ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS QUE MINIMICEN EL CORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BAHÍAS SIMPLES EN 66 KV ANTE NECESIDAD DE MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS Y CORRECTIVOS EN ARREGLOS DE DOBLE BARRA

Hugo Anibal Cordone Jiménez

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZÚ
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
Coronel Oviedo - Paraguay
Año 2018

ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS QUE MINIMICEN EL CORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BAHÍAS SIMPLES EN 66 KV ANTE NECESIDAD DE MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS Y CORRECTIVOS EN ARREGLOS DE DOBLE BARRA

Elaborado por

Hugo Anibal Cordone Jiménez

Tutor

Ing. Armando Paul Ortiz Cardozo

Trabajo presentado a la Facultad de Ciencias y Tecnologías de la Universidad Nacional de Caaguazú, como requisito para la obtención del título de Ingeniero en Electricidad

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZÚ
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
Coronel Oviedo - Paraguay
Año 2018

Página de aprobación

Trabajo de fin de grado para la obtención del Título de Ingeniero Electricista aprobado en representación de la Facultad Ciencias y Tecnologías de la Universidad Nacional de Caaguazú, por el Tribunal Examinador constituido por los siguientes profesores.

_ _

Prof. Ing.

_ _

Prof. Ing.

_ _

Prof. Ing.

Dedicado a:

Mi padre Hugo Sebastián, por haberme enseñado que la perseverancia, la constancia y la disciplina son cimientos esenciales para alcanzar metas y objetivos propuestos en ésta vida

Mi madre Edelira, por haberme brindado su consejería certera en momentos difíciles e inculcándome que todo esfuerzo es momentáneo pero la satisfacción de llegar a la cúspide es infinita

Mi hermana Vanessa María, por haberme apoyado en todo momento y demostrarme que ante cualquier adversidad todo es posible

Mis familiares, por el constante apoyo, preocupación y bondad durante ausencias momentáneas laborales de mis padres

Mis compañeros de estudio, por todos los años de convivencia académica así como también extra académica

Mis amigos, por las reiteradas palabras de aliento durante todos éstos años

Agradecimientos

A Dios por guiar mis pasos en el sendero del bien y la salud, sin ésta última todo es imposible

Al Ing. Armando Paul Ortiz Cardozo, por ser tutor de este proyecto y su valiosa guía académica para la realización del mismo.

Al Ing. Cesar Antonino Ferreira Benítez, por el acompañamiento durante la elaboración del proyecto, correcciones y la constante motivación de llegar al final.

A los profesores de la carrera que han contribuido de alguna manera para este proyecto y por mi formación académica.

A los profesionales de la ANDE, por la ayuda desinteresada y las cuantiosas entrevistas brindadas.

ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS QUE MINIMICEN EL CORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BAHÍAS SIMPLES EN 66 KV ANTE NECESIDAD DE MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS Y CORRECTIVOS EN ARREGLOS DE DOBLE BARRA

Hugo Anibal Cordone Jiménez

Resumen

Actualmente en Paraguay, las disposiciones utilizadas en los centros de transformación en el nivel de tensión de 66 kV, no disponen de caminos alternativos para el flujo de potencia, en las posiciones de líneas y transformadores. Por éste motivo, en los días de mantenimiento a los equipos que conforman estas posiciones son desenergizadas afectando a las cargas atendidas por las $LT's$. Este hecho motivó la realización del presente trabajo con objetivos de minimizar los cortes de energía eléctrica en los niveles de 66 kV. Para ello, como ejemplo se escogió la estación transformadora Guarambaré ($EE.SS. - GUA$), la misma posee la configuración con el problema descrito anteriormente, todo ello con el fin de estudiar la confiabilidad del sistema en los niveles de 66 kV, así también las variaciones en el tiempo de las tasas de fallas y disponibilidad de los equipos asociados a las posiciones de líneas y transformadores. Fueron analizadas dos alternativas de suministro de energía eléctrica, técnicamente viables, con la ayuda de un software. Las mismas fueron incorporadas individualmente al arreglo existente para determinar que alternativa permite un mayor aumento de la confiabilidad de la disposición actual, utilizado como técnica de análisis el método de diagrama de bloques. Los valores obtenidos con la simulación han evidenciado que la incorporación de seccionadores de by-pass fijos han permitido aumentar 0.2 % la confiabilidad de la disposición actual, lo cual ya es muy importante en términos de confiabilidad. En contrapartida, es aún más importante 0.48 % de confiabilidad obtenido con la incorporación a necesidad de un seccionador de by-pass móvil. Teniendo en cuenta el mayor aumento de confiabilidad con la incorporación del seccionador de by-pass móvil y además de tener una mayor relación beneficio/costo, mayor versatilidad, mayor flexibilidad y por sobre todo mayor seguridad, por ende se concluyó que la propuesta de mejor alternativa se encontró en desarrollar técnicamente el seccionador de by-pass móvil.

Palabras claves: Subestaciones eléctricas, Confiabilidad en SEP, Arreglos de Barras, Seccionadores de bypass

ANALYSIS OF ALTERNATIVES THAT MINIMIZE THE ELECTRIC POWER COUPLING OF SIMPLE BAYS IN 66 KV IN NEED OF PREVENTIVE AND CORRECTIVE MAINTENANCE IN DOUBLE BUSBAR

Hugo Anibal Cordone Jiménez

Abstract

Currently in Paraguay, the dispositions used in the transformation centers at the 66 kV voltage level, do not have alternative ways for the power flow, in the lines and transformers bays. For this reason, in the days of maintenance, the teams that make up these bays are de-energized, affecting the loads handled by the $LT's$. This fact motivated the realization of the present work with the objective of minimizing the power cuts in the levels of 66 kV. For this, as an example, the transforming station Guarambaré ($EE.SS.-GUA$) was chosen, it has the configuration with the problem described above, all with the purpose of studying the reliability of the system at levels of 66 kV, as well as the variations in time of the failure and availability rates of the equipment associated with the lines and transformers bays. Two alternatives of electric power supply, technically viable, were analyzed with the help of software. They were incorporated individually to the existing arrangement to determine which alternative allows a greater increase in the reliability of the current disposition, used as analysis technique the block diagram method. The values obtained with the simulation have shown that the incorporation of fixed by-pass disconnectors have allowed to increase 0.2 % the reliability of the current disposition, which is already very important in terms of reliability. On the other hand, it is even more important 0.48 % of reliability obtained with the incorporation in need of a mobile by-pass disconnector. Taking into account the greater increase in reliability with the incorporation of the mobile by-pass disconnector and in addition to having a greater benefit / cost ratio, greater versatility, greater flexibility and above all greater safety, therefore it was concluded that the proposal of better alternative was found in developing technically the mobile by-pass disconnector.

Key words: Electrical substations, Power system reliability, Busbars configurations, Bypass disconnectors

Índice general

Página de aprobación i

Dedicatoria ii

Agradecimientos iii

Resumen iv

Abstract v

Lista de figuras xix

Lista de tablas xxii

Indice de palabras xxii

Lista de abreviaturas xxiv

1. INTRODUCCIÓN **1**

I REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA **5**

2. CONCEPTOS GENERALES **7**

2.1. Subestación eléctrica 7

2.1.1. Tipos generales de subestaciones 8

2.1.1.1. Subestaciones de Interconexión 8

2.1.1.2. Subestaciones de interconexión con transformador 8

2.1.1.3. Subestaciones de transformación pura 8
2.1.1.4. Subestaciones convencionales 8
2.1.1.5. Subestaciones blindadas 8
2.1.2. Configuraciones de subestaciones 9
2.1.2.1. Esquema de barra simple 9
2.1.2.2. Esquema de barra simple con bypass 9
2.1.2.3. Esquema de barra principal y barra de transferencia . . . 10
2.1.2.4. Esquema de doble barra 11
2.1.2.5. Esquema de doble barra mas seccionador de bypass 12
2.1.2.6. Esquema de doble barra mas barra de transferencia 12
2.1.2.7. Esquema interruptor y medio 13
2.1.2.8. Esquema de doble barra con doble interruptor 14
2.1.2.9. Esquema disposición en anillo 14
2.1.3. Parametros para determinar la tensión de una subestación 15

3. INTERRUPTORES **17**

3.1. Función de los interruptores 17
3.2. Tipos de interruptores 18
3.2.1. Por nivel de tensión 18
3.2.2. Por el lugar de la instalación 18
3.2.3. Por características externas de diseño 19
3.2.4. Por método y medio de interrupción 19
3.2.5. Por mecanismo de accionamiento 20
3.3. Medios de extinción del arco eléctrico 20

3.3.1. Aceite aislante 20
3.3.2. Aire 21
3.3.3. Vacío 21
3.3.4. Hexafloruro de azufre (SF_6) 22
3.4. Dimensionamiento de interruptores 23
3.4.1. Estudio de la onda de corriente de cortocircuito 23
3.4.1.1. Onda simétrica de la corriente de cortocircuito 23
3.4.1.2. Onda asimétrica de la corriente de cortocircuito 24
3.4.2. Etapas de la corriente de cortocircuito 25
3.4.3. Tipos de fallas en interruptores 26
3.4.4. Cálculo de la componente alterna de la corriente de cortocircuito 27
3.5. Evaluación de la confiabilidad en interruptores mediante la normas Norsok Z−013 27
3.5.1. Análisis de criticidad según la norma Norsok Z−013 28
3.5.2. Determinación para el análisis de criticidad 29
3.5.2.1. Frecuencia de fallos (FF) 29
3.5.2.2. Transferencia de potencia por el interrruptor (TPI) 29
3.5.2.3. Impacto en la transmisión de energía (ITE) 30
3.5.2.4. Tiempo promedio para reparar (TPPR) 30
3.5.2.5. Costo de mantenimiento (CM) 30
3.5.2.6. Impacto de seguridad personal (IS) 30
3.5.2.7. Impacto ambiental (IA) 30
3.5.3. Ecuación de criticidad de interruptores 31

4. SECCIONADORES **33**

4.1. Funciones desempeñadas por los seccionadores 34

4.1.1. Seccionadores 35

4.1.2. Seccionadores de operaciones con carga (*Circuit Switchers)* 38

4.2. Componentes principales 38

4.2.1. Parte activa 39

4.2.2. Parte baja 40

4.2.3. Aisladores 41

4.2.4. Mecanismo de accionamiento 41

4.2.5. Árbol de maniobra 41

4.3. Accesorios 42

4.3.1. Limitador de arco 42

4.3.2. Terminales de línea 43

4.3.3. Conectores de línea 43

4.3.4. Desacoplamiento mecánico 43

4.4. Clasificación de los seccionadores según su forma constructiva 43

4.4.1. Seccionadores de cuchillas giratorias 43

4.4.2. Seccionadores de cuchillas deslizantes 44

4.4.3. Seccionadores de columnas giratorias 44

4.4.3.1. Seccionadores de columna giratoria central 44

4.4.3.2. Seccionadores de dos columnas giratorias 44

4.4.4. Seccionadores de pantógrafo 45

4.5. Especificaciones de características técnicas 45

4.5.1. Tesión nominal 46
4.5.2. Niveles de aislamiento 46
4.5.2.1. Tensión soportable nominal de frecuencia industrial 46
4.5.2.2. Tensión soportable nominal de impulso atmosférico 47
4.5.2.3. Tensión soportable nominal de impulso de maniobra . . . 47
4.5.3. Frecuencia nominal 47
4.5.4. Corriente nominal 47
4.5.5. Corrientes nominales de cortocircuito 48
4.5.6. Esfuerzos mecánicos sobre los terminales 48
4.6. Ensayos 48
4.6.1. Ensayos de rutina 49
4.6.2. Ensayos de aceptación 49
4.6.3. Ensayos de tipo 50
4.7. Tecnologías 51
4.7.1. Tecnología de contactos 51
4.7.2. Monitoreamiento y control 52
4.8. Mantenimiento 53

5. CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA 55

5.1. Conceptos de teoría de confiabilidad 56
5.2. Evaluación del desempeño de sistemas de potencia 57
5.3. Confiabilidad de componentes y métodos de redes 60
5.3.1. Confiabilidad de componentes 60

5.3.1.1. Componentes no reparables 60
5.3.1.2. Componentes reparables 61
5.3.2. Métodos de redes 62
5.3.2.1. Sistemas serie 62
5.3.2.2. Sistemas paralelo 63
5.3.2.3. Sistemas complejos 64

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA 65

6.1. Análisis costo/beneficio 65
6.2. Tasa interna de retorno (TIR) 66
6.3. Retorno sobre la inversión (ROI) 67

II RESUMEN EJECUTIVO 69

7. DESARROLLO DE RESUMEN EJECUTIVO 71

7.1. Descripción del trabajo 71
7.1.1. Métodos y técnicas utilizadas 72
7.2. Justificación 72
7.3. Finalidad de proyecto 73
7.4. Metas 74
7.5. Objetivos 74
7.5.1. Objetivo General 74
7.5.2. Objetivos Específicos 74
7.6. Beneficiarios 75
7.7. Producto 75

7.8. Localización física y cobertura espacial 76
7.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas 77
7.10. Recursos Necesarios 78
7.10.1. Recursos Humanos 78
7.10.2. Recursos Materiales 78
7.11. Factibilidad técnica 79
7.12. Factibilidad económica 81
7.12.1. Incorporación de by-pass fijo al arreglo 81
7.12.1.1. Beneficios en la reducción de cortes de energía 81
7.12.1.2. Costo de inversión 83
7.12.2. Incorporación de by-pass móvil al arreglo 84
7.12.2.1. Beneficios en la reducción de cortes de energía 84
7.12.2.2. Costo de inversión 85
7.12.3. Evaluación Económica 86
7.12.3.1. Determinación del flujo de caja proyectada 86
7.12.3.2. Determinación de la tasa interna de rendimiento (TIR) . . 87
7.12.3.3. Determinación del valor presente neto (VPN) 87
7.12.3.4. Determinación del periodo de recuperación de la inversión (PRI) 88

III INGENIERÍA DE DISEÑO 89

8. LEVANTAMIENTO DE DATOS 91

8.1. Estación Transformadora Guarambaré - ($EE.SS. - GUA$) 92

8.2. Verificación de confiabilidad 93

8.3. Parámetros de confiabilidad 94

8.4. Modelamiento por (RBD´s) 95

8.5. Simulación del arreglo existente 99

9. ALTERNATIVAS **101**

9.1. Incorporación de seccionador by-pass fijo al arreglo 102

9.2. Incorporación de seccionador by-pass móvil al arreglo 103

9.3. Simulación del arreglo + incorporaciones 104

9.4. Desarrollo técnico de la alternativa Nº 2 105

9.4.1. Mensura técnica de la zona de estudio 106

9.4.2. Condiciones ambientales 106

9.4.3. Dimensionamiento del equipo 107

9.4.3.1. Selección del fabricante 109

9.4.4. Características principales del seccionador 110

9.4.5. Diseño del by-pass móvil 111

9.4.6. Conductor y conector 116

9.4.7. Operación y conexión del by-pass móvil 116

9.4.8. Movilidad y funcionalidad del bypass móvil 120

IV DESENLACE **121**

10.RESULTADOS Y DISCUSIÓN **123**

11.CONCLUSIONES **125**

12.RECOMENDACIONES **127**

APÉNDICE 127

A. Resumen ejecutivo **129**

A.1. Reducción de PENF 129

B. Ingeniería de diseño **139**

B.1. Cálculos 149

B.1.1. Cálculos de confiabilidad 149

B.1.2. Cálculos eléctricos del seccionador de bypass 159

C. Evaluación económica **163**

C.1. PRI 163

Índice de figuras

2.1. Tipos de subestaciones 7

2.2. Esquema de barra simple 9

2.3. Esquema de barra simple con bypass 10

2.4. Esquema de barra principal y barra de transferencia 11

2.5. Esquema de doble barra 11

2.6. Esquema de doble barra mas seccionador bypass 12

2.7. Esquema de doble barra mas barra de transferencia 13

2.8. Esquema interruptor y medio 13

2.9. Esquema de doble barra con doble interruptor 14

2.10. Esquema disposición en anillo 15

3.1. Onda simétrica de corriente de cortocircuito cuando $E = E_{max}$ 24

3.2. Onda asimétrica de corriente de cortocircuito cuando $E = 0$ 24

4.1. Seccionador aislando transformador de potencia 36

4.2. Seccionador aislando interruptor 36

4.3. Seccionador aislando barrajes 36

4.4. Esquema de barra simple con bypass 37

4.5. Seccionador para operación bajo carga - componentes principales 39

4.6. Parte activa de un seccionador de doble apertura lateral 40

4.7. Parte baja de un seccionador 40

4.8. Mecanismos de accionamiento (caja de comando y conjunto motor/reductor) 42

4.9. Árbol de maniobra 42

4.10. Limitador de arco 42

4.11. Contacto directo 51

4.12. Contacto con rotación 52

4.13. Contacto encapsulado 52

5.1. Redundancias 57

5.2. Sistema serie 62

5.3. Sistema en paralelo 63

5.4. Sistema complejo 64

7.1. Estación Transformadora Guarambaré - ($EE.SS. - GUA$) 76

8.1. Diagrama Unifilar - EE.SS. GUA 96

8.2. Diagrama de bloques - $EE.SS. - GUA$ 99

9.1. Esquema de doble barra con seccionador bypass - adecuación propuesta en rojo de manera fija 102

9.2. Esquema de doble barra con seccionador bypass móvil - adecuación propuesta en rojo 103

9.3. Espacio físico existente entre equipos de potencia - $EE.SS. - GUA$ 106

9.4. Perspectiva posterior con las respectivas dimensiones del seccionador . . . 112

9.5. Perspectiva lateral con las dimensiones de los seccionadores entre sí 113

9.6. Perspectiva aérea con las dimensiones de los seccionadores entre sí 114

9.7. Esquema del seccionador de bypass móvil - Seccionador tripolar + remolque115

9.8. Arreglo de doble barra con by-pass móvil por cada posición - $EE.SS.-GUA$117

9.9. Arreglo de doble barra con by-pass móvil conectado a una posición - 3D . . 118

9.10. Arreglo de doble barra con by-pass móvil conectado a una posición - perspectiva lateral 3D 119

9.11. Arreglo de doble barra con by-pass móvil conectado a una posición 119

B.1. EE.SS. Guarambaré 139

B.2. Confiabilidad de bloques vs Tiempo 140

B.3. Desconfiabilidad de bloques vs Tiempo 140

B.4. Especificaciones eléctricas del seccionador ABB tipo GW55 - 72.5 kV . . . 141

B.5. Especificaciones eléctricas del seccionador ABB tipo SDF - 72.5 kV 142

B.6. Especificaciones eléctricas del seccionador Coelme-Egic tipo CBD - 72.5 kV 143

B.7. Especificaciones eléctricas del seccionador MESA - 72.5 kV 144

B.8. Especificaciones eléctricas del seccionador Lago Electromecánica SLA-2C - 72.5 kV 144

B.9. Especificaciones eléctricas del seccionador Siemens tipo CB- 72.5 kV 145

B.10. Especificaciones eléctricas del seccionador G & E y Alstom tipo S2DA - 72.5 kV 146

B.11. Especificaciones eléctricas del seccionador Crompton Graves tipo HCB - 72.5 kV 147

B.12. Conductor protegido Elsewedy Cables - 72.5 kV 148

Índice de tablas

4.1. Tabla indicativa de partes de un seccionador 39

7.1. Valoración de pérdidas y ahorro con la alternativa Nº 1 82

7.2. Costo de instalación de seccionadores de bypass fijo 83

7.3. Valoración de pérdidas y ahorro con la alternativa Nº 2 84

7.4. Costo de inversión de la alternativa Nº 2 85

7.5. Flujo de caja - seccionador de by-pass fijo 86

7.6. Continuación del flujo de caja 86

7.7. Flujo de caja - seccionador de by-pass móvil 87

7.8. Continuación del flujo de caja 87

8.1. Parámetros eléctricos de las posiciones de líneas y de transformadores de la *EESS - GUA* 93

8.2. Parámetros de confiabilidad $EE.SS. - GUA$ 95

8.3. Bloques indivuales, diagrama de bloques *EE.SS. - GUA* 97

8.4. Bloques múltiples, diagrama de bloques - *EESS GUA* 98

8.5. Resumen de simulación - $EE.SS. - GUA$ 100

9.1. Resumen de simulación - *EESS GUA + Alternativa Nº 1* 104

9.2. Resumen de simulación - *EESS GUA + Alternativa Nº 2* 105

9.3. Comparación de confiabilidades con sus respectivos resultados 105

9.4. Condiciones ambientales para el buen funcionamiento del seccionador de bypass 107

9.5. Comparación de parámetros eléctricos (Valores promedios existentes en el mercado vs Resultados calculados) 108

9.6. Especificaciones eléctricas de proveedores de seccionadores de potencia del tipo apertura central 109

A.1. Duración de cortes y pérdidas de potencia del arreglo de doble barra existente 129

A.2. Pérdidas de $PENF$ del arreglo de doble barra existente 130

A.3. Pérdidas monetarias del arreglo de doble barra existente 131

A.4. Pérdidas monetarias con bypass fijo 132

A.5. Ahorro con bypass fijo 133

A.6. Costo de obras de civiles 134

A.7. Pérdidas monetarias con bypass móvil 135

A.8. Reducción de $P.E.N.F.$ con seccionador de bypass móvil 136

A.9. Repuestos - seccionador de bypass móvil 137

Lista de abreviaturas

$EE.SS.$ = Estación Transformadora de Electricidad

$SS.EE.$ = Subestación Transformadora de Electricidad

$EE.SS.$ - GUA = Estación Transformadora Guarambaré

$ANDE$ = Administración Nacional de Electricidad

LT = Línea de Transmisión

$LT - VTA1$ = Línea de Transmisión Villeta 1

$LT - VTA2$ = Línea de Transmisión Villeta 2

$LT - ITG$ = Línea de Transmisión Itauguá

$S.I.N.$ = Sistema Interconectado Nacional

kA = Kilo Amper

kV = Kilo Volt

A = Amper

MW = Mega Watt

$RBD´$s = Reliability Block Diagram = Diagrama de Bloques de Confiabilidad

AT = Alta Tensión

$P.A.T.$ = Puesta a tierra

$E.N.S.$ = Energía no suministrada

$S.E.P.$ = Sistemas eléctricos de potencia

$T.I.R.$ = Tasa interna de retorno

$V.P.N.$ = Valor presente neto

$P.R.I.$ = Periodo de recuperación de la inversión

$TR-02$ = Posición de transformador numero dos

$TR-04$ = Posición de transformador numero cuatro

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es uno de los principales motores en la realización de actividades de todo tipo y una de las más demandadas e indispensables en la actualidad, debiendo interrumpirse lo menos posible, pues las mismas son esenciales para la población, así también, determinantes para el desarrollo de un país.

Muchas de las estaciones transformadoras de la $ANDE$ (Administración Nacional De Electricidad), en el arreglo de doble barra de sus respectivos patios de 66 kV, no cuentan con las configuraciones adecuadas de respaldo, es decir, circuitos extras que permitan ser opción alternativa de flujo de potencia en días de mantenimiento programado y/o eventos fortuitos. Para la realización de los trabajos, necesariamente los equipos que componen las posiciones de salida de líneas son desenergizados, provocando el fuera de servicio de la línea que finalmente desabastece de energía eléctrica durante los trabajos realizados a los consumidores. En el año 2015 se tuvo un total de 63 fueras de servicio en el Sistema Interconectado Nacional ($S.I.N.$), en donde el 85 % corresponde al motivo que es objeto de estudio en este proyecto de fin de grado. Debido a ello la $ANDE$ perdió un total de $Gs.$ 2.129.959.104 en ese año, cifra a tener en cuenta. Además de generar malestares en la ciudadanía por el corte de la energía eléctrica. Por ello, surge la motivación de encarar la resolución del problema planteado anteriormente, ante el hecho del sostenido crecimiento de la demanda atendida por las $EE.SS.´$s.

Para dar solución a la problemática descrita anteriormente, se analizan dos alternativas que ayuden a mitigar éste inconveniente. Para ello, se modela el arreglo de doble barras mediante bloques, ésta última representa a cada equipo de potencia con sus respectivos valores de confiabilidad para luego proceder a la realización de un análisis global de confiabilidad en los niveles de tensión de 66 kV para la $EE.SS.-GUA$ con la incorporación

de cada alternativa. Para el análisis, se estudia el caso de la Estación Transformadora Guarambaré ($EE.SS.-GUA$), la misma es considerada como unas de las $EE.SS's$ cabecera del $S.I.N.$, ella tiene la posibilidad de ser abastecida de energía eléctrica a través de las dos centrales hidroeléctricas *(ITAIPÚ y YACYRETÁ)*, fuentes mas grandes de generación de energía eléctrica en todo el país. Además, de poseer la configuración que lo involucra en la problemática mencionada anteriormente y a parte de disponer datos de tasas de fallas de los equipos de potencias pertenecientes a las bahías del arreglo de barras.

Éste proyecto de fin de grado está constituido por cuatro partes, donde cada una de ellas esta compuesta de capítulos que a su vez la componen secciones y subsecciones correspondientes a cada tema. A continuación son descritas, dando una información introductoria de las mismas.

La parte I está compuesta de 5 capítulos, en el capítulo 1 son rememorados los conceptos generales referentes a subestaciones eléctricas, tipos y las configuraciones correspondientes. El capítulo 2, está dedicado a interruptores, función de los mismos, tipos, medios de extinción, el dimensionamiento correspondiente y evaluaciones de confiabilidad. Así también, en el capítulo 3 se hablan exclusivamente sobre los seccionadores, la función que desempeñan en sistemas eléctricos de potencia, sus componentes, accesorios, clasificación de los mismos, especificaciones, ensayos, tecnologías y mantenimiento. En el capítulo 4, es presentada la teoría esencial de confiabilidad en sistemas de potencia, los conceptos, evaluación del desempeño en $S.E.P.$, además de la confiabilidad de componentes y métodos de redes. Como culminación de la parte uno, tenemos al capítulo 5 con las siguientes secciones; análisis costo/beneficio, Tasa interna de retorno (TIR) y Retorno sobre la inversión (ROI).

El resumen ejecutivo corresponde a la parte II, la misma esta constituida solamente por el capítulo 6. En éste capítulo son plasmadas la descripción del presente trabajo, la justificación y finalidad del proyecto, así también, las metas, los objetivos encarados, los beneficiarios, el producto obtenido, la ubicación geográfica del estudio, tareas realizadas, los recursos utilizados, la factibilidad técnica y finalmente la factibilidad económica.

La parte III lleva como título ingeniería de diseño, ésta parte esta estructurada por dos capítulos. Levantamiento de datos es el nombre que lleva el capítulo 7, primeramente se tratan los datos recolectados de la $EE.SS.-GUA$, los parámetros eléctricos, se recopilan las tasas de fallas de los equipos pertenecientes a la $EE.SS.-GUA$, se realiza el modelamiento y simulación con ayuda de un software. En el capítulo 8, son presentadas las dos alternativas de solución a la problemática, las mismas son descritas de manera introduc-

toria. Además, se realizan simulaciones pero ésta vez incorporando las alternativas, así también, se desarrolla toda la parte técnica de la alternativa mas factible.

La parte IV consta de 3 capítulos, en el capítulo 9 se presentan los resultados que derivan de los principales análisis que se realizan en la parte anterior. En el capítulo 10, se describen las conclusiones a las cuales se llegan gracias a los resultados que se obtienen. En el capítulo 11, se exponen ciertas recomendaciones que se deben considerar, así también, sugerencias externas relacionadas al proyecto.

Parte I

REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Capítulo 2

CONCEPTOS GENERALES

2.1. Subestación eléctrica

Una Subestación Eléctrica es un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia, y que en conjunto tienen como función transformar tensiones y derivar circuitos de potencia. Las subestaciones pueden servir para transformar tensiones, para seccionar circuitos o pueden tener ambas finalidades [1].

Hay subestaciones que tienen transformación, por lo que se tienen dos o más sistemas de tensiones distintas y están las que tienen un solo sistema de una única tensión nominal y su función es interconexión [1].

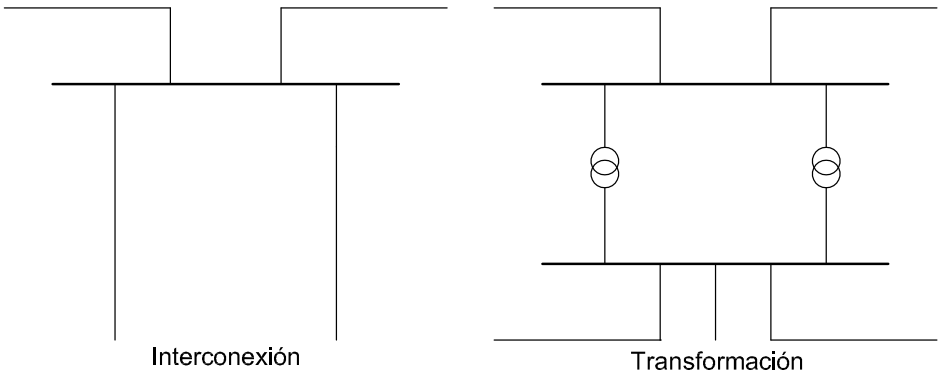


Figura 2.1: Tipos de subestaciones

2.1.1. Tipos generales de subestaciones

2.1.1.1. Subestaciones de Interconexión

Son un punto en la red en el que confluyen varias líneas sin que exista transformación a un nivel inferior de tensión. Son subestaciones típicas de los sistemas de transporte [2].

