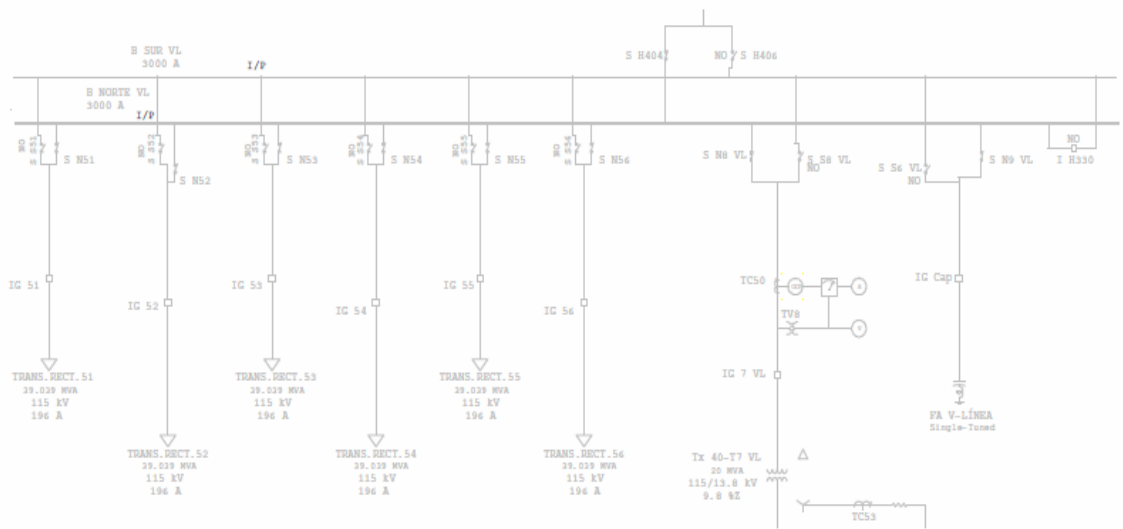


Figura 5.18. V línea sin alimentación.

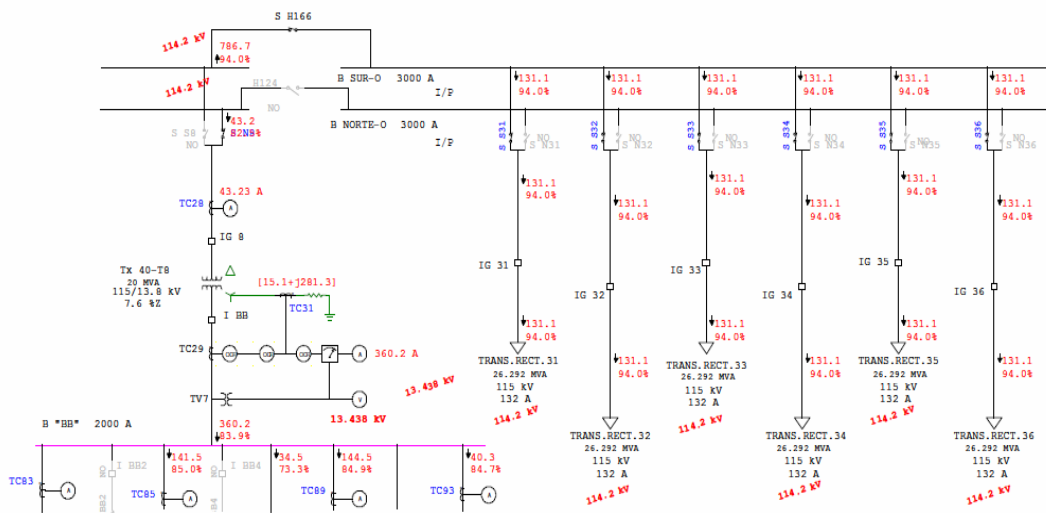


Figura 5.19. 40-T8 y línea 3 de rectificadores con cambio de barra.

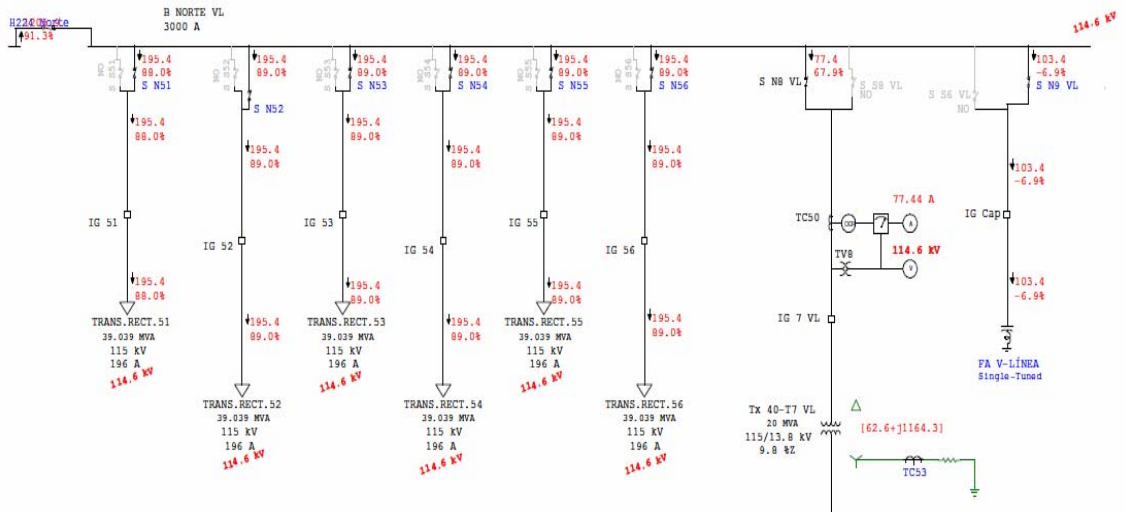


Figura 5.20. V línea con alimentación desde barra Norte de complejo II.

5.2.10 Fuera de Servicio Línea 3 y Línea 4 de 115 KV

Cuando están indisponibles por fallas las líneas 3 y 4 de 115 KV, se pierde la alimentación en la barra Norte de complejo I y barra Norte de V línea, lo que

ocasiona la pérdida de energía en los transformadores 40-T6, 40-T7, 40-T7 V línea, banco de capacitores, rectificadores de complejo I y V línea.

En Sub-Estación Este:

1. Ubicar la falla y hacer reconocimiento de alarmas.
2. Aceptar el disparo del interruptor H-305.
3. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los Transforectificadores de L1.
4. Abrir los interruptores a través de manilla master "IG" de los Transforectificadores de L2.
5. Abrir el interruptor IG-6 del transformador de potencia 40-T6, posteriormente el interruptor secundario IA.
6. Abrir el interruptor IG-7 del transformador de potencia 40-T7, luego el interruptor secundario IAA.
7. Abrir el seccionador AC Norte del transformador 40-T6, luego cerrar el seccionador AC Sur, posteriormente cerrar el interruptor IG-6 y el interruptor IA para restablecer los servicios auxiliares de planta alimentados por la barra A.
8. Abrir el seccionador AC Norte del transformador 40-T7, luego cerrar el seccionador AC Sur, posteriormente cerrar el interruptor IG-7 y el interruptor IA para restablecer los servicios auxiliares de planta alimentados por la barra AA.

9. Abrir el seccionador AC Norte de los transformadores de L1, luego los seccionadores de Barra Sur, posteriormente cerrar los interruptores principales IG de los rectificadores de línea uno y subirles la carga a través de los niveles de TAP'S para alcanzar el nivel de corriente requerido por reducción.

10. Abrir el seccionador AC Norte de los transformadores de L2, luego los seccionadores de Barra Sur, cerrar los interruptores principales IG de los rectificadores de línea 2 y subirles la carga a través de los niveles de TAP'S para alcanzar el nivel de corriente requerido por reducción.

En Sub-Estación Oeste:

1. Ubicar la falla y haga reconocimiento de alarmas.

2. Aceptar el disparo de interruptores a través IG de los transformadores de L3.

3. Aceptar el disparo de interruptores a través de manilla master IG de los transformadores de L4.

4. Coordinar con técnico de Sub-Estación Este para energizar barra sur a través de L2 a 115 KV, cerrando el seccionador de enlace de barras Sur H-166.

5. Abrir el seccionador AC Norte de los transformadores de L3, luego los seccionadores de Barra Sur, posteriormente cerrar los interruptores principales IG de los rectificadores de línea 3 y subirles la carga a través de los niveles de TAP'S para alcanzar el nivel de corriente requerido por reducción.

6. Cerrar los interruptores principales IG de los rectificadores de línea 4 y subirles la carga a través de los niveles de TAP'S para alcanzar el nivel de corriente requerido por reducción.
7. Coordinar con técnico de Sub-Estación V Línea y cerrar seccionador de enlace de barras Norte H-224

En Sub-Estación V línea:

1. Ubicar la falla y hacer reconocimiento de alarmas.
2. Aceptar el disparo del interruptor H-405.
3. Aceptar el disparo de interruptores IG de los Transforectificadores de L5.
4. Abrir el interruptor IG-8 del Transformador de Potencia 40-T7, luego el interruptor secundario 552-S1.
5. Abrir el interruptor de potencia IG-9 del banco de capacitores.
6. Cerrar el interruptor IG-8 del transformador de potencia 40-T7, luego el interruptor secundario 552-S1 para restablecer los servicios auxiliares en Sub-Estaciones Auxiliares 1, 2, 3 y los Servicios Auxiliares en los Transforectificadores de L5.
7. Cerrar los Interruptores IG de los Transforectificadores, luego Subir la carga de la línea 5 de los Transforectificadores (Cambiadores de TAP'S con carga, combinados) hasta la posición donde alcance el valor de corriente fijada por Reducción.

8. Cierre el interruptor "IG-9" del banco capacitor.

En la figura 5.21 y 5.22 se observa complejo I sin alimentación en barra Norte por falla de la línea 3 y la barra Norte de V línea por falla de la línea 4 respectivamente.

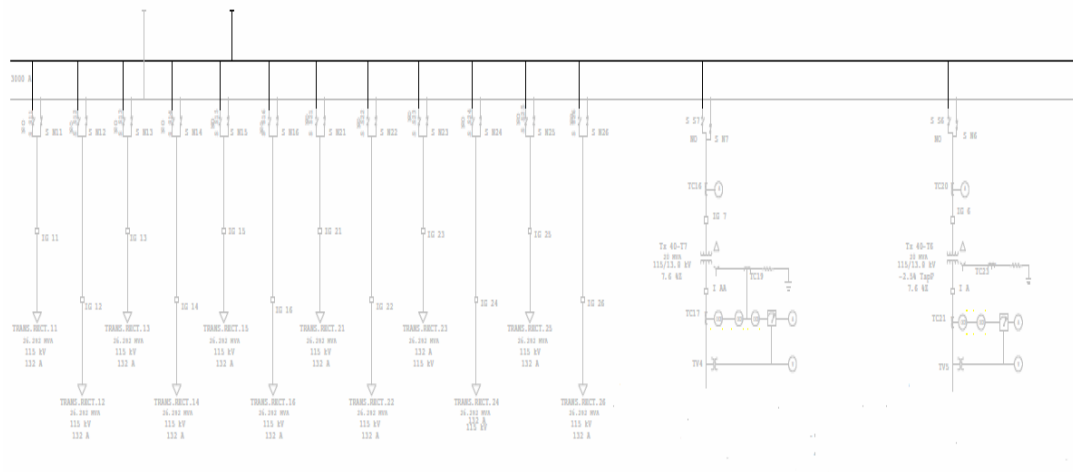


Figura 5.21. Barra Norte de Complejo I sin alimentación.

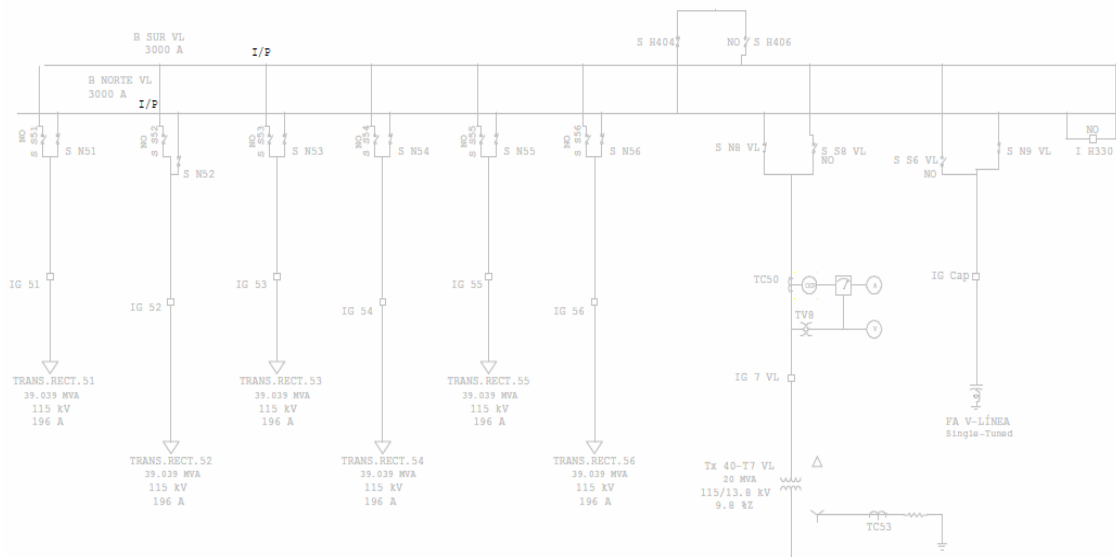


Figura 5.22. Barra Norte de V línea sin alimentación.

En la figura 5.23 y 5.24 se observa complejo I con alimentación desde barra Sur desde línea 2 y el cambio de barra en línea 3 de complejo respectivamente.

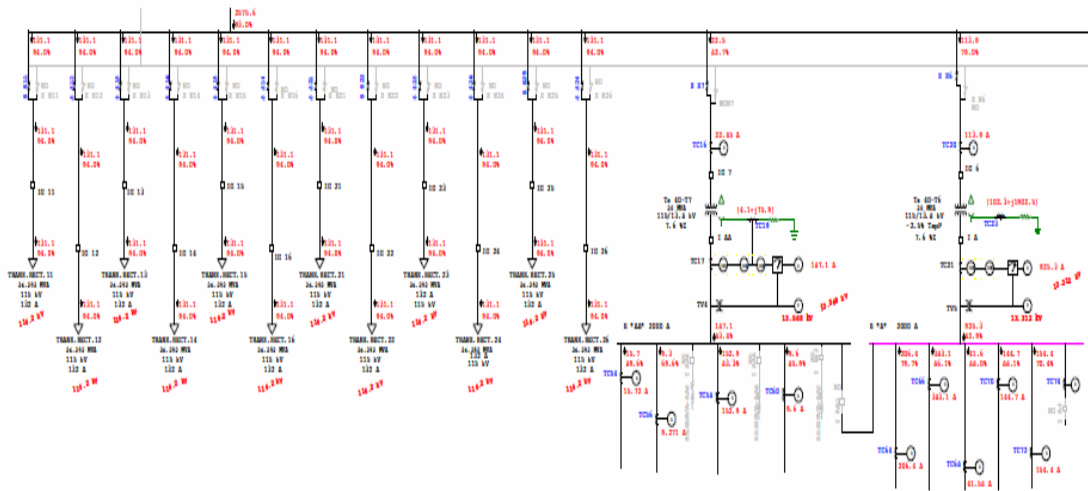


Figura 5.23. Barra Norte de Complejo I con alimentación desde barra Sur.