2.1.1.2. Subestaciones de interconexión con transformador

Cumplen idénticas funciones a las anteriores pero además disponen de transformación a un nivel o niveles de tensión inferior. Son subestaciones típicas de interconexión entre la red de transporte y los sistemas regionales de subtransporte local [2].

2.1.1.3. Subestaciones de transformación pura

Constituidas generalmente por dos o varias líneas de alta tensión y transformación a uno o varios niveles de media tensión. Son subestaciones típicas de alimentación a los sistemas de distribución, aunque también se pueden incluir dentro de este tipo, las subestaciones de alimentación a grandes plantas industriales [2].

2.1.1.4. Subestaciones convencionales

Utiliza en montaje intemperie o interior componentes discretos convencionales conectados entre sí mediante conexiones realizadas ïn situ"[2].

2.1.1.5. Subestaciones blindadas

Utiliza componentes integrados y montados en fábrica, protegidos mediante pantallas metálicas estancadas y aisladas por medio de gas a presión (SF6). Pueden utilizarse tanto para montaje interior como intemperie. En estas S.E. el equipo está totalmente protegido del medio ambiente, el espacio que ocupan es muy reducido, por lo general son ocupadas en hospitales, interior de fábricas, auditorios, centros comerciales, lugares densamente poblados, lugares con alto índice de contaminación, en lugares donde no se cuenta con una extensión grande de terreno para poder instalar una de tipo convencional (intemperie) [2].

2.1.2. Configuraciones de subestaciones

Las configuraciones eléctricas posibles en una subestación de Alta Tensión son muy numerosas. Principalmente se suelen ver las siguientes topologías:

2.1.2.1. Esquema de barra simple

Todos los circuitos de la subestación se encuentran conectados a una misma barra. Este tipo de embarrado tiene:

- Gran sencillez de explotación
- Claridad en la realización física de la instalación
- Coste reducido, comparando con las otras tipologías.

El principal inconveniente es que para cualquier revisión en los aparatos conectados a barras, se debe poner fuera de servicio toda la instalación [3].

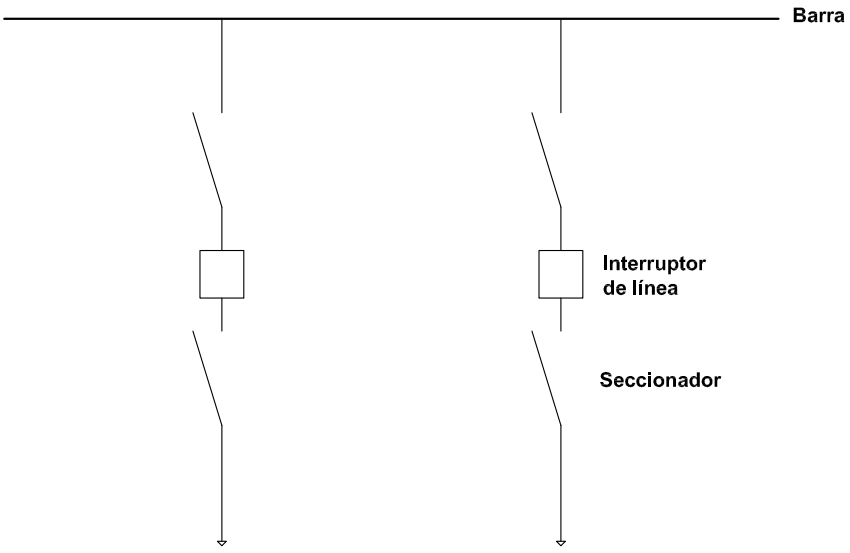


Figura 2.2: Esquema de barra simple

2.1.2.2. Esquema de barra simple con bypass

Para evitar uno de los inconvenientes de la simple barra, se instala en paralelo con cada módulo, un seccionador llamado de by-pass. Esto permite que, en el caso de tener que realizar trabajos en un interruptor, se puede dar servicio a la posición afectada a través

del seccionador de by-pass. Mientras el servicio esté por by-pass la instalación queda sin protecciones, y en el supuesto de una perturbación, dispararán los interruptores de cabecera de las líneas de alimentación [3].

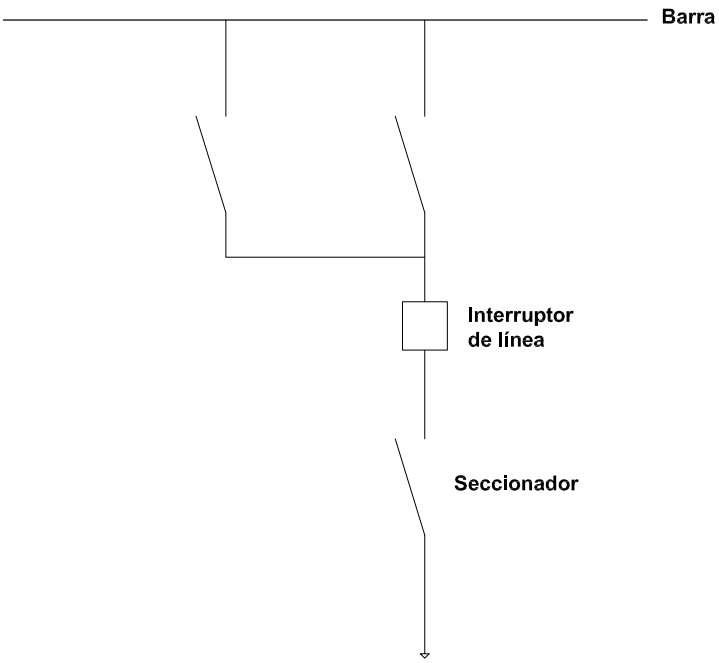


Figura 2.3: Esquema de barra simple con bypass

2.1.2.3. Esquema de barra principal y barra de transferencia

Con esta configuración cada campo de conexión se puede conmutar por medio del interruptor de transferencia a la barra de igual nombre, conservando en esta forma el servicio del campo respectivo durante el mantenimiento del interruptor o fallas del mismo, lo que demuestra la buena confiabilidad de la subestación bajo estas circunstancias [3].

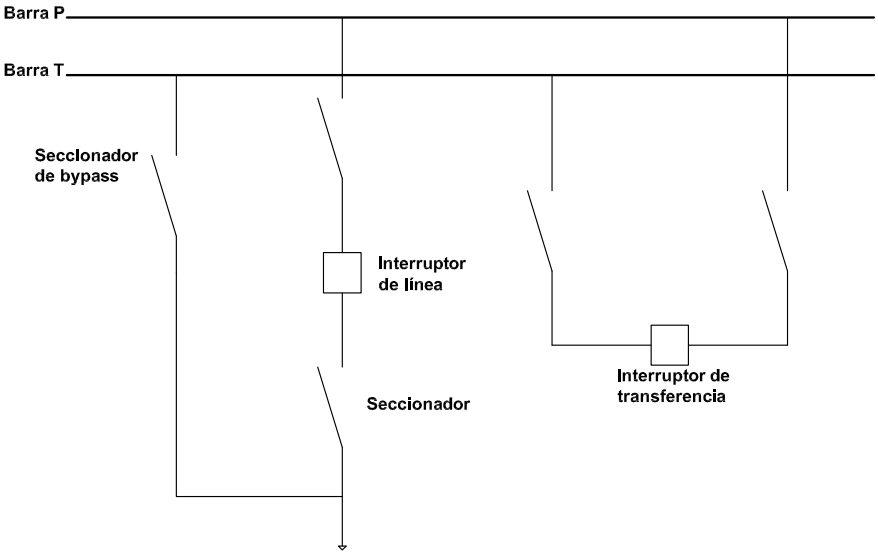


Figura 2.4: Esquema de barra principal y barra de transferencia

2.1.2.4. Esquema de doble barra

Esta configuración es flexible y confiable pues permite separar circuitos en cada una de las barras. No es segura cuando se presentan fallas en barras e interruptores. Es posible hacer mantenimiento en barras sin suspender el servicio. Dada su flexibilidad, se puede usar el acople como seccionador de barras, permitiendo así conectar a una y otra barra circuitos provenientes de una misma fuente sin necesidad de hacer cruce de las líneas a la entrada de la subestación [3].

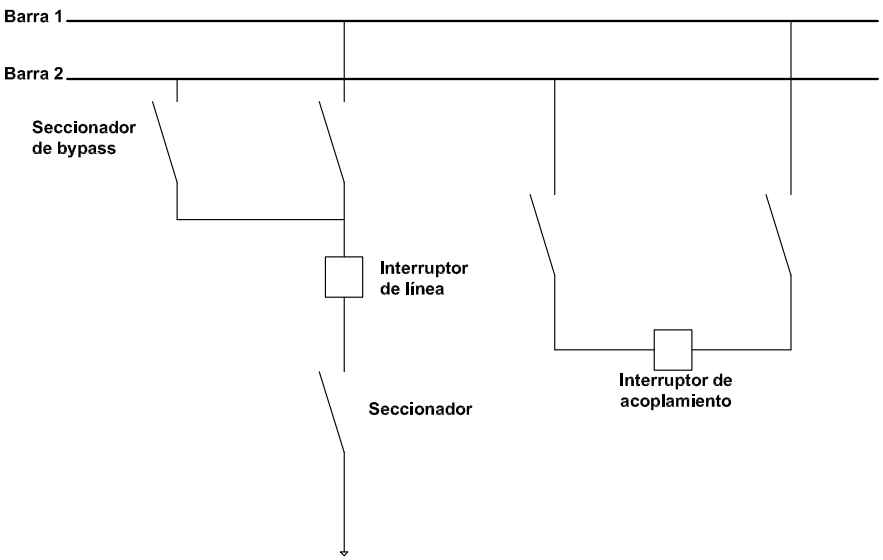


Figura 2.5: Esquema de doble barra

2.1.2.5. Esquema de doble barra mas seccionador de bypass

Esta subestación se puede operar, no simultáneamente, como doble barra o como barra principal más transferencia, no presentándose así conjuntamente las propiedades de flexibilidad y confiabilidad. Esta configuración es la que requiere un mayor número de equipos por campo, presentándose así mismo más elevada posibilidad de operación incorrecta durante maniobras [3].

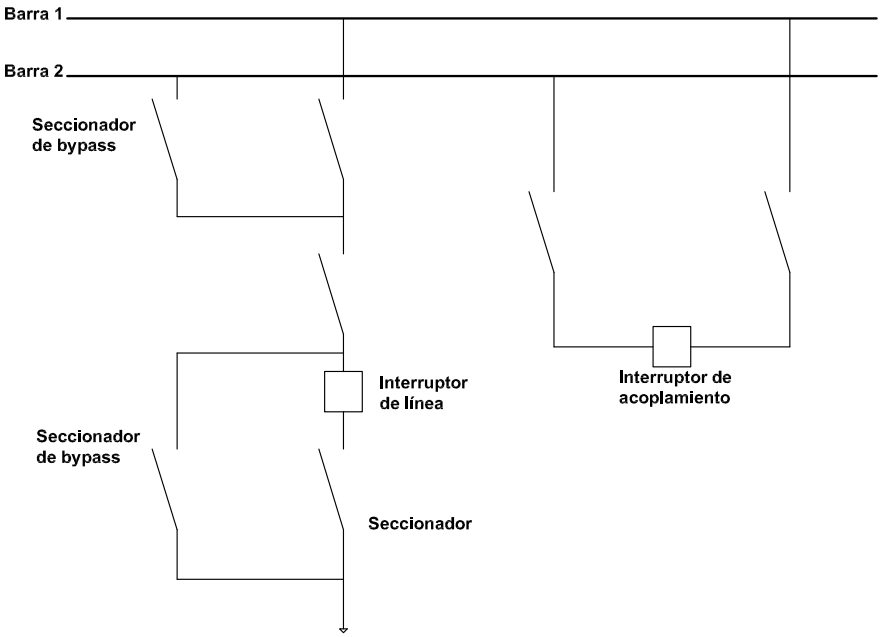


Figura 2.6: Esquema de doble barra mas seccionador bypass

2.1.2.6. Esquema de doble barra mas barra de transferencia

Es una combinación de la barra principal y de transferencia y la doble barra, dando como resultado un arreglo que brinda simultáneamente confiabilidad y flexibilidad. Normalmente se usan dos interruptores para las funciones de acople y transferencia, respectivamente, pudiéndose así efectuar en forma simultánea ambas operaciones [3].

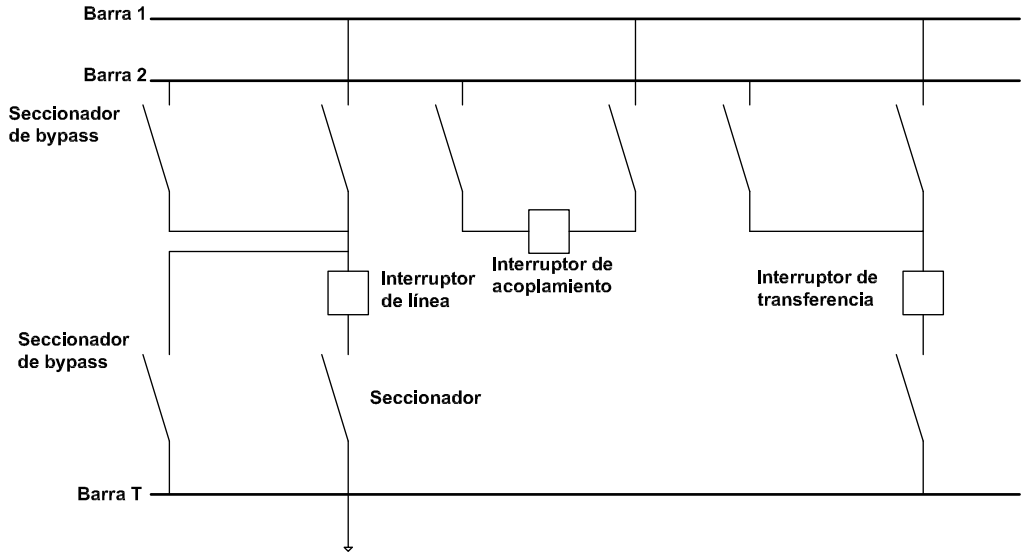


Figura 2.7: Esquema de doble barra mas barra de transferencia

2.1.2.7. Esquema interruptor y medio

Se tienen tres interruptores (diámetro) por cada dos salidas. Se puede hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin suspender el servicio y sin alterar el sistema de protección. Una falla en un barraje no interrumpe el servicio a ningún circuito. Es segura y confiable tanto por falla en los interruptores como en los circuitos y en las barras. No es flexible porque se opera con ambas barras energizadas y todos los interruptores cerrados. El hecho de tener dos barras no significa que los circuitos puedan ser conectados independientemente a cualquiera de ellas, como en el caso de la doble barra. La protección y el recierre se complican por el hecho de que el interruptor intermedio (entre dos circuitos) debe trabajar con uno u otro de los circuitos asociados [3].

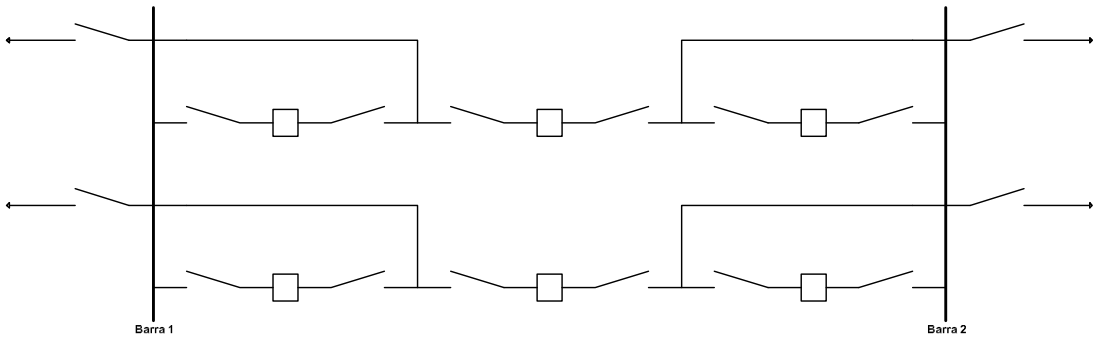


Figura 2.8: Esquema interruptor y medio

2.1.2.8. Esquema de doble barra con doble interruptor

En esta configuración se duplican tanto las barras como los interruptores de cada circuito. Presenta la mayor seguridad tanto por falla en barras como en interruptores. Da gran libertad para la operación, para trabajos de revisión y mantenimiento. Para lograr la mayor seguridad cada circuito se debe conectar a ambas barras o sea todos los interruptores cerrados y las dos barras energizadas [3]. Es la más costosa de todas las configuraciones a expensas de su seguridad desde el punto de vista del suministro, por lo cual su adopción en un caso particular requiere una justificación cuidadosa [3].

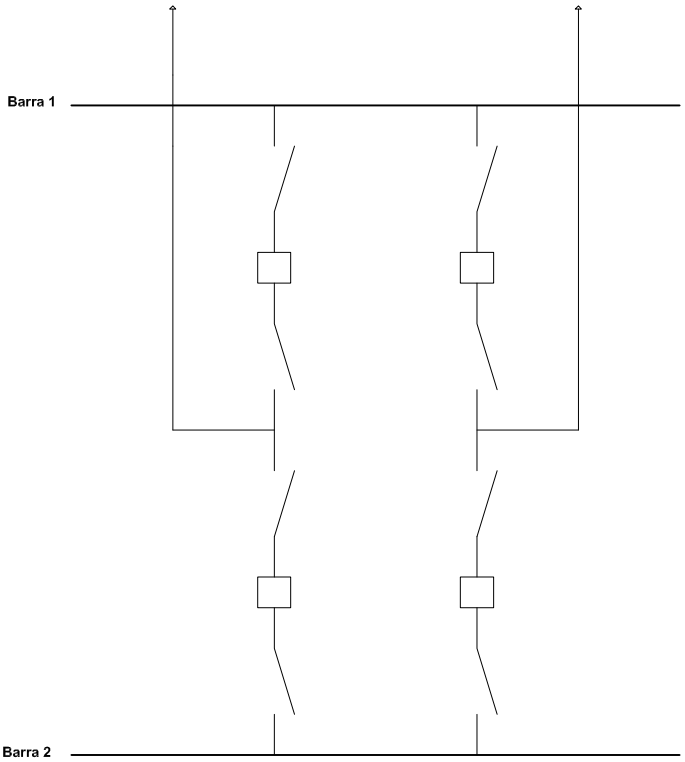


Figura 2.9: Esquema de doble barra con doble interruptor

2.1.2.9. Esquema disposición en anillo

La barra colectora es un anillo conformado por interruptores. Para aislar un circuito se requiere la apertura de los dos interruptores. Para aislar un circuito por un período largo, se debe abrir el seccionador de la línea para cerrar los interruptores asociados a dicho circuito y así dar continuidad al anillo. Es económica, segura y confiable si todos sus interruptores están cerrados. En caso de falla en un circuito, mientras se hace mantenimiento en otro, el anillo puede quedar dividido y presentar falta de servicio para alguna de las partes, o perderse la seguridad en el sistema. Desde el punto de vista de la flexibilidad la

subestación es similar a una barra sencilla. Para efectos de distribución de corrientes, los circuitos conectados al anillo se deben distribuir de tal manera que las fuentes de energía se alternen con las cargas [3].

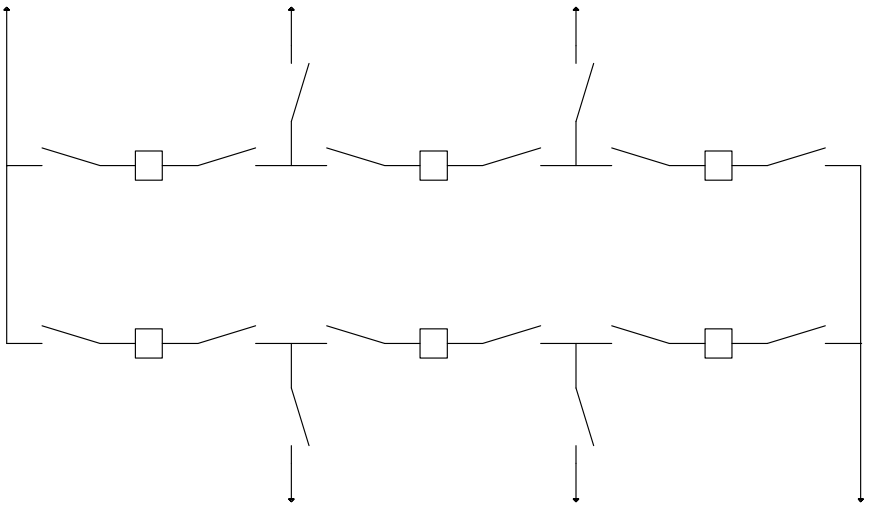


Figura 2.10: Esquema disposición en anillo

2.1.3. Parametros para determinar la tensión de una subestación

- Si la S.E. es alimentada en forma radial, la tensión de la S.E. se fija en función de la potencia de la misma.
- Si la alimentación proviene de un anillo, la tensión de la S.E. queda obligada por el anillo
- Si la alimentación es tomada de una L.T. cercana, la tensión de la S.E. queda obligada por la que maneje la línea de transmisión

Capítulo 3

INTERRUPTORES

3.1. Función de los interruptores

Los interruptores son aparatos de desconexión que pueden asegurar la *puesta en servicio* o *puesta fuera de servicio* de un circuito eléctrico y que, simultáneamente, están capacitados para garantizar la protección de la instalación en que han sido montados contra los efectos de las corrientes de cortocircuitos (defectos en tierra, cortocircuitos entre fases) [4].

Dichos aparatos deben ser, pues, capaces de cortar la intensidad máxima de corriente de cortocircuito susceptible de originarse en dicho lugar. Por lo tanto, su elección depende principalmente de la potencia de cortocircuito en el punto de la instalación que se desea proteger y no de la corriente que el aparato debe soportar en régimen normal [4].

Para definir más concretamente la elección de un interruptor, una vez determinado su poder de corte, se debe tener en cuenta otro parámetro, como es la duración de su funcionamiento. En efecto, al producirse un cortocircuito, las instalaciones, además de verse sometidas a los esfuerzos electrodinámicos, lo son a los esfuerzos térmicos, tanto más importantes cuanto mayor sea la duración de la extinción del arco [4].

Aunque se tenga interés en que los tiempos de apertura del interruptor se reduzcan al "máximo.en ciertos casos, se podrá introducir voluntariamente una cierta temporización (si los tiempos de los diversos interruptores no son diferentes) a fin de establecer una selectividad en la apertura de los interruptores [4].

Frecuentemente, pues, se asocian los interruptores a un conjunto de relés de protección mediante los que se miden permanentemente ciertos parámetros eléctricos especialmente

elegidos para detectar el comienzo de cualquier anomalía y poner en marcha la desconexión del interruptor en cuanto se sobrepasa el umbral de regulación existente [4].

3.2. Tipos de interruptores

3.2.1. Por nivel de tensión

El nivel de tensión en el cual se va a usar los interruptores es una clasificación muy amplia que divide a los interruptores en:

- Interruptores de baja tensión, son los diseñados para usarse en tensiones de hasta 1000 Volts.
- Interruptores de alta tensión, son los diseñados para usarse en tensiones superiores de 1000 volts.

Cada uno de esos grupos puede subdividirse. Para el caso de los interruptores de alta tensión estos se subdividen en interruptores de 123 kV y mayores e interruptores de 72.5kV y menores. Frecuentemente, estos grupos son relacionados como interruptores para transmisión e interruptores de distribución respectivamente. Esta clasificación de los interruptores de alta tensión es la que comúnmente es usada por las normas internacionales ANSI e IEC [4].

3.2.2. Por el lugar de la instalación

Los interruptores de alta tensión pueden ser usados en instalaciones tipo interior y tipo exterior o intemperie. Los interruptores tipo interior son aquellos diseñados para usarse solo en el interior de edificios o en envolventes resistentes a la intemperie.

Para media tensión es el rango de 4.76kV a 34.5kV estos son de tipo interior y están diseñados para usarse en el interior de tableros o cubículos metal-clad. La única diferencia entre los interruptores tipo interior y exterior es la envolvente externa o gabinete [4].

Las partes internas tales como los contactos, las cámaras de interrupción y el mecanismo, en la mayoría de los casos, son los mismos para los dos tipos, siempre y cuando las características nominales de corriente y tensión sean las mismas y que utilicen la misma tecnología para la interrupción de corriente [4].

3.2.3. Por características externas de diseño

Desde el punto de vista de su diseño físico estructural, los interruptores para intemperie pueden ser clasificados como interruptores de tanque muerto e interruptores de tanque vivo [4].

Los interruptores de tanque muerto están definidos por las normas ANSI como un dispositivo de desconexión en el cual la envolvente o tanque está sólidamente aterrizada y aloja las cámaras interruptivas y el medio aislante [4].

El interruptor de tanque vivo está definido como un dispositivo de desconexión, en el cual las cámaras interruptivas se encuentran soportadas en columnas aislantes y éstas quedan aislando la parte energizada del potencial a tierra [4].

Los interruptores de tanque muerto presentan ciertas ventajas sobre los interruptores de tanque vivo, entre las cuales se tienen:

- Se pueden instalar transformadores de corriente tipo boquilla, tanto en el lado de línea, como en el lado de la carga del interruptor.
- Su construcción ofrece una capacidad de soporte sísmico mayor
- Se embarcan ya ensamblados y ajustados desde la fábrica.
- Tiene una mejor estética.
- Ocupa menor espacio ya instalado.

Por otra parte, los interruptores de tanque vivo comparados con los de tanque muerto, ofrecen las siguientes ventajas:

- Costo menor, ya que no incluye los transformadores de corriente.
- Utilizan menor cantidad de fluido para interrupción.
- Requiere menor espacio para instalación.

3.2.4. Por método y medio de interrupción

- De aire, la energía del arco se disipa por enfriamiento en las placas cerámicas.

- De aceite, la energía del arco se disipa en la descomposición del propio aceite.
- De soplo de aire, la energía del arco disipa aplicándole una fuerte inyección de aire comprimido.
- De gas SF6, la energía del arco se disipa en el gas, de acuerdo con las leyes de la termodinámica.

De vacío, la energía del arco es disipada al mantener en el estado de vapor los materiales metálicos provenientes de los contactos.

3.2.5. Por mecanismo de accionamiento

- Mecanismo de accionamiento por resorte
- Mecanismo de accionamiento neumático
- Mecanismo de accionamiento hidráulico
- Accionamiento con gas dinámico

3.3. Medios de extinción del arco eléctrico

3.3.1. Aceite aislante

Las características requeridas del aceite aislante dependen del equipo donde se use. Por ejemplo, la resistencia a la oxidación es importante para transformadores de distribución, mientras que esta propiedad es de menor importancia para interruptores, donde la principal preocupación es que éste tenga la habilidad de extinguir rápidamente el arco eléctrico. El aceite aislante usado en interruptores puede tener una viscosidad ligeramente mayor que el aceite usado para transformadores. Esto con el propósito de soportar una mayor temperatura de inflamación. La función del aceite en un interruptor es aislar las partes vivas de tierra y la extinción del arco. Las principales desventajas de los aceites usados en interruptores son la presencia de carbonización (con lo cual disminuye su rigidez dieléctrica) y el riesgo inherente de incendio. La pureza del aceite generalmente se evalúa por su claridad y transparencia. El aceite nuevo tiene un color ámbar claro, mientras que el aceite contaminado es oscuro y tiene depósitos negros que muestra los signos de la carbonización. La condición del aceite se evalúa mediante la prueba de rigidez dieléctrica. Esta

prueba se realiza usando dos electrodos esféricos de 20 mm de diámetro con una distancia de 3 mm entre ellos. El aceite en buenas condiciones debe de tener una rigidez dieléctrica mayor a 30 kV. Para aceite usado se recomienda que la rigidez dieléctrica no sea menor a 15 kV [4].

3.3.2. Aire

Las propiedades eléctricas estáticas del aire aplican a las partes internas de un interruptor que utiliza este medio aislante. En consecuencia, las presiones que utilizan los diseños de interruptores de soplo de aire exceden los 10 bars. Por lo tanto, las tensiones de ruptura de las zonas más esforzadas eléctricamente no se pueden deducir de la Ley de Paschen debido principalmente a las condiciones de campos eléctricos no uniformes. Por lo tanto, el diseño debe de considerar reducciones adicionales en la rigidez dieléctrica debido a estos campos no uniformes, al acabado de las superficies, a variaciones en las propiedades de emisión de electrones de los materiales y a las impurezas contenidas en el aire comprimido. En un campo eléctrico uniforme, la rigidez dieléctrica del aire es independiente de la forma de onda de la tensión aplicada, por lo tanto el nivel de la tensión de ruptura a un valor de la densidad del gas con una distancia tal de los contactos es prácticamente el mismo para impulso por maniobra, impulso por rayo y tensión a frecuencia del sistema. En campos no uniformes la tensión de ruptura del aire varia con la forma de onda de la tensión y de su polaridad, de las pruebas de tensión aplicada a interruptores, las tensiones de impulso por rayo generalmente da valores de ruptura altos, con tensión a frecuencia del sistema da valores menores y con impulso por maniobra dan valores intermedios [4].

3.3.3. Vacío

El vacío tiene dos propiedades sobresalientes: (1) rigidez dieléctrica mayor que cualquier otro medio y (2) cuando se interrumpe un circuito de C. A. mediante la separación de contactos en vacío, la interrupción ocurre en el primer cruce por cero de la onda de corriente, presentándose inmediatamente un incremento de rigidez dieléctrica a través de los contactos, mucho mayor a la de interruptores en aire o aceite. Estas propiedades hacen que los interruptores en vacío sean más eficientes, compactos y económicos.

Todo medio que tiene una presión inferior que la presión atmosférica (760 mm de mercurio) se le conoce como vacío. Torricelli logró evacuar un espacio mediante la construcción de su barómetro de mercurio. Las presiones bajas se miden en términos de torr, donde 1 torr

= 1 mm de mercurio. Actualmente pueden lograrse presiones tan bajas de hasta 10-7 torr.

Cuando se efectúa la apertura de contactos en aire, las moléculas ionizadas son las principales portadoras de cargas eléctricas y las responsables de un bajo valor de ruptura dieléctrica. En el arco en vacío los átomos neutros, iones y electrones provienen de los mismos electrodos, y no del medio interruptivo. Conforme se mueven los contactos que conducen la corriente, la corriente se concentra en unos cuantos puntos de las superficies de contacto. La conducción a través del metal cesa cuando el puente entre los dos contactos se vaporiza.

De los elementos aislantes conocidos: Aire atmosférico, aceite, SF6, papel, porcelana, etc., comparados con el vacío, su capacidad de soportar tensión es pequeña. En un entrehierro de 1 cm, sólo unos cuantos electrones por millón llegan a chocar con las moléculas y formar iones. A este hecho es al que se debe la muy alta resistencia a la interrupción del vacío. En este intervalo, la resistencia a la interrupción es independiente de la densidad del gas y varía sólo con la longitud del entrehierro [4].

3.3.4. Hexafloruro de azufre (SF_6)

El gas hexafluoruro de azufre es un compuesto químico cuya fórmula es SF6. Se considera que el SF6 es un gas superior a cualquier otro medio aislante gaseoso e ideal para usarse en equipo de interrupción. Éste se usa en una gran variedad de equipos eléctricos debido a las ventajas que tiene sobre otros medios, tales como el aire y el aceite. Este gas combina sus propiedades eléctricas, en lo que respecta a la rigidez dieléctrica y extinción del arco con sus excelentes propiedades térmicas; además de otras características físicas que han generalizado su uso en equipo de interrupción [4].

El proceso industrial de producción del SF6 se realiza por medio de electrolisis a partir del azufre y del flúor, mediante la siguiente reacción exotérmica:

$$S + 3SF2 \longrightarrow SF6 + 262kcal(2079BTU) \tag{3.1}$$

Durante su producción se forman diferentes fluoruros de azufre tales como SF4, SF2, S2F2, y S2F10, así como impurezas debido a la presencia de humedad, aire y carbón en las celdas de electrolisis de fluoruro. El SF6 a pesar de sus múltiples ventajas, también tiene algunas desventajas. Sus principales desventajas son su descomposición bajo descargas eléctricas que da lugar a la formación de diferentes sustancias químicas y la licuefacción a grandes presiones [4].

3.4. Dimensionamiento de interruptores

El dimensionamiento de los interruptores de potencia se realiza principalmente mediante la corriente nominal de los interruptores, la capacidad de cortocircuito, el voltaje nominal y máximo al que serán sometidos, también la tensión de impulso, pero la más predominante entre todas ellas es la corriente de choque, este valor determinara la especificación final con la cual se comprara el equipo [5].

3.4.1. Estudio de la onda de corriente de cortocircuito

La forma de corriente de cortocircuito será distinta, según sea el valor de la fuerza electromotriz alterna en el momento del cortocircuito, es por ello que para no realizar un estudio de la onda de corriente de cortocircuito para todos los posibles valores que puede tomar la fuerza electromotriz en el instante del defecto, se realizara solamente el estudio de los casos extremos, es decir, cuando suceda:

$$E = E_{max} \qquad y \qquad E = 0 \tag{3.2}$$

3.4.1.1. Onda simétrica de la corriente de cortocircuito

Cuando en el instante de producirse el cortocircuito se tiene una fuerza electromotriz de valor máximo, la corriente de cortocircuito producida es simétrica (véase Fig. 2.1). La amplitud de la onda decrece rápidamente debido a la fuerte reacción desmagnetizante de la corriente de cortocircuito, que es muy reactiva y hace disminuir el flujo inductor ϕ, y consecuentemente la $f.e.m.(E)$. Entonces la intensidad inicial I_{ch} esta limitada prácticamente por la impedancia. El valor eficaz inicial de esta corriente vale [5]:

$$I_{cc} = \frac{E}{Z} \tag{3.3}$$

A este valor inicial de la corriente de cortocircuito se llama corriente eficaz de cortocircuito de choque, al valor de cresta de esta corriente se le llama corriente máxima de cortocircuito de choque, cuya expresión es:

$$I_{ch} = \sqrt{2} \cdot I_{cc} \tag{3.4}$$

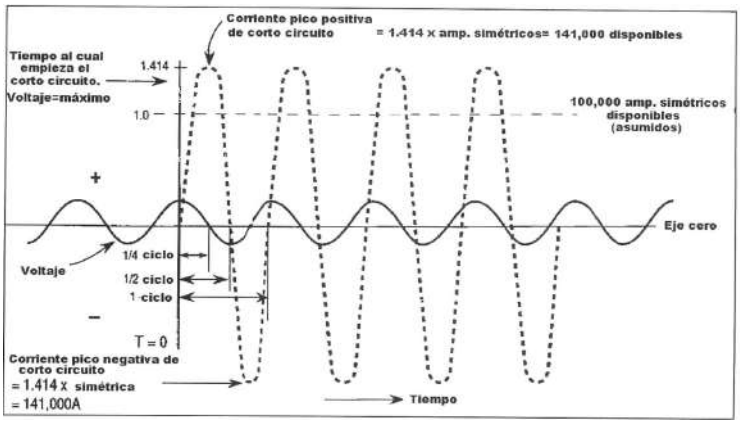


Figura 3.1: Onda simétrica de corriente de cortocircuito cuando $E = E_{max}$

3.4.1.2. Onda asimétrica de la corriente de cortocircuito

En el caso de que el cortocircuito se establezca en el instante en el que la fuerza electromotriz pasa por cero, la corriente de cortocircuito adopta la forma de la Fig. 2.2. Se sabe que si una inductancia se pone repentinamente bajo tensión, la corriente que se forma consta de una componente unidireccional de corriente continua adicional, de magnitud igual a la amplitud de la corriente alterna. El valor de esta componente unidireccional seria constante si la resistencia del circuito fuera absolutamente nula, pero como esta resistencia tiene un cierto valor, dicha componente se amortigua rápidamente hasta desaparecer al cabo de varios periodos [5].

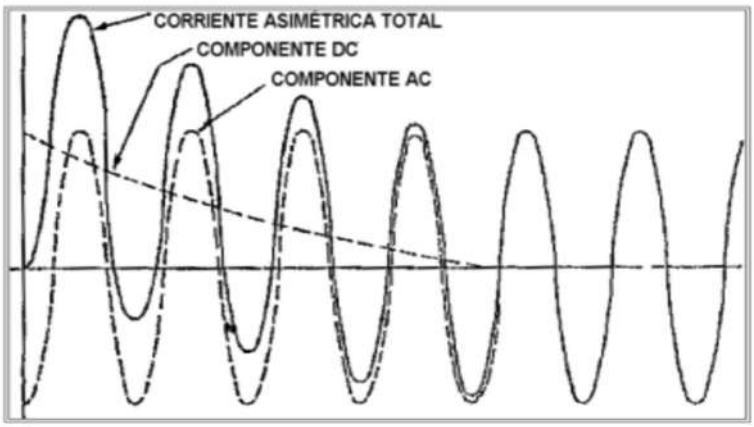


Figura 3.2: Onda asimétrica de corriente de cortocircuito cuando $E = 0$

Con el valor de la componente de corriente continua es igual a la amplitud de la corriente alterna, el valor de la corriente máxima de cortocircuito seria:

$$I_{ch} = \sqrt{2} \cdot I_{cc} + \sqrt{2} \cdot I_{cc} = 2\sqrt{2} \cdot I_{cc} \tag{3.5}$$

Es decir el doble de valor que para el caso de $E = E_{max}$, este valor solamente es teórico, hay que tener en cuenta el amortiguamiento del circuito, por lo que en la práctica y según resultados experimentales, se toma el siguiente valor:

$$I_{ch} = 1,8\sqrt{2} \cdot I_{cc} = 2,55\sqrt{2} \cdot I_{cc} \tag{3.6}$$

3.4.2. Etapas de la corriente de cortocircuito

A la vista de las ondas de corriente e cortocircuito simétrica y asimétrica, se pueden dividir las mismas, con respecto al tiempo, en tres etapas que se mencionan a continuación:

- Periodo subtransitorio: Durante este periodo inicial, la corriente e cortocircuito de choque baja rápidamente de valor, dura según los casos de 1 a 10 periodos. Si la tensión pasa por su valor máximo, la corriente de cortocircuito durante este periodo es simétrica y se tratara, por tanto, de una corriente simétrica de cortocircuito, que por establecerse en este periodo recibe el nombre de corriente subtransitoria de cortocircuito [5].

- Periodo transitorio: Durante este tiempo, la corriente de cortocircuito va disminuyendo lentamente de valor hasta alcanzar el valor de la corriente permanente de cortocircuito. Este periodo dura de 50 a 100 periodos, es decir, de 1 a 2 segundos (siendo la frecuencia de 50 Hz). Tanto si la iniciación del cortocircuito se ha producido cuando la tensión pasa por su valor máximo o por su valor nulo, la corriente transitoria de cortocircuito es simétrica [5].

- Periodo Permanente: La corriente de cortocircuito alcanza su valor permanente I_p y continuo sin apenas variación en este valor mientras dura la causa que ha provocado el cortocircuito. Durante el periodo subtransitorio se producen intensos esfuerzos electrodinámicos en los elementos sometidos al cortocircuito, que pueden provocar su destrucción. Dado el tiempo de desconexión propio de los interruptores y relés de protección, los interruptores desconectan la parte del circuito afectada por el cortocircuito, durante el periodo transitorio, por lo que las máquinas y aparatos deben proyectarse para soportar durante un tiempo que dura el periodo subtransitorio, la corriente de choque producida [5].

3.4.3. Tipos de fallas en interruptores

- Fallas en las terminales: Dentro de esta categoría se considera todas las fallas pegadas al interruptor. En este caso la oscilación de la tensión se amortigua por la resistencia propia del circuito de potencia y su frecuencia f_0 depende de los valores de la inductancia y de la capacitancia del lado de la fuente, o sea:

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L \cdot C}} \tag{3.7}$$

- Falla en una línea corta (falla kilométrica): Este tipo de fallas hace muy crítico el comportamiento de los interruptores, principalmente cuando ocurre entre los 3 y 5 km de distancia del interruptor. De ahí el nombre de falla kilométrica.

  En este caso, la tensión de restablecimiento está dada por la diferencia de tensión entre el lado de la fuente y el lado de la línea, con una frecuencia de oscilación de doble de la fundamental. Los primeros ciclos de la tensión transitoria tienen forma de diente de sierra y como la velocidad de crecimiento de los dientes es grande, esto ocasiona esfuerzos muy grandes en el dieléctrico del interruptor. En cambio la magnitud de la corriente durante esta falla es menor que en el caso anterior.

- Apertura de oposición de fases: Se produce en el caso en que por una conexión de fase equivocada, al cerrar el interruptor, éste cierra contra un cortocircuito directo, lo que provoca una apertura violenta, llegando a producirse una sobretensión de hasta tres veces la tensión normal de fase a neutro, con una frecuencia de oscilación del doble de la fundamental.

- Apertura de pequeñas corrientes inductivas: Es el caso típico de la apertura de un transformador excitado o de un banco de reactores. La apertura de estas corrientes puede provocar la llamada falla evolutiva que en un interruptor puede llegar a ser bastante fuerte, como se analiza en el inciso siguiente:

  Las corrientes inductivas son reducidas por el interruptor antes de pasar la onda por cero, pero debido a la energía almacenada en la inductancia del transformador, se generan sobretensiones que producen el reencendido del arco, siendo los picos de sobretensión que aparecen antes de que se origen el reencendido, lo que más daña al interruptor.

  - Falla evolutiva: Esta se produce cuando al abrir un circuito inductivo aparece la sobretensión que puede provocar el arqueo de los aisladores exteriores, lo cual a su vez, pone en cortocircuito la inductancia del transformador, liberándose

una onda viajera entre el transformador y el interruptor que provoca el reencendido del interruptor, volviendo a reaparecer la corriente de cortocircuito. En el momento en que ocurre esto, los contacto del interruptor se encuentran en proceso de apertura y separados una cierta distancia. Al reiniciarse el arco, con la corriente de cortocircuito, se eleva la presión dentro del interruptor, pudiendo esta llegar a un valor tan grande que produzca la explosión del mismo [5].

3.4.4. Cálculo de la componente alterna de la corriente de cortocircuito

Cuando se emplean valores de reactancias en ohmios, el valor de la componente alterna de la corriente de cortocircuito se obtendrá dividiendo la tensión por al reactancia total, mientras que si se emplean valores por unidad de las reactancias, el valor de la potencia aparente de cortocircuito correspondiente a dicha corriente se obtendrá dividiendo los KVA tomados como base por la reactancia total por unidad [6]:

$$kVA_{cc} = \frac{kVA_{base}}{X_{p.u}} \tag{3.8}$$

Por lo tanto, para todos los casos, la componente alterna de la corriente de cortocircuito en los casos de sistemas trifásicos será:

$$I_{cc} = \frac{kVA_{cc}}{\sqrt{3} \cdot kVA_{nominales}} \tag{3.9}$$

Para el dimensionamiento final, la componente alternada de la corriente de cortocircuito I_{cc} deberá ser multiplicada por dos coeficientes, el coeficiente de capacidad de ruptura o corriente de ruptura y el coeficiente de corriente instantánea o de choque, en donde la primera tiene un valor de 1,00 y la segunda 1,6. Estos factores hacen que sea posible determinar las características finales del interruptor.

3.5. Evaluación de la confiabilidad en interruptores mediante la normas Norsok Z−013

El método existente sirve para el análisis de la confiabilidad en equipos y componentes de acuerdo con la norma Norsok Z-013. Determina el nivel de criticidad de los interruptores

de potencia de una subestación a partir de la cantidad de fallas, el flujo de potencia que maneja el interruptor y de su incidencia en la estabilidad del sistema eléctrico de potencia, se utilizan expresiones matemáticas que están dirigidas al mantenimiento de los interruptores de potencia más críticos para elevar su confiabilidad [6].

3.5.1. Análisis de criticidad según la norma Norsok Z−013

El método clásico de evaluación de la criticidad de los componentes de un sistema consiste en la determinación de las funciones que debe realizar el sistema considerado en el conjunto que esté inmerso, así como de sus fallos funcionales asociados que puedan provocar efectos negativos en la instalación [6].

La criticidad de los modos de fallo se evalúa en términos de la probabilidad de ocurrencia, de acuerdo con diferentes niveles. La norma Norsok Z-013 propone un Análisis de Criticidad Cualitativo cuando no se dispone de información específica acerca de la configuración de las partes o las tasas de fallos y propone un método de Análisis de Criticidad Cuantitativo cuando se dispone de dicha información. Por tanto, si se conoce la frecuencia de falla y las consecuencias de un determinado activo, se puede determinar su nivel de criticidad en un tiempo de operación específico, debido a los modos de falla con una determinada categoría de severidad. La clasificación de criticidad está dada de acuerdo con el grado de severidad [6].

Alta Criticidad: Fallas que pueden causar lesiones severas al personal, daños mayores propiamente dichos, o que induzcan daños al sistema que signifiquen la pérdida de la misión [6].

Mediana Criticidad: Fallas que pueden causar lesiones menores, daños menores propiamente dichos, o que induzcan daños menores al sistema que provoquen retrasos, pérdida de disponibilidad o degradación de la misión [6].

Baja Criticidad: Fallas que no causan lesiones al personal, ni daños al sistema. Aunque puedan generar actividades de mantenimiento no programado o reparaciones [6].

El análisis de la criticidad tiene como objetivo establecer un método para determinar la jerarquía de procesos, sistemas y equipos de una planta compleja, permitiendo la subdivisión de los elementos en secciones que puedan ser manejadas de manera controlada. La criticidad se expresa en forma matemática de la siguiente forma:

$$Criticidad = Frecuencia \cdot Consecuencia \tag{3.10}$$

Donde la frecuencia se asocia al número de fallos, interrupciones o eventos que tenga el elemento o el sistema que se encuentre en el proceso de análisis, y la consecuencia se asocia al impacto y a la flexibilidad operacional, a los costos de reparación y a los impactos que tenga en la seguridad y el medio ambiente. Para el análisis de criticidad de los interruptores de potencia de una subestación pueden tomarse en cuenta los siguientes factores: frecuencia de fallos, transferencia de potencia por medio del interruptor, el impacto a la transmisión de energía cuando ocurre un fallo, el tiempo promedio para reparar, el costo de reparación, e impacto en la seguridad personal y ambiental [6].

3.5.2. Determinación para el análisis de criticidad

De acuerdo con los criterios antes expuestos, con las características del sistema eléctrico y con la literatura consultada, los indicadores a tener en cuenta para el análisis de la criticidad en interruptores de potencia de una subestación se definen como se muestra a continuación [6].

3.5.2.1. Frecuencia de fallos (FF)

La frecuencia de fallos de un interruptor es la cantidad de fallos del mismo en un período de un año.

$$f = \frac{N}{T} \tag{3.11}$$

donde:
f:Frecuencia de fallos (fallos/años)
N:Número total de fallos del interruptor en el período de estudio
T:Período de estudio en años
En el caso que no existan fallos en el período analizado debido al poco tiempo de operación del interruptor, se realiza una modelación de su frecuencia de fallos mediante análisis probabilísticos [6].

3.5.2.2. Transferencia de potencia por el interrruptor (TPI)

Es el impacto que puede ocasionar un fallo del interruptor en la transmisión de energía. Representa la energía dejada de suministrar a los consumidores por concepto de falla o por mantenimiento del interruptor. Por tanto, este indicador se puede relacionar con la potencia interrumpida que circula por el mismo [6].

3.5.2.3. Impacto en la transmisión de energía (ITE)

Se tiene en cuenta la transferencia de flujo de carga mediante los interruptores de acuerdo con su ubicación en la subestación, y está en función de la redistribución necesaria al desconectar una línea determinada, por lo que diferentes cargas pueden quedar sin servicio, provocando pérdidas económicas por desconexiones no planificadas [6].

3.5.2.4. Tiempo promedio para reparar (TPPR)

El tiempo promedio para reparar es la medida de la distribución del tiempo de reparación de un equipo o sistema. Este indicador mide la efectividad para restituir el interruptor a sus condiciones normales de operación una vez que salió de servicio por falla, dentro de un período determinado. El TPPR se calcula como se expresa a continuación [6]:

$$TPPR = \frac{Tiempo\,total\,de\,inactividad}{Numero\,de\,fallos} \tag{3.12}$$

3.5.2.5. Costo de mantenimiento (CM)

Los costos del mantenimiento parcial de los interruptores de potencia varían principalmente con el tiempo en que se realice el mantenimiento en la subestación y por el uso de materiales específicos de acuerdo con el tipo de subestación y su ubicación [6].

3.5.2.6. Impacto de seguridad personal (IS)

El impacto en la seguridad personal considera la posibilidad de la ocurrencia de eventos no deseados que ocasionen daños al personal al ocurrir un fallo, por ejemplo, en el caso de la explosión de un interruptor que afecte al personal de operación o de mantenimiento [6].

3.5.2.7. Impacto ambiental (IA)

El impacto ambiental considera la posibilidad de ocurrencia de eventos no deseados con daños al medio ambiente como consecuencia de la ocurrencia de un fallo [6].

3.5.3. Ecuación de criticidad de interruptores

Con todos los ítems descritos anteriormente podemos determinar la ecuación de criticidad en interruptores, por lo tanto [6]:

$$Criticidad = FF \cdot [(ITE \cdot TPI \cdot TPPR) + CM + IS + IA] \tag{3.13}$$

Capítulo 4

SECCIONADORES

La misión de este aparato es la de aislar tramos de circuito, de una forma visible, cuando las circunstancias de explotación de la instalación así lo requieran. Los circuitos que deba interrumpir el seccionador deben hallarse libres de corriente, o lo que es lo mismo, el seccionador debe maniobrar en vacío. No obstante, deben ser capaces de soportar corrientes nominales, sobreintensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado. Estos aparatos van a asegurar que los tramos de circuito aislados se hallen libres de tensión para que se puedan tocar sin peligro por parte del operario. Aunque los seccionadores han de maniobrarse normalmente sin carga, en determinadas circunstancias pueden conectarse y desconectarse con pequeñas cargas [3].

Cuando se trata de corrientes magnetizantes, como la corriente de vacío de los transformadores, y que tienen un carácter claramente inductivo, la carga que pueden cortar los seccionadores es menor [3].

Antes de encarar más profundamente los seccionadores es importante conocer sobre las normas técnicas que lo regulan, aplicaciones, ensayos y demás parámetros electromecánicos aplicables a los seccionadores, es necesario abordar la importancia de los trabajos de normalización técnica para la padronización de los equipamientos eléctricos, lo que facilita la relación entre los clientes, consumidores y laboratorios de ensayos. Además, las normas permiten optimizar la compatibilidad y la interoperabilidad de diversos equipos y dispositivos involucrados en la cadena de producción de seccionadores. Las diversas áreas de la actividad humana están regidas por más de 11.000 normas internacionales, de alguna manera, para colaborar su buen desarrollo, el establecimiento de especificaciones técnicas para los sectores industriales, orientación a los consumidores, padrones para los servicios prestados, características de los productos comercializados, o sea, contribuyendo para la

mejor calidad de los bienes, por la seguridad de nuestras vidas y el medio ambiente. Las norams mas utilizadas son:

- ABNT − Asociación Brasilera De Normas Técnicas
  - ABNT NBR IEC 62271-102:2006; Seccionadores e chaves de aterramento.
  - ABNT NBR 7571:2011; Seccionadores − Características técnicas/dimensionales.

- IEC −International Electrotechnical Commission
  - IEC 62271-102: 2001; High-voltage switchgear and controlgear − Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches
  - IEC 62271-1: 2007; High-voltage switchgear and controlgear − Part 1: Common specifications.

- IEEE −Institute of Electrical and Electronics Engineers
  - C37.30.1-2011; IEEE standard requirements for AC high-voltage air switches rated above 1.000 V.
  - C37.34-1994; IEEE standard test code for high-voltage air switches.
  - C37.35-1995; IEEE guide for the application, installation, operation, and maintenance of high-voltage air disconnecting and interrupter switches.

4.1. Funciones desempeñadas por los seccionadores

Podemos en gran modo, considerar los seccionadores como barrajes móviles. En la selección y adecuada utilización de los seccionadores en sistemas de alta tensión, deben ser observadas las características del sistema donde ellas serán aplicadas en una función que deben desempeñar. Los seccionadores pueden desempeñar en las subestaciones diversas funciones, siendo las mas común el de seccionar los circuitos por necesidad operativa o por necesidad de aislar componentes del sistema (equipamientos o líneas de transmisión) para la realización de mantenimientos de los mismos. En este último caso, las llaves abiertas que aíslan los componentes en mantenimiento deben tener una soportabilidad entre terminales, de forma que el personal de campo pueda ejecutar el servicio de mantenimiento en condiciones adecuadas de seguridad. El seccionador no es un equipamiento para la interrupción de corrientes [7].

4.1.1. Seccionadores

Los seccionadores pueden ser utilizados en muchas funciones dentro de una subestación:

- Contornar (Bypass) equipamientos como interruptores o capacitores serie

  Volviendo a la ejecución de mantenimientos y operaciones, la tendencia de compactación de las subestaciones en sistemas de 72,5 kV se acostumbra en gran parte de los casos aplicar seccionadores con gap horizontal montados en posición vertical o en posición horizontal, instalados sobre pórtico de metal o concreto, en altura. A pesar que los fabricantes procurasen evitar alteraciones en la geometría de los equipamientos a ser instalados a alturas, este tipo de arreglo resulta en una serie de adaptaciones en el equipamiento original. En la mayoría de los casos es necesario preparar al seccionador para el funcionamiento a alturas, o que puede resultar en adaptación del accionamiento para acoplar la geometría original, adaptación para fijar el seccionador en la estructura, adaptación para posicionar el mecanismo de accionamiento (motorizado o manual), uso de árboles de maniobra adecuadas para la altura, preparación de los cojinetes guías para aliviar el peso y centralizar el árbol de accionamiento. La instalación de cojinetes, además de servir de guía para centralización, sirve también para aliviar el peso de los segmentos de los árboles de maniobra. El árbol de maniobra quedara sometida a esfuerzos de torsión, de cualquier forma en menor o mayor grado y tornándose más crítica cuanto más alta fuere la instalación [7].

  Dependiendo del caso y del tipo de apertura del seccionador, para alturas superiores a 12 metros es necesario cambiar los arboles de maniobra por un tubo mecánico especial preparado para este fin (resistencia elevada a la torsión). Estos tubos mecánicos especiales son de costo elevado y deben ser contemplados por el equipo comercial de los fabricantes. Los seccionadores para sistemas de 72,5 kV se comportan bien con accionamiento por palanca (manual) hasta una cierta altura, pero a partir de 6 metro de altura, dependiendo del caso se debe aplicar el comando motorizado o en todo caso como alternativa un comando manual dotado de un sistema de reducción para evitar el desgaste excesivo del operador [7].

- Aislar equipamientos como interruptores, barrajes, transformadores para mantenimiento

  Dependiendo del esquema de maniobra aplicado se hace necesario aislar componen-

tes del sistema, ya sea para mantenimiento preventivo o para una intervención de emergencia correctiva. En estos casos, hay posibilidad de aislar a través de los seccionadores aguas arriba y aguas debajo de los interruptores, por ejemplo, el comando y control de los interruptores y seccionadores deben prever el intertravamiento eléctrico entre dichos equipamientos. Los seccionadores solo tendrán permiso de apertura cuando los contactos auxiliares de posicionamiento del interruptor indicasen estado abierto [7].

A continuación mediante las figuras presentadas podemos observar las distintas funciones que desempeñan los seccionadores:

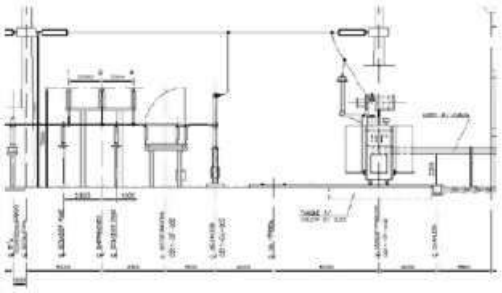


Figura 4.1: Seccionador aislando transformador de potencia

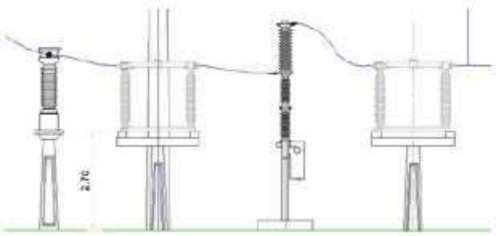


Figura 4.2: Seccionador aislando interruptor

Figura 4.3: Seccionador aislando barrajes

En el ejemplo de la siguiente figura, los seccionadores S_1, S_2 y S_3 son utilizados como bypass de los interruptores I_1, I_2 e I_2 respectivamente, en cuanto a los seccionadores S_{X-A} y S_{X-B} garantizan el correcto aislamiento de los equipamientos bajo mantenimiento, es importante destacar que durante el periodo en que el equipamiento estuviere operando con el bypass, el circuito estará desprotegido, es decir, la protección ofrecida por el interruptor en caso de fallas no actuara y las medidas de contención deberán ser tomadas durante el mantenimiento del equipamiento [7].