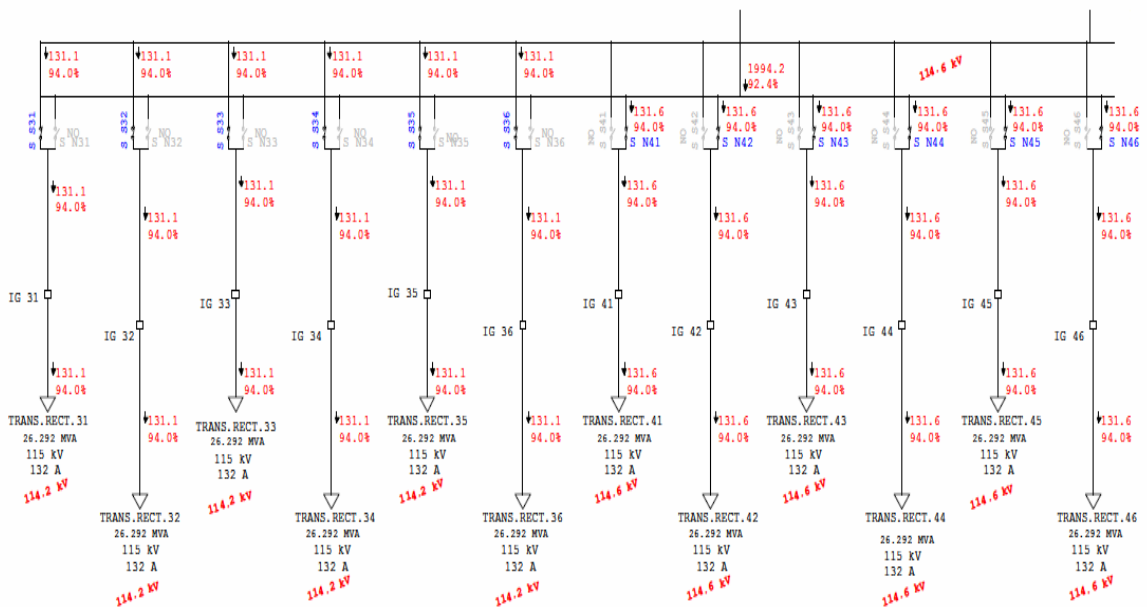


Figura 5.24. Cambio de barra en línea 3 de rectificadores.

Para cada contingencia de 115 KV se tiene que tomar en cuenta también la normalización de los servicios auxiliares de Planta, dependiendo de la falla y lugar de la misma, estas operaciones se tomaron para el análisis de contingencias a nivel de 13,8 KV.

5.3 Contingencias en Transformadores de Servicios Auxiliares

5.3.1 Caso Normal

En el caso normal, los transformadores trabajan de manera óptima, ya que cada uno de los mismos se encuentra con su carga correspondiente, y no hay presencia de sobre carga ni otros inconvenientes, este estado se puede observar en el anexo N° 8.

5.3.2 Caso Falla 40-T5

En el caso de la falla del transformador 40-T5 de servicios auxiliares, caso en el cual se encuentra CVG Venalum actualmente, se acopla la carga del transformador ya mencionado (barra B) a la barra BB (transformador 40-T8) mediante el cierre del interruptor IBB1, se observa que el transformador 40-T8 soporta la carga del 40-T5 sin ninguna dificultad, de la siguiente manera:

En la figura 5.25 se observa el análisis de la contingencia en la cual falla el transformador 40-T5, este es el estado actual del sistema de CVG Venalum, es decir, se está trabajando en la actualidad con 3 transformadores de servicios auxiliares en complejo I, lo que implica que todas las contingencias estudiadas a nivel de 13,8 KV partieron de este estado.

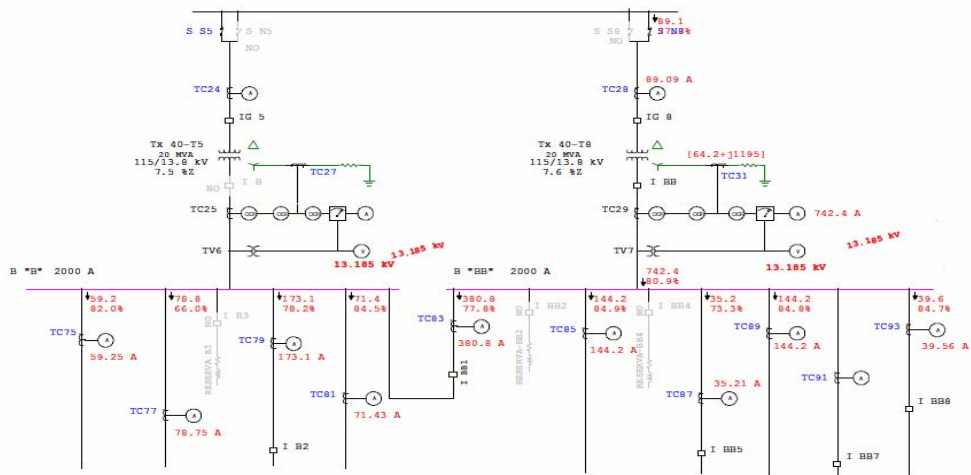


Figura 5.25. 40-T5 Fuera de Servicio con acople al 40-T8 (Actualmente)

5.3.3 Caso Falla 40-T5 y 40-T6

En caso de que el transformador 40-T5 este fuera de servicio, y el 40-T8 tenga el acople de la carga de la barra B, si el transformador 40-T6 presenta alguna falla en la cual se tiene que sacar de servicio, se tienen que realizar las siguientes operaciones:

Actividades a realizar en la sub-estación Este:

1. Ubicar de falla y reconocer las alarmas acústicas y visuales.
2. Aceptar el disparo de los interruptores "IG" de los transformadores de L1.
3. Aceptar Disparo en el interruptor del transformador de potencia para los servicios auxiliares, abrir el interruptor IG-6 luego en el interruptor secundario IA.

4. Coordinar con Supervisor de Turno operaciones Alto Voltaje el cierre el Interruptor acople de barras AA1 (Acople con barra AA), para restablecer servicios auxiliares de planta en Facilidad 18-F1 (compresores), 50-F1, 50-F3, 50-F4, 12-F1, 22-F1, 22F2 y Corporativo, Servicios Auxiliares de L1, L3 y L4 de Transforectificadores.
5. Colocar en Servicio las Unidades Compresoras Fac-18.
6. Coordinar con Reducción L1 y Cerrar los Interruptores IG de los transforectificadores L1, controlando corriente fijada por Producción.

Normalización de Servicios Auxiliares de Planta:

1. En la facilidad 50-F1: Cerrar los contactores de 2.4KV de los Abanicos: N° 101, 201, 301, 401 de Complejo I.
2. En la facilidad 50-F3: Cerrar los contactores de 2.4KV de los Abanicos: N° 501, 601, 701, 801 de Complejo II.
3. En la facilidad 50-F4: Cerrar los contactores de 2.4KV de los Abanicos: N° 502, 602, 702, 802 de Complejo II.

Actividades a realizar en la sub-estación Oeste:

1. Ubicar la falla y reconocer las alarmas acústicas y visuales.
2. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transforectificadores de L3.
3. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transforectificadores de L4.

4. Coordinar con Reducción L3 y Cierre los Interruptores IG de los transformadores L3 controlando corriente fijada por Producción.
5. Coordinar con Reducción L4 y Cierre los Interruptores IG de los transformadores L4 controlando corriente fijada por Producción.

5.3.4 Caso Falla 40-T5 Y 40-T7

Cuando el transformador 40-T5 se encuentre fuera de servicio, con el acople del 40-T8, y falla el 40-T7, se realiza el acople de la carga de la barra AA con la de la barra A (40-T6) mediante el interruptor AA1 de esta manera:

Actividades a realizar en la sub-estación Este:

1. Ubicar la falla y reconocer las alarmas acústicas y visuales.
2. Aceptar el disparo en el interruptor del transformador de potencia para los servicios auxiliares de planta 40-T7, abriendo el interruptor IG-7, luego el interruptor secundario IAA.
3. Coordinar con Supervisor de Turno operaciones Alto Voltaje el cierre del Interruptor acople de barras AA1, para restablecer servicios auxiliares de planta en Facilidad: 28-F1, 50-F-CI (compresores), Crisoles y 09-F1.
4. Colocar en servicio las unidades Compresoras de Complejo I.

5.3.5 Caso Falla 40-T5 Y 40-T8

Cuando falla el transformador 40-T8 y el 40-T5 esta de fuera de servicio, se tiene como condición inicial que el 40-T8 alimenta las cargas del 40-T5 mediante el interruptor BB1, al fallar el 40-T8 la carga del 40-T5 se acopla a la barra A (mediante IA6) para ser alimentadas por el 40-T6, y la carga del 40-T8 es alimentada por el 40-T7 de V línea mediante el interruptor IBB7, para hacer estos acoples se realizan las siguientes operaciones:

Actividades a realizar en la sub-estación Este:

1. Ubicar la falla y reconocer las alarmas acústicas y visuales.
2. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transforectificadores de L2.
3. Aceptar disparo en el interruptor del transformador de potencia para los servicios auxiliares de planta 40-T8 abriendo el interruptor principal IG-8, luego el interruptor secundario IBB.
4. Coordinar con Supervisor de Turno operaciones Alto Voltaje y abrir de acople de barras BB1.
5. Cerrar el Interruptor acople de barras A6 para restablecer servicios auxiliares de planta en Facilidad: 23-F1, 24-F1, 50-F2, 26-F1, Portón 5, TX-40-T4, 25-F1 y TX-40-T2.
6. Coordinar con Reducción L2 y Cierre los Interruptores IG de los transforectificadores L2 controlando corriente fijada por Producción.

7. Coordinar con Técnico de Sub-Estación V línea y cerrar el Interruptor de acople 552-S2 para restablecer servicios auxiliares en Facilidades: 20-F1, 20-F2, 50-F-C-II (compresores II), 30-F1, Butler.
8. Colocar en Servicio las Unidades Compresoras de complejo II.

Normalización de servicios auxiliares de planta:

1. En la fac 50-F2: Cerrar los contactores de 2.4KV de los Abanicos: N° 102, 202, 302, 402.

5.3.6 Caso Falla 40-T5 Y 40-T7 VL

Cuando falla el 40-T7 de V línea y el 40-T5 esta fuera de servicio, el transformador 40-T8 deja de acoplar la carga del 40-T5, y mediante el acople del interruptor IBB7 alimenta la carga del 40-T7 de V línea, entonces el transformador 40-T6 queda alimentando la carga del 40-T5, estas operaciones se realizan con las siguientes maniobras:

Actividades a realizar en la sub-estación V Línea:

1. Ubicar la falla y reconocer las alarmas acústicas y visuales.
2. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transforectificadores de L5.
3. Aceptar el disparo abriendo el interruptor IG-8 del transformador de potencia 40-T7 VL, luego el interruptor secundario 552-S1.
4. Abra interruptor de potencia IG-9 del Banco de Capacitores.

5. Coordinar con Supervisor de Turno operaciones Alto Voltaje y coordine con Técnico de Sub-Estación Este, el cierre del interruptor “A6” y apertura del “BB1” para luego realizar el Cierre del Interruptor acople 552-S2 para restablecer los servicios auxiliares a través de la barra "BB" en Sub-Estación # 1, 2 y 3 V línea.
6. Colocar en Servicio las Unidades Compresoras V línea.
7. Coordine con Reducción L5 y Cierre los Interruptores "IG" de los transforectificadores controlando corriente fijada por Producción.
8. Cierre el interruptor de potencia IG-9 Banco de Capacitores.

Normalización en Servicios Auxiliares de planta:

1. En la Sub-Estación # 1: Cerrar los interruptores de los Abanicos N°: 901, 902 y 903 de planta 900 de V línea y los Motores MTT1 y MTT2 de la torre de transferencia.
2. En la Sub-Estación # 2: Cerrar los interruptores de los Abanicos N°: 1001, 1002 y 1003 de planta 1000 de V línea.
3. En Sala de Control S/E V línea: Cerrar interruptores respectivos de los Booster's y arrancar los reguladores de los Booster's N°: 1, 2, 3 de acuerdo a la corriente fijada por Reducción.

5.3.7 Fuera de Servicio 40-T5, 40-T6 y 40-T7 de complejo I

Para el análisis de contingencias cuando los transformadores 40-T5, 40-T6 y 40-T7 se pueden tener dos casos iniciales, que estén fuera de servicio los transformadores 40-T5 y 40-T6 y por falla salga el 40-T7, esto quiere decir que la barra B esta acoplada a la barra BB y la barra A a la barra AA (Caso 1).

Otro caso inicial es que estén indisponibles los transformadores 40-T5 y 40-T7 y posteriormente falle el 40-T6, en este caso la barra AA inicialmente esta acoplada a la barra A y la barra B acoplada a la barra BB (Caso 2).

El sistema final para los dos casos es el mismo, es decir, los resultados que se observaron en la simulación son iguales, aunque las maniobras para llegar a el no son los mismos, en el sistema final el transformador 40-T8 asume la carga de toda planta, en la simulación se observó que el 40-T8 trabaja a 40,1 MVA y 1951.5 Amperios (figura 5.26) lo que quiere decir que se sobrecarga ya que su capacidad máxima es de 33 MVA, entonces las maniobras que se hicieron para ambos casos se observa a continuación:

Caso 1: Fuera de Servicio 40-T5 y 40-T6 y por falla sale 40-T7.

Actividades a realizar en la sub-estación Este:

1. Ubicar la falla y reconocer las alarmas acústicas y visuales.
2. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transforectificadores de L1.

3. Aceptar el disparo en el interruptor del transformador de potencia para los servicios auxiliares de planta 40-T7 abriendo el interruptor IG-7, luego el interruptor secundario IAA.
4. Coordinar con Supervisor de Operaciones alto Voltaje.
5. Sacar una unidad compresora de complejo II antes de alimentar los transformadores 40-T6 y 40-T7 para bajar la carga en el 40-T8.
6. Coordinar con el personal de Planta de Carbón para Sacar en servicio la facilidad 22-F1, 22-F2, 23-F1 y 24-F1 abriendo los interruptores A5, B5 y B4.
7. Cerrar el Interruptor acople de barras A6 para restablecer los servicios auxiliares de planta en las Facilidades de barra A: 18-F1 (compresores), 50-F1, 50-F3, 50-F4, 12-F1, 22-F1, 22F2 y Corporativo, Servicios Auxiliares de L1, L3 y L4 de Transforectificadores y facilidades de barra "AA": 28-F1, 50-F-CI (compresores), Crisoles y 09-F1.
8. Colocar las unidades en Servicio de compresores menos 1 de complejo I.
9. Colocar en Servicio las Unidades Compresoras de Facilidad 18 menos 1.
10. Coordinar con personal de reducción de línea 1 de celdas para poner en servicio la línea de los transforectificadores de L1.
11. Cerrar los interruptores IG de los transforectificadores L1 y subir la carga de los mismos (cambiadores de TAP'S con carga, combinados) hasta la posición donde alcance el valor de corriente fijada por reducción.