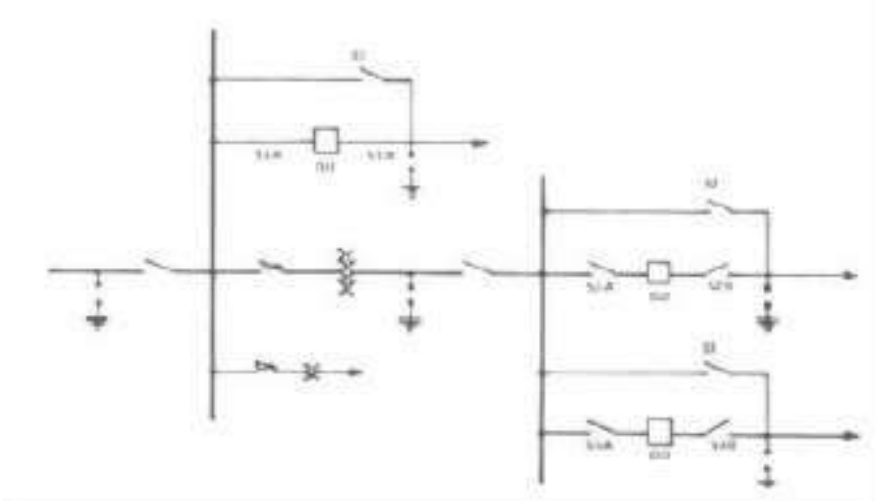


Figura 4.4: Esquema de barra simple con bypass

- Transferencia de barra dentro de una subestación

  En sistemas con doble barra, por ejemplo, si existen dos barrajes con fuentes diferentes, uno de ellos es normalmente conectado a las cargas (barra principal) y el otro es el barraje de contingencia el secundario. Como son barrajes de fuentes distintas, por mayor que sea el sincronismo entera las barras, siempre existirá un pequeño desfasaje angular o fasorial entre ellas, esta pequeña diferencia exige que los seccionadores sean apropiados para interrumpir esta corrientes durante sus maniobras, principalmente en la apertura donde tenemos la generación de arcos voltaicos significativos capaces de dañar los contactos principales del seccionador. Restrictores de arco, como son llamados son accesorios que deben ser acoplados a los seccionadores permitiendo que sean capaces de maniobrar bajo estas condiciones. Los restrictores de arco con finalidad de transferencia de barras son conocidos por IEC 1128, debido a la antigua norma que regía en la aplicación de estos componentes [7].

  Estos componentes durante la operación de cierre, son los primeros en realizar el contacto y durante la apertura son los últimos en abrir, absorviendo el arco y evi-

tando daños a los contactos principales del seccionador. El valor de la corriente que deben ser capaces de maniobrar es el limitado al 80 % del valor de la corriente nominal del seccionador, no debiendo sobrepasar los 1600 A [7].

4.1.2. Seccionadores de operaciones con carga (*Circuit Switchers)*

Los seccionadores para operación en carga son utilizados muchas veces en sustitución de los interruptores que están encargados de la interrupción o del restablecimiento de corrientes significativas como, por ejemplo, en los enclavamientos de grandes bancos de capacitores, de reactores o de filtros de armónicos. La decisión de utilización de los seccionadores bajo carga debe ser impulsada o analizada teniendo en cuenta las consideraciones técnicas y económicas [7]:

- Evaluación de la capacidad de interrupción del seccionador par una corriente nominal capacitiva o inductiva correspondiente a la potencia del banco, o de limitación de la corriente de inrush durante la energización del banco. Estos seccionadores no son utilizados para interrumpir las corrientes de fallas en los bancos.
- Comparación del costo del seccionador con el interruptor para el mismo nivel de tensión. En esta comparación es importante incluir el costo de los seccionadores asociados al interruptor

4.2. Componentes principales

Los seccionadores están constituidos por diversos subconjuntos, cada quién con su respectiva función, sea mecánica estructural o eléctrica, en la Figura se puede observar los principales subconjuntos de un seccionador de alta tensión [7].

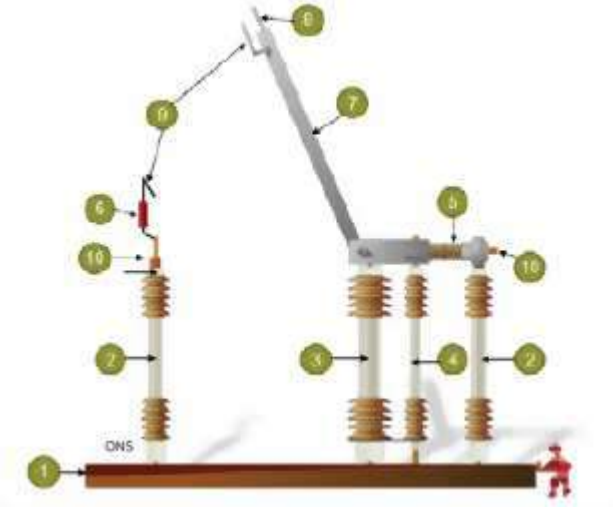


Figura 4.5: Seccionador para operación bajo carga - componentes principales

1	Base
2	Columna de porcelana fija
3	Columna de porcelana rotativa para el accionamiento de la lámina principal
4	Columna de porcelana rotativa para el accionamiento de la unidad de interrupción
5	Unidad de interrupción
6	Resistencia de preinserción
7	Lámina principal
8	Contacto principal
9	Contacto auxiliar para la resistencia de preinserción durante le cierre de la llave
10	Terminal de conexión

Tabla 4.1: Tabla indicativa de partes de un seccionador

4.2.1. Parte activa

También conocida por brazo principal. Confeccionada en tubo o barra de material altamente conductor normalmente de aluminio, en condiciones agresivas del ambiente (excesiva polución), solicitan que la parte activa sea fabricada en cobre. En locales con presencia de gas sulfhídrico H_{2S}, como en la industria petroquímica, se debe proteger la parte activa con una capa de tina y base, siendo un proceso industrial específico para el caso mencionado, por otro lado, es aplicado pintura en la parte activa esto es para ambientes libres de ataques químicos teniendo como finalidad la señalización. Este procedimiento no es recomendado, pues eleva la resistencia de este componente, cuando en la posición de cierre, el seccionador conduce la corriente eléctrica de un terminal a otro y en la posición

abierta, asegura la distancia de aislamiento. Es uno de los componentes más delicados, también de reunir alta conductividad y buena rigidez mecánica, los brazos móviles deben ser sobre todo lo suficientemente liviano para permitir la operación del seccionador sin demasiado esfuerzo. Dependiendo de la forma constructiva de ésta, el brazo móvil influye considerablemente en la vida útil del equipamiento [7].

Figura 4.6: Parte activa de un seccionador de doble apertura lateral

4.2.2. Parte baja

Responsable de la sustentación mecánica del conjunto. A esta estructura son fijados los aisladores. Fabricada en acero galvanizado al caliente, con perfiles ?U?, ?I?, ?U doble? o tubos de acero de pared reforzada, no confundir con la estructura del soporte. El suministro de seccionadores, salvo excepciones no contempla las estructuras soporte. Una alternativa para evitar sorpresas desagradables en el montaje en campo es en el gerenciamiento del contrato, consiste en anticipar junto con el cliente final el diseño dimensional de la estructura soporte para que el fabricante proyecte una sub-basa de adaptación del seccionador a la estructura soporte existente si fuere necesario [7].

Figura 4.7: Parte baja de un seccionador

4.2.3. Aisladores

Parte integrante de los seccionadores, los aisladores cumplen dos funciones básicas en el funcionamiento de los seccionadores: desde el punto de vista mecánico, donde todos los esfuerzos provenientes de cortocircuito, viento, terminales y del propio accionamiento del equipamiento deben ser soportados, el otro, es no menos importante, del punto de vista dieléctrico, donde todas las sobretensiones transitorias provenientes de impulsos atmosféricos y de maniobra deben ser perfectamente soportados. La correcta elección de los aisladores debe satisfacer las condiciones anteriormente y también, mantener el más bajo costo de adquisición posible, también el color del aislador (gris o marrón), características de interfaz con el equipamiento, intercambiabilidad dentro del mismo suministro, posición de montaje (horizontal, vertical o invertida), diseño de contorno del aislador. La padronización de algunos factores pueden llevar a los fabricantes a alguna economía a escala, algunas otras características dependen de la información de los clientes como NBI (Nivel Básico de Aislamiento), NBM (Nivel Básico de Maniobra), RIV (Tensión de Radiointerferencia), color, tensiones soportables, etc [7].

4.2.4. Mecanismo de accionamiento

El mecanismo de operación de los seccionadores puede ser manual o motorizado. En casos específicos, se aplica un comando híbrido, o sea, manual con reductor, para la reducción de los esfuerzos mecánicos en los casos de instalación del seccionador a una altura dada. La operación manual puede ser hecha a través de una palanca acoplada al árbol de maniobra y la operación motorizada puede ser hecha por un único mecanismo que, a través de tirantes comanda la operación conjunta de los tres polos (comando tripolar), o por mecanismos independientes para cada polo del seccionador (comando monopolar). Los comandos monopolares son utilizados con mayor frecuencia en niveles de tensión a partir de 362 kV. Los comandos motorizados son dotados de un mecanismo de operación manual usados en caso de falta de tensión en campo o ajuste local de los brazos móviles [7].

4.2.5. Árbol de maniobra

Elemento fundamental de cadena cinemática. Transmite la rotación del motor o palanca manual para los tirantes con consecuente accionamiento de las brazos o cuchillas móviles (principales y las de aterramiento). Se acopla directamente al árbol de maniobra la caja

Figura 4.8: Mecanismos de accionamiento (caja de comando y conjunto motor/reductor)

de contactos auxiliares para indicación de la posición (abierto, cerrado, etc) [7].

Figura 4.9: Árbol de maniobra

4.3. Accesorios

4.3.1. Limitador de arco

Utilizado como contacto de sacrificio, preservando las cuchillas principais [7].

Figura 4.10: Limitador de arco

4.3.2. Terminales de línea

Responsable por la conexión del seccionador con la red eléctrica, puede ser apropiado para la conexión de cabos o tubos de aluminio. Se deberá tener un cuidado especial con la corrosión galvánica. Ej: cabos de cobre acoplados a conectores no estañados [7].

4.3.3. Conectores de línea

Cuando los cabos y los barrajes poseen terminaciones incompatibles con la del seccionador, se utilizan los conectores de línea para realizar la interface cabo-barraje/terminal de línea. Se deberá tener cuidado con la corrosión galvánica. Ej: cabos de cobre acoplados a conectores no estañados [7].

4.3.4. Desacoplamiento mecánico

Aplicado con el objetivo de testar el motor en campo sin desajustar el encaje de las cuchillas [7].

4.4. Clasificación de los seccionadores según su forma constructiva

4.4.1. Seccionadores de cuchillas giratorias

Estos aparatos son los más empleados para tensiones medias, tanto para interior como para exterior, pudiendo disponer tanto de seccionadores unipolares como tripolares. La constitución de estos seccionadores es muy sencilla, componiéndose básicamente en una base o armazón metálico rígido, dos aisladores o apoyos de porcelana, un contacto fijo o pinza de contacto y un contacto móvil o cuchilla giratoria (estos dos últimos elementos montados en cada uno de los aisladores de porcelana). Cabe comentar que la utilización de seccionadores unipolares puede provocar desequilibrio entre las fases de una instalación, por lo que resultan preferibles, aunque sean más caros, los seccionadores tripolares donde las cuchillas giratorias de cada fases se hallan unidas entre sí por un eje común, lo que permite un accionamiento conjunto de todas ellas. Cuando la corriente nominal es elevada, los seccionadores están provistos de dos o más cuchillas por polo [3].

4.4.2. Seccionadores de cuchillas deslizantes

Con una estructura muy similar a la de los seccionadores de cuchillas giratorias, descritos anteriormente, poseen la ventaja de requerir menor espacio en sus maniobras dado que sus cuchillas se desplazan longitudinalmente, por lo que se puede instalar en lugares más angostos. No obstante, dado su tipo desplazamiento de las chuchillas, estos seccionadores tienen una capacidad de desconexión inferior a un 70 % a los anteriores [3].

4.4.3. Seccionadores de columnas giratorias

Este tipo de seccionadores se utilizan en instalaciones en intemperie y con tensiones de servicio superiores a 30 kV. Dentro de este tipo de seccionadores cabe distinguir dos construcciones diferentes:

4.4.3.1. Seccionadores de columna giratoria central

En este tipo de seccionador la cuchilla está fijada sobre una columna aislante central que es giratoria. Con esta disposición se tiene una interrupción doble, de tal suerte que cada punto de interrupción requiere una distancia de aire igual a la mitad de la total. Las dos columnas exteriores están montadas rígidamente sobre un soporte metálico de perfiles laminados y son las encargadas de sostener los contactos fijos. Este tipo de seccionadores se suele utilizar en instalaciones con tensiones de servicio entre 45 y 400 kV y corrientes nominales comprendidas entre 630 A y 1250 A [3].

4.4.3.2. Seccionadores de dos columnas giratorias

El seccionador dispone de dos columnas en lugar de tres como el modelo de columna giratoria central, siendo estas dos columnas giratorias y portadores de cuchillas solidarias que giran hacia el mismo costado. En este caso se obtiene solo un punto de interrupción a mitad del recorrido entre las dos columnas. El campo de aplicación de este seccionador es en instalaciones de intemperie con tensiones de servicio de hasta 110 kV y corrientes nominales comprendidas entre 800 y 2000 A [3].

4.4.4. Seccionadores de pantógrafo

Los seccionadores de pantógrafo han sido creados para simplificar la concepción y la realización de las instalaciones de distribución de alta tensión en intemperie (se suelen utilizar para la conexión entre líneas y embarrados que se hallan a distinta altura y cruzados entre sí). Se distinguen de los anteriores seccionadores mencionados porque el contacto fijo de cada fase ha sido eliminado, realizando la conexión del contacto móvil directamente sobre la línea (en un contacto especialmente instalado en la misma) [3].

4.5. Especificaciones de características técnicas

El criterio para escoger el tipo de seccionador generalmente está asociado al diseño de la subestación, limitadores como espacio físico disponible, presencia o ausencia de equipamientos que restringen el movimiento de las cuchillas, etc. Se deberán conocer las solicitudes dieléctricas y de potencia a las cuales el equipo estará sometido. Es necesario también conocer las características de servicios auxiliares del local de instalación, dichas informaciones serán empleadas para determinar las tensiones de accionamiento, de comando y demás características de los paneles de accionamiento motorizado del seccionador [7].

De forma general, estas son las informaciones mínimas del punto de vista dieléctrico:

- NBI − Nivel básico de impulso atmosférico del sistema
- NBM − Nivel básico de maniobra del sistema (solamente tensiones por encima de 362 kV)
- Nivel de emisión o grado de polución (para especificaciones de aisladores)

También, de forma general, esta son las informaciones mínimas del punto de vista de potencia:

- I_n − Corriente nominal del equipamiento
- I_{cc} − Nivel de corriente de cortocircuito del sistema
- $I_{t/t}$ − Valor pico de cortocircuito con la duración o tiempo de actuación de la protección

Otras características importantes desde punto el vista de proyección son el conocimiento del soporte de la estructura al cual será instalado el seccionador, si el seccionador tiene o no cuchilla de puesta a tierra, si el accionamiento es manual, con reductor o motorizado [7].

4.5.1. Tesión nominal

Tensión para el cual el equipamiento es proyectado para el servicio continúo. Deberá ser igual a la máxima tensión operativa del sistema en el cual el equipamiento será instalado [7].

4.5.2. Niveles de aislamiento

Los seccionadores, del punto de vista del comportamiento de sus aislamientos en los ensayos dieléctricos, están constituidas por aislamiento autorregenerativo (aire y porcelana), o sea son aislamientos capaces de recuperar sus características dieléctricas después de una descarga (en laboratorio) a tierra, entre terminales o entre polos. Los niveles de aislamiento caracterizan las soportabilidades del equipamiento. Para la determinación de los niveles de aislamiento de los equipos de una subestación, es necesario saber las características de los dispositivos de protección de la subestación y las distancias de separación entre estos dispositivos y los equipamientos en cuestión [7].

Normalmente no se especifica el valor del nivel del aislamiento entre polos (fase-fase), la práctica usual es especificar una distancia entre polos que corresponda al nivel del aislamiento deseado o que sea determinada por otros factores que pueden ser predominantes en el dimensionamiento del aislamiento fase-fase, tales como corona, radiointerferencia, requisitos de arreglo o disposición física, etc [7].

4.5.2.1. Tensión soportable nominal de frecuencia industrial

Tensión aplicada a frecuencia industrial que el equipamiento debe soportar durante un intervalo de tiempo especificado, sin presentar ninguna descarga en condiciones secas y/o bajo lluvia. Deberán ser especificadas las soportabilidades a frecuencia industrial entre las partes energizadas y a tierra, y la soportabilidad entere terminales. Unidad: kV eficaz (fase-tierra o terminal-terminal) [7].

4.5.2.2. Tensión soportable nominal de impulso atmosférico

Tensión de impulso atmosférico para el cual el equipamiento tiene una determinada probabilidad de soportar. La probabilidad de soporte que se especifica es de al menos en 90 %, esto es cuando el equipamiento es sometido a la aplicación de n impulsos, menos de 90 % de los impulsos aplicados no habrá descarga en el equipamiento. La tensión soportable a impulso atmosférico debe ser especificada apenas al seco, ya que la soportabilidad de los equipamientos a impulso atmosférico de una manera general es poco afectada por la lluvia [7]. Unidad: kV cresta

4.5.2.3. Tensión soportable nominal de impulso de maniobra

La tensión soportable a impulso de maniobra puede ser especificada al seco y/o bajo lluvia, ya que la soportabilidad de los equipamientos a impulso de maniobra tienden a debilitarse bajo lluvias grandes. Normalmente en condiciones de sequedad es ensayada para impulsos de polaridad positiva y en condiciones lluviosas para impulsos de polaridad negativa [7].

4.5.3. Frecuencia nominal

Frecuencia del sistema en la cual el equipamiento ira a operar a 50 o 60 Hz. Se debe tomar especial cuidado en la configuración de los equipamientos, ya que los mismos pueden no estar preparados para una misma frecuencia. Unidad: Hertz o ciclos/segundo [7].

4.5.4. Corriente nominal

Corriente que el equipamiento deberá conducir continuamente sin exceder los valores de temperatura especificados para sus diversos componentes.

Los valores padronizados por la ABNT e IEC de corriente nominal son: 200, 400, 630, 800, 1.250, 1.600, 2.000, 2.500, 3.150, 4.000, 5.000 y 6.300 A [7].

Para especificaciones de corriente nominal de los equipamientos de una subestación, es necesario saber la carga de los circuitos, a través del estudio de flujo de potencia dentro de un horizonte de planeamiento, también de las condiciones operativas de la subestación (mantenimiento de equipos o líneas) [7].

4.5.5. Corrientes nominales de cortocircuito

Cuando ocurre un cortocircuito en un sistema de potencia, la corriente resultante está compuesta de dos componentes: una componente de régimen alternada (CA) determinada por el valor de la tensión de fuente y por la impedancia $(R + jX)$ de la red, en una componente continua (CC) cuyo valor inicial y tasa de decrecimiento son determinados en función del instante de ocurrencia del corto en la onda de tensión es del valor de X/R de la red. La corriente de cortocircuito simétrica es cuando el corto ocurre cuando la tensión es máxima) y asimétrica (cuando el corto ocurre en las proximidades del cero de la tensión). El valor de cresta de la corriente que depende del valor de X/R de la red es del orden de 2,5 a 2,6 veces el valor eficaz de corriente simétrica [7].

4.5.6. Esfuerzos mecánicos sobre los terminales

La norma NBR IEC 62271-102 recomienda los valores de esfuerzos mecánicos nominales en los terminales de las cuchillas. Los esfuerzos calculados de los terminales del seccionador no deben sobrepasar 50 % del valor del esfuerzo indicado por el fabricante del aislador. Los seccionadores deben ser proyectados para soportar la acción del viento y de las fuerzas electromagnéticas de las corrientes de cortocircuito que actúan sobre la misma, más los esfuerzos en sus terminales provocados por la acción del viento y de las fuerzas electromagnéticas de las corrientes de cortocircuito que actúan sobre los conductores, barramentos rígidos (tubos) o flexibles (cabos), conectados a los terminales de las cuchillas. En la especificación de un seccionador, deben detallarse los esfuerzos que podrán soportar sus terminales [7].

4.6. Ensayos

Los seccionadores deben ser sometidos a diversos ensayos, sean para homologación del prototipo, rutina o para aceptación y recibiendo de esta manera finalmente el cliente. Para los ensayos de homologación de prototipo, o ensayos de tipo, en la mayoría de las veces son hechos en laboratorios con una capacidad de tensión grande o niveles altos de corriente, como por ejemplo, ensayos de impulsos de maniobra bajo lluvia para seccionadores de 550 kV o ensayos de cortocircuito del orden de los 63 $kA/3s$. Son ensayos de gran valor financiero y que merecen el mayor cuidado y esmero durante la preparación y montaje del equipamiento en el laboratorio. Los ensayos de rutina son hechos para la eliminación de

defectos en la línea de producción [7].

En los ensayos de aceptación la finalidad es comprobar antes del cliente o el representante, que todas las características ofrecidas y construidas están de común acuerdo con los ensayos de tipo del prototipo, o sea, una falla durante los ensayos de aceptación tiene implicancias más serias, que pueden llevar la repetición del ensayo en lotes mayores de muestras o hasta el rechazo completo de los mismas [7].

4.6.1. Ensayos de rutina

Estos ensayos se destinan para verificar el buen desempeño de la producción, los mismos son realizados por el control permanente efectuado por el fabricante para garantizar la calidad de fabricación o por exigencia del cliente en el momento de recibir el equipamiento [7].

Comprenden:

- Ensayos de funcionamiento mecánico conforme ABNT NBR IEC 62271-102 item 7.101.
- Ensayos dieléctricos conforme ABNT NBR IEC60694/2006 item 7.1.
- Ensayos dieléctricos nos circuitos auxiliares conforme ABNT NBR IEC60694/2006 item 7.2.
- Medición da resistencia del circuito principal conforme ABNT NBR IEC60694/2006 item 7.3
- Verificación visual y dimensional conforme ABNT NBR IEC60694/2006 item 7.5.
- Ensayos dieléctricos en el circuito principal al seco.

4.6.2. Ensayos de aceptación

Los ensayos de aceptación básicamente repiten los ensayos de rutina, pero una falla en ese momento implicará la repetición del ensayo en un número mayor de muestras [7].

4.6.3. Ensayos de tipo

Los ensayos de tipo tienen por finalidad comprobar que un equipamiento o material posee un determinado conjunto de características nominales atribuidas al mismo, son efectuados en muestras representativas debidamente identificadas. Existen ensayos obligatorios y opcionales obligatorios

- Item 6.2 de ABNT NBR IEC 60694/2006 ensayos dielétricos
- Item 6.3 de ABNT NBR IEC 60694/2006 RIV
- Item 6.4 de ABNT NBR IEC 60694/2006 medición de resistência del circuito principal
- Item 6.5 de ABNT NBR IEC 60694/2006 ensayo de elevación de temperatura
- Item 6.6 ABNT NBR IEC 60694/2006 ensayo de corriente soportable de corta duración y valor de cresta de corriente soportable
- Item 6.102 ABNT NBR IEC 62271-102/2006 ensayos mecánicos.

Opcionales

- item 6.101 ABNT NBR IEC 62271-102/2006 ensayos para probar capacidad de estabelecimiento en cortocircuito de seccionadores de aterramiento.
- 6.103 ABNT NBR IEC 62271-102/2006 ensayos para probar operaciones satisfactorias bajo severas condiciones de hielo.
- item 6.104 ABNT NBR IEC 62271-102/2006 ensayos para probar operaciones satisfactorias bajo temperatura máxima y mínima del aire del ambiente.
- item 6.105 e anexo A ABNT NBR IEC 62271-102/2006 ensayos para verificar la función adecuada del indicador de posición.
- Item 6.106 e anexo B ABNT NBR IEC 62271-102/2006 ensayos para comprobar la capacidad de maniobra de corriente de transferencia de barramento de seccionadores.
- 6.107 e anexo C ABNT NBR IEC 62271-102/2006 ensayos para comprobar la capacidad de maniobra de corrientes inducidas en los seccionadores de aterramiento.

Los ensayos dielectricos son realizados para verificar el nivel de aislamiento de un quipamiento. Son realizados conforme a la norma IEC 60060-1

La soportabilidad dieléctrica debe ser verificada bajo las condiciones siguientes:

- Soportabilidad enter E/S del equipamiento abierto
- Soportabildad para la tierra del equipamiento abierto
- Soportabilidad para la tierra del equipamiento cerrado

Se trata en este caso de controlar la soportabilidad del polo y para los multipolares la soportabilidad entre polos.

Los ensayos son exigidos para todas la tensiones nominales, para tensiones superiores a 300 kV, donde los ensayos de tensión de impulso de maniobra son normalmente más severos, el ensayo de tensión soportable a frecuencia industrial es mantenido, porque es el mismo es efectuado también para controlar la soportabilidad de los equipamientos. Conforme IEC, la soportabilidad durante un minuto es exigida en seco y bajo lluvia [7].

4.7. Tecnologías

4.7.1. Tecnología de contactos

- Acoplamiento directo
  Método tradicional, con costos reducidos comparándose con otras tecnologías, generalmente es utilizado para sistemas con un bajo nivel de cortocircuito [7].

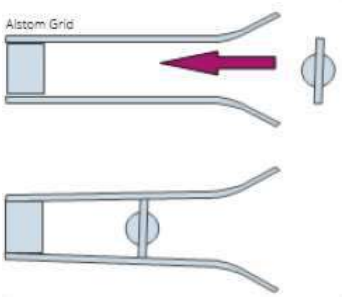


Figura 4.11: Contacto directo

- Acoplamiento en dos etapas (con Rotación)
  Aplicado en sistemas sujetos a corrientes de cortocircuito elevadas, proporciona mayor trabamiento mecánico del conjunto de contactos móviles y fijos. Posee torque de operación reducido además de ser también un contacto autolimpiante.

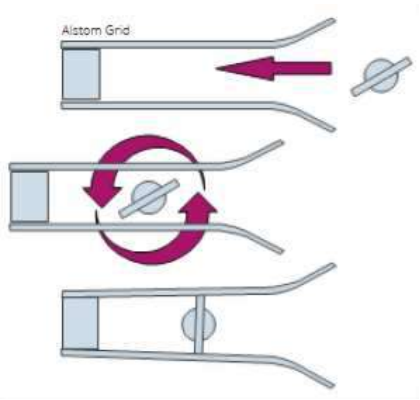


Figura 4.12: Contacto con rotación

- Contacto encapsulado
  Sistema aplicado para protección de los contactos fijos y móviles contra ambientes agresivos (polución, nieve, vapores químicos) y cortocircuito provocados por el contacto de animales.

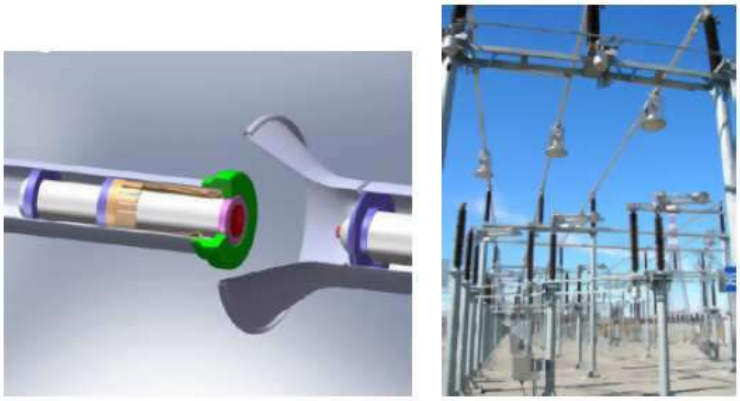


Figura 4.13: Contacto encapsulado

4.7.2. Monitoreamiento y control

Los seccionadores son equipamientos importantes en los sistemas de transmisión y distribución de energía, por lo tanto, algunos métodos fueron creados para monitorear su

funcionamiento y operación, asegurándose de que estos estén operado satisfactoriamente [7].

Primeramente se utilizaba solamente la información de los contactos secos, o levas de las cuchillas auxiliares, normalmente interconectadas directamente al mecanismo de árbol de maniobra. A través de sus estados, abierto o cerrado, era entendido que los brazos también se encontraban en estas condiciones o que ni ocurrían [7].

Los clientes puede solicitar la instalación de encoders dentro de los paneles, sensores de aproximación inductiva con finales de carrera y una infinidad de otros circuitos, como la discrepancia de fases, relés de tiempo, etc., pero sin mucho éxito en el rastreamiento efectivo del comportamiento real de las cuchillas de los seccionadores, pues estos métodos no devuelven con precisión la información debido a la complejidad de los sistemas mecánicos envueltos, por más que sean métodos indirectos de medición. Una metodología nueva fue creada, aunque también de forma indirecta, la aproximación se hace en base al movimiento mecánico del conjunto como un todo [7].

Si fuese medido en tiempo real la corriente y por consecuencia el torque del motor de accionamiento durante la operación del seccionador, se devuelve exactamente una serie precisa de movimientos combinados de todo un conjunto mecánico, de esta forma no solamente la condición de apertura o cierre puede ser comprobada con eficacia, el análisis de comportamiento, análisis de tendencias de defecto, de mantenimiento predictivo, preventivo y ayuda en la correctiva, hasta la misma simulación de envejecimiento del equipamiento podrán ser establecidos [7].

Los sistemas pueden tener la inteligencia, en caso que ocurra una falla en el cierre, que la cuchilla retorne a la posición inicial e intente por mas cierto número de veces concluir la operación con éxito, a través de simples observaciones del torque en el motor y comparando con lo padronizado del equipamiento durante la operación que se intenta concluir [7].

4.8. Mantenimiento

En líneas generales se puede agrupar el mantenimiento de los seccionadores en los grupos siguientes [7]:

- Inspección leve (cada dos años)
    - Verificación de las partes mecánicas y tratamiento de la superficie del equipa-

miento

- Verificación de los cabos de baja tensión y de aterramiento
- Verificación y limpieza de los aisladores
- Verificación del mecanismo de operación

- Inspección al seccionador (cada 5 años o 1.000 operaciones) - Seccionador fuera de servicio
  - Verificación de la limpieza de la parte activa
  - Medición de resistencia de contacto
  - Verificación de apriete de tuercas y tornillos
  - Verificación de funcionamiento de los controloes locales
  - Verificación de operación manual
  - Verificación del correcto acoplamiento de los contactos principales
  - Verificación de condición de las superficies de contacto

- Inspección del mecanismo deoperación (cada 5 años o 1.000 operaciones)
  - Verificación de todos los componentes, mecánicos y eléctricos, cabos y conexiones de aterramiento
  - Verificación de lubricación de los engranajes
  - Verificación de operación de resistencia de calentamiento, protección del motor e intertravamiento electromecánico

- Inspección principal (cada 10 años o 2.000 operaciones)
  - Verificación de condición y de desgaste de los componentes principales (parte activa, aisladores, etc.)
  - Verificación de los ajustes mecánicos, restauraciones de las condiciones iniciales (si fuese necesario)
  - Sustitución de unidades y componentes conforme manual y si fuese necesario contactar al fabricante

Capítulo 5

CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

Los sistemas de potencia constituyen el elemento básico en el desenvolvimiento económico y social de las sociedades modernas. Por razones técnicas y económicas, estos sistemas evolucionan de un conjunto de pequeños sistemas aislados para grandes y complejos sistemas interconectados con dimensiones nacionales o, hasta mismo continentales. Se puede decir que los sistemas eléctricos de potencia están entre los mayores sistemas ya desarrollados por el hombre. El elevado número de componentes, geográficamente distribuidos por todo un país o continente, asociado a las incertidumbres en la demanda de potencia y disponibilidad de recursos energéticos, torna el proyecto y operación de estos sistemas una tarea altamente compleja [8].

La función básica de los sistemas de potencia es atender la demanda de energía de los consumidores de la manera mas económica posible, dentro de padrones de continuidad, calidad y seguridad aceptables. Lo ideal sería que el suministro de energía a los consumidores fuese ininterrumpida. En tanto, la ocurrencia de fallas en determinados componentes del sistema puede desencadenar perturbaciones capaces de afectar un gran número de consumidores, pudiendo llevar a interrupciones de suministro de energía eléctrica. Con el fin de reducir la probabilidad, frecuencia y duración de estos eventos de falla y reducir sus los efectos, es necesario realizar inversiones para aumentar la confiabilidad del sistema. Por otro lado, debido a la sofisticación de los equipamientos eléctricos y electrónicos utilizados por los consumidores, la exigencia en términos de confiabilidad del suministro de energía eléctrica ha aumentado considerablemente. Es evidente que los requisitos económicos y de confiabilidad pueden crear conflicto y llevar a decisiones gerenciales difíciles. La falta de inversión en el sector eléctrico y la operación de los sistemas más próximo a sus límites,

hacen que los mismos estén siempre sobresaturados y aumentando la necesidad de evaluar de forma más precisa los riesgos de interrupción o degradación de la calidad del suministro de energía eléctrica [8].

5.1. Conceptos de teoría de confiabilidad

Confiabilidad en ingeniería puede ser definida como la probabilidad de un componente, sistema o equipamiento pueda cumplir sus funciones prefijadas, dentro de un periodo de tiempo deseado y debajo de ciertas condiciones operativas. La importancia de la confiabilidad crece con [8]:

- Complejidad tecnológica
- Exigencias severas de las condiciones operativas
- Exigencias con alto grado de automatización
- Expectativa de desempeño (eficacia)

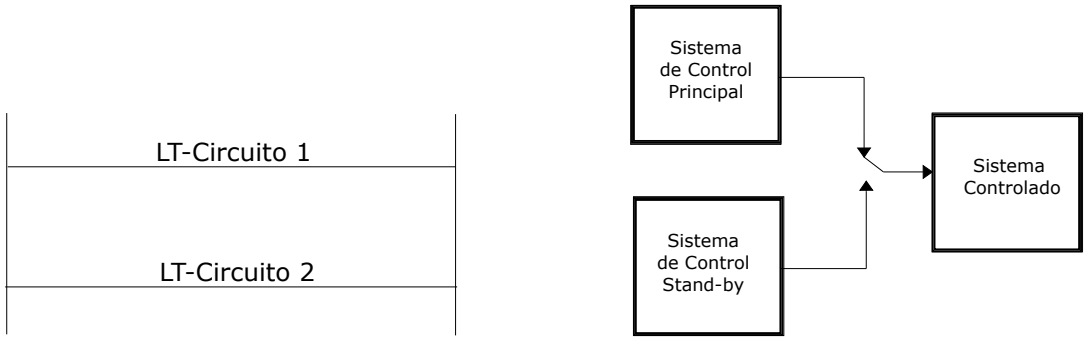
La medición de la confiabilidad se puede dar de modo cualitativo (subjetivo) o cuantitativo (objetivo). La medición cuantitativa de confiabilidad se utiliza de la Teoría de Probabilidad. En general, no es una cuestión de ser o no confiable, sino en cuanto a lo que es (grado de confiabilidad). En ese aspecto, la escala de valor difiere de la escala de costo, o sea, el valor de la confiabilidad no depende solamente del costo de los equipamientos [8].

La Teoría de la Confiabilidad, que gano impulso durante a II Guerra Mundial, estudia métodos que deben ser adoptados en las fases de planeamiento,proyecto, fabricación, instalación y operación de componentes y sistemas, de modo a asegurar la máxima eficiencia, seguridad y economía. Está basada en las leyes de fallas de los componentes y sistemas, representada a través de sus distribuciones de probabilidad de falla, y establece índices cuantitativos de desempeño, llamándolos índices de confiabilidad. La teoría de confiabilidad también lidia, trata y modela fuentes de incertidumbre en el proceso, tales como el tiempo de ocurrencia de fallas, y tempo de reparo de fallas, entrada en servicio de nuevas obras, la frecuencia de ocurrencia de eventos de falla, etc [8]. Por lo tanto se requieren la utilización de técnicas probabilísticas.

Los requisitos mínimos para realizar un estudio de confiabilidad son:

- Modelo matemático apropiado para el problema en cuestión
- Indices de riesgo apropiados que miden de forma apropiada la adecuación
- Datos estadísticos de falla y operación de los componentes y sistemas para posibilitar la estimación de las confiabilidad predictiva

La forma clásica de aumentar la confiabilidad de un sistema es a través del uso de la redundancia véase Figura 5.1. Eso puede ser realizado a través de la adecuación de sistemas stand-by o recursos en paralelo. Por otro lado, el aumento del número de componentes aumenta la complejidad del sistema y consecuentemente, disminuye la confiabilidad. Lo ideal, entonces, son sistemas simples y confiables, o sea, sistemas con calidad [8].



(a) Paralelo (b) Stand-by

Figura 5.1: Redundancias

La mejoría de la confiabilidad de un sistema implica mayores costos de inversión y menores costos de fallas. El costo de falla o interrupción varia según la clase del consumidor (industrial, comercial o residencial). El grado de confiabilidad óptimo a llegar es aquel que corresponde al menor costo total del sistema [8].

5.2. Evaluación del desempeño de sistemas de potencia

La evaluación del rendimiento de los sistemas de potencia, medidos a través de índices o indicadores de desempeño, tiene por objeto determinar el grado de éxito alcanzado o previsto para la operación del sistema en la atención a sus objetivos principales [8]:

- Atención a la demanda eléctrica de los consumidores con 3 atributos:

1. Régimen continuo
2. Buena calidad
3. Margen de seguridad conveniente

- Garantía de retorno económico de las inversiones aplicadas

  La evaluación del desempeño puede ser clasificada en cuanto a los horizontes temporales en [8]:

  1. Evaluación pretérita
     - Histórico de pos-operación
     - Datos relativos al rendimiento sistémico y de los equipos
     - Evaluación del desempeño
  2. Evaluación predictiva
     - Previsión del desempeño del sistema (pre-opreación)
     - Horizontes a largo plazo, medio plazo y corto plazo
     - Largo plazo (planeamiento): Evaluación de confiabilidad
     - Corto plazo (operación): Monitorización de riesgos

  Los modos de falla considerados en la evaluación del desempeño del sistema son de dos tipos [8]:

  1. Falla de continuidad (integridad o conectividad)
     - Corte parcial o total de carga
     - De naturaleza temporal o permanente
     - Característica binaria (atendimiento o no)
  2. Falla de adecuación (calidad o conformidad)
     - Proximidad de las condiciones ideales de atendimiento
     - Sobrecargas, subtensiones, sobretensiones, niveles de armónicos, etc.
  3. Falla de seguridad (dinámico y transitorio)
     - Mensuración de margenes y holguras en relación a la pérdida de estabilidad (transitoria o de tensión)
     - Tiempos de maniobra o desligamiento de equipos, coeficientes de amortiguamiento, margenes de colapso de tensión, etc.

Los indicadores de desempeño obtenidos en la evaluación del desempeño del sistema, también llamados indicadores de confiabilidad o riesgo, pueden ser clasificados bajo diferentes enfoques en indicadores [8]:

1. En cuanto al tratamiento de incertidumbres
    - Determinísticos (todos los parámetros del sistema considerados conocidos)
    - Probabilísticos
    - Vía serie temporal
2. En cuanto al nivel de cobertura
    - Sistémicos
    - De componentes, equipamientos y puntos de carga
3. En cuanto al subsistema
    - Fuentes primarias de energía
    - Generación
    - Transmisión
    - Nodales (estaciones y subestciones)
    - Distribución
4. En cuanto al nivel jerárquico
    - NH0 (fuentes primarias de energía)
    - NH1 (NH0 + Generación)
    - NH2 (NH1 + Transmisión):Confiabilidad compuesta
    - NH3 (NH2 + Distribución)
5. En cuanto a la magnitud eléctrica
    - Frecuencia de eventos de falla (ocurrencia)
    - Duración de eventos de falla (horas)
    - Potencia interrumpida (MW)
    - Energía interrumpida (MWh)
    - Severidad (tiempo de indisponibilidad)
    - Costo ($)

5.3. Confiabilidad de componentes y métodos de redes

5.3.1. Confiabilidad de componentes

Los componentes pueden ser clasificados en reparables y no reparables [8]:

1. Componentes no reparables: observados solamente hasta que fallan, porque no pueden ser reparados, o bien anti-económico, o sólo el histórico en el caso de la primera falla de interés.

2. Componentes Reparables: histórico alternado de operaciones y falla. Tiene un mayor interés en los sistemas de potencia.

5.3.1.1. Componentes no reparables

Son definidos por una única distribución $R(t)$. Considere T la variable aleatoria que define el tiempo de vida de un componente, caracterizada por su distribución de probabilidad [8]:

$$F_T(t) = P[T \leq t] \tag{5.1}$$

$$f_T(t) = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{1}{\Delta t} P[t < T \leq t + \Delta t] \tag{5.2}$$

Considerando la definición de confiabilidad como la probabilidad del componente de ejercer sus funciones adecuadamente, en el periodo de tiempo deseado t_m y bajo condiciones de operación apropiada, se puede definir la función de confiabilidad como [8]:

$$R_{t_m} = P[T > t_m] \Longrightarrow R(t) = P[T > t] \tag{5.3}$$

$$R(t) = 1 - F_T(t) \tag{5.4}$$

Propiedades:

1. $0 \leq R(t) \leq 1$

2. $t = 0 \Rightarrow R(0) = 1$

3. $t = \infty \Rightarrow R(\infty) = 0$

Considerando que el tiempo de vida del componente sigue una distribución exponencial, la función confiabilidad del componente es [8]:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \tag{5.5}$$

5.3.1.2. Componentes reparables

Son definidos por dos distribuciones, una para estado operativo $f_U(t)$ y otra para estado de falla $f_D(t)$. Para su evaluación requiere como mínimo dos índices del componente [8]:

1. En estado operativo, la tasa de falla λ
2. En estado de falla, la tasa de reparo μ

Considerando distribuciones exponenciales para el tiempo de operación y para el tiempo de reparo, se tiene [8]:

$$f_U(t) = \lambda e^{-\lambda t} \Longrightarrow m_U = \frac{1}{\lambda} \tag{5.6}$$

$$f_D(t) = \mu e^{-\mu t} \Longrightarrow m_D = \frac{1}{\mu} \tag{5.7}$$

donde:
m_U: tiempo medio de operación o tiempo medio hasta fallar (MTTF)
m_D: tiempo medio de reparo o tiempo medio hasta ser reparado
Índices de confiabilidad

- Probabilidad de estar operando

$$p_U(t) = P[operando\ en\ t] = \frac{\mu}{\mu+\lambda} + \frac{\lambda}{\mu+\lambda} e^{-(\mu+\lambda)t} \tag{5.8}$$

- Probabilidad de estar fallando

$$p_D(t) = P[fallando\ en\ t] = \frac{\lambda}{\mu+\lambda} - \frac{\lambda}{\mu+\lambda} e^{-(\mu+\lambda)t} \tag{5.9}$$

- Disponibilidad del componente

$$A = \frac{m_U}{m_U + m_D} = \frac{\mu}{\mu+\lambda} \tag{5.10}$$

- Indisponibilidad del componente

$$\bar{A} = \frac{m_D}{m_U + m_D} = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \tag{5.11}$$

- Comportamiento a largo plazo
  $p_U(t) \Longrightarrow A$
  $p_D(t) \Longrightarrow A$

Las definiciones de tasas de falla y de reparo son:

$$\lambda = \frac{numero\ del\ fallas\ del\ componente\ en\ el\ periodo\ considerado}{tiempo\ total\ que\ el\ componente\ quedo\ operando} \tag{5.12}$$

$$\mu = \frac{numero\ de\ reparos\ del\ componente\ en\ el\ periodo\ considerado}{tiempo\ total\ que\ el\ componente\ quedo\ en\ reparo} \tag{5.13}$$

5.3.2. Métodos de redes

Métodos de redes son métodos usados para evaluar la confiabilidad del sistema basado en la confiabilidad de los componentes y la solución de diagramas lógicos de redes [8].

5.3.2.1. Sistemas serie

Sea:
R_A: la probabilidad de A estar operando
Q_A: la probabilidad de A estar fallando
$R_A + Q_A = 1$, y consecuentemente, $R_B + Q_B = 1$
Se calcula la probabilidad del sistema de forma operativa (R_S) (confiabilidad del sistema) y la probabilidad de que el sistema este operando bajo falla (Q_S) (desconfiabilidad del sistema), ésto es considerando las fallas como eventos independientes.

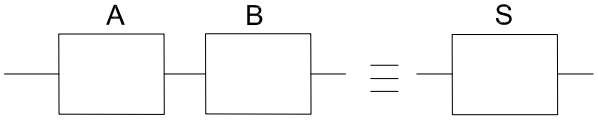


Figura 5.2: Sistema serie

$$R_S = P(S) = P(A \cap B) = R_A R_B \tag{5.14}$$

$$Q_S = P(\bar{S}) = P(\bar{A} \cup \bar{B}) = Q_A + Q_B - Q_A Q_B \tag{5.15}$$

Para n componentes en serie, se tiene:

$$R_S = \prod_{i=1}^{n} R_i \tag{5.16}$$

$$Q_S = 1 - \prod_{i=1}^{n} R_i \tag{5.17}$$

OBS: $\ll$ Cuanto mayor es el número de elementos en serie en el diagrama lógico, menor será la confiabilidad del sistema $\gg$ [8].

5.3.2.2. Sistemas paralelo

La probabilidad del sistema de estar operando (R_S) y la probabilidad del sistema de estar fallando (Q_S), considerando a falla de los componentes como eventos independientes, se tiene [8]:

$$R_S = P(S) = P(A \cup B) = P(A) + P(B) - P(A \cap B) = R_A + R_B - R_A R_B \tag{5.18}$$

$$Q_S = P(\bar{S}) = P(\bar{A} \cap \bar{B}) = P(\bar{A})P(\bar{B}) = Q_A Q_B \tag{5.19}$$

Para n componentes en paralelo, se tiene:

$$Q_S = \prod_{i=1}^{n} Q_i \tag{5.20}$$

$$R_S = 1 - \prod_{i=1}^{n} Q_i \tag{5.21}$$

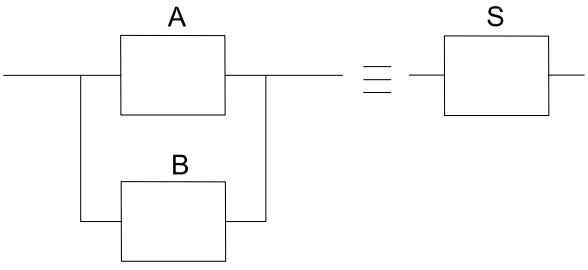


Figura 5.3: Sistema en paralelo

OBS: ≪ La confiabilidad del sistema aumenta con el aumento del número de componentes en paralelo. Sin embargo el costo de mantenimiento y los equipamientos aumentan ≫ [8].

OBS: ≪ En la mayoría de los casos, los diagramas lógicos están compuestos de forma mixta (serie - paralelo), para el caso aplicar la combinación de los dos sistemas vistos anteriormente ≫ [8].

5.3.2.3. Sistemas complejos

Son sistemas que no pueden ser reducidos por operaciones serie-paralelo elementales. La solución para estos casos se basa en el hecho de que, cualquier estructura monotónica compleja puede ser convertida en estructuras serie-paralelo equivalentes, usando o concepto de caminos mínimos (minimal ties) o cortes mínimos (minimal cuts) [8].

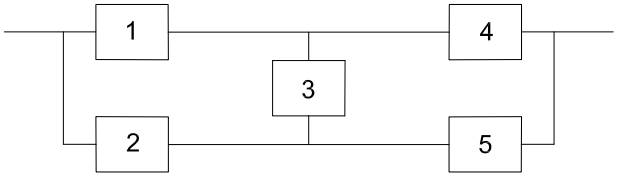


Figura 5.4: Sistema complejo

- Camino (v) es el conjunto de componentes que al operar garantizan que el sistema opere.
- Camino mínimo (t) es el camino cuya retirada de un componente no es mas un camino más.
- Corte (k) es el conjunto de componentes cuyas fallas conjuntas resultan la falla del sistema.
- Corte mínimo (c) es el corte cuya retirada de un componente no es mas un corte.

Capítulo 6

EVALUACIÓN ECONÓMICA

6.1. Análisis costo/beneficio

El análisis costo-beneficio es una herramienta financiera que mide la relación entre los costos y beneficios asociados a un proyecto de inversión con el fin de evaluar su rentabilidad, entendiéndose por proyecto de inversión no solo como la creación de un nuevo negocio, sino también, como inversiones que se pueden hacer en un negocio en marcha tales como el desarrollo de nuevo producto o la adquisición de nueva maquinaria [9].

Los pasos necesarios para hallar y analizar la relación costo-beneficio son los siguientes:

Hallar costos y beneficios: en primer lugar hallamos la proyección de los costos de inversión o costos totales y los ingresos totales netos o beneficios netos del proyecto o negocio para un periodo de tiempo determinado [9].

Convertir costos y beneficios a un valor actual: debido a que los montos que hemos proyectado no toman en cuenta el valor del dinero en el tiempo (hoy en día tendrían otro valor), debemos actualizarlos a través de una tasa de descuento [9].

Hallar relación costo-beneficio: dividimos el valor actual de los beneficios entre el valor actual de los costos del proyecto [9].

Analizar relación costo-beneficio: si el valor resultante es mayor que 1 el proyecto es rentable, pero si es igual o menor que 1 el proyecto no es viable pues significa que los beneficios serán iguales o menores que los costos de inversión o costos totales[9].

Comparar con otros proyectos: si tendríamos que elegir entre varios proyectos de inversión,

teniendo en cuenta el análisis costo-beneficio, elegiríamos aquél que tenga la mayor relación costo-beneficio [9].

6.2. Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno de una inversión o proyecto es la tasa efectiva anual compuesto de retorno o tasa de descuento que hace que el valor actual neto de todos los flujos de efectivo (tanto positivos como negativos) de una determinada inversión igual a cero [9].

En términos más específicos, la TIR de la inversión es la tasa de interés a la que el valor actual neto de los costos (los flujos de caja negativos) de la inversión es igual al valor presente neto de los beneficios (flujos positivos de efectivo) de la inversión [9].

Las tasas internas de retorno se utilizan habitualmente para evaluar la conveniencia de las inversiones o proyectos. Cuanto mayor sea la tasa interna de retorno de un proyecto, más deseable será llevara cabo el proyecto. Suponiendo que todos los demás factores iguales entre los diferentes proyectos, el proyecto de mayor TIR probablemente sería considerado el primer y mejor realizado [9].

De todo lo mencionado anteriormente de la TIR se obtiene la siguiente expresión matemática:

$$VPN = \frac{\sum R_t}{(1+i)^t} \tag{6.1}$$

Donde:

t = el tiempo de flujo de caja

i = la tasa de descuento (la tasa de rendimiento que se podría ganar en una inversión en los mercados financieros con un riesgo similar)

R_t = el flujo neto de efectivo (la cantidad de dinero en efectivo, entradas menos salidas) en el tiempo t.

6.3. Retorno sobre la inversión (ROI)

El índice de retorno sobre la inversión es un indicador financiero que mide la rentabilidad de una inversión, es decir, la relación que existe entre la utilidad neta o la ganancia obtenida y la inversión [9].

El ROI se utiliza al momento de evaluar un proyecto de inversión, si el ROI es positivo significa que el proyecto es rentable (mientras mayor sea el ROI, un mayor porcentaje del capital se va a recuperar al ser invertido en el proyecto o futuro negocio no es rentable (viable), pues en caso de ponerse a marchar se perdería dinero invertido. Así mismo, el ROI nos permite comparar diferentes proyectos de inversión, aquél que tenga un mayor ROI será el más rentable y, por tanto, el más atractivo [9].

Finalmente, debemos señalar que el ROI, debido sobre todo a su simplicidad, es uno de los principales indicadores utilizados en la evaluación de un proyecto de inversión, sin embargo, debemos tener en cuenta que este indicador no toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo, por lo que al momento de evaluar un proyecto, siempre es recomendable utilizarlo junto a otros indicadores financieros tales como el VAN y el TIR [9].

De todo lo mencionado anteriormente del ROI se obtiene la siguiente expresión matemática:

$$ROI = \frac{Ganancia}{Inversion} \cdot 100 \tag{6.2}$$

Parte II

RESUMEN EJECUTIVO

Capítulo 7

DESARROLLO DE RESUMEN EJECUTIVO

En éste capitulo llamado ≪ Desarrollo de resumen ejecutivo ≫ serán desarrolladas toda la parte metodológica correspondiente al presente proyecto final de grado. Éste capítulo constará de 12 secciones y con sus respectivas subsecciones en algunas de ellas.

7.1. Descripción del trabajo

El proyecto final de grado consistió en demostrar el estudio de confiabilidad en el arreglo de doble barra sin seccionador de by-pass en el nivel de tensión de 66 kV de la $EE.SS.-GUA$. Por motivos de la disposición actual de los equipos que componen las bahías de líneas y transformadores, en el cual no se dispone de caminos alternativos para el flujo de potencia, no es posible realizar los mantenimientos a los equipos que pertenecen a las bahías mencionadas mas arriba. Para la realización de los trabajos son desenergizadas, produciéndose de esta manera la perdida de carga. A causa del carecimiento de caminos alternativos, el flujo de potencia es interrumpido durante el tiempo que duran los trabajos de mantenimiento. A consecuencia de ésto, la $ANDE$ no factura, pero de igual forma sigue pagando ya que la empresa estatal contrata potencia por mes de Itaipú Binacional, lo que hace que la energía que llega hasta el usuario sea mas cara.

Además, el trabajo también consistió en buscar técnicamente caminos alternativos que permitan aumentar la confiabilidad del arreglo, así también, reducir monetariamente lo que la $ANDE$ deja de percibir en concepto de energía no facturada.

7.1.1. Métodos y técnicas utilizadas

Fueron utilizados para el trabajo datos de índole cuantitativa como también cualitativa. La primera obedece a que los datos obtenidos son de naturaleza numérica (registro de fallas) y parámetros eléctricos, todas ellas de la concesionaria suministradora de energía eléctrica. Para el relevamiento de datos, fueron utilizadas una serie de estrategias como la observación, datos registrados en cuadernos, el análisis de planillas, fotografías y entrevistas a profesionales del área.

La segunda porque para algunos análisis no se contó con datos numéricos, pues en algunas partes se describió y analizó lo observado en campo.

En cuanto al método, éste trabajo incorporó una serie de procedimientos, simulaciones y cálculos que permitieron determinar que alternativa ofrece una mayor confiabilidad para la disposición de doble barra sin seccionador by-pass.

En el proyecto se abordaron 4 etapas fundamentales, citadas a continuación:

- La alternativa Nº 1: Incorporación fija de bypass al arrreglo
- La alternativa Nº 2: Incorporación móvil de bypass al arrreglo
- Simulación del arreglo de la $EE.SS.-GUA$ incorporando cada alternativa al mismo
- Desarrollo tecno-económico de la alternativa factible

En las dos primeras etapas del proyecto, fueron presentadas y descritas un bosquejo introductorio de ambas alternativas.

En la tercera etapa, se procedió al desarrollo de la simulación incorporando individualmente cada alternativa al arreglo, de tal manera a determinar la alternativa que ofrece mayor incremento de la confiabilidad del arreglo existente. En tanto, la cuarta etapa comprendió el desarrollo técnico y económico de la alternativa Nº 2.

7.2. Justificación

A medida que la energía eléctrica satisface más necesidades, su confiabilidad cobra gran importancia. La confiabilidad del sistema eléctrico, depende de muchos factores asociados

a la misma, en donde una de ellas es la confiabilidad de aparatos y la configuración de grupo de equipos pertenecientes a las bahías o arreglo de los barrajes en el sistema.

La motivación principal para encarar la resolución del problema planteado es el hecho del sostenido crecimiento de la demanda atendida por la $EE.SS.-GUA$ objeto del presente estudio, se hace necesaria mejorar la confiabilidad del servicio de las mismas dotándolas de una reconfiguración apropiada en los equipos de potencias asociados a las posiciones de salida de lineas y transformadores en 66 kV.

Con la elaboración y la posterior implementación de la mejor alternativa determinada con en este proyecto final de grado, se obtendrá aportes importantes en el $S.I.N$. Antes que nada, se logrará que la duración de los cortes de energía eléctrica debido a mantenimientos preventivos y/o correctivos de los interruptores de las posiciones de 66 kV se reducirán al mínimo, con lo cual los usuarios no serán afectados sensiblemente, además, se obtendrá mayor facturación, menos pérdidas, menor costo de distribución y el personal técnico podrá trabajar con mayor seguridad en los equipos. Con todo esto se conseguirá una alta confiabilidad en el sistema, proporcionará una mayor flexibilidad y disponibilidad operativa y menos reclamos por parte de los usuarios.