12. En la facilidad 50-F1: Coordinar con personal de Sistema Flakt Complejo I el cierre el contactor de 2.4KV de un abanico.
13. En la facilidad 50-F2: Coordinar con personal de Sistema Flakt Complejo I el cierre el contactor de 2.4KV de un abanico.
14. En la facilidad 50-F3: Coordinar con personal de Sistema Flakt Complejo II el cierre el contactor de 2.4KV de un abanico.
15. En la facilidad 50-F4: Coordinar con personal de Sistema Flakt Complejo II el cierre el contactor de 2.4KV de un abanico.

Actividades a realizar en la sub-estación Oeste:

1. Ubicar la falla y reconocer las alarmas acústicas y visuales.
2. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transformadores de L3.
3. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transformadores de L4.
4. Coordinar con Reducción L3 y cerrar los Interruptores IG de los transformadores L3 controlando corriente fijada por Producción y subir la carga de la línea 3 de los transformadores hasta la posición donde alcance el valor de corriente fijada por reducción.
5. Coordinar con Reducción L4 y cerrar los Interruptores IG de los transformadores L4 controlando corriente fijada por Producción y subir la carga de la línea 3 de los transformadores hasta la posición donde alcance el valor de corriente fijada por reducción.

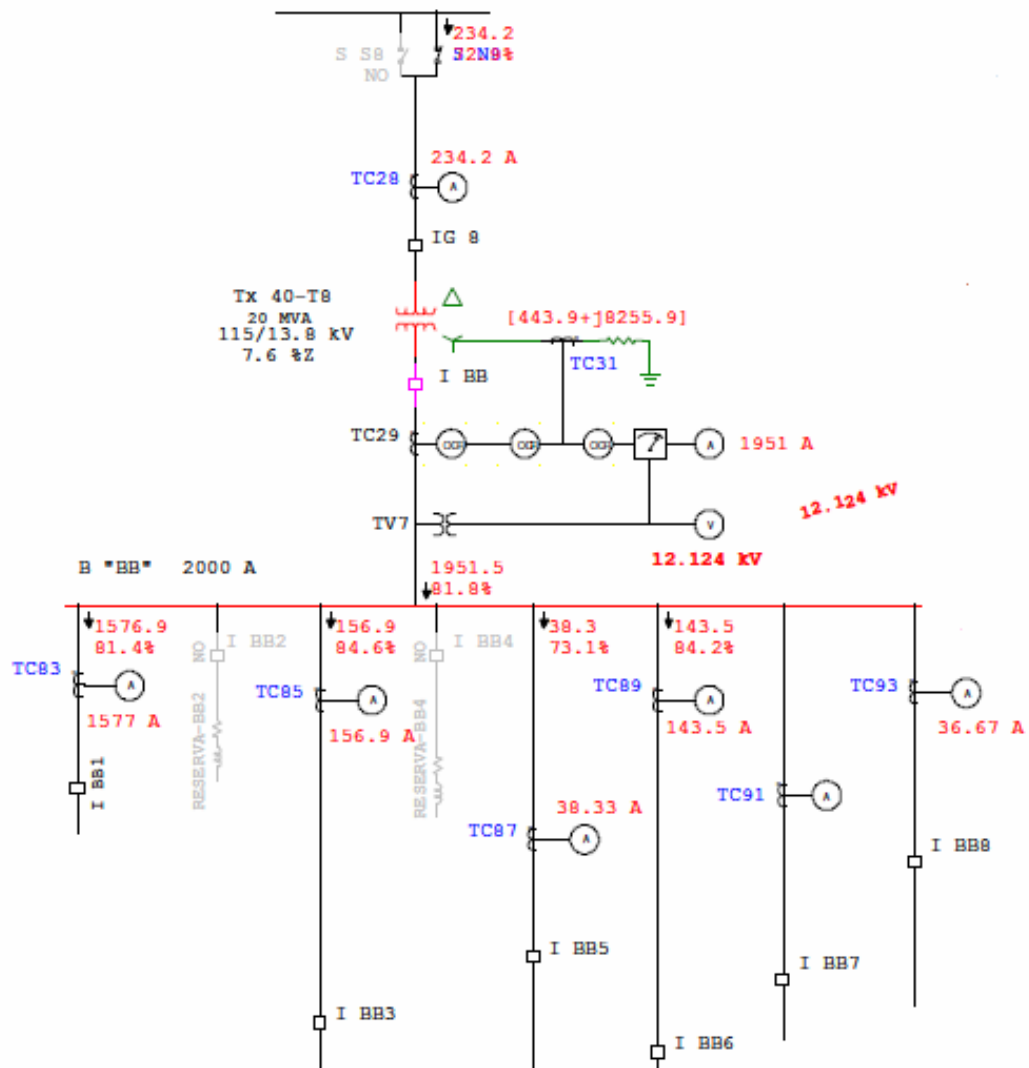


Figura 5.26. Transformador 40-T8 Sobrecargado.

Después de hacer el bote de carga, al hacer el acople se observa en la simulación que el transformador 40-T8 trabaja a un nivel de corriente de 1143,4 A y ya sin sobrecarga a 25,546 MVA (figura 5.27).

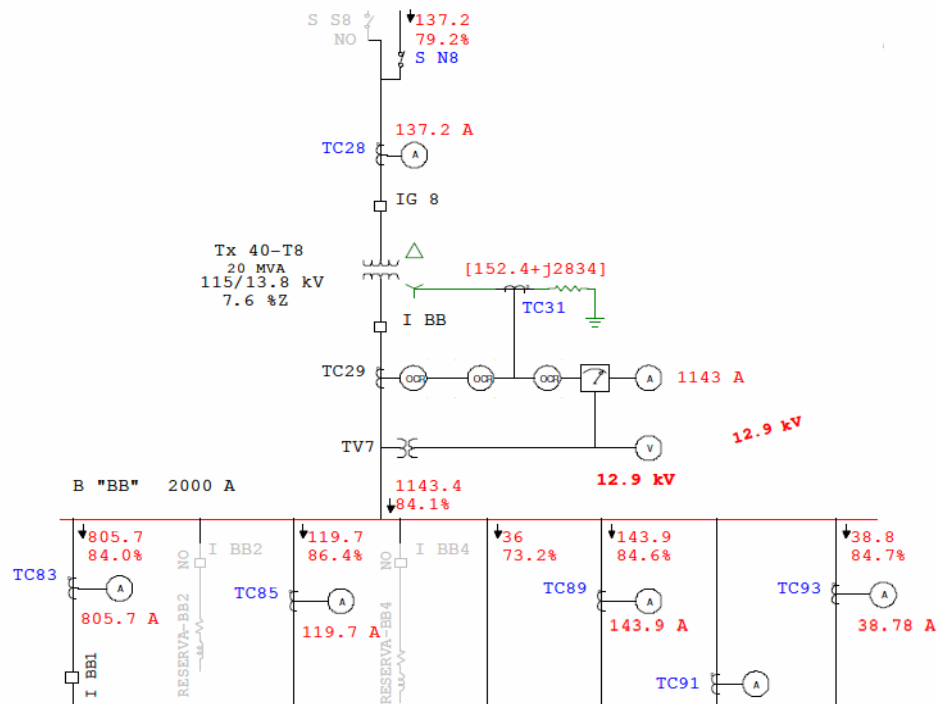


Figura 5.27. 40-T8 sin sobrecarga.

Caso 2: Fuera de Servicio 40-T5 y 40-T7 y por falla sale 40-T6.

Para el caso 2 las maniobras solo se diferencia al caso 1 en el punto 3 de las operaciones a realizar en la subestación Este, ya que no falla el transformador 40-T7 si no el 40-T6, entonces se tiene que aceptar el disparo abriendo el interruptor principal IG-6 de dicho transformador y posteriormente abrir el secundario IA.

5.3.8 Fuera de Servicio 40-T5, 40-T6 de complejo I y 40-T8 de complejo I.

Cuando están fuera de servicio los transformadores 40-T5, 40-T6 y 40-T7 se pueden presentar dos condiciones, que el transformador 40-T6 este fuera de servicio y falle el 40-T8 o viceversa, para ambos casos la solución o las practicas operativas no

son las mismas, ya que no se llega al mismo sistema final, entonces se tendrían dos sistemas finales para este caso:

Caso 1: Fuera de Servicio 40-T5, 40-T6 y por falla sale el 40-T8.

En el caso 1 se tomo inicialmente que el transformador 40-T5 y 40-T6 están fuera de servicio y por falla sale el 40-T8, para este caso los interruptores AA1 y BB1 están cerrados ya que las cargas del 40-T5 y 40-T6 están acopladas a las barras BB y AA respectivamente, cuando sale de servicio el 40-T8, las cargas de las barras B y BB quedan sin alimentación por lo que se debe realizar el acople por el BB7 al 40-T7 de V línea, en la simulación se observo lo siguiente:

Ni el transformador 40-T7 ni el 40-T7 de V línea presentan sobrecarga, pero se observo que el transformador de V línea esta trabajando con un valor de corriente de 1398,9 (figura 5.28) A el cual supera su límite y las barras AA y SF (circuito #1 y circuito #2) presentan bajo voltaje, entonces se tienen que hacer las siguientes maniobras:

Actividades a realizar en la sub-estación Este:

1. Ubicar la falla y reconocimiento de alarmas acústicas y visuales.
2. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transformadores de L2.
3. Aceptar disparo en el interruptor del transformador de potencia para los servicios auxiliares de planta 40-T8 abriendo IG-8, luego en el interruptor secundario IBB.
4. En la facilidad 50-F3: Sacar de servicio dos abanicos de Complejo II.

5. En la facilidad 50-F4: Sacar de servicio dos abanicos de Complejo II.
6. Coordinar con personal de facilidad 18-F1 y cerrar el acople de taller central con cátodo y abrir el interruptor BB5.
7. Cerrar el acople de la carga BUTLER con el edificio PIM y abrir el interruptor BB8
8. En la Subestación # 1 de V línea: Sacar fuera de servicio dos abanicos de planta 900 y los motores de transferencia.
9. En la Subestación # 2 de V línea: Sacar fuera de servicio dos abanicos de planta 1000.
10. Coordinar con Supervisor de Operaciones alto Voltaje y técnico Sub-Estación V línea el cierre del Interruptor 552-S2 para restablecer servicios auxiliares de planta barra "BB" facilidades: 20-F1, 20-F2, 50-F-C-II (compresores II), 30-F1, Butler
11. Colocar en Servicio las Unidades Compresoras de complejo II.
12. Coordinar con Reducción L2 y cierre los interruptores a través de manilla master "IG" de los transformadores L2 y posteriormente subir la carga de la línea 2 de los transformadores hasta la posición donde alcance el valor de corriente fijada por reducción.
13. En la facilidad 50-F1: Cerrar los contactores de 2.4KV de dos abanicos de Complejo I.

14. En la facilidad 50-F2: Cerrar los contactores de 2.4KV de dos abanicos de Complejo I.

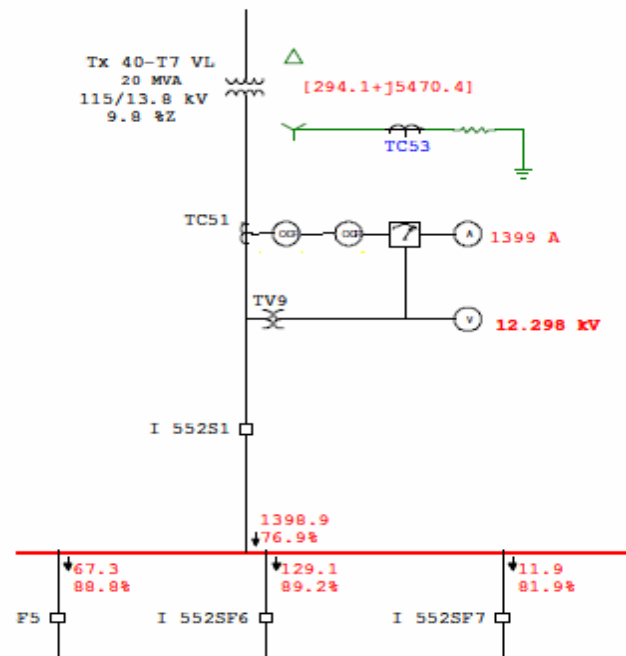


Figura 5.28. 40-T7 de V línea trabajando a un valor alto de corriente

Después de hacer las maniobras se observa que el transformador 40-T7 de V línea trabaja a un valor de corriente de 1163,2 A como se observa en la figura 5.29.

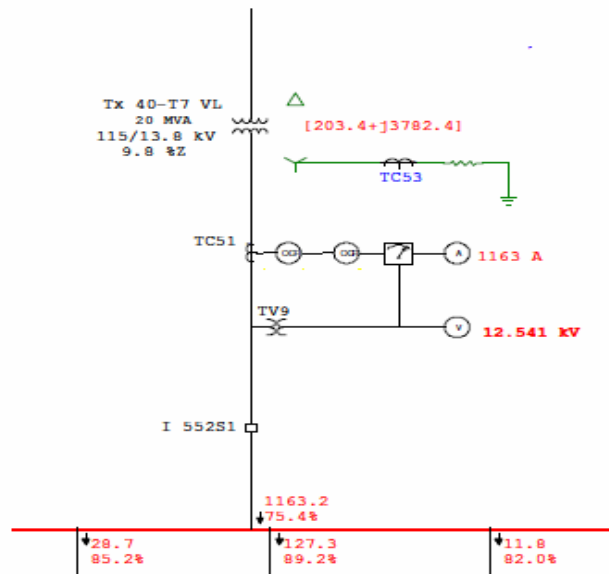


Figura 5.29. Valor de corriente de 40-T7 de V línea aceptable.

Caso 2: Fuera de Servicio 40-T5, 40-T8 y por falla sale el 40-T6.

En el caso 2 se tomó inicialmente que el transformador 40-T5 está fuera de servicio y que la barra B esté acoplada a la barra A por medio del interruptor A6, junto a la carga del transformador 40-T8 (barra BB) que está acoplada a la barra SF de V línea por medio del BB7. Cuando falla 40-T6 se tiene que realizar un acople en el interruptor AA1 para alimentar las cargas de las barras A y B por medio del transformador 40-T7 (barra AA), al realizar este acople se observa que el transformador 40-T7 se encuentra sobrecargado a 33,503 MVA y trabajando a una corriente de 1549 A (figura 5.30), en cambio el transformador 40-T7 de V línea si soporta la carga del 40-T8.