Los beneficiarios con la realización de este proyecto de fin de grado serán los usuarios, ya que los mismos tendrán un servicio de energía eléctrica con una tasa más baja en interrupciones. Lo será también la ANDE, pues la misma obtendrá mayor rentabilidad en lugar de lo que se dejaba de percibir anteriormente por energía no suministrada, así también disminuirán los costos operativos al poder programar con más efectividad los mantenimientos de los interruptores instalados en las posiciones de 66 kV en las $EE.SS.$ que obedecen al problema planteado en el presente estudio.

7.3. Finalidad de proyecto

La energía eléctrica es fundamental para todo tipo de actividades. Mas aún, en tiempos en donde la tecnología depende en gran medida de la energía eléctrica para usufructuarla. Es por ello, que la energía eléctrica debe interrumpirse lo menos posible.

Cada vez se hace mas complejo el sistema eléctrico a consecuencia del aumento de carga, soportando especialmente las estaciones transformadoras que son las encargadas de abastecer toda la carga demandada por las subestaciones. Debido a ésto, todas la estaciones y subestaciones deben de contar con un plan alternativo por llamarlo de alguna manera para evitar o por lo menos minimizar en gran medida las interrupciones de energía eléctrica

especialmente en 66 kV.

Como ya se venía anticipando en los párrafos anteriores, el presente proyecto de fin de grado busca minimizar las interrupciones de energía eléctrica en las posiciones de salidas de líneas radiales de 66 kV y las bahías de transformadores, ambas pertenecientes a la $EE.SS. - GUA$ en días de mantenimiento programado y/o eventos fortuitos.

7.4. Metas

Concienciar a la empresa distribuidora de energía eléctrica $ANDE$ a implementar caminos alternativos de flujo de potencia en sus respectivos arreglos de barras en 66 kV en los distintos centros de transmisión que tienen el mismo problema.

7.5. Objetivos

El trabajo persigue los siguientes objetivos, los mismos son descritos a continuación:

7.5.1. Objetivo General

Analizar alternativas que minimicen el corte de energía eléctrica de bahías simples en 66 kV ante necesidad de mantenimientos preventivos y correctivos en arreglos de doble barra

7.5.2. Objetivos Específicos

- Realizar relevamiento de datos en la $EE.SS.$ *Guarambare*
- Buscar alternativas que minimicen el corte de energía eléctrica de bahías simples en 66 kV ante necesidad de mantenimientos preventivos y correctivos en arreglos de doble barra
- Calcular y determinar la ingeniería de diseño de la alternativa mas ventajosa
- Evaluar económicamente las alternativas de solución

7.6. Beneficiarios

El hecho de que se minimicen los cortes de energía eléctrica en las salidas de líneas en 66 kV en la $EE.SS. - GUA$ en días de mantenimiento programado, hace que la confiabilidad en cuanto al servicio de suministro de energía eléctrica aumente, ésto trae beneficios especialmente para las dos subestaciones transformadoras que dependen de la $EE.SS. - GUA$, las mismas no quedarán desabastecidas y por tanto las ciudades de ≪ Villeta, Guarambaré e Itauguá ≫ no quedarán desprovistas de energía eléctrica en gran parte y los consumidores podrán seguir realizando sus actividades normalmente.

El personal técnico podrá trabajar de forma mas segura teniendo de su lado el tiempo necesario para poder realizar el mantenimiento de los equipos de potencia que componen las bahías de líneas y las bahías de transformadores, sabiendo que el servicio de energía será menos interrumpida debido al camino extra que el flujo de potencia tendrá.

Por otra parte, la empresa distribuidora de energía eléctrica $ANDE$ se beneficiará con mayor rentabilidad, por lo que anteriormente a causa de los mantenimientos y eventos de emergencia que se realizaban durante las mencionadas situaciones, se dejaba de percibir una cifra monetaria. Por tanto, el concepto de energía no facturada pasará a minimizarse y la $ANDE$ incrementará sus ingresos provenientes de la $EE.SS. - GUA$.

7.7. Producto

Como se venía mencionando en la secciones anteriores, evitar interrumpir lo menos posible la energía eléctrica en las $EE.SS.´$s del Paraguay especialmente en el patio de 66 kV de la $EE.SS. - GUA$ es un completo desafío, ya que el espacio disponible para llevar a cabo las alternativas son muy reducidas;ésto es, asumiendo que no fueron considerados el potencial aumento de la demanda de carga. En efecto, no fueron consideradas al momento de proyectar caminos en paralelo que permitan el suministro continuo de la energía eléctrica.

Este proyecto de fin de grado ofrece como producto un ≪ seccionador de by-pass móvil ≫. Conjunto que se compone de un seccionador de potencia convencional del tipo interrupción central adaptada y usándose como base a una plataforma móvil que será remolcada por otro vehículo hasta las zonas de trabajo. Éste producto será de gran utilidad para el personal de mantenimiento, ya que los mismos podrán utilizarlo como vía alternativa de suministro de energía eléctrica mientras realizan labores de mantenimiento o reposición de los equipos de potencia, que conforman las posiciones de transformadores y de salida

líneas en la $EE.SS-GUA$. Con ésta alternativa, se podrá ofrecer un servicio más confiable y por sobre todo de calidad.

7.8. Localización física y cobertura espacial

La zona de estudio se ubica a 2.200 *mts* aproximadamente de la ruta Nº 1 $\ll$*Mcal. Francisco Solano López* $\gg$ sobre la calle Arsenio Vaesken. La $EE.SS.-GUA$ se encuentra en la ciudad de Guarambaré, distrito del Departamento Central. La estación cuenta con un perímetro de 1.10 km y un área de 54.766,25 *mts*. Geográficamente esta muy bien ubicada ya que en la misma concurren dos fuentes de generación (*Itaipú y Yacyretá*). Por ello, es considerada un centro de transformación y distribución de cabecera que posee el *S.I.N.*, además, suministra energía eléctrica a cargas sensibles como el Gran Hospital Nacional de Itauguá, Cervepar y a Villeta (ciudad considerada industrial). En la Figura 7.1 puede observarse el acceso desde la calle A. Vaesken, con una entrada de suelo del tipo capa asfáltica. Su radio de cobertura es amplia, unos 16 *km* aproximadamente de suministro eléctrico, alcanzando a abastecer energía a la $SS.EE.-VTA$ y $SS.EE.-ITG$. Este proyecto está orientado para la aplicación en dicha estación ($EE.SS.-GUA$), perteneciente al Sistema de Transmisión Zona Metropolitana.

Figura 7.1: Estación Transformadora Guarambaré - ($EE.SS.-GUA$)

7.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas

- Revisión de la bibliografía referente a los conceptos teóricos de diferentes tipos de arreglos de barras, así también todo lo concerniente a confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia
- Búsqueda y selección de las estaciones transformadoras que cuentan con el problema de configuración de los equipos de potencia en las posiciones de transformadores y de salida de líneas en las respectivas barras de los patios de 66 kV
- Selección de la $EE.SS.-GUA$ para la realización de este proyecto, debido a su importancia en cuanto a demanda atendida dentro del $S.I.N.$, alta tasa de fallas que presentan los equipos de potencia, ubicación geográfica y su antigüedad
- Visita técnica a la $EE.SS.-GUA$ para el relevamiento de datos de los parámetros eléctricos del patio de 66 kV
- Obtención de datos de fallas de los equipos de potencia pertenecientes al arreglo de barras del patio de 66 kV de la estación transformadora Guarambaré. Datos obtenidos del GT/DMET ≪Departamento De Mantenimiento De Equipos De Transmisión≫ - $ANDE$
- Modelado del arreglo de barras del patio de 66 kV de la $EE.SS.-GUA$, utilización del método de Diagramas de bloques a través del software Blocksim (versión trial)
- Simulación de confiabilidad mediante el software Blocksim del arreglo de barras del patio de 66 kV de la $EE.SS.-GUA$
- Análisis técnico de los resultados obtenidos y elección de la mejor alternativa de solución al problema
- Visita a la ANDE (GT/DMET) para la obtención de datos técnicos correspondientes a equipos de potencia
- Desarrollo técnico y diseño de la alternativa mas conveniente
- Evaluación económica de la alternativa escogida a través del análisis costo/beneficio
- Presentación del informe final

7.10. Recursos Necesarios

Ésta sección describe los recursos con los cuales el proyectista contó en el transcurso de la elaboración del presente proyecto final de grado. Está compuesta por dos subsecciones, la primera hace referencia a la colaboración de recursos humanos, quienes ofrecieron en gran medida su ayuda. En tanto, la segunda contempla los recursos materiales con los cuales se facilitó la realización del presente proyecto.

7.10.1. Recursos Humanos

Este proyecto final de grado fue elaborado por el alumno proyectista de la Facultad de Ciencias y Tecnologías - UNCA, carrera de Ingeniería en Electricidad, quien ya fue mencionado anteriormente al iniciar el documento. Demando la ayuda del Ingeniero tutor de este proyecto, del Asistente de la cátedra ≪Proyecto Final De Grado≫ y profesionales pertenecientes al $GT/DMET$ ≪ Departamento De Mantenimiento De Equipos De Transmisión ≫ - $ANDE$. Así también de las orientaciones y sugerencias hechas por los docentes de la carrera.

7.10.2. Recursos Materiales

- Computadora, para la digitalización de información y de los datos recolectados, así también para las simulaciones hechas en Blocksim. Además, para el diseño del bypass móvil hecho en Autocad (versión estudiante)
- Materiales bibliográficos obtenidos: de la Facultad de Ciencias y Tecnologías, de la $GT/DMET$ ≪Departamento De Matenimiento De Equipos de Transmisión≫ - $ANDE$ y de materiales digitales.
- Acceso a Internet para la búsqueda información referente al proyecto y normas técnicas. Utilización de la plataforma digital CICCO ≪Centro De Información Científica Del Conacyt≫ perteneciente al CONACYT
- Impresora, cámara fotográfica
- Pendrive o almacenamiento portátil, utilizado para el intercambio de información proveniente de otras fuentes

- Útiles de oficina o materiales didácticos (lápiz, borrador, bolígrafos, regla, etc) utilizados para los cálculos en borrador y para los respectivos apuntes de datos durante la visitas técnicas
- Teléfono celular o smartphone
- Transporte (automóvil y motocicleta)

7.11. Factibilidad técnica

Con los estudios realizados mediante la simulación de las alternativas, se logró determinar la alternativa con mayor ventaja técnica, la cual permitió aumentar la confiabilidad del arreglo de la $EE.SS. - GUA$. A continuación pueden se puede observar las ventajas y desventajas de cada alternativa.

Ventajas del by-pass fijo

- Ante algún evento fortuito la transferencia de flujo de potencia es casi instantánea, ya que el equipo se encuentra instalado de forma fija en el patio
- No es necesario conectarlo o instalarlo para su uso, pues ya se encuentra montado e instalado de forma fija

Desventajas del by-pass fijo

- Por cada posición de línea y transformador se necesita un seccionador de by-pass, eso implica mucha inversión en equipos seccionadores
- Desplazamiento de equipos de potencia o estructuras, debido al poco espacio fisico existente en 66 kV. También implica inversión monetaria en obras civiles
- Mantenimiento escaso debido a que el trabajo a ser realizado se hace en cercanías de equipos energizados, zona insegura para los profesionales
- Generalmente está sometido a cualquier tipo de cambio de temperatura en el ambiente, produciendo así un cambio degenerativo en el material del equipo

Ventajas del by-pass móvil

- El equipo puede usarse para el mantenimiento de distintas posiciones de transformadores y de líneas, ya que la misma puede ser trasladada de una posición a otra
- Ofrece mayor flexibilidad para la realización de mantenimientos con mayor frecuencia
- Permite elaborar planeamientos de los distintos mantenimientos asociados
- En los casos de emergencia en centros transformaciones cercanos que cuenten con las mismas configuraciones de equipos en el nivel de tensión de 66 kV, basta con acoplar el seccionador de by-pass móvil (trail + seccionador) a un móvil motorizado y transportarlo
- El mantenimiento al by-pass móvil puede hacerse en una zona segura con mayores distancias eléctricas, alejado de las zonas energizadas
- El seccionador de by-pass móvil, es un seccionador tripolar convencional, de manipulación y operación como cualquier otro seccionador que se encuentra de manera fija

Desventajas del by-pass móvil

- Durante la conexión del by-pass, las posiciones deberán estar desenergizadas, produciéndose perdida de carga en el lapso de conexión y desconexión del mismo
- Ante alguna eventualidad, su inserción al arreglo se torna riesgoso

Con la incorporación de la alternativa N° 1 al arreglo existente, se logró un ligero aumento en la confiabilidad del sistema involucrado, aún así su factibilidad técnica es posible, pero un tanto limitada a la vez, ya que la misma depende de otros factores técnicos como obras civiles. Por otro lado, con la aplicación de la alternativa N° 2 se logra un mayor aumento en la confiabilidad del arreglo y en cuanto a factibilidad técnica es mucho mejor que la alternativa N° 1, pues la misma no depende de otros factores técnicos transversales, sino simplemente del diseño y el desarrollo técnico del mismo. Haciendo las comparaciones pertinentes de las ventajas y desventajas entre las dos alternativas, se puede notar que la alternativa N° 2 ofrece una mayor factibilidad técnica. Por ello, en base a los resultados obtenidos y las comparaciones hechas, la alternativa N° 2 fue la desarrollada técnicamente.

7.12. Factibilidad económica

7.12.1. Incorporación de by-pass fijo al arreglo

7.12.1.1. Beneficios en la reducción de cortes de energía

Según datos proveídos por la $ANDE$, se obtuvo; la potencia perdida y la cantidad de horas que han quedado fuera de servicio las tres posiciones de líneas y las dos posiciones de transformadores con las que cuenta la $EE.SS. - GUA$ en su patio de 66 kV. La estimación de la energía perdida y lo que se deja de percibir monetariamente es reflejado en un periodo de 10 años (horizonte de estudio del presente trabajo), véase (Apéndice A - Tabla A.1 a Tabla A.3).

La confiabilidad del arreglo de doble barra existente es de 99.1 % y con la incorporación de la alternativa Nº 1 el mismo asciende a 99.3 %, ésto a su vez hace que la desconfiabiliadad se reduzca de 0.9 % a 0.7 % respectivamente. Puesto que 0.9 % está relacionado con las perdidas monetarias del arreglo existente, por su parte, 0.7 % representa las perdidas que se tienen con la alternativa Nº 1. Todo ello puede verse en el (Apéndice A- Tabla A.4).

Del *PLAN MAESTRO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN (2016 - 2025)- ANDE*, el costo de la energía de ≪ITAIPU BINACIONAL≫ para la $ANDE$ es de 32.74 USD/MWh (Dólares por unidad de energía consumida), valor con el cual fue posible realizar el cálculo de la pérdidas monetarias por $E.N.S.$, así también, el ahorro obtenido mediante la diferencia de las perdidas del arreglo existente y de las pérdidas de la introducción de la alternativa Nº 1 (by-pass móvil), véase en el (Apéndice A - Tabla A.5). A continuación, se puede observar la Tabla 7.1.

Año	$(LT_ITG \cdot Hs) + (LT_VTA1 \cdot Hs) + (LT_VTA2 \cdot Hs) +$ $+(LT_TR-1 \cdot Hs) + (LT_TR-2 \cdot Hs)$	Tarifa [USD/MWh]
2016		
2017		
2018		
2019		
2020		
2021	9.636,9	32,74
2022		
2023		
2024		
2025		
2026		
Total [USD]	(9.636,9)· 32,74 = 315.512,1	
Pérdida existente [USD] - Pérdida con bypass fijo [USD]		
315.512,1 - 245.398,1 = 70.114,0		
Ahorro [USD]	70.114,0	

Tabla 7.1: Valoración de pérdidas y ahorro con la alternativa Nº 1

En la Tabla 7.1, de la columna 2 se observa la energía total no suministrada por las tres posiciones de líneas y las dos posiciones de transformadores. Así también, en la penúltima fila, la diferencia de las perdidas que se traducen en ahorro.

7.12.1.2. Costo de inversión

En la Tabla 7.2, se puede apreciar una estimación del costo de inversión de ésta alternativa, calculados con los precios de fabricantes facilitados por ANDE. En las mismas, no fueron previstas: costos de mantenimiento y repuestos de los equipos involucrados en cuestión.

Concepto	Cantidad	Unidad	Precio uni.[USD]	Subtotal[USD]
Seccionador tripolar	5	unidad	8.134,02	40.670,1
Conductor HTLS ACSS	100	mts	1,00	100,0
Conectores de aluminio	60	unidad	45,50	2.730,0
Estructura soporte	5	unidad	4.478,4	22.392,0
Montaje de soporte／ Montaje de equipo	5	unidad	294,3／2.264,1	12.792,0
Desmontaje de pórticos, estructuras y equipos	3	unidad	11.776,0	35.328,0
Obras civiles	1	unidad	14.824,0	14.824,0
Maquinarias	2	unidad	700,00	1.400,0
Transporte de los equipos	1	unidad	700,0	700,0
Imprevistos	1	unidad	3.000,0	3.000,0
Total [USD]				134.936,10

Tabla 7.2: Costo de instalación de seccionadores de bypass fijo

La ejecución de ésta alternativa, requiere el desplazamiento de las posiciones de líneas, ya que entre ellas no existe suficiente espacio físico para la incorporación de un seccionador tripolar de bypass. Por ello, en la Tabla 7.2, fue considerada el desmonte de pórticos, estructuras y equipos. Por otro lado, al desplazarse las posiciones, implica tener consideraciones en obras civiles, pues los equipos requieren de fundaciones especiales y eso conlleva a la aparición del mismo. Los detalles de las obras civiles requeridas pueden observarse en el (Apéndice A - Tabla A.6).

7.12.2. Incorporación de by-pass móvil al arreglo

7.12.2.1. Beneficios en la reducción de cortes de energía

Como en la Sección 7.12.1., los valores de pérdida de potencia y tarifa se mantienen para este escenario. La estimación de la energía no suministrada y el costo que representa ésta situación es reflejado también en un periodo de 10 años (horizonte del presente trabajo), véase (Apéndice A - Tabla A.1 a Tabla A.3).

La confiabilidad del arreglo de doble barra existente es de 99.1 % y con la incorporación de la alternativa Nº 2 el mismo asciende a 99.58 %, ésto a su vez hace que la desconfiabiliadad se reduzca de 0.9 % a 0.42 % respectivamente. Ya que 0.9 % está relacionado con las perdidas monetarias del arreglo existente, por su parte, el 0.42 % representa las perdidas que se tienen con la alternativa Nº 2. Todo lo ello puede comprenderse viendo el (Apéndice A - Tabla A.7 y A.8).

Año	$(LT_ITG \cdot Hs) + (LT_VTA1 \cdot Hs) + (LT_VTA2 \cdot Hs) +$ $+(LT_TR-1 \cdot Hs) + (LT_TR-2 \cdot Hs)$	Tarifa [USD/MWh]
2016		
2017		
2018		
2019		
2020		
2021	9.636,9	32,74
2022		
2023		
2024		
2025		
2026		
Total [USD]	(9.636,9)· 32,74 = 315.512,1	
Pérdida existente [USD] - Pérdida con bypass móvil [USD]		
315.512,1 - 147.229,9 = 168.282,2		
Ahorro [USD]	168.282,2	

Tabla 7.3: Valoración de pérdidas y ahorro con la alternativa Nº 2

En la Tabla 7.3, la columna 2 representa la energía no suministrada de las cinco posiciones. En la tercera fila se puede apreciar una vez mas la perdida monetaria del arreglo existente. Además, puede observarse la diferencia entre la perdida existente con la configuración

actual y con la incorporación del by-pass móvil. Esa diferencia se encuentra en la Tabla 7.3 y representa el ahorro que se obtiene con la incorporación de la alternativa Nº 2.

7.12.2.2. Costo de inversión

En la Tabla 7.4, se puede observar el costo de inversión que requiere esta alternativa. Los costos de mantenimiento no fueron incluidos.

Concepto	Cantidad	Unidad	Precio uni. [USD]	Subtotal[USD]
Seccionador tripolar	1	unidad	8.134,02	8.134,02
Trail - remolque	1	unidad	2.000,0	2.000,0
Conductor protegido	120	*mts*	150,0	18.000,0
Conectores Bimetálicos Al/Cu	12	unidad	50,0	600,0
Conductor *PAT*, provisorio	15	*mts*	2,00	30,0
Transporte	1	unidad	100,0	100,0
Mano de obra y viáticos	4	técnico	90,0	90,0
Repuestos	1	unidad	1.560,31	1.560,31
Imprevistos	1	unidad	2.000,0	2.000,0
Total [USD]				32.514,33

Tabla 7.4: Costo de inversión de la alternativa Nº 2

Para ésta alternativa, fueron previstos conectores combinados ≪aluminio - cobre≫, ya que el conductor del bypass es de cobre y los demás equipos de aluminio, además del conductor PAT que es para la carcasa del remolque. En la penúltima fila se puede apreciar el apartado repuestos, donde ésta última se puede observar con sus respectivos detalles en el Apéndice A - Tabla A.9.

7.12.3. Evaluación Económica

En este apartado, fue tratado el análisis económico de cada alternativa. Para cada ítem requerido, fueron expuestos los resultados de ambas alternativas, a efecto de tener una observación comparativa mas rápida.

7.12.3.1. Determinación del flujo de caja proyectada

Considerando la inversión que requieren las alternativas y la reducción de pérdidas que presentan las mismas, a continuación todo lo mencionado es expuesto por medio de las Tablas 7.5 y 7.7, respectivamente.

$\Longrightarrow$ Incorporación de seccionador de by-pass fijo

El valor de la fila Nº 2 pertenece a la Tabla 7.2, en tanto, los valores correspondientes a la fila Nº 3 están detallados en el Apéndice A - Tablas A.3, A.4, A.5.

Concepto	Año 0	2017	2018	2019	2020	2021
Inversión [USD]	134.936,10					
Ahorro [USD]	3.920,80	4.365,40	4.598,20	5.060,90	5.628,40	6.134,80
Total [USD]	-131.015,30	-126.649,90	-122.051,70	-116.990,80	-111.362,40	-105.227,60

Tabla 7.5: Flujo de caja - seccionador de by-pass fijo

Concepto	2022	2023	2024	2025	2026
Inversión [USD]					
Ahorro [USD]	6.687,70	7.287,20	7.997,30	8.783,00	9.650,30
Total [USD]	-98.539,90	-91.252,70	-83.255,40	-74.472,40	-64.822,10

Tabla 7.6: Continuación del flujo de caja

$\Longrightarrow$ Incorporación de seccionador de by-pass móvil

El valor de la fila Nº 2 pertenece a la Tabla 7.4, en tanto, los valores que corresponden a la fila Nº 3 están detallados en el Apéndice A - Tablas A.3, A.7, A.8.

Concepto	Año 0	2017	2018	2019	2020	2021
Inversión [USD]	32.514,33					
Ahorro [USD]	9.409,90	10.476,80	11.035,60	12.146,10	13.508,10	14.723.40
Total [USD]	-23.104,43	-12.627,63	-1.592,03	10.554,07	24.062,17	38.785,57

Tabla 7.7: Flujo de caja - seccionador de by-pass móvil

Concepto	2022	2023	2024	2025	2026
Inversión [USD]					
Ahorro [USD]	16.050,50	17.489,30	19.193,50	21.079,30	23.169,70
Total [USD]	54.836,07	72.325,37	91.518,87	112.598,17	135.767,87

Tabla 7.8: Continuación del flujo de caja

7.12.3.2. Determinación de la tasa interna de rendimiento (TIR)

$\Longrightarrow$ Incorporación de seccionador de by-pass fijo

Se consideró 10 años como proyección y una tasa de descuento del 12 %. Según el flujo de caja correspondiente a las Tablas 7.5 y 7.6, en donde los flujos son completamente negativos, por tanto, resultó ser imposible realizar el análisis de la TIR. Con ésto se demuestra, la no viabilidad económica de ésta alternativa.

$\Longrightarrow$ Incorporación de seccionador de by-pass móvil

Considerando el flujo de caja correspondiente a las Tablas 7.7 y 7.8, una proyección a 10 años y una tasa de descuento del 12 %, se logró determinar la TIR con un valor de 49 %. La misma, es mayor a la tasa de descuento, por ende, ésta alternativa resultó ser las más viable.

7.12.3.3. Determinación del valor presente neto (VPN)

$\Longrightarrow$ Incorporación de seccionador de by-pass fijo

Según los valores del flujo de caja correspondiente a las Tablas 7.5 y 7.6, con una tasa de descuento del 12 % y para una proyección de 10 años (horizonte del presente proyecto), fue obtenido un valor de -727.701,36 [USD], por lo cual no cumple con la condición de rentabilidad ($V.P.N. > 0$), pues el $V.P.N.$ alcanzado es menor a cero , por tanto la alternativa no es rentable.

$\Longrightarrow$ Incorporación de seccionador de by-pass móvil

Según los valores del flujo de caja correspondiente a las Tablas 7.7 y 7.8, con una tasa de descuento del 12 % y para una proyección de 10 años (horizonte del presente proyecto), fue obtenido un valor de 190.942,41 [USD], lo cual cumple con la condición favorable ($V.P.N. > 0$), la misma es mayor a cero , por tanto la alternativa sí es rentable.

7.12.3.4. Determinación del periodo de recuperación de la inversión (PRI)

$\Longrightarrow$ Incorporación de seccionador de by-pass móvil

Con ésta alternativa que es la más viable, se procedió a calcular el $P.R.I.$ (periodo de recuperación de la inversión). Para poder determinar el tiempo de recuperación de la inversión, se realizaron cuatro pasos para poder alcanzar un valor. El resultado obtenido tiene como valor 7,92; ésta expresión numérica puede interpretarse de la manera siguiente; el dígito de la unidad de mil corresponde al año, en tanto, la parte de la unidad al mes. Por tanto, la recuperación de la inversión se dará en un lapso de 7 años + 9 meses. El proceso del cálculo es detallado en el (Apéndice C - C.1.).

Parte III

INGENIERÍA DE DISEÑO

Capítulo 8

LEVANTAMIENTO DE DATOS

La gran mayoría de los centros transformaciones en el nivel de tensión de 66 kV correspondientes a la $ANDE$, cuentan con el problema de las posiciones de salida de lineas sin seccionador de by-pass, así como también en algunos casos en las posiciones de entrada y salida de los barrajes (transformadores). En su gran mayoría los arreglos en los patios de 66 kV no disponen de seccionadores de by-pass o seccionadores de respaldo que permitan salvaguardar la carga mientras son realizados los mantenimientos preventivos o correctivos a los equipos que componen dichas posiciones. Este inconveniente hace que el sistema eléctrico en el nivel de tensión de 66 kV sea vulnerable ante ciertos eventos especialmente cuando los involucrados directos son los interruptores de línea, así también los interruptores pertenecientes a los transformadores de potencia.

Como existen gran cantidad de centros de transformación con ésta disposición, se escogió la $EE.SS.-GUA$ como referencia, por ser éste de gran porte, por la demanda atendida y zona de influencia, además de contar con los datos necesarios para la realización del presente trabajo.

8.1. Estación Transformadora Guarambaré - $(EE.SS. - GUA)$

La estación transformadora Guarambaré, es una $EE.SS.$ correspondiente al centro de transmisión metropolitano de la $ANDE$, es una de las mas antiguas del Paraguay en su parte de 66 kV.

El arreglo de barras con el nivel de voltaje mencionado mas arriba está compuesta de 8 posiciones:

- Posición de línea $(LT - ITG)$ Itauguá
- Posición de línea $(LT - VTA1)$ Villeta 1
- Posición de línea $(LT - VTA2)$ Villeta 2
- Posición de transformador $(TR - 1)$ Número 1
- Posición de transformador $(TR - 2)$ Número 2
- Posición de transformador $(TR - 3)$ Número 3
- Posición de transformador $(TR - 4)$ Número 4
- Posición de acoplamiento $(Interruptor - 85)$

La $EE.SS.$ Guarambaré se encuentra ubicada en la Región Oriental, en el Departamento Central sobre el ramal de la Ruta Nº 1 «Mcal. Francisco Solano López» a 3 Km. del casco urbano de la ciudad de Guarambaré.

Actualmente la $EE.SS.$ - GUA es una de las mas importantes en el Sistema Interconectado Nacional $S.I.N.$, además de ser considerada como una de las cabeceras, por ubicación estratégica, demanda de potencia atendida, sensibilidad de dichas potencias abastecidas (GHN-Gran Hospital Nacional de Itauguá, Cervepar, Villeta-ciudad industrial), por la posibilidad de ser energizado a través de las dos fuentes generadoras de energía eléctrica *Itaipú Binacional y la Entidad Binacional Yacyretá*, además es una de las pocas que posee el $C.E.R.$ (Compensador Estático de Reactivos).

La $EE.SS. - GUA$ es abastecida por una linea de transmisión en 220 kV proveniente de la estación transformadora Coronel Oviedo $(EE.SS. - COV)$. Dos de las posiciones de salidas del barraje en 220 kV que a su vez son posiciones de entrada (transformadores)

reducen el voltaje, donde ésta última energiza todo el barraje en 66 kV. La estación tratada en cuestión, es primordial para la región, ya que de ella depende el Hospital Nacional de Itauguá, así como también las ciudades de Guarambaré, Itauguá y Villeta (ciudad industrial).

El rango promedio de tensiones de línea, corrientes de línea, potencia activa y reactiva de las posiciones de líneas correspondientes a las $LT - ITG$, $LT - VTA1$, $LT - VTA2$, $TR - 02$ y $TR - 04$ son las siguientes como sigue en la Tabla 8.1:

	LT - Itauguá	LT - Villeta1	LT - Villeta2	TR-02	TR-04
	Voltajes [kV]				
RS	66.8	66.9	66.6	66.7	66.9
ST	66.6	66.9	66.7	66.0	65.8
TR	67.0	66.7	66.8	65.9	66.7
	Corrientes [A]				
R	143	189	98.7	105	100
S	190	107.3	189	103	104.5
T	194.7	102.9	102.9	104	105.5
	Potencia Activa [MW]				
P	25	23	20	21.3	21.3
	Potencia Reactiva [Mvar]				
Q	8	-0.20	-0.10	7	8

Tabla 8.1: Parámetros eléctricos de las posiciones de líneas y de transformadores de la $EESS$ - GUA

Para poder realizar cálculos de confiabilidad es necesario que una estación transformadora cuente con los datos de tasas de fallas de los equipos de potencia que componen las bahías. Como ya se menciono anteriormente la $EE.SS. - GUA$ fue la escogida, pues cuenta con toda la estadística de falla de sus equipos de potencia en el nivel de tensión de 66 kV, además de ser un centro de transformación muy importante para le $S.I.N$.

8.2. Verificación de confiabilidad

Para la demostración de la problemática planteada en el presente trabajo final de grado, se procedió a realizar el análisis de confiabilidad del arreglo de barras en 66 kV de la $EE.SS. - GUA$ como se describió al iniciar éste capítulo. La misma fue elegida como punto de análisis pues se dispone de la estadística de fallas de sus equipos de potencia en el nivel de tensión de 66 kV.

La $EE.SS.-GUA$ es una de las mas antiguas (37 años), por ende los equipos de potencia instalados en el patio de 66 kV que conforman las posiciones de salidas y entradas fallen o hayan estado operando bajo falla (situación dada en algunos casos). Los datos recolectados fueron obtenidos del Departamento de Mantenimiento de Equipos de Transmisión perteneciente a la Administración Nacional de Electricidad ($ANDE$).

El objetivo de haber realizado éste analisis es la de demostrar la perdida de la confiabilidad con el paso de los años del arreglo de doble barra sin seccionador de by-pass en cualquier $EE.SS.$ del $S.I.N.$ y la importancia de tener alternativas para el flujo de potencia. Es decir, los caminos de suministro de energía son limitados y surge la necesidad de introducir mas caminos alternativos a éste tipo de arreglos para que el flujo de potencia sea interrumpido lo menos posible.

8.3. Parámetros de confiabilidad

En ésta sección, primeramente fue obtenida el registro de los datos de fallas de todos los equipos de potencia de los últimos 17 años. Estos datos fueron obtenidos del Departamento de Mantenimiento de Equipos de Transmisión situada en la $EE.SS.$ Puerto Sajonia - Asunción. Con éstos datos se pudo cuantificar la tasa de falla y la tasa de reparo de cada equipo, éstas últimas son esenciales para la realización del cálculo de confiabilidad de cada equipo, con el objetivo de hallar valores estimados de confiabilidad para el arreglo tratado en cuestión (véase Apéndice B.1). Los parámetros utilizados fueron los siguientes:

- Tiempo de operación (t_o)
- Tasa de falla (λ)
- Tiempo de reparo (t_r)
- Tasa de reparo (μ)
- Disponibilidad (A)

El parámetro tiempo fue trabajada en «años» como unidad de medida del tiempo. Seguidamente fue hallada la sumatoria del tiempo de reparo t_r, donde la unidad de tiempo fue trabajada en «horas» hallándola después en «años». Una vez tenido el tiempo de reparo t_r, fue posible hallar el tiempo de operación t_o, por consiguiente la tasa de falla y de reparo también pudieron ser halladas una vez obtenidos los parámetros descritos al principio

del párrafo. Cabe resaltar que el tiempo de reparo para cada equipo fue estimada para realizar los cálculos, debido a que las mismas no son registradas a la hora de hacer los mantenimientos (véase Apéndice B - B.1.).

Los valores de tasa de falla, tasa de reparo y la confiabilidad de cada equipo son mostradas en la Tabla 8.2:

Equipo	Tasa de falla (λ)	Tasa de reparo (μ)	Confiabilidad (%)
52-79	0.4121040857	500	99.917
52-93	0.5884605308	1536.84218	99.96
52-86	0.4706988615	2002.28611	99.158
52-88	0.1764871798	1877.143463	99.99
52-87	0.2941551769	2305.263978	88.27
89-47	0.4707083462	1844.21	99.974
89-48	0.470803214	1030.58	99.954
89-44	0.1764836243	2389.092	99.29
89-43	0.4707115078	1796.92	99.973
89-38	0.1173549594	1752	99.99
89-37	0.1764871798	1877.14	99.9905
89-41	0.1764883651	1752	99.9899
89-39	0.2941946923	1123.07	99.9738
89-40	0.0588255045	1752	99.9966
89-42	0.05882510945	2190	99.9973
TC-93	0.05882510946	2190	99.9973
TC-88	0.1176541693	1946.66	99.9939
TC-91	0.05882589951	146	99.95
TC-85	0.05882510945	2190	99.99

Tabla 8.2: Parámetros de confiabilidad $EE.SS. - GUA$

8.4. Modelamiento por (RBD´s)

Conocida por sus siglas en inglés como *Reliability Block Diagram*, fue el método escogido para la realización del análisis de confiabilidad del arreglo existente de la $EE.SS. - GUA$. Se utilizó el diagrama unifilar de la ANDE del patio de 66 kV (véase - Figura 8.1) para el modelamiento del diagrama de bloques.

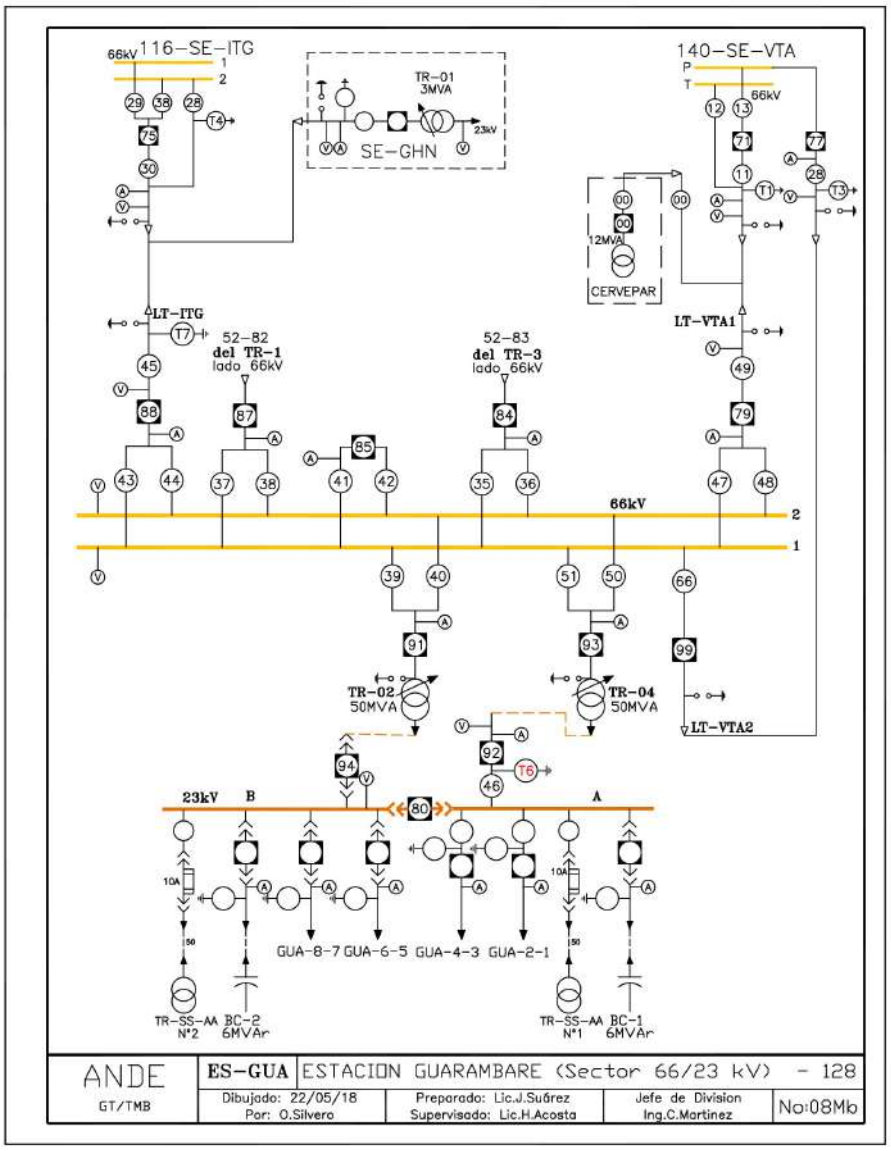


Figura 8.1: Diagrama Unifilar - EE.SS. GUA

Cada equipo de potencia fue abreviado con el numero según denominación de la *ANDE* y el subíndice que los acompaña indica si es un seccionador o interruptor como se indica en la Tabla 8.3. Se procedió a elaborar el circuito de bloques en «Blocksim» (véase Figura 8.2), donde todos los bloques fueron representados por la numeración y el subíndice como se detallo al iniciar el párrafo. El diagrama estuvo compuesto de tres tipos de bloques; los individuales, los múltiples y los nodos. Los bloques individuales la componen un solo equipo, los bloques multiples la componen mas de un bloque, ésta disposición fue adoptada al multiplicar los bloques en series para reducir la extensión del diagrama y los nodos por su parte fueron utilizados para unir bloques entre sí. Se puede observar en la Tabla 8.4 las abreviaturas de los bloques múltiples con sus respectivos significados.

Bloques Individuales	
Bloque/Equipo	Significado
87_I	Interruptor N^o 87
84_I	Interruptor N^o 84
38_S	Seccionador N^o 38
36_S	Seccionador N^o 36
37_S	Seccionador N^o 37
35_S	Seccionador N^o 35
$Barra_1$	Barra N^o 1
$Barra_2$	Barra N^o 2
48_S	Seccionador N^o 48
47_S	Seccionador N^o 47
51_S	Seccionador N^o 51
50_S	Seccionador N^o 50
39_S	Seccionador N^o 39
40_S	Seccionador N^o 40
44_S	Seccionador N^o 43
35_S	Seccionador N^o 35

Tabla 8.3: Bloques indivuales, diagrama de bloques $EE.SS.$ - GUA

Bloques Múltiples	
Bloque/Equipos	Significado
TR_1 y TR_3	Transformador 1 Transformador 3
$41_S, 85_I, TC, 42_S$	Seccionador Nº 41 Interruptor Nº 85 Transformador de corriente Seccionador Nº 42
$TC, 79_I, 49_S$	Transformador de corriente Interruptor Nº 79 Seccionador Nº 49
$TC, 93_I, 65_S$	Transformador de corriente Interruptor Nº 93 Seccionador Nº 65
$TC, 91_I$	Transformador de corriente Interruptor Nº 91
$TC, 88_I$	Transformador de corriente Interruptor Nº 88
$LT_{VTA_1}, LT_{VTA_2}, LT_{ITG}, TR_2$	Línea de Transmisión Villeta 1 Línea de Transmisión Villeta 2 Línea de Transmisión Itaguá Transformador Nº 2

Tabla 8.4: Bloques múltiples, diagrama de bloques - $EESS\ GUA$

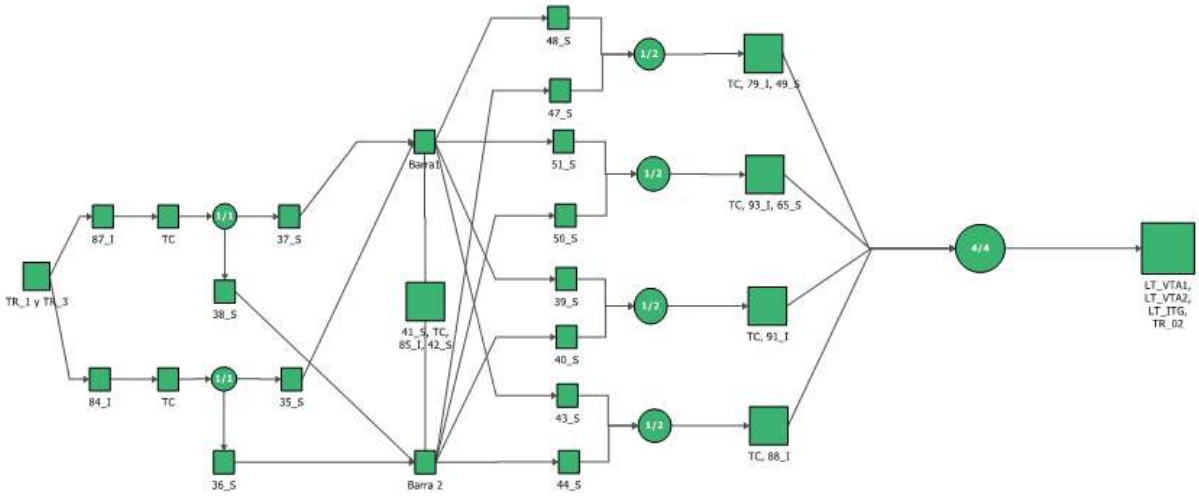


Figura 8.2: Diagrama de bloques - $EE.SS. - GUA$

8.5. Simulación del arreglo existente

La simulación fue hecha con «Blocksim» de la empresa $Reliasoft$, dedicado al modelamiento y análisis de circuitos para la obtención de confiabilidades en sistemas reparables (análisis en cuestión) y no reparables, la primera fue la utilizada ya que los equipos eléctricos de potencia que conforman el arreglo corresponden a equipos que normalmente pueden ser reparados. Blocksim es un software pago, la misma fue utilizada en su modo de prueba (trial).

Una vez concluido el modelamiento, se introdujo en los campos requeridos por el software los valores pertenecientes a la Tabla 8.2 ademas de hacer algunas configuraciones asignándolo 1.000.000 de simulaciones, de ésta manera fue ejecutada finalmente la simulación del arreglo para la obtención de la confiabilidad.

La simulación duró aproximadamente 1 hora, donde la misma puede observarse en forma de resumen por medio de la Tabla 8.5. El software arrojó varias comparaciones, gráficas y planillas. Cada una de ellas fueron analizadas y luego consideradas las primordiales. Unas de las gráficas obtenidas fue «Confiabilidad de bloque vs Tiempo», la misma presento una serie de colores asignadas a cada bloque/equipo donde se pudo ver el grado de confiabilidad de cada elemento correspondiente al arreglo (véase Apéndice B - Figura B.2), además se obtuvo la «Desconfianza de bloque vs Tiempo» con un entorno gráfico similar a la Figura B.2, gracias a la misma pudo ser determinada la desconfiabilidad de cada equipo.

La ligadura existente entre la desconfianza y cada bloque se da de manera directa a consecuencia de la cantidad de fallas que presentó cada equipo (véase Apéndice B - Tabla B.3).

El cálculo de confiabilidad hecho por Blocksim dio como resultado el valor 0,991, es decir, el arreglo de la $EE.SS.$ - GUA correspondiente al patio de 66 kV posee una confianza en términos de porcentaje de 99,1 %. Por otra parte, la diferencia de 0,9 % se traduce en desconfiabilidad lo cual es un poco elevado, teniendo en cuenta que las cargas atendidas son bastante elevadas. El aumento de la demanda de carga hará que la desconfiabilidad vaya incrementándose cada año, tales así que es necesario tomar como ejemplo a la $EE.SS.$ - GUA para buscar prever eventos no deseados en las otras $EE.SS.$ introduciendo más caminos alternativos para el paso de la energía eléctrica, garantizando de ésta manera un servicio continuo.

Se pretende incrementar la confiabilidad de dicho arreglo escogiendo la mejor alternativa técnica/económica que permitirá una mayor flexibilidad a la hora de realizar mantenimientos correctivos y preventivos, además de garantizar un servicio con menos interrupciones de energía eléctrica a los consumidores. En el siguiente capítulo se presentan las alternativas de mejoras.

Diagrama:	RBD´s Guarambaré
Duración de la simulación:	54 Minutos 36 segundos
Tiempo final:	1000
Opciones de ejecución:	Simulación estándar
Numero de simulaciones:	1.000.000
Valor de semilla:	1
Número de subprocesos:	1
Confiabilidad total:	99.1 %

Tabla 8.5: Resumen de simulación - $EE.SS. - GUA$

Capítulo 9

ALTERNATIVAS

En éste capítulo fueron presentadas las alternativas de solución a la problemática planteada. Se describió cada alternativa de manera introductoria a efecto de dar una idea de como fue incorporada cada adecuación.

Se procedió a simular nuevamente el arreglo de la $EE.SS. - GUA$, pero ésta vez con la incorporación de manera individual de las adecuaciones propuestas, de ésta manera se demostró la alternativa que ofrece una mayor confiabilidad para luego desarrollarla técnica y económicamente. De ésta manera, la $EE.SS. - GUA$ y otras $EE.SS.$ con la misma disposición logran una confiabilidad superior a la existente permitiendo así una elección optima para la finalidad perseguida.

Además, se dimensionó el equipo de potencia (seccionador de potencia), así también la buena elección del mismo teniendo en cuenta su característica constructiva. También fue objeto de selección el conductor que será conectado a los seccionadores en un extremo de la línea y el otro extremo a las barras colectoras. A continuación se presentan las siguientes alternativas de solución.

9.1. Incorporación de seccionador by-pass fijo al arreglo

Generalmente las disposiciones utilizadas en las $EE.SS.$ del Paraguay en el nivel de tensión de 66 kV poseen arreglos de doble barra sin seccionador de by-pass, que ante eventos no deseados en los interruptores de línea, no ofrecen un camino alternativo de flujo de potencia como se había explicado anteriormente. Es el caso de la $EE.SS.-GUA$, donde los equipos han sufrido fallas asociadas a eventos líneas, falta de mantenimiento a los equipos que componen las bahías, antigüedad de los mismos, con lo cual se complica el suministro de energía eléctrica en términos de calidad y confiabilidad.

Se propone incorporar al «Arreglo de doble barra» un sistema «By-pass», la cual consta de un seccionador convencional que interconecte un punto de la posición de línea a otro. Ésta incorporación permitirá salvaguardar la carga durante mantenimientos programados o eventos fortuitos.

Los puntos específicos de conexión del «By-pass» mencionado en el párrafo anterior son dos; «Por una de las barras colectoras» y «Después del seccionador en las posiciones de líneas». Ésta adecuación se logrará derivando un extremo de línea de una de las barras y el otro extremo de línea irá conectado al final de la línea de salida después del seccionador de puesta a tierra. Cuando se habla de extremos de línea, estamos hablando de las líneas pertenecientes al seccionador. En la Figura 9.1 se puede observar el esquema de un seccionador de bypass fijo.

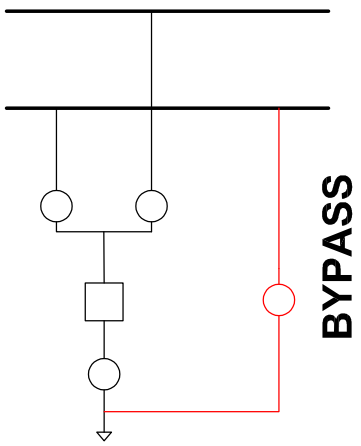


Figura 9.1: Esquema de doble barra con seccionador bypass - adecuación propuesta en rojo de manera fija

9.2. Incorporación de seccionador by-pass móvil al arreglo

Así como se describió en la sección anterior, el hecho de tener un camino alternativo para el flujo de potencia ofrece una mayor flexibilidad operativa y una mejor elaboración para la planificación de mantenimientos de todo tipo. Es el caso de ésta sección en donde se plantea otra solución a la problemática de la siguiente manera.

Se propone incorporar de manera móvil un «Seccionador by-pass». Consiste en la conexión de un seccionador convencional cada vez que sea necesario, es decir ante ocurrencias fortuitas o por mantenimientos programados en las posiciones de transformadores o de líneas de la $EE.SS. - GUA$ en su arreglo de doble barra en el nivel de tensión de 66 kV. De la misma manera que la propuesta anterior, éste sistema permite un menor impacto en términos de fuera de servicio por mantenimientos programados disminuyendo incomodidades innecesarias en los usuarios afectados, así también los trabajos pertinentes al equipo dañado o con fallas, de tal modo a que la adecuación actúe como camino alternativo en dicha posición (véase Figura 9.2). La idea de utilizar éste método también es evitar estructuras fijas como las que utiliza en forma de soporte los equipos convencionales ocupando espacio físico. Por otro lado, una ventaja destacable será el poder utilizarlo para bypasar otras posiciones de línea cuando así se requiera para de esta manera inspeccionar de una forma mas segura los equipos correspondientes a las posiciones mientras la energía eléctrica fluya por el bypass móvil.

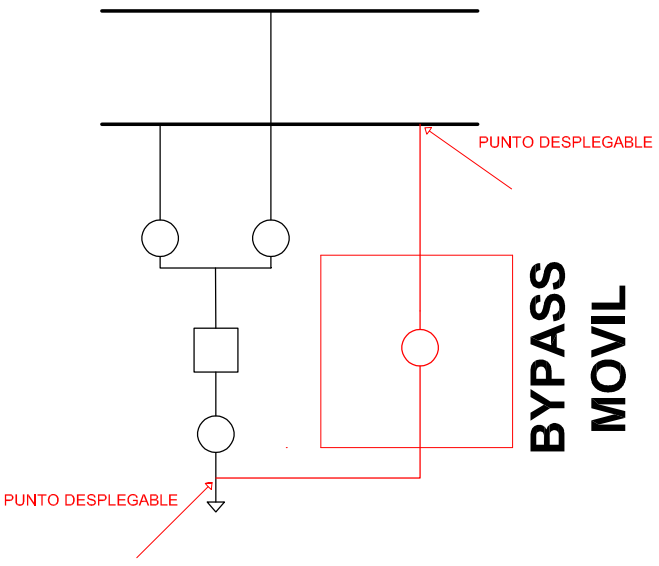


Figura 9.2: Esquema de doble barra con seccionador bypass móvil - adecuación propuesta en rojo

9.3. Simulación del arreglo + incorporaciones

Se procedió a simular nuevamente el arreglo de barras en 66 kV de la $EE.SS. - GUA$ como se adelantó en el segundo párrafo del presente capítulo. La misma fue realizada con «Blocksim», software ya descrito anteriormente. Ésta vez incorporando cada una de las alternativas por separado al arreglo y simulando independientemente para poder determinar cuan superior es cada alternativa en términos de confiabilidad.

Primeramente, se añadió un bloque mas al diagrama de bloques existente pertenecientes a la $EE.SS. - GUA$, en éste caso el bloque agregado es un seccionador, la cual obedece como solución planteada en la alternativa Nº 1, Sección 9.1 del presente Capítulo. Una vez reconfigurado el diagrama de bloques, fueron introducidos los parámetros del bloque nuevo (seccionador) con su correspondiente confiabilidad equivalente al 100 %, dicho valor se asumió ya que el equipo es nuevo y sin desgaste. Seguidamente, fue simulado arrojando los siguientes resultados (véase Tabla 9.1).

Diagrama:	RBD´s Guarambaré + Alternativa Nº 1
Duración de la simulación:	55 Minutos 40 segundos
Tiempo final:	1000
Opciones de ejecución:	Simulación estándar
Numero de simulaciones:	1.000.000
Valor de semilla:	1
Número de subprocesos:	1
Confiabilidad total:	99.3 %

Tabla 9.1: Resumen de simulación - $EESS\ GUA$ + *Alternativa* N^o 1

Seguidamente, se procedió a retirar el bloque añadido y en su lugar fue incorporado al arreglo otro bloque pero de manera «Stand-by», son bloques a necesidad por decirlo de alguna manera, cuando ocurre algún evento fortuito estos bloques se activan dejando pasar la señal. Emulandolo al campo de la electricidad es el flujo de potencia. La incorporación de este nuevo bloque implicó llenar nuevamente el campo de confiabilidad perteneciente al software, de ésta manera asignando el valor de 100 % pues el equipo también es nuevo y sin desgaste. Posteriormente se simuló, dando como resultado los siguientes valores (véase Tabla 9.2).

Diagrama:	RBD´s Guarambaré + Alternativa Nº 2
Duración de la simulación:	58 Minutos 20 segundos
Tiempo final:	1000
Opciones de ejecución:	Simulación estándar
Numero de simulaciones:	1.000.000
Valor de semilla:	1
Número de subprocesos:	1
Confiabilidad total:	99.58 %

Tabla 9.2: Resumen de simulación - *EESS GUA + Alternativa Nº 2*

Comparando las Tablas 9.1 y 9.2, de acuerdo a las simulaciones realizadas, se logró determinar que alternativa de solución incorporada al arreglo resultó en un mayor incremento de la confiabilidad del sistema considerado (véases Tabla 9.3).

Comparación de Confiabilidades	
Arreglo existente	99.1 %
Arreglo existente + Bypass Fijo (Alternativa Nº 1)	99.3 %
Arreglo existente + Bypass Móvil (Alternativa Nº 2)	99.58 %

Tabla 9.3: Comparación de confiabilidades con sus respectivos resultados

Como se puede observar en la Tabla 9.3, claramente indica que la alternativa Nº 2 es la que ofrece un incremento en términos de confiabilidad al arreglo existente con un 99.58 %. Con éste método se logró incrementar la confiabilidad en un 0.48 %, lo cual es bastante elevado teniendo en cuenta las cargas elevadas y futuras cargas que se llegasen a suministrar a través de la $EE.SS. - GUA$.

Una vez demostrada que alternativa permitió aumentar la confiabilidad del arreglo de barras existente, se decidió desarrollar técnicamente la alternativa Nº 2 nada mas, ya que la misma es la mas ventajosa y con un valor de 0.28 % por encima de la alternativa Nº 1. A continuación en la sección 9.4 fueron desarrolladas las partes técnicas de la Alternativa Nº 2.

9.4. Desarrollo técnico de la alternativa Nº 2

Como ya se había dicho en el ultimo párrafo de la sección anterior, la alternativa Nº 2 - «by-pass móvil» resultó ser la mas ventajosa técnica y económicamente. Ésta reconfiguración con la incorporación del método ya mencionado en el arreglo de barras aumentó la

confiabilidad un 0.48 %, valor a tener en cuenta en términos de confiabilidad. En la siguiente subsección están descritas el dimensionamiento del equipo utilizado y sus respectivos detalles técnicos.

9.4.1. Mensura técnica de la zona de estudio

Se procedió a medir la zona de estudio, espacios de interés en el patio de 66 kV de la $EE.SS.-GUA$. Los espacios que ocupan las posiciones de línea $LT-ITG$, $LT-VTA_1$ y $LT-VTA_2$, como también las posiciones de transformadores. El espacio disponible entre posiciones varia desde los 2.0 mts a 2.58 mts, véase Figura 9.3. Teniendo en cuenta que las dimensiones de un seccionador tripolar promedio es de 3.00 mts en forma horizontal. Para este caso particular no es posible instalarlo de forma fija en el espacio disponible, más aún atendiendo las normas vigentes referente a distancias de seguridad necesarias.