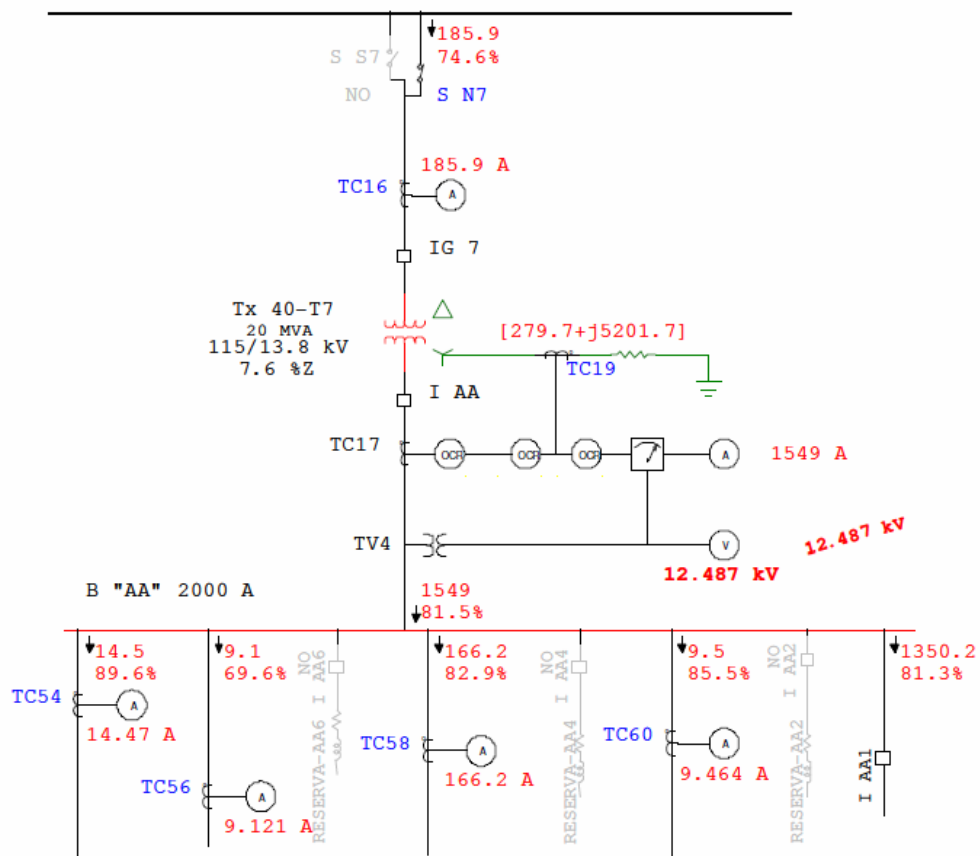


Figura 5.30. Transformador 40-T7 Sobrecargado.

Por lo antes descrito, se deben realizar las siguientes maniobras:

Actividades a realizar en la sub-estación Este:

1. Ubicar de falla y reconocer las alarmas acústicas y visuales.
2. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transforectificadores de L1.
3. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transforectificadores de L2.

4. Aceptar el disparo en el interruptor del transformador de potencia para los servicios auxiliares de planta 40-T6 abriendo el interruptor IG-6, luego abrir el interruptor secundario IA.
5. Coordinar con Supervisor de Operaciones alto Voltaje para realizar el Cierre el Interruptor acople de barras AA1, para restablecer servicios auxiliares de planta en Facilidades de barra A.
6. Colocar en Servicio las Unidades Compresoras Fac-18.
7. Coordinar con Reducción L1 y Cierre los Interruptores IG de los transforectificadores L1.
8. Coordinar con Reducción L2 y Cierre los Interruptores "IG" de los transforectificadores L2.
9. En la facilidad 50-F1: Cerrar el contactor de 2.4KV de un abanico de Complejo I.
10. En la facilidad 50-F2: Cerrar el contactor de 2.4KV de un abanico de Complejo I.
11. En la facilidad 50-F3: Cerrar el contactor de 2.4KV de un abanico de Complejo II.
12. En la facilidad 50-F4: Cerrar el contactor de 2.4KV de un abanico de Complejo II.

Actividades a realizar en la sub-estación Oeste:

1. Ubicar la falla y reconocer las alarmas acústicas y visuales.
2. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transformadores de L3.
3. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transformadores de L4.
4. Coordinar con Reducción L3 y cerrar los Interruptores IG de los transformadores L3 y subir la carga hasta alcanzar la corriente fijada por reducción.
5. Coordinar con Reducción L4 y cerrar los Interruptores IG de los transformadores L4 y subir la carga hasta alcanzar la corriente fijada por reducción.

Al hacer esto el transformador 40-T7 trabaja de manera mas optima y segura, a una corriente de 1137,5 A y sin sobrecarga, a 25,32 MVA (figura 5.31).

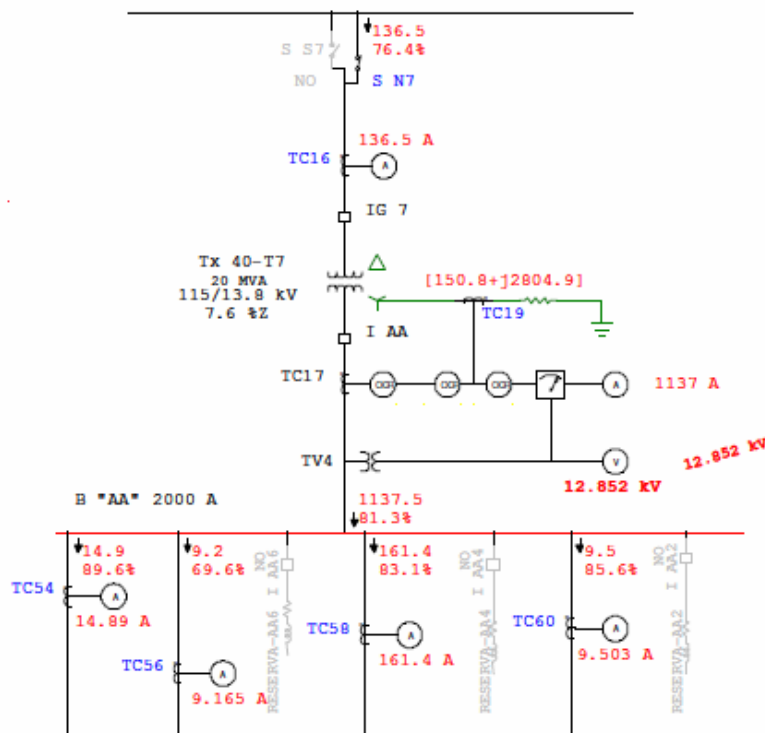


Figura 5.31. Transformador 40-T7 sin sobrecarga

5.3.9 Fuera de Servicio 40-T5, 40-T7 de complejo I y 40-T7 de V línea.

Cuando salen de servicio los transformadores 40-T5, 40-T7 y 40-T7 de V línea, inicialmente se pueden tener dos condiciones:

Caso 1: Fuera de Servicio 40-T5, 40-T7 y por falla sale 40-T7 de V línea.

Para este caso se tomó inicialmente que el 40-T7 (barra AA) está fuera de servicio, entonces su carga queda acoplada a la barra A mediante el interruptor AA1, la del transformador 40-T5 está acoplada al transformador 40-T8 mediante el interruptor BB1, lo que obliga a acoplar la carga de V línea al transformador 40-T8 mediante el BB7 y 552-S2 cuando el 40-T7 de V línea sale de servicio.

Para este se caso se observa en la simulación que ni el transformador 40-T8 ni el 40-T6 están sobrecargados, pero se observa que el transformador 40-T8 esta trabajando a una corriente mayor a la de operación de 1393,1 A (figura 5.32), entonces se recomienda realizar lo siguiente:

Actividades a realizar en la sub-estación V línea:

1. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transforectificadores de L5.
2. Abrir el interruptor IG-8 del transformador de potencia para los servicios auxiliares de planta 40-T7 VL, luego hacer lo mismo con el interruptor secundario 552-S1.
3. Coordinar con el supervisor de Operaciones alto Voltaje y técnico Sub-Estación Complejo I el cierre del Interruptor 552-S2.
4. Colocar en Servicio las Unidades Compresoras V línea.
5. Coordinar con Reducción L5 y Cerrar los Interruptores IG de los transforectificadores de V línea y subirle la carga hasta llegar al valor de corriente fijado por reducción mediante el cambiador de tomas con carga.
6. Dejar F/S Booster's #1, 2, 3 para disminuir cargas al transformador 40-T8.

Normalización de servicios auxiliares de V línea:

1. En la Sub-Estación # 1: Cerrar los interruptores de Abanicos N°: 901, 902 y 903 Sist. Flakt V línea y los Motores MTT1 y MTT2 de la torre de transferencia para colocarlos en servicio.

2. En la Sub-Estación # 2: Cerrar los interruptores de los Abanicos N°: 1001, 1002 y 1003 del Sistemas Flakt V línea

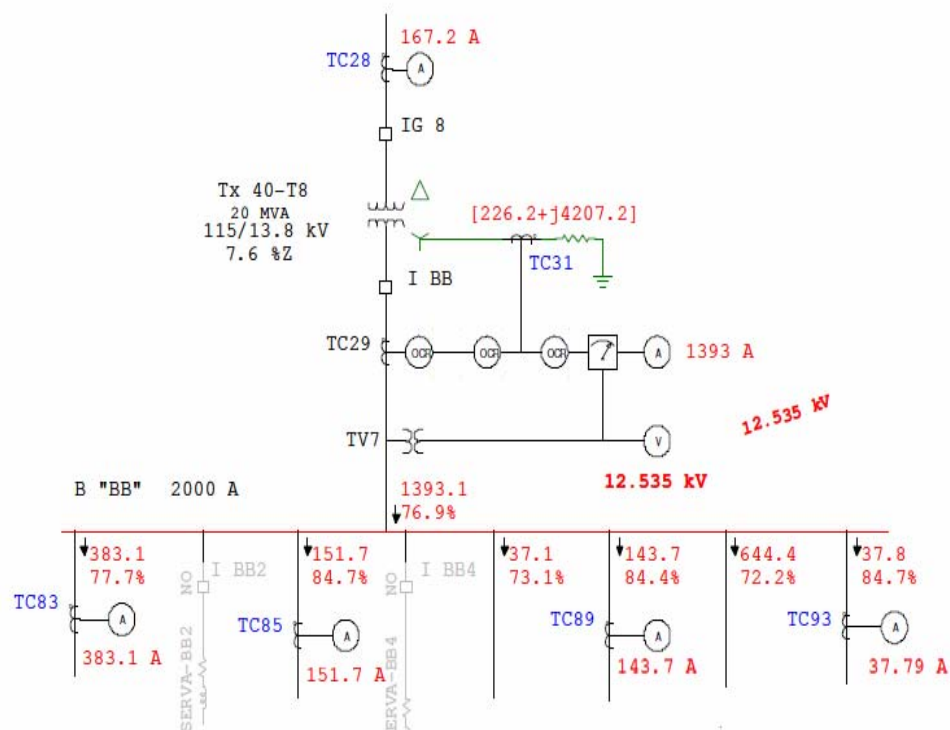


Figura 5.32. Transformador 40-T8 con sobrecorriente

Cuando se sacan de servicio los Booster's se puede observar que el 40-T8 trabaja a 1122,6 A lo cual es aceptable (figura 5.33).

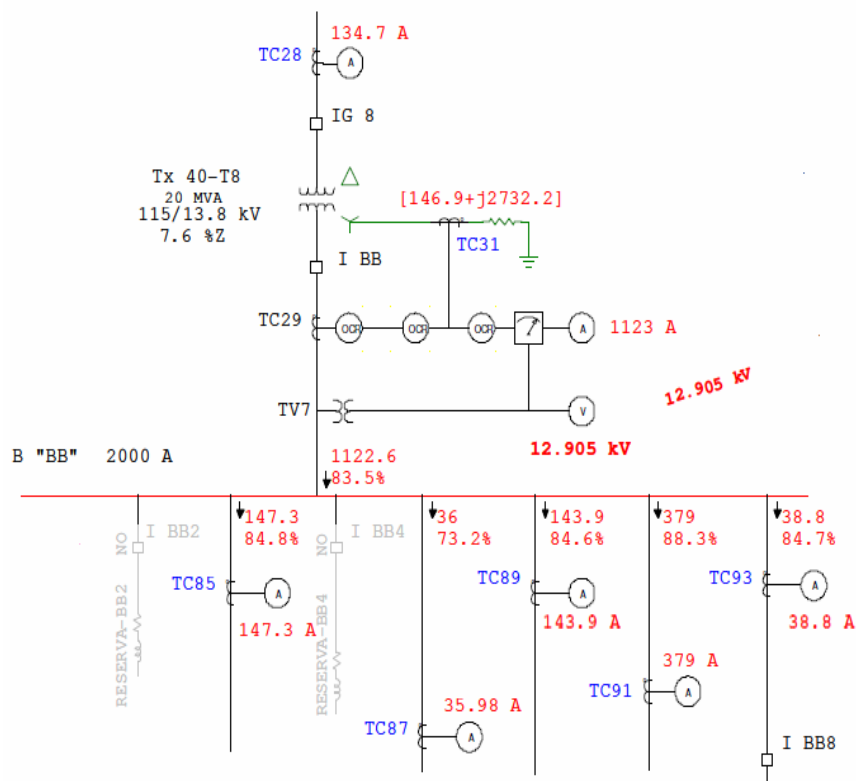


Figura 5.33. Transformador 40-T8 con corriente aceptable.

Caso 2: Fuera de Servicio 40-T5, 40-T7 de V línea y por falla sale 40-T7.

Para este caso se tomó inicialmente que el transformador 40-T7 está fuera de servicio junto al 40-T5, las cargas de la barra SF de V línea están acopladas al transformador 40-T8 (barra BB) mediante el interruptor BB7 y las cargas de la barra B están acopladas a la barra A mediante el interruptor A6 ya que el transformador 40-T5 está fuera de servicio y el 40-T8 tiene las cargas del 40-T7 de V línea.

Cuando falla el 40-T7 se tiene que cerrar el interruptor de acople AA1, para poner en servicios las cargas de este transformador mediante el 40-T6, cuando se

hace este acople se observa que el transformador 40-T6 esta sobrecargado trabajando a 34,087 MVA y 1513,7 A (figura 5.34), entonces se tiene que hacer lo siguiente:

A continuación se presentan las maniobras a realizar para suministrar la energía eléctrica a planta a través de los transformadores de potencia de servicios auxiliares cuando quedan indisponibles por fallas el 40-T5, 40-T7 de V línea I y luego sale de servicio el transformador 40-T6 de Complejo I.

Actividades a realizar en la sub-estación Este:

1. Ubicar la falla y reconocer las alarmas acústicas y visuales.
2. Acepte disparo en el interruptor del transformador de potencia para los servicios auxiliares de planta 40-T7 abriendo IG-7, luego abrir el interruptor secundario IAA.
3. Cerrar el Interruptor acople de barras AA1, para restablecer servicios auxiliares de planta en Fac: 28-F1, 50-F-CI (compresores), Crisoles y 09-F1
4. Colocar en Servicio las Unidades Compresoras, complejo I
5. En la facilidad 50-F1: Coloca en servicio un abanico de Complejo I.
6. En la facilidad 50-F2: Coloca en servicio un abanico de Complejo I.
7. En la facilidad 50-F3: Coloca en servicio un abanico de Complejo II.
8. En la facilidad 50-F4: Coloca en servicio un abanico de Complejo II.

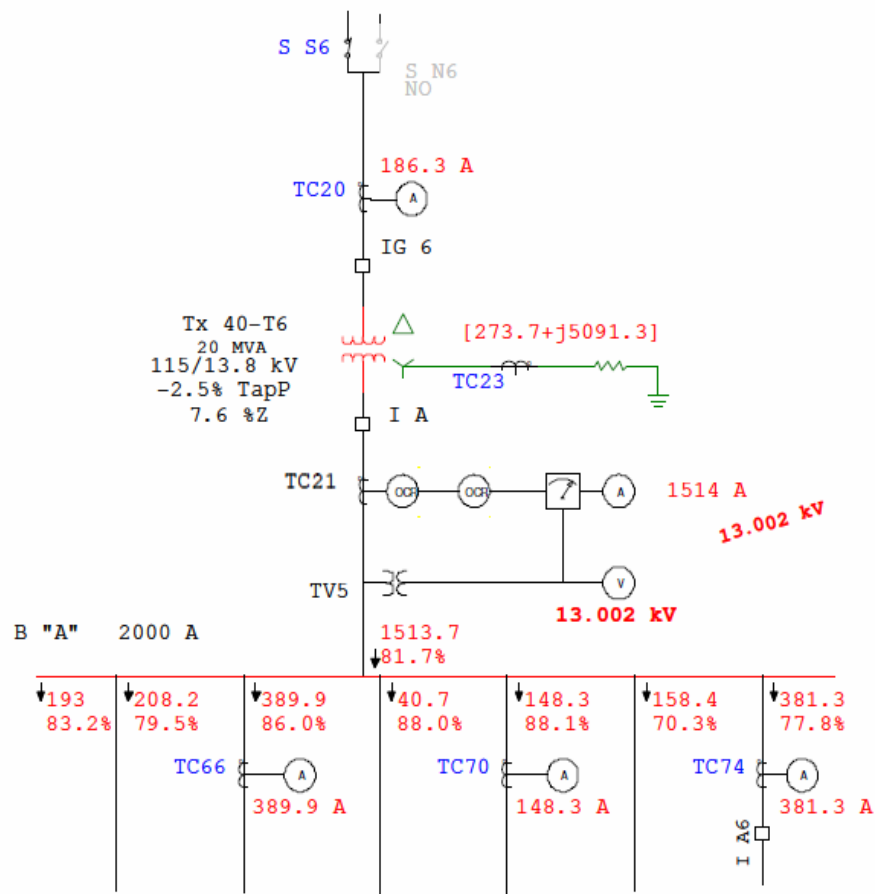


Figura 5.34. Transformador 40-T6 Sobrecargado.

Al sacar los 6 abanicos fuera de servicio el transformador 40-T6 trabajaría a 25,925 MVA y 1122,7 A sin sobrecarga, en la figura 5.35 se observa lo antes descrito.

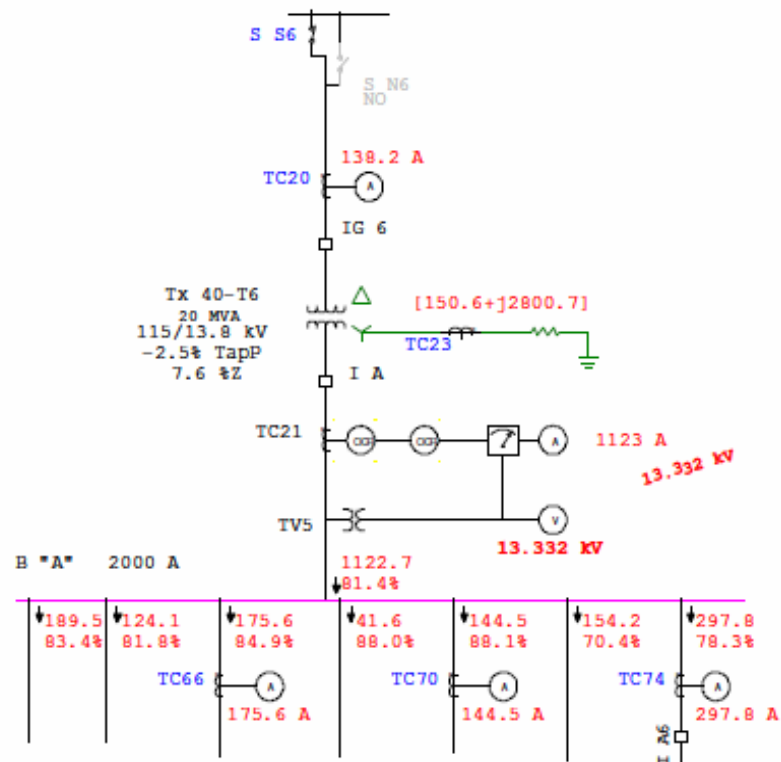


Figura 5.35. Transformador 40-T6 sin sobrecarga.

5.3.10 Fuera de Servicio 40-T5, 40-T7 de complejo I y 40-T8 de complejo I.

Cuando están fuera de servicios los transformadores 40-Y5, 40-T7 y 40-T8, se pueden tener dos casos iniciales, los cuales hacen que haya dos sistemas finales, los casos son:

Caso 1: Fuera de Servicio 40-T5, 40-T7 y por falla sale 40-T8

Para este caso se tomó inicialmente que los transformadores 40-T7 y 40-T5 de complejo I estén fuera de servicio, es decir, las cargas de la barra AA estén acopladas a la barra A mediante el AA1 y las de la barra B con la barra BB, si se produce una falla en el transformador 40-T8 (barra BB) se tiene que cerrar el interruptor 552-S2

para alimentar las cargas del 40-T5 y 40-T8 mediante el transformador 40-T7 de V línea. En la simulación se observó que el transformador 40-T7 de V línea soporta la carga de los transformadores 40-T8 y 40-T5 trabajando a 29,759 MVA, pero se encuentra trabajando a 1399,3 A (figura 5.36), lo que hace que opere a una corriente mayor a 1380 A, entonces las maniobras que se deben realizar son las siguientes:

Actividades a realizar en la sub-estación este:

1. Ubicar la falla y reconocer las alarmas acústicas y visuales.
2. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transformadores de L2.
3. Aceptar el disparo en el interruptor del transformador de potencia para los servicios auxiliares de planta 40-T8 abriendo el interruptor IG-8, luego abrir el interruptor secundario IBB.
4. Coordinar con técnico en subestación V línea para colocar fuera de servicio reguladores Booster's #1, 2, 3 para disminuir cargas al 40-T7 de V línea.
5. Coordinar con Supervisor de Operaciones alto Voltaje y técnico Sub-Estación V línea el cierre del Interruptor 552-S2 para restablecer servicios auxiliares de planta barra "BB" facilidades: 20-F1, 20-F2, 50-F-C-II (compresores II), 30-F1, Butler y facilidades de barra "B": 23-F1, 24-F1, 50-F2, 26-F1, Portón 5, TX-40-T4, 25-F1 y TX-40-T2
6. Colocar en Servicio las Unidades Compresoras de complejo II.
7. Coordinar con Reducción L2 y Cerrar los Interruptores IG de los transformadores.

8. En la facilidad 50-F2 Cerrar los contactores de 2.4KV de los abanicos: N° 102, 202, 302, 402 de Complejo I para colocarlos en servicio.

Al realizar estas operaciones se observa que el transformador trabaja a 1127 A (figura 4.32), lo cual es aceptable.

Normalización de servicios auxiliares de V línea:

1. En la Sub-Estación # 1: Cerrar los interruptores de los Abanicos N°: 901, 902 y 903 Sist. Flakt V línea y los Motores MTT1 y MTT2 de la torre de transferencia para colocarlos en servicio.
2. En la Sub-Estación # 2: Cerrar los interruptores de los Abanicos N°: 1001, 1002 y 1003 del Sistema Flakt V línea para colocarlos en servicio.

Al sacar los Booster de V línea para disminuir la carga, la corriente de operación es 1127,9 A la cual es aceptable, como se observa en la figura 5.37.

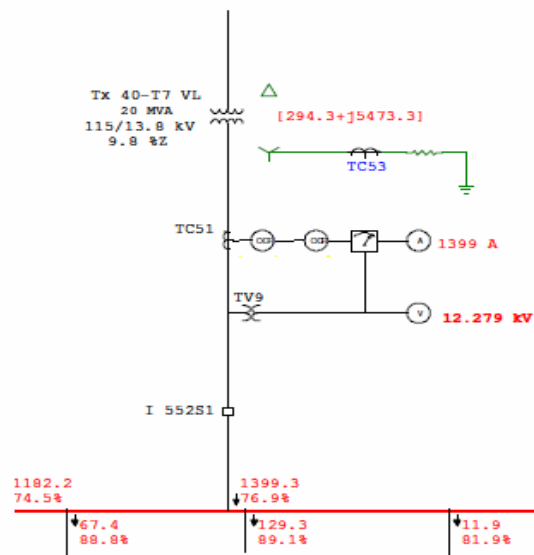


Figura 5.36. Transformador 40-T7 VL con sobrecorriente.

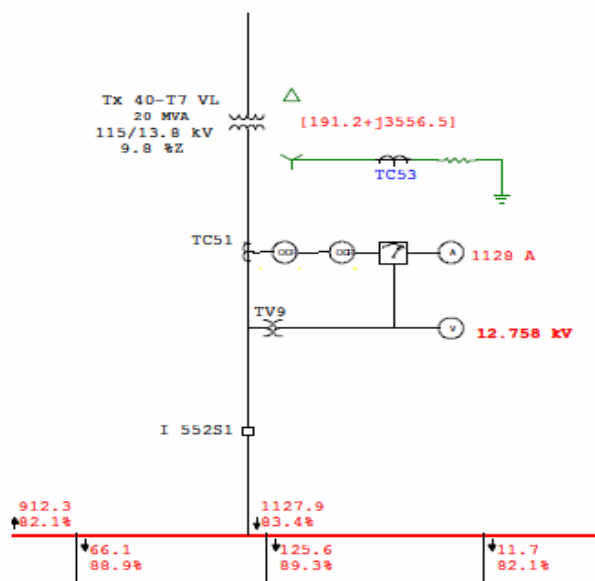


Figura 5.37. 40-T7 VL con corriente aceptable.

Caso 2: Fuera de Servicio 40-T5, 40-T8 y por falla sale 40-T7

Para este caso se tomo que los transformadores 40-T5 y 40-T8 de complejo I se encuentran fuera de servicio y las cargas de dichos transformadores se encuentran acopladas a las barras A y SF de V línea respectivamente, en este caso se observo que al fallar el transformador 40-T7 de complejo I, se tiene que acoplar las cargas de la barra AA a la barra A (40-T6), entonces el transformador 40-T6 queda con las cargas de las barras AA y B, al ocurrir esto se observa que el transformador 40-T6 se sobrecarga a 34,964 MVA y está trabajando a 1515 A (figura 5.38).

Actividades a realizar en la sub-estación Este:

1. Ubicar la falla y reconocer las alarmas acústicas y visuales.
2. Aceptar disparo en el interruptor del transformador de potencia para los servicios auxiliares de planta 40-T7 abriendo el interruptor IG-7, luego abrir el secundario IAA.
3. Cerrar el Interruptor acople de barras AA1, para restablecer servicios auxiliares de planta en Fac: 28-F1, 50-F-CI (compresores), Crisoles y 09-F1.
4. Colocar en Servicio las Unidades Compresoras de omplejo I.
5. En la facilidad 50-F1: Colocar en servicio un abanico de complejo I mediante el cierre del contactor 2.4 KV.
6. En la facilidad 50-F2: Colocar en servicio un abanico de complejo I mediante el cierre del contactor 2.4 KV.

7. En la facilidad 50-F3: Colocar en servicio un abanico de complejo II mediante el cierre del contactor 2.4 KV.
8. En la facilidad 50-F4: Colocar en servicio un abanico de complejo II mediante el cierre del contactor 2.4 KV.

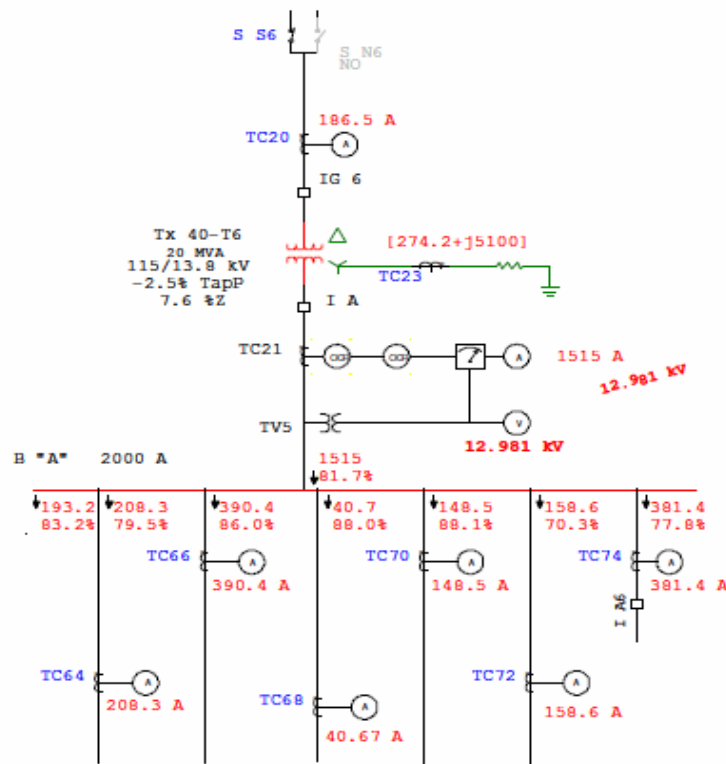


Figura 5.38. Transformador 40-T6 sobrecargado.

Al realizar las maniobras y sacar los 6 abanicos por complejo I y II, el transformador trabaja a 25,900 MVA y a una corriente de 1123,2 A (figura 5.39).