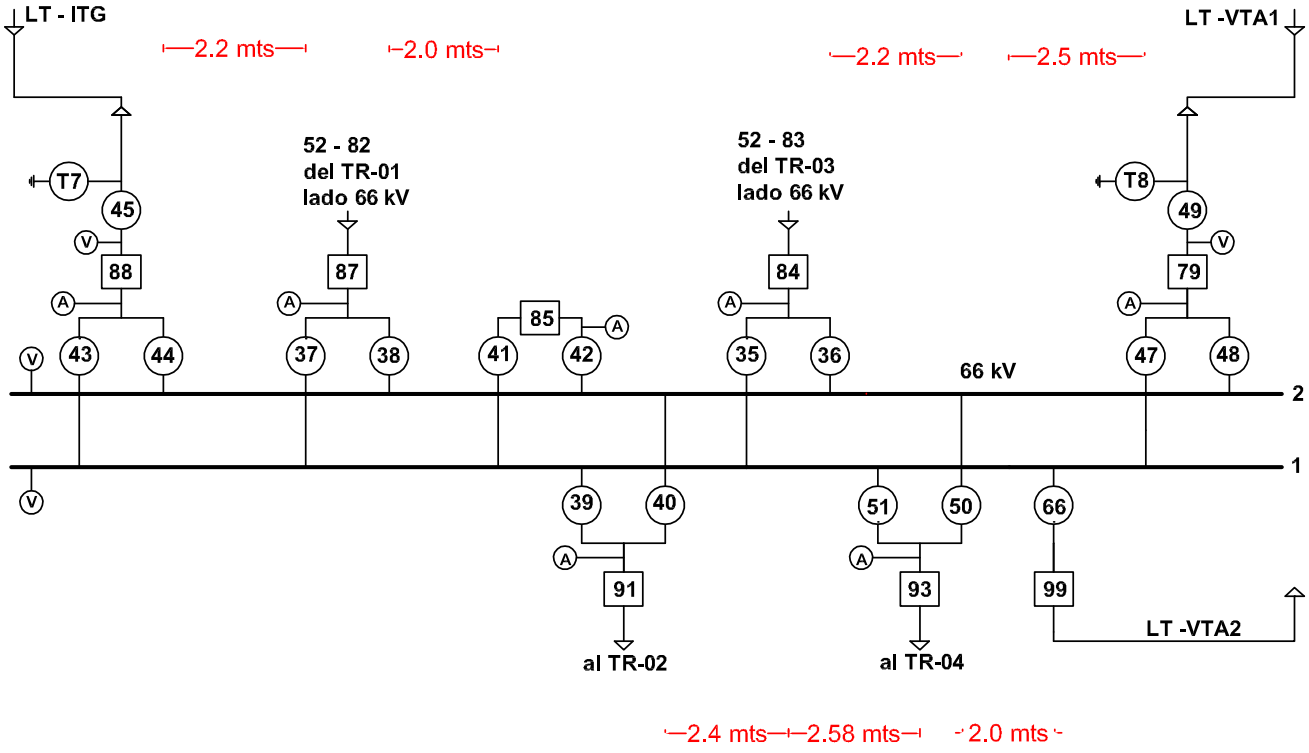


Figura 9.3: Espacio físico existente entre equipos de potencia - $EE.SS.-GUA$

9.4.2. Condiciones ambientales

Las condiciones ambientales para que el seccionador de bypass pueda operar normalmente, sin que el efecto climatologico pueda incidir sobre su correcto funcionamiento son las

siguientes véase Tabla 9.4

Clima $\Longrightarrow$	Subtropical
Temperatura máxima $\Longrightarrow$	40 $°C$
Temperatura mínima $\Longrightarrow$	0 $°C$
Temperatura media diaria no superior a $\Longrightarrow$	33 $°C$
Altura sobre el nivel del mar no superior a $\Longrightarrow$	500 m
Precipitación media anual $\Longrightarrow$	1800 mm aproximadamente

Tabla 9.4: Condiciones ambientales para el buen funcionamiento del seccionador de bypass

9.4.3. Dimensionamiento del equipo

El equipo fue dimensionado de acuerdo a los parámetros eléctricos pertenecientes a la potencia atendida en 66 kV de la $EE.SS.-GUA$, ademas teniendo en cuenta los equipos existentes de producción estandarizada por parte de lo proveedores.

La potencia activa demandada por las cargas y transportadas por las $LT-ITG$, $LT-VTA1$ y $LT-VTA2$ son de 25 MW, 23 MW 20 MW son respectivamente por lo general, así también los transformadores $TR-02$ y $TR-04$ demandan una carga de 21.3 MW cada uno.

La potencia en el embarrado de 66 kV es abastecida por medio de dos bancos de transformadores 3×20 MVA totalizando así una potencia aparente instalada de 120 MVA. La tensión nominal a la cual el equipo debe operar es $V_n = 66$ kV, ademas de poder operar bajo un régimen nominal máximo de $V_{nomi-max} = 72{,}5$ kV y a una frecuencia de $f = 50$ Hz (véase Apéndice B - B.1. - B.1.2). En tanto, quedó definido el nivel básico de aislamiento «BIL» y la tensión a frecuencia industrial cuyo valores son los siguientes 325 kV y 140 kV respectivamente, éstos dos últimos valores fueron asumidos de la Norma IEC 60694 en lo que respecta a valores nominales de ensayo tipo rayo y a frecuencia industrial.

La potencia de transformación que posee el patio de 66 kV descrita mas arriba puede transmitir una corriente nominal total de $I_{nomi-total} = 1049{,}72$ A (véase Apéndice B - B.1. - B.1.2), donde el valor es la máxima corriente nominal que los equipos de las posiciones de líneas de la $EE.SS.$ pueden soportar bajo régimen nominal, ésto es, si la demanda de carga es solicitada en su totalidad, es decir los 120 MVA.

El dimensionamiento para un seccionador es casi similar a la de un interruptor, en efecto y para ese fin fue hallada la corriente de cortocircuito máxima. La corriente de cortocircuito máxima, es la corriente de corta duración en el instante de ocurrencia de la falla. El seccio-

nador debe de poder soportar las magnitudes eléctricas y las fuerzas electrodinámicas que aparecen a consecuencia de la corriente pico de cresta que se genera instantáneamente al iniciar el evento. El valor de la corriente de corto circuito fue obtenida de las expresiones (véase Apéndice B - B.1. - B.1.2) y dando como resultado una $I_{cc} = 4{,}37\ kA$. No obstante, la corriente a considerar finalmente es la corriente de choque «I_{ch}», donde la misma aparece instantáneamente en compañía de la componente alternada y continua de la corriente de corto circuito. A tal efecto, la I_{cc} es multiplicada por esos dos factores mencionados anteriormente, obteniéndose así una corriente de choque $I_{ch} = 12{,}36\ kA$ (véase Apéndice B - B.1. - B.1.2).

Se ha hecho una revisión exhaustiva de catálogos pertenecientes a empresas proveedoras de seccionadores de potencia para AT. Se constató la inexistencia de dichos seccionadores en el mercado con los valores calculados. Por tanto, se procedió a adoptar los valores de los parámetros eléctricos a valores estandarizados por proveedores. Para ello, hemos comparado cada valor calculado con su correspondiente aproximación numérica como se puede ver en la Tabla 9.5.

Parámetros Eléctricos	Datos de los fabricantes	Resultado del cálculo
Norma	IEC 62271-102	IEC 62271-102
Tipo	Exterior	Exterior
Tensión nominal	66 kV	66 kV
Tensión nominal máxima	72.5 kV	72.5 kV
Corriente nominal	$1250 \leq I_{nom} \leq 4000$ [A]	218.6 A
Corriente de cortocircuito	$20 \leq I_{cc} \leq 63$ [kA]	4.37 kA
Corriente de choque	100 kA	12.36 kA
Corriente térmica	110 kA	4.58 kA
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
BIL	325 kV	325 kV
Tensión nominal a frecuencia industrial	140 kV	140 kV

Tabla 9.5: Comparación de parámetros eléctricos (Valores promedios existentes en el mercado vs Resultados calculados)

En la Tabla 9.5 se puede observar como resumen, el resultado obtenido de los cálculos y los parámetros eléctricos estandarizados de los proveedores. De la comparación de esos valores su pudo seleccionar el equipo mas adecuado.

9.4.3.1. Selección del fabricante

Todos las características eléctricas pertenecientes a la Tabla 9.6 corresponden a seccionadores de apertura central escogidos para realizar la función de bypass. Es por ello, que fueron recopilados solamente los catálogos que poseían la característica de apertura mencionada anteriormente (véase Apéndice B - Figura B.4 a Figura B.11). La elección del tipo según su construcción obedece a que son los seccionadores de mayor demanda en el mercado, menos costosos, se posee una amplia variedad de sus parámetros eléctricos estandarizados y por sobre todo de fácil mantenimiento. A continuación dichos valores son expuestos en la Tabla 9.6.

Proveedor, Tipo	Tensión nominal $[kV]$	Corriente nominal $[A]$	Corriente de cto/ duración nominal $[kA/s]$
ABB, GW55 hasta 245 kV	72.5	≤ 3150	40/4
ABB, SDF hasta 550 kV	72.5	$1600 \leq I_{nom} \leq 4000$	$[40 \leq I_{cc} \leq 63]/1$
COELME-EGIC, CBD hasta 550 kV	72.5	≤ 4000	≤ 63
MESA	72.5	≤ 3150	-
LAGO S.A., SLA-2C hasta 245 kV	72.5	≤ 3150	$20 \leq I_{cc} \leq 40$
Siemens, CB hasta 245 kV	72.5	$1250 \leq I_{nom} \leq 2500$	[≤ 50/ 1 - 3]
GE & ALSTOM, S2DA hasta 362 kV	72.5	≤ 3000	≤ 63
Crompton Graves, HCB hasta 420 kV	72.5	$1250 \leq I_{nom} \leq 2000$	≤ 40

Tabla 9.6: Especificaciones eléctricas de proveedores de seccionadores de potencia del tipo apertura central

Para la elección del equipo, fueron comparados distintos fabricantes como se puede observar en la Tabla 9.6. Se procedió a elegir al fabricante que posea el equipo con los parámetros eléctricos mas aproximados a los valores calculados, así como también no dejando de tener en cuenta las dimensiones de los mismos, parámetro fundamental para la optimización del espacio físico y ajustándose a los requerimientos mencionados mas arriba.

Se compararon las dimensiones de cada seccionador, y se procedió a escoger el seccionador con menores dimensiones, con el fin de ahorrar espacio físico. El seccionador trifásico escogido es del fabricante $\ll$ *ABB del tipo GW55 hasta 245 kV* $\gg$. La frase $\ll$ *hasta* 245 kV$\gg$ hace referencia hasta que nivel de tensión el proveedor fabrica los seccionadores de este tipo, es decir, la gama comienza en 72.5 kV y termina en 245 kV, en nuestro caso el nivel de tensión para el cual operará el seccionador que actuará como bypass será el de 66 kV, por tanto el valor mas próximo al mismo es 72.5 kV.

9.4.4. Características principales del seccionador

Las características principales de le seccionador escogido son las siguientes:

- Tipo constructivo

  Tres seccionadores de dos columnas cada una, las mismas son aisladas y rotantes.

- Tipo de montaje

  El seccionador sera montado de forma horizontal sobre un soporte o estructura móvil, de tal manera a poder transportarlo en cualquier parte dentro de la $EE.SS.$-GUA en días de mantenimientos programados o eventos no deseados.

- Tipo de apertura

  Horizontal, de apertura central. Éste tipo de seccionadores se caracterizan por ejecutar una interrupción horizontal central en simultaneidad.

- Tipo de operación

  Mecanismo de operación del tipo barra torsional operada a pie de máquina de forma manual con doble varilla de transmisión, realizando así tripolarmente la operación de cierre y apertura.

- Aisladores

  Columna de núcleo lleno (Solid Core Station Post), de acuerdo a la Norma IEC-60273. La porcelana de color marrón.

9.4.5. Diseño del by-pass móvil

El by-pass móvil, como ya se había mencionado anteriormente en uno de los apartados, está compuesta de tres seccionadores convencionales del tipo intemperie con interrupción central tripolar por accionamiento manual, éste equipo de potencia fue fijado sobre un trail o remolque especialmente diseñado para el mismo. El conjunto, trail más seccionador actúa como by-pass durante los mantenimientos programados o eventos fortuitos que se registren en la posiciones de líneas $LT-ITG$, $LT-VTA1$, $LT-VTA2$ y las otras cuatro posiciones de transformadores, todas ellas pertenecientes a la estación de estudio.

Estructuralmente, el trail fue diseñado con cuatro ruedas, a los efectos de mantener una posición fija que favorezca al seccionador de by-pass . Posee dos ejes en la parte inferior central que equidistan de los bordes de la carcasas, los mismos están separados 40 *cms* entre sí. Además, en cada vértice del remolque fueron previstos unos apoyos, de tal manera a lograr mayor estabilidad durante la operación del mismo. La plataforma del remolque fue diseñado con cuatro tiras metálicas, en las dos tiras centrales fueron incrustados los pedestales de los seccionadores por medio de bulones. En la parte frontal el trail se optó por incorporar una barra de tiro con el objetivo de ser remolcado a través de un móvil motorizado.

En el trail fueron previstas vallas de seguridad para salvaguardar al personal de cualquier eventualidad y resguardar al equipo, consecuentemente a eso se previó utilizar el seccionador mas pequeño en dimensiones existente en el mercado para optimizar el espacio físico y de esa forma lograr mayores distancias eléctricas. Según la norma IEC 60071-2, de 33 kV a 66 kV se debe considerar una distancia de seguridad horizontal de 0.9 *mts* desde el punto energizado, en éste caso el seccionador ubicado en el trail. Para la anchura del trail se consideró la longitud del soporte de las columnas aisladoras mas la distancia de seguridad en ambos lados. En tanto, fue considerada la sumatoria de la distancias entre un equipo y otro mas la distancia de seguridad en ambos lados. Toda la parte metálica del trail fue diseñada para que la misma sea conectada por medio de una $P.A.T.$ temporal al sistema de puesta a tierra de la estación respectivamente.

A continuación son mostradas: la dimensión del seccionador escogido, el espaciamiento de los seccionadores entre sí y finalmente el diseño del equipo móvil (seccionador + trail).

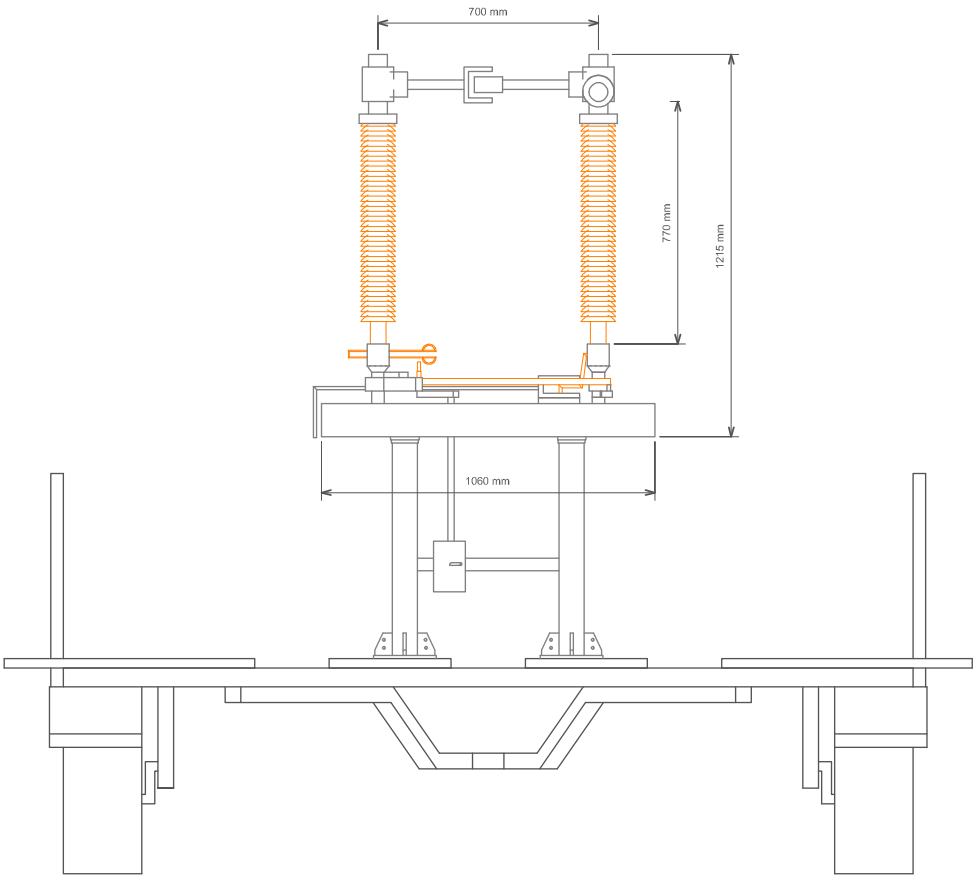


Figura 9.4: Perspectiva posterior con las respectivas dimensiones del seccionador

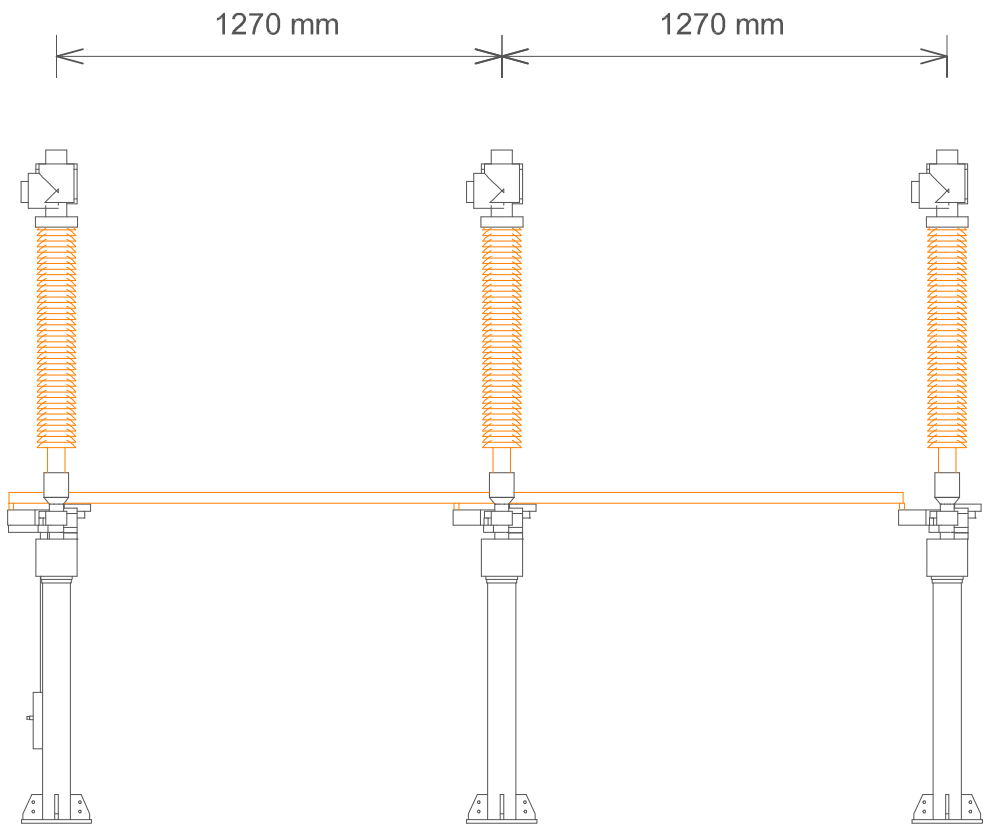


Figura 9.5: Perspectiva lateral con las dimensiones de los seccionadores entre sí

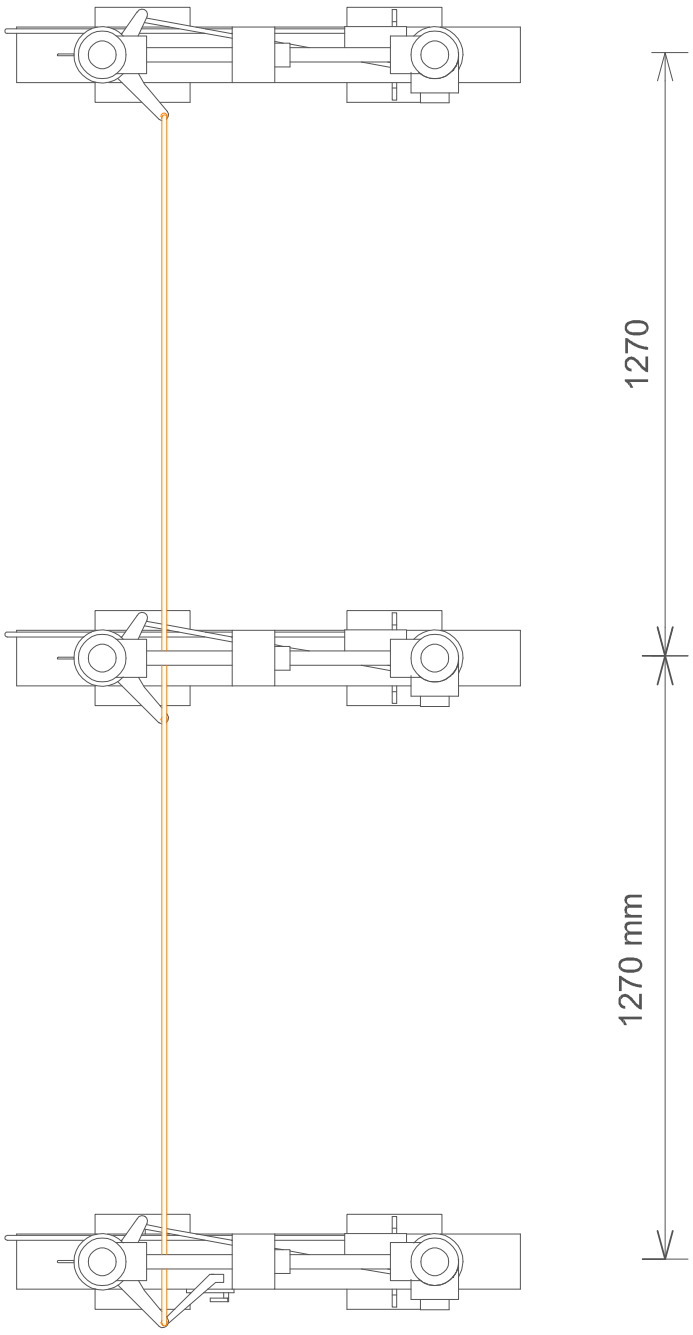


Figura 9.6: Perspectiva aérea con las dimensiones de los seccionadores entre sí

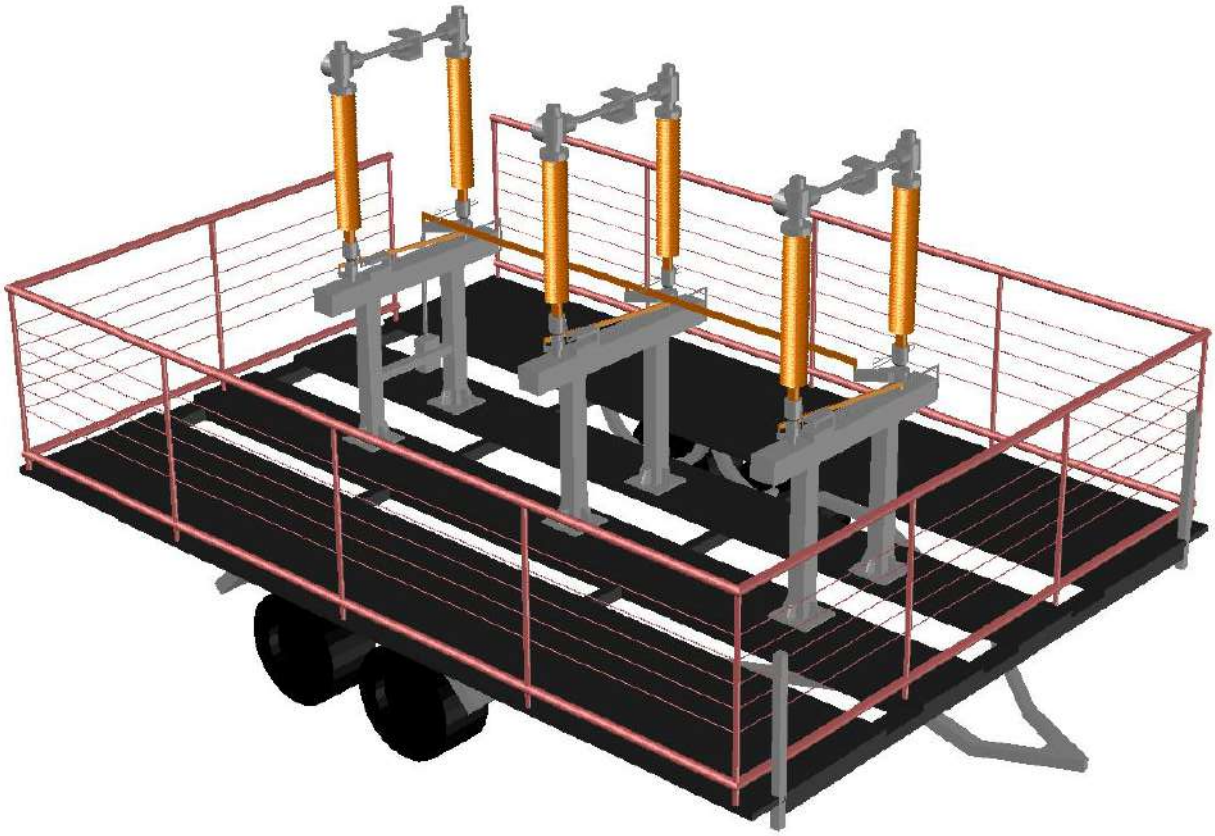


Figura 9.7: Esquema del seccionador de bypass móvil - Seccionador tripolar + remolque

9.4.6. Conductor y conector

Por el poco espacio disponible entre los equipos de las posiciones de línea de salidas $LT-ITG$, $LT-VTA1$ y $LT-VTA2$, además de las cuatro posiciones de transformadores, con el fin de no poner en riesgo las distancias eléctricas mínimas requeridas.

El tipo de conductor seleccionado es el protegido. El conductor escogido para los dos puntos de conexión posee núcleo de cobre con una sección transversal de 150 mm^2 con una ampacidad de 730 A y la empresa que los fabrica es ≪ ELSEWEDY CABLES ≫ (véase Apéndice B - Figura B.12). Los conductores de cada polo del seccionador de by-pass fueron previstos con una longitud de 20 mts cada una. Siendo más precisos cada polo fue dotado de 40 mts, totalizando así 120 mts de conductor para el sistema by-pass.

El embarrado de la $EE.SS.-GUA$ y el seccionador seleccionado para la función de by-pass son generalmente de aluminio. En tanto, que el conductor seleccionado es de cobre, ésto hace que el conector sea combinado, es decir, posee una parte de aluminio y la otra de cobre. En el caso de estudio, la primera conexión se da cuando el conductor va conectado del lado del barraje. Además, se debe tener en cuenta que tenemos distintos tipos de materiales, por ello la conexión (conductor-conector-barra) debe ser la correcta. La segunda conexión, también de la misma manera pero se debe conectar después del seccionador de línea, también se debe de tener cuenta la correcta conexión (conductor-conector-línea). Puesto que se tienen dos materiales distintos, éstos conectores son empleados para evitar la sulfatación. La cantidad de conectores utilizados son 6 y son del tipo placas paralelas.

9.4.7. Operación y conexión del by-pass móvil

El by-pass móvil puede ser utilizado en los casos en que se necesite realizar mantenimiento programado y falla de los interruptores de las posiciones de líneas, como también, las cuatro posiciones de transformadores con los cuales posee el arreglo de barras. Para poder asimilar mejor la operación y conexión del seccionador de by-pass móvil y para dar curso a la comprensión del mismo, se procedió a esquematizar (véase Figura 9.8).

En éste tipo de arreglos, toda la carga atendida es proveniente de la barra Nº 1 y por lo usual la barra Nº 2 se encuentra desenergizada. Por tal motivo, el by-pass móvil se conectará por la barra Nº 2, la misma actúa como respaldo ante cualquier eventualidad de suministro. A modo de ejemplificar el conexionado del mismo, se decidió ponerlo de color rojo al by-pass móvil como se puede ver en la Figura 9.8.

La nomenclatura M_{num} que se encuentra en rojo, no indica la cantidad de by-pass móvil que el arreglo tiene, sino las posiciones pertenecientes al arreglo en las cuales el by-pass móvil puede conectarse una vez culminado en otra posición, es decir, en los casos en donde los trabajos deben realizarse una posición a la vez.

Para la conexión del by-pass se debe corroborar la ausencia de tensión en la barra Nº 2. Para ello, el interruptor de acoplamiento debe estar abierto para que se de la situación mencionada anteriormente, además de todos los seccionadores conectados a la barra Nº 2. Cabe resaltar que la conexión y desconexión del by-pass móvil llevará una cierta cantidad de tiempo, donde ésta última no es extensa.

Para mayor seguridad, la zona de trabajo debe quedar entre $P.A.T.´s$ temporales para el cuidado del personal al momento de conectar el by-pass, así también cuando se realicen los trabajos en las posiciones descritas anteriormente. Mientras se realicen los trabajos de reacondicionamiento en los equipos de potencia de cada posición, el by-pass móvil hará pasar a través él, el flujo de potencia.

Una vez culminado los trabajos de mantenimiento ya sea preventivo o correctivo, el by-pass móvil puede ser desconectado, para dar nuevamente lugar al suministro del flujo de potencia a través de la configuración original.