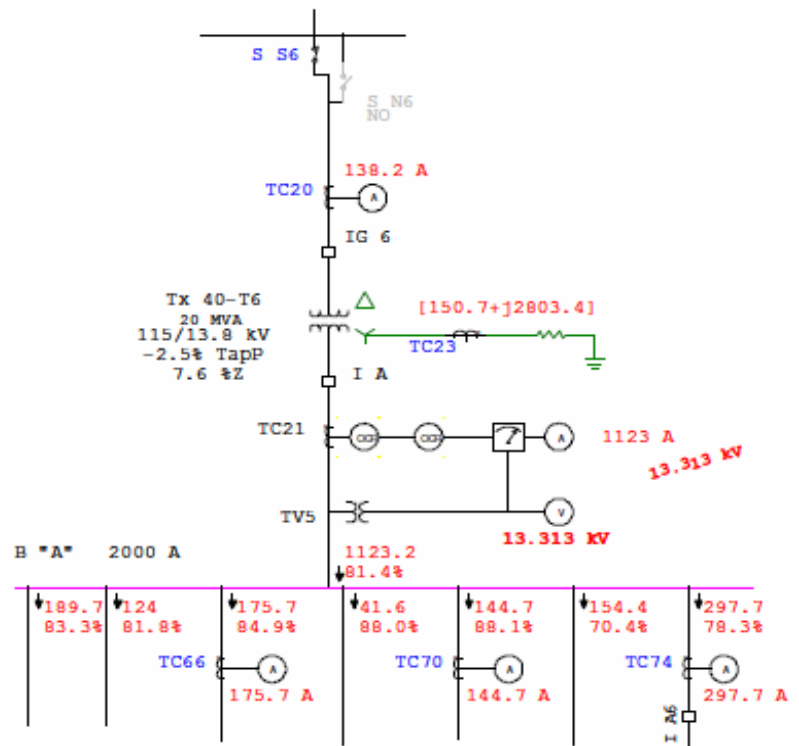


Figura 5.39. Transformador 40-T6 Sin sobrecarga

5.3.11 Fuera de Servicio 40-T5, 40-T8 de complejo I y 40-T7 de V línea.

Cuando están fuera de servicio los transformadores 40-T5, 40-T8 y 40-T7 de V línea se pueden tener dos condiciones iniciales, que el transformador 40-T8 este acoplado al 40-T7 de V línea y falle este transformador o viceversa, de igual forma la carga del transformador 40-T5 va a estar acoplada a la carga A (transformador 40-T6) sea cual sea la condición inicial para este caso.

Cuando ocurren las contingencias ya mencionadas, en la simulación se observa que el transformador 40-T6 se sobrecarga a un valor casi de 50 MVA y se superaría el nivel de corriente del mismo a 2391,5 A (figura 5.40), entonces se tienen que realizar las siguientes maniobras las cuales tienen que ser diferentes para cada caso.

Caso 1: Fuera de Servicio 40-T5, 40-T7 de V línea y por falla sale 40-T8**Actividades a realizar en la sub-estación Este:**

1. Ubicar la falla y reconocer las alarmas acústicas y visuales.
2. Aceptar el disparo del interruptor del transformador de potencia para los servicios auxiliares de planta 40-T8 abriendo el interruptor principal IG-8 y luego en el interruptor secundario BB.
3. Acoplar cargas de los interruptores "A1", "B1" y "AA5" cerrando seccionador de Acople en Fac. 50-F-C1 y cerrando seccionador de acople en la torre ST-3 verificar cargas. Abra Interruptor "A1" y "B1" para quitar carga al 40-T6.
4. Cerrar interruptor de acople entre el edificio PIM y BUTLER, luego Abrir el interruptor BB8 y para transferir carga al 40-T7 de complejo I.
5. Cerrar el acople entre taller central (facilidad 30-F1) y la facilidad 28-F1 (Cátodo), después abrir el interruptor BB5, de esa manera se transfiere esa carga del 40-T8 (barra BB) al 40-T7 (barra AA).
6. Coordinar con personal de Planta de Carbón para abrir interruptores A5, B5 y B4.
7. En la Sub-Estación # 1 de V línea: Cerrar los interruptores de los Abanicos N°: 901, 902, 903 dejando F/S dos de los abanicos y los Motores MTT1 y MTT2 de la torre de transferencia dejar los 02 F/S.

8. En la Sub-Estación # 2 de V línea: Cerrar los interruptores de los Abanicos N°: 1001, 1002 y 1003 dejando 02 abanicos F/S.
9. Cerrar el Interruptor de acople de barras BB1 para restablecer servicios auxiliares de planta en Facilidades Barra BB: 30-F1, 50-F-C-II (Compresores II), 20-F1, 20-F2 y barra "SF" V línea: Sub-Estación # 1, 2 y 3
10. Colocar en Servicio las Unidades Compresoras de Complejo II.
11. En la facilidad 50-F1: Cerrar el contactor de 2.4 KV de un abanico de complejo I para colocarlo en servicio.
12. En la facilidad 50-F2: Cerrar el contactor de 2.4 KV de un abanico de complejo I para colocarlo en servicio.
13. En la facilidad 50-F3: Cerrar el contactor de 2.4 KV de un abanico de complejo II para colocarlo en servicio.
14. En la facilidad 50-F4: Cerrar el contactor de 2.4 KV de un abanico de complejo II para colocarlo en servicio.
15. Coordinar con técnico de V línea para normalizar los servicios auxiliares Sub-estación # 1, 2, 3. Colocando en servicio 01 Abanico en Planta 900 y otro en planta 1000, en sub-estación Booster dejar F/S Booster #1, 2 y 3

Actividades a realizar en la sub-estación V línea:

1. Ubicar la falla y reconocer las alarmas acústicas y visuales.

2. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transformadores de L5.
3. Colocar en Servicio las Unidades Compressoras V línea
4. Cerrar los Interruptores IG de los Transformadores L5.
5. Subir la carga de la línea 5 de los Transformadores hasta la posición donde alcance el valor de corriente fijada por Reducción.

Al hacer las maniobras, como se observa en la figura 5.41, el transformador 40-T6 trabaja a una corriente de 1007,4 A y sin sobrecarga a 23,588 MVA.

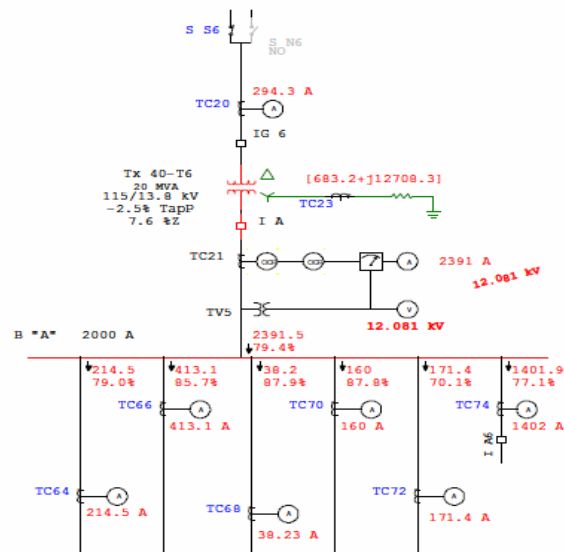


Figura 5.40. Transformador 40-T6 de complejo I con sobrecarga

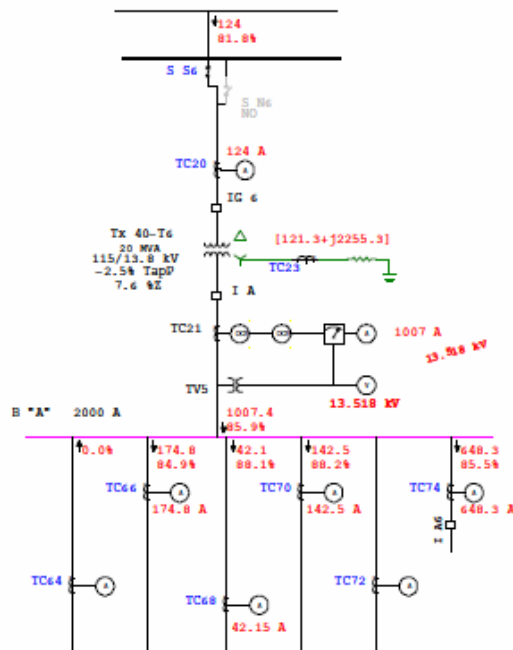


Figura 5.41. Transformador 40-T6 de complejo I sin sobrecarga

Caso 2: Fuera de Servicio 40-T5, 40-T8 y por falla sale 40-T7 de V línea

Estas maniobras son casi las mismas que se mostraron en el caso 1 solo que en las actividades en la subestación Este se tendría que coordinar con la subestación de V línea para reconocer primero la alarma de la falla del 40-T7 VL y abrir su interruptor principal IG-8 para luego abrir el secundario 552-S1 antes de alimentar la carga de los Transformadores 40-T5, 40-T8 y 40-T7 VL cerrando el interruptor BB1.

5.3.12 Fuera de Servicio 40-T5, 40-T6 de complejo I y 40-T7 de V línea

Cuando están fuera de servicios los transformadores 40-T5, 40-T6 de complejo I y 40-T7 de V línea, se pueden presentar dos condiciones iniciales:

Caso 1: 40-T5 y 40-T6 fuera de servicio y por falla sale el transformador 40-T7 de V línea.

Para este caso se tomo que el transformador 40-T6 (barra A) esta fuera de servicio junto al 40-T5 (Barra B) y las cargas de los mismos estan asociadas a las barras AA (transformador 40-T7) y barra BB (transformador 40-T8) respectivamente. Cuando falla el transformador 40-T7 de V línea se tiene que realizar el acople por el interruptor 552-S2 de V línea, cuando se realiza esto el transformador 40-T8 queda con las cargas del 40-T6 y 40-T7 de V línea, en la simulación se observa que este transformador no se sobrecarga pero trabaja a una corriente de 1393,4 A (figura 5.42) la cual es mayor a 1380 A, entonces se procede a sacar los Boosters de V línea para bajarle carga a el transformador 40-T8.

Actividades a realizar en la de V línea:

1. Ubicar la falla y reconocer las alarmas acústicas y visuales.
2. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transforectificadores de L5.
3. Abrir el interruptor IG-8 del transformador de potencia para los servicios auxiliares de planta 40-T7 de V línea, luego abrir el interruptor secundario 552-S1.
4. Coordinar con Supervisor de Operaciones alto Voltaje y técnico Sub-Estación Complejo I el cierre del Interruptor 552-S2 para restablecer servicios auxiliares de planta barra "SF" V línea: Sub-Estación # 1, 2 y 3 y servicios auxiliares de los transforectificadores.
5. Colocar en Servicio las Unidades Compresoras V línea

6. Coordine con Reducción L5 y Cierre los Interruptores IG de los transformadores Subiendo la carga de la línea 5 de rectificadores mediante el TAP'S con carga hasta llegar al valor fijado por reducción.
7. Dejar Fuera de Servicio Booster's #1, 2, 3 para disminuir la carga en el transformador 40-T8
8. En la Sub-Estación # 1: Cerrar los interruptores de los Abanicos N°: 901, 902 y 903 Sist. Flakt V línea y los Motores MTT1 y MTT2 de la torre de transferencia.
9. En la Sub-Estación # 2: Cerrar los interruptores de los Abanicos N°: 1001, 1002 y 1003 del Sistema Flakt V línea.

Al realizar estas maniobras la corriente baja a 1123,3 A (figura 5.43), lo cual es aceptable.

Caso 2: 40-T7 de V línea y 40-T5 fuera de servicio y por falla sale el transformador 40-T6.

Otra condición inicial es que los transformadores 40-T5 (barra B) y 40-T7 de V línea (barra SF) estén fuera de servicio y sus cargas estén acopladas a las barras A (transformador 40-T6) y BB (transformador 40-T8) respectivamente.

Al fallar el transformador 40-T6 se tiene que cerrar el acople de la barra A con la AA mediante el interruptor AA1, entonces el transformador 40-T7 de complejo I queda con las cargas de las barras A (transformador 40-T6) y B (40-T5) se observa que el transformador se sobrecarga a un valor de 33,481 MVA y a una corriente de

1150,4 A (figura 5.44), entonces se tienen que sacar de servicio 6 abanicos por complejo I y II, haciendo las siguientes maniobras:

Actividades a realizar en la sub-estación este:

1. Ubicar la falla y reconocer las alarmas acústicas y visuales.
2. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transformadores de L1.
3. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transformadores de L2.
4. Aceptar el disparo en el interruptor del transformador de potencia para los servicios auxiliares de planta 40-T6 abriendo el interruptor principal IG-6 y luego el interruptor secundario IA.
5. Coordinar con Supervisor de Operaciones alto Voltaje el cierre del Interruptor de acople de barras AA1 para restablecer servicios auxiliares de planta en Facilidades de barra A.
6. Colocar en Servicio las Unidades Compresoras Facilidad-18.
7. Coordinar con Reducción L1 y Cierre los Interruptores IG de los transformadores L1 controlando corriente fijada por Producción.
8. Coordinar con Reducción L2 y Cierre los Interruptores IG de los transformadores L2 controlando corriente fijada por Producción
9. En la facilidad 50-F1: Coordine con personal de Sistema Flakt Complejo I el cierre del contactor de 2.4KV de un abanico para colocarlo en servicio.

10. En la facilidad 50-F2: Coordine con personal de Sistema Flakt Complejo I el cierre del contactor de 2.4KV de un abanico para colocarlo en servicio.
11. En la facilidad 50-F3: Coordine con personal de Sistema Flakt Complejo II el cierre del contactor de 2.4KV de un abanico para colocarlo en servicio.
12. En la facilidad 50-F4: Coordine con personal de Sistema Flakt Complejo II el cierre del contactor de 2.4KV de un abanico para colocarlo en servicio.

Actividades a realizar en la sub-estación Oeste:

1. Ubicar la falla y reconocer las alarmas acústicas y visuales.
2. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transforectificadores de L3.
3. Aceptar el disparo de los interruptores IG de los transforectificadores de L4.
4. Coordinar con Reducción L3 y Cerrar los Interruptores IG de los transforectificadores L3 controlando corriente fijada por Producción.
5. Coordinar con Reducción L3 y Cerrar los Interruptores IG de los transforectificadores L4 controlando corriente fijada por Producción.

Al hacer estas maniobra el transformador trabaja a 25,297 MVA y a 1138,1 A lo cual es más aceptable, como se observa en la figura 5.45.

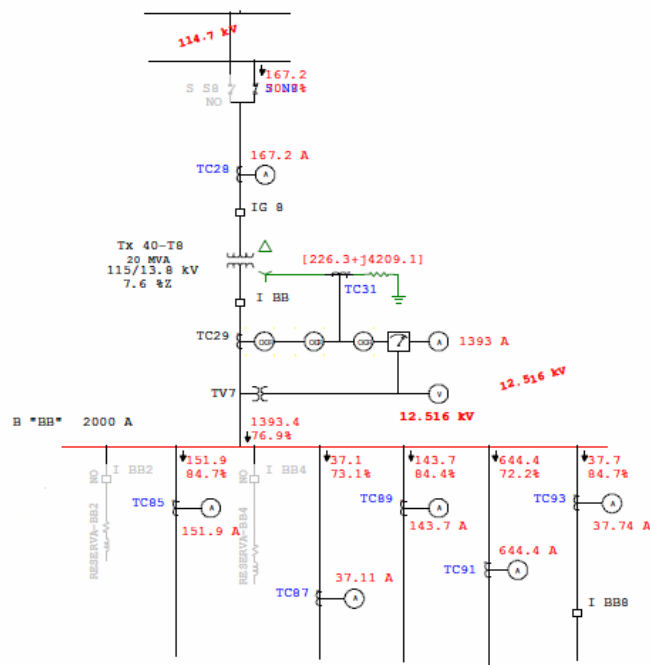


Figura 5.42. Transformador 40-T8 con corriente alta.

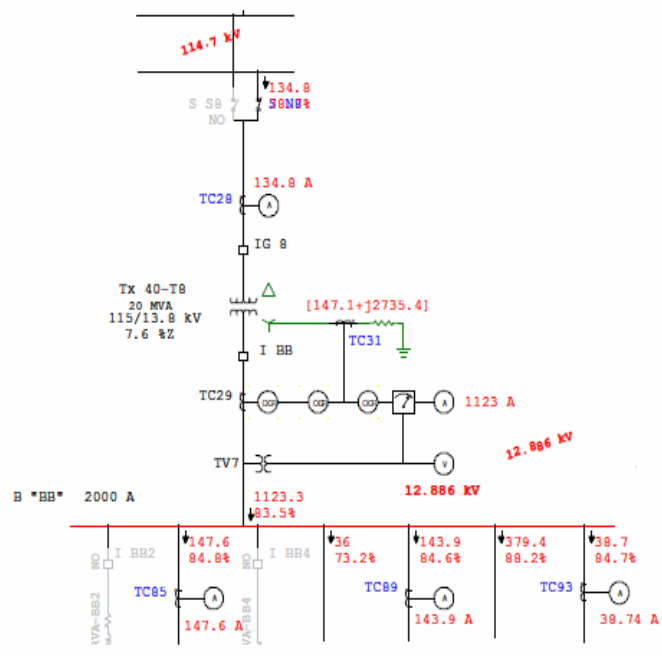


Figura 5.43. Transformador 40-T8 con corriente aceptable.

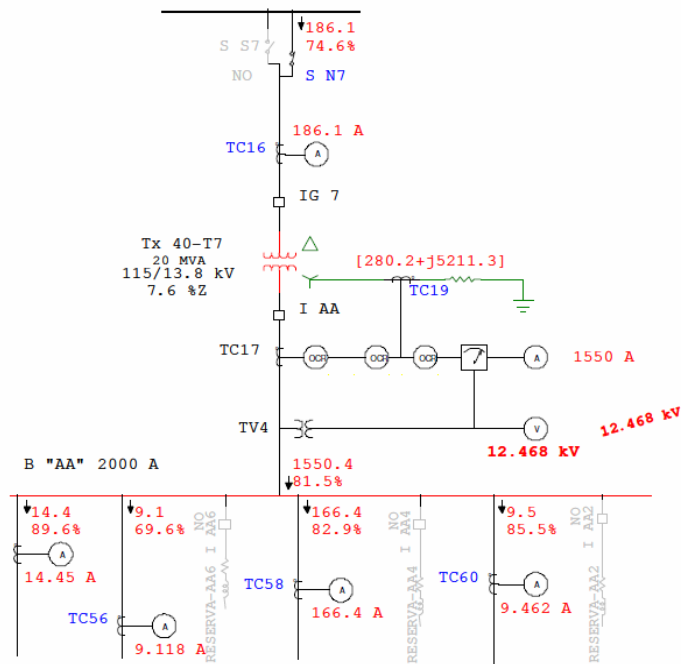


Figura 5.44. Transformador 40-T7 con sobrecarga.

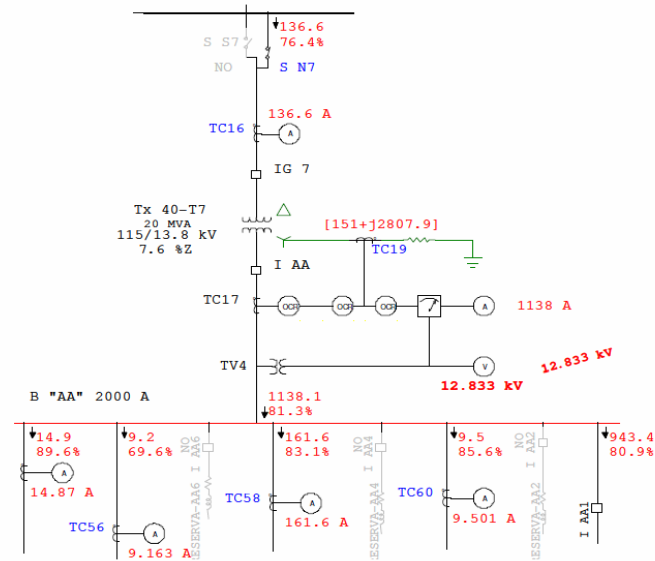


Figura 5.45. Transformador 40-T7 sin sobrecarga.

5.4 Análisis de Cortocircuito a cada Contingencia

Para realizar el análisis de cortocircuito a cada contingencia se tomo en consideración la corriente en cada barra principal de 13,8 KV para las contingencias del mismo nivel de Corriente, de igual manera se hizo para las fallas a nivel de 115 KV.

A continuación se muestran los resultados de las contingencias a nivel de 13,8 KV y 115 KV.

5.4.1 Caso Normal

Para este caso, no hay ninguna contingencia, el sistema esta trabajando sin ningún equipo fuera de servicio, en la tabla 5.4 se observan los resultados obtenidos.

Tabla 5.4. Valores de Cortocircuito Trifásico

	Valor Diseño	Valor de CC trifásico
Línea 1	38,825 KA	28,11 KA
Línea 2	38,825 KA	27,99 KA
Línea 3	38,825 KA	28,07 KA
Línea 4	38,825 KA	25,07 KA
Barra AA	37 KA	10,8 KA
Barra A	37 KA	12,7 KA
Barra B	37 KA	11,4 KA
Barra BB	37 KA	11,2 KA
Barra V L	37 KA	Circuito #1: 9.1 KA Circuito #2: 9.1 KA

5.4.2 Fuera de Servicio Línea 1 de 115 KV

Cuando sale de servicio la línea 1 de 115 KV, se observan estos resultados (tabla 5.5), en los cuales se tomaron en cuenta el valor de diseño de cortocircuito, el

valor con el sistema normalmente y con la contingencia presentada, así se tomo para los casos de 115 KV y 13,8 KV.

Tabla 5.5. Valores de Cortocircuito sin Línea 1

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Línea 1	38,825 KA	28,11 KA	-
Línea 2	38,825 KA	27,99 KA	28,05 KA
Línea 3	38,825 KA	28,07 KA	28 KA
Línea 4	38,825 KA	25,07 KA	25,07 KA

5.4.3 Fuera de Servicio Línea 2 de 115 KV

En la tabla 5.6 se observan los resultados del análisis de cortocircuito trifásico cuando sale de servicio la línea 2 de 115 KV.

Tabla 5.6. Valores de Cortocircuito sin Línea 2

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Línea 1	38,825 KA	28,11 KA	28,07 KA
Línea 2	38,825 KA	27,99 KA	-
Línea 3	38,825 KA	28,07 KA	27,95 KA
Línea 4	38,825 KA	25,07 KA	25,07 KA

5.4.4 Fuera de Servicio Línea 3 de 115 KV

En la tabla 5.7 se observan los resultados del análisis de cortocircuito trifásico cuando sale de servicio la línea 3 de 115 KV.

Tabla 5.7. Valores de Cortocircuito sin Línea 3

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Línea 1	38,825 KA	28,11 KA	28,1 KA
Línea 2	38,825 KA	27,99 KA	27,95 KA
Línea 3	38,825 KA	28,07 KA	-
Línea 4	38,825 KA	25,07 KA	25,07 KA

5.4.5 Fuera de Servicio Línea 4 de 115 KV

En la tabla 5.8 se observan los resultados del análisis de cortocircuito trifásico cuando sale de servicio la línea 4 de 115 KV.

Tabla 5.8. Valores de Cortocircuito sin Línea 4

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Línea 1	38,825 KA	28,11 KA	28,14 KA
Línea 2	38,825 KA	27,99 KA	28,05 KA
Línea 3	38,825 KA	28,07 KA	28,04 KA
Línea 4	38,825 KA	25,07 KA	-

5.4.6 Fuera de Servicio Línea 1 y Línea 2 de 115 KV

En la tabla 5.9 se observan los resultados del análisis de cortocircuito trifásico cuando sale de servicio las líneas 1 y 2 de 115 KV.

Tabla 5.9. Valores de Cortocircuito sin Línea 1 y 2

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Línea 1	38,825 KA	28,11 KA	-
Línea 2	38,825 KA	27,99 KA	-
Línea 3	38,825 KA	28,07 KA	27,95 KA
Línea 4	38,825 KA	25,07 KA	25,07 KA

5.4.7 Fuera de Servicio Línea 1 y Línea 3 de 115 KV

En la tabla 5.10 se observan los resultados del análisis de cortocircuito trifásico cuando sale de servicio las líneas 1 y 3 de 115 KV.

Tabla 5.10. Valores de Cortocircuito sin Línea 1 y 3

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Línea 1	38,825 KA	28,11 KA	-
Línea 2	38,825 KA	27,99 KA	27,95 KA
Línea 3	38,825 KA	28,07 KA	-
Línea 4	38,825 KA	25,07 KA	25,07 KA

5.4.8 Fuera de Servicio Línea 1 y Línea 4 de 115 KV

En la tabla 5.11 se observan los resultados del análisis de cortocircuito trifásico cuando sale de servicio las líneas 1 y 4 de 115 KV.

Tabla 5.11. Valores de Cortocircuito sin Línea 1 y 4

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Línea 1	38,825 KA	28,11 KA	-
Línea 2	38,825 KA	27,99 KA	28,05 KA
Línea 3	38,825 KA	28,07 KA	28,04 KA
Línea 4	38,825 KA	25,07 KA	-

5.4.9 Fuera de Servicio Línea 2 y Línea 3 de 115 KV

En la tabla 5.12 se observan los resultados del análisis de cortocircuito trifásico cuando sale de servicio las líneas 2 y 3 de 115 KV.

Tabla 5.12. Valores de Cortocircuito sin Línea 2 y 3

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Línea 1	38,825 KA	28,11 KA	27,95 KA
Línea 2	38,825 KA	27,99 KA	-
Línea 3	38,825 KA	28,07 KA	-
Línea 4	38,825 KA	25,07 KA	25,07 KA

5.4.10 Fuera de Servicio Línea 2 y Línea 4 de 115 KV

En la tabla 5.13 se observan los resultados del análisis de cortocircuito trifásico cuando sale de servicio las líneas 2 y 4 de 115 KV.

Tabla 5.13. Valores de Cortocircuito sin Línea 2 y 4

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Línea 1	38,825 KA	28,11 KA	28,1 KA
Línea 2	38,825 KA	27,99 KA	-
Línea 3	38,825 KA	28,07 KA	27,98 KA
Línea 4	38,825 KA	25,07 KA	-

5.4.11 Fuera de Servicio Línea 3 y Línea 4 de 115 KV

En la tabla 5.14 se observan los resultados del análisis de cortocircuito trifásico cuando sale de servicio las líneas 3 y 4 de 115 KV.

Tabla 5.14. Valores de Cortocircuito sin Línea 3 y 4

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Línea 1	38,825 KA	28,11 KA	28,11 KA
Línea 2	38,825 KA	27,99 KA	27,98 KA
Línea 3	38,825 KA	28,07 KA	-
Línea 4	38,825 KA	25,07 KA	-

5.4.12 Fuera de Servicio Transformador 40-T5

En la tabla 5.15 se muestran los resultados del análisis de cortocircuito cuando ocurre una falla en el 40-T5, el cual es el estado actual de CVG Venalum.

Tabla 5.15. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Barra AA	37 KA	10,8 KA	10,8 KA
Barra A	37 KA	12,7 KA	12,7 KA
Barra B	37 KA	11,4 KA	11,9 KA
Barra BB	37 KA	11,2 KA	11,9 KA
Barra V L	37 KA	Circuito #1: 9,1 KA Circuito #2: 9,1 KA	Circuito#1: 9,1 KA Circuito#2: 9,1 KA

5.4.13 Fuera de Servicio Transformador 40-T5 y 40-T6

En la tabla 5.16 se muestran los resultados del análisis de cortocircuito cuando ocurre una falla en los transformadores 40-T5 y 40-T6.

Tabla 5.16. Valores de Cortocircuito sin Transformadores 40-T5 y 40-T6

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Barra AA	37 KA	10,8 KA	13,3 KA
Barra A	37 KA	12,7 KA	13,3 KA
Barra B	37 KA	11,4 KA	11,9 KA
Barra BB	37 KA	11,2 KA	11,9 KA
Barra V L	37 KA	Circuito #1: 9,1 KA Circuito #2: 9,1 KA	Circuito#1: 9,1 KA Circuito#2: 9,1 KA

5.4.14 Fuera de Servicio Transformador 40-T5 y 40-T7

En la tabla 5.17 se muestran los resultados del análisis de cortocircuito cuando ocurre una falla en los transformadores 40-T5 y 40-T7.

Tabla 5.17. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5 y 40-T7

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Barra AA	37 KA	10,8 KA	13 KA
Barra A	37 KA	12,7 KA	13 KA
Barra B	37 KA	11,4 KA	11,9 KA
Barra BB	37 KA	11,2 KA	11,9 KA
Barra V L	37 KA	Circuito #1: 9,1 KA Circuito #2: 9,1 KA	Circuito#1: 9,1 KA Circuito#2: 9,1 KA

5.4.15 Fuera de Servicio Transformador 40-T5 y 40-T8

En la tabla 5.18 se muestran los resultados del análisis de cortocircuito cuando ocurre una falla en los transformadores 40-T5 y 40-T8.

Tabla 5.18. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5 y 40-T8

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Barra AA	37 KA	10,8 KA	10,8 KA
Barra A	37 KA	12,7 KA	13,4 KA
Barra B	37 KA	11,4 KA	13,4 KA
Barra BB	37 KA	11,2 KA	9,3 KA
Barra V L	37 KA	Circuito #1: 9,1 KA Circuito #2: 9,1 KA	Circuito#1: 9,8 KA Circuito#2: 9,8 KA

5.4.16 Fuera de Servicio Transformador 40-T5 y 40-T7 VL

En la tabla 5.19 se observan los resultados del análisis de cortocircuito cuando ocurre una falla en los transformadores 40-T5 y 40-T7 VL.

Tabla 5.19. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5 y 40-T7 VL

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Barra AA	37 KA	10,8 KA	10,8 KA
Barra A	37 KA	12,7 KA	13,4 KA
Barra B	37 KA	11,4 KA	13,4 KA
Barra BB	37 KA	11,2 KA	12,1 KA
Barra V L	37 KA	Circuito #1: 9,1 KA Circuito #2: 9,1 KA	Circuito#1: 11,3 KA Circuito#2: 11,3 KA

5.4.17 Fuera de Servicio Transformador 40-T5, 40-T6 y 40-T7

En la tabla 5.20 se observan los resultados del análisis de cortocircuito cuando ocurre una falla en los transformadores 40-T5, 40-T6 y 40-T7.

Tabla 5.20. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T6 y 40-T7

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Barra AA	37 KA	10,8 KA	12,8 KA
Barra A	37 KA	12,7 KA	12,8 KA
Barra B	37 KA	11,4 KA	12,8 KA
Barra BB	37 KA	11,2 KA	12,8 KA
Barra V L	37 KA	Circuito #1: 9,1 KA Circuito #2: 9,1 KA	Circuito#1: 9,1 KA Circuito#2: 9,1 KA

5.4.18 Fuera de Servicio Transformador 40-T5, 40-T6 y 40-T7 VL

En la tabla 5.21 se observan los resultados del análisis de cortocircuito cuando ocurre una falla en los transformadores 40-T5, 40-T6 y 40-T7 VL para el caso 1.

En la tabla 5.22 se observan los resultados del análisis de cortocircuito trifásico para el caso 2.

Tabla 5.21. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T6 y 40-T7 VL (Caso 1)

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Barra AA	37 KA	10,8 KA	13,3 KA
Barra A	37 KA	12,7 KA	13,3 KA
Barra B	37 KA	11,4 KA	12,8 KA
Barra BB	37 KA	11,2 KA	12,8 KA
Barra V L	37 KA	Circuito #1: 9,1 KA Circuito #2: 9,1 KA	Circuito#1: 11,9 KA Circuito#2: 11,9 KA

Tabla 5.22. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T6 y 40-T7 VL (Caso 2)

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Barra AA	37 KA	10,8 KA	13,3 KA
Barra A	37 KA	12,7 KA	13,3 KA
Barra B	37 KA	11,4 KA	13,3 KA
Barra BB	37 KA	11,2 KA	12,1 KA
Barra V L	37 KA	Circuito #1: 9,1 KA Circuito #2: 9,1 KA	Circuito#1: 11,3 KA Circuito#2: 11,3 KA

5.4.19 Fuera de Servicio Transformador 40-T5, 40-T6 y 40-T8

En la tabla 5.23 se observan los resultados del análisis de cortocircuito cuando ocurre una falla en los transformadores 40-T5, 40-T6 y 40-T8 para el caso 1.

En la tabla 5.24 se observan los resultados del análisis de cortocircuito trifásico para el caso 2.

Tabla 5.23. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T6 y 40-T8 (Caso 1)

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Barra AA	37 KA	10,8 KA	13,1 KA
Barra A	37 KA	12,7 KA	13,1 KA
Barra B	37 KA	11,4 KA	9,4 KA
Barra BB	37 KA	11,2 KA	9,4 KA
Barra V L	37 KA	Circuito #1: 9,1 KA Circuito #2: 9,1 KA	Circuito#1: 9,9 KA Circuito#2: 9,9 KA

Tabla 5.24. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T6 y 40-T8 (Caso 2)

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Barra AA	37 KA	10,8 KA	13,3 KA
Barra A	37 KA	12,7 KA	13,3 KA
Barra B	37 KA	11,4 KA	13,3 KA
Barra BB	37 KA	11,2 KA	9,3 KA
Barra V L	37 KA	Circuito #1: 9,1 KA Circuito #2: 9,1 KA	Circuito#1: 9,8 KA Circuito#2: 9,8 KA

5.4.20 Fuera de Servicio Transformador 40-T5, 40-T7 y 40-T7 VL

En la tabla 5.25 se observan los resultados del análisis de cortocircuito cuando ocurre una falla en los transformadores 40-T5, 40-T7 y 40-T7 VL para el caso 1.

En la tabla 5.26 se observan los resultados del análisis de cortocircuito trifásico para el caso 2.

Tabla 5.25. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T7 y 40-T7 VL (Caso 1)

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Barra AA	37 KA	10,8 KA	13,0 KA
Barra A	37 KA	12,7 KA	13,0 KA
Barra B	37 KA	11,4 KA	12,8 KA
Barra BB	37 KA	11,2 KA	12,8 KA
Barra V L	37 KA	Circuito #1: 9,1 KA Circuito #2: 9,1 KA	Circuito#1: 11,9 KA Circuito#2: 11,9 KA

Tabla 5.26. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T7 y 40-T7 VL (Caso 2)

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Barra AA	37 KA	10,8 KA	13,0 KA
Barra A	37 KA	12,7 KA	13,0 KA
Barra B	37 KA	11,4 KA	13,0 KA
Barra BB	37 KA	11,2 KA	12,1 KA
Barra V L	37 KA	Circuito #1: 9,1 KA Circuito #2: 9,1 KA	Circuito#1: 11,3 KA Circuito#2: 11,3 KA

5.4.21 Fuera de Servicio Transformador 40-T5, 40-T7 y 40-T8

En la tabla 5.27 se observan los resultados del análisis de cortocircuito cuando ocurre una falla en los transformadores 40-T5, 40-T7 y 40-T7 VL para el caso 1.

En la tabla 5.28 se observan los resultados del análisis de cortocircuito trifásico para el caso 2.

Tabla 5.27. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T7 y 40-T8 (Caso 1)

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Barra AA	37 KA	10,8 KA	13,0 KA
Barra A	37 KA	12,7 KA	13,0 KA
Barra B	37 KA	11,4 KA	10,0 KA
Barra BB	37 KA	11,2 KA	10,0 KA
Barra V L	37 KA	Circuito #1: 9,1 KA Circuito #2: 9,1 KA	Circuito#1: 10,5 KA Circuito#2: 10,5 KA

Tabla 5.28. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T7 y 40-T8 (Caso 2)

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Barra AA	37 KA	10,8 KA	13,0 KA
Barra A	37 KA	12,7 KA	13,0 KA
Barra B	37 KA	11,4 KA	13,0 KA
Barra BB	37 KA	11,2 KA	9,3 KA
Barra V L	37 KA	Circuito #1: 9,1 KA Circuito #2: 9,1 KA	Circuito#1: 9,8 KA Circuito#2: 9,8 KA

5.4.22 Fuera de Servicio Transformador 40-T5, 40-T8 y 40-T7 VL

En la tabla 5.29 se observan los resultados del análisis de cortocircuito cuando ocurre una falla en los transformadores 40-T5, 40-T8 y 40-T7 VL.

Tabla 5.29. Valores de Cortocircuito sin Transformador 40-T5, 40-T8 y 40-T7 VL

	Valor Diseño	Valor con sistema Normal	Valor con Contingencia Estudiada
Barra AA	37 KA	10,8 KA	11,2 KA
Barra A	37 KA	12,7 KA	12,6 KA
Barra B	37 KA	11,4 KA	12,6 KA
Barra BB	37 KA	11,2 KA	12,6 KA
Barra V L	37 KA	Circuito #1: 9,1 KA Circuito #2: 9,1 KA	Circuito#1: 11,7 KA Circuito#2: 11,7 KA

CONCLUSIONES

- El análisis de flujo de carga nos ayudó a conocer el comportamiento del sistema durante cada contingencia estudiada, el mismo se realizó para el sistema en optimas condiciones, se observó que los valores de la simulación presentan un error mínimo comparado con los valores de medidos en la empresa, validando de esta forma el análisis realizado.
- En el estudio de flujo de carga se observó que los transformadores que alimentan a los motores de los abanicos (facilidad 47) están trabajando a un nivel marginal de su capacidad. “Punto 2 de recomendaciones”.
- En los casos donde fallan 1 y 2 líneas de transmisión de 115 KV, se observo que no se tiene inconvenientes como sobre cargas en las líneas, lo cual valida las practicas realizadas y simuladas.
- En los casos donde falla un solo transformador de servicios auxiliares y el 40-T5 de complejo I, no ocurren inconvenientes en las barras restantes.
- En los casos donde ocurran fallas en dos transformadores y sin disponibilidad del 40-T5, se observa que una barra siempre va a alimentar a las cargas de los dos transformadores fallados, estas barras sufren bajo voltaje, menos de 95 % de 13,8 KV. “Punto 1 de Recomendaciones”
- El análisis de contingencia se realizo para conocer las maniobras que se tienen que se deben aplicar en el momento de una emergencia, este nos da la seguridad de sacar los equipos necesarios para quitarle carga a los transformadores que se encuentren sobrecargados.

- El análisis de cortocircuito se realizó para conocer y comparar las variaciones de corriente de las barras principales de 13,8 KV y las líneas 115 KV restantes de las fallas, de esta manera se conoció que tanto perjudica el perder una línea o un transformador.
- En el análisis de cortocircuito se observó que la corriente tanto para fallas de 13,8 KV Y 115 KV no sufre variaciones considerables con respecto a su valor de diseño.
- En las fallas a nivel de 115 KV, cuando se pierden transformadores de servicios auxiliares también se debe tomar en cuenta el energizar estos servicios (Abanico, Compresores), ya que cuando actúan los relés de mínima tensión estos no vuelven a energizarse hasta que se cierran los contactores e interruptores que los energizan, no se colocaron estas maniobras para estos casos porque se tomaron en cuenta para las fallas de 13,8 KV, ya que se quiso mostrar solo las estrategias para volver a colocar en servicio todo el sistema a nivel de 115 KV.

RECOMENDACIONES

- Subir el nivel de TAP'S en el caso de fallas de tres transformadores de servicios auxiliares, ya que se pudo observar que un transformador queda alimentando a dos barras de 13,8 KV para cada caso en estas contingencias, lo que produce bajo voltaje en la barra alimentada por el transformador, si no se hiciera esto se tendría que realizar un bote de carga mayor.
- Se recomienda cambiar los transformadores de los abanicos de las líneas 1 y 2 de complejo I, ya que se observan que están trabajando a un valor marginal de su capacidad.
- Realizar otros acoples entre los transformadores de servicios auxiliares, ya que esto optimizaría el sistema cuando ocurren fallas y se equilibrarían las cargas.
- Buscar los niveles de cortocircuito de las barras principales 115 KV (barra Norte y barra Sur) ya que estos valores no son manejados por la empresa, y estos pueden ser necesarios para futuros proyectos.
- Se recomienda buscar las cargas primordiales de planta, ya que se observó que en las fallas más severas, como perdidas de los transformadores 40-T5, 40-T6 y 40-T7, se tuvo que proceder a sacar planta de carbón, con estas cargas se podría hacer un mejor bote de carga.

BIBLIOGRAFÍA

1. Pérez Velásquez, C. “Análisis de contingencia del sistema eléctrico norte de Anzoátegui (EDELCA-PDVSA-Cadafé) a nivel de 115 kV”. Trabajo de grado no publicado. Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui. 2000.
2. Osorio Marín, C. “Análisis de Contingencia en los sistemas eléctricos de transmisión u sub-transmisión de P.D.V.S.A. oriente”. Trabajo de grado no publicado. Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui. 2000.
3. Gómez Expósito, A. “Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica”. Editorial McGraw-Hill. España. 2002.
4. Stevenson, W. “Análisis de Sistemas de Potencia”. 2^{da} Edición. Editorial McGraw-Hill. México.2007.
5. Gross, C. “Análisis de Sistemas de Potencia”. 1^{ra} Edición. Editorial Interamericana S.A. México. 1981.
6. Weedy, B. “Sistemas Eléctricos de Gran Potencia”. 2^{da} Edición. Editorial Reverte S.A. España. 1982.
7. Rodríguez, M. “Análisis de Sistemas de Potencia”. 2^{da} Edición. Editorial Ediluz. Maracaibo. Venezuela. 1992.
8. Pérez Luna, J. “Diseño de un sistema de Operaciones y Maniobras para Mantenimiento y/o Contingencias en las redes de distribución 13.8 KV de la

Ciudad de Puerto La Cruz”. Trabajo de grado no publicado. Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui. 2006.

9. Código Eléctrico Nacional, FONDONORMA 200:2004. 7ª. Revisión. 2004.

10. Zurita R, S. “Operación Óptima y Segura de Redes Eléctricas de Potencia”. Universidad Nacional Experimental Politécnica “Antonio José de Sucre”. 2005.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	“ANÁLISIS DE CONTINGENCIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA INDUSTRIA VENEZOLANA DE ALUMINIO, CVG. VENALUM”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Carrasco Betancourt, Eduardo José	CVLAC: 18.210.000 E MAIL: zfbk@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

análisis de contingencia

sistema eléctrico

cvg venalum

software etap 6.0.0

líneas de transmisión

análisis de cortocircuito

emergencia trasforectificadores

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Eléctrica

RESUMEN (ABSTRACT):

CVG VENALUM es una empresa que está constituida desde 1973, desde esa fecha se ha encargado de producir aluminio primario, tanto así, que actualmente es una de las empresas más grandes de Latinoamérica y del mundo en la producción de este material. Ya que VENALUM es una empresa que depende 100 % de la electricidad para la producción, ya que el Aluminio es un Material que proviene de un proceso electrolítico llamado electrolisis (Separación de Materiales en presencia de electricidad), la empresa no puede tener fallas a nivel eléctrico, de ahí la importancia de hacer este trabajo el cual consistió en realizar un plan de contingencia el cual asegure a los operadores y técnicos de las subestaciones, hacer operaciones de manera segura al producirse una emergencia, asimismo mediante este trabajo van a estar seguros de que las operaciones son validadas dado que se realizaron las simulaciones de las mismas en el software ETAP 6.0.0. CVG VENALUM esta alimentada por tres subestaciones principales, las cuales son alimentadas de la subestación de “Guayana B”, desde ahí provienen 4 líneas de transmisión a nivel de 115 KV, las cuales dos llegan a la subestación de complejo I, una a complejo II y la ultima a V línea. Desde allí se alimentan los transformadores (Encargados de transformar la corriente AC en DC necesaria para la electrolisis) y los transformadores de servicios auxiliares. Las Contingencias estudiadas fueron las pérdidas de una y dos líneas de transmisión de 115 KV y las pérdidas de 1, 2 y 3 transformadores de servicios auxiliares, concluyendo así que las contingencias a nivel de 115 KV se pueden hacer de manera segura, mientras que en las de 13,8 KV cuando están 3 transformadores fuera de servicio, se tienen que hacer un bote de carga para disminuir la misma en los transformadores restantes. También así se hizo un análisis de cortocircuito a cada contingencia para conocer si estos valores se superan en cada una de ellas, observando así que para estos casos estos valores no son superados.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
Natera, Lenin	CVLAC:	14.763.332			
	E_MAIL	Lenin.natera@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
Sánchez, Daniel	CVLAC:	13.274.598			
	E_MAIL	daniel.sanchez@venalum.com.ve			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
Parra, Hernán	CVLAC:	4.362.464			
	E_MAIL	hernanparra@cantv.net			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Maza, Manuel	CVLAC:	8.266.951			
	E_MAIL	ingmanuelmaza@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN

2010	06	04
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.ContingenciaSistElectCVG-Venalum.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: _____ CVG.VENALUM _____ **(OPCIONAL)**

TEMPORAL: _____ Seis (6) meses _____ **(OPCIONAL)**

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Electricista

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Electricidad

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente/ Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

Artículo 41: “Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.

Carrasco B., Eduardo J.

AUTOR

Sánchez Daniel

TUTOR

Natera Lenin

TUTOR

Parra Hernán

JURADO

Maza Manuel

JURADO

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS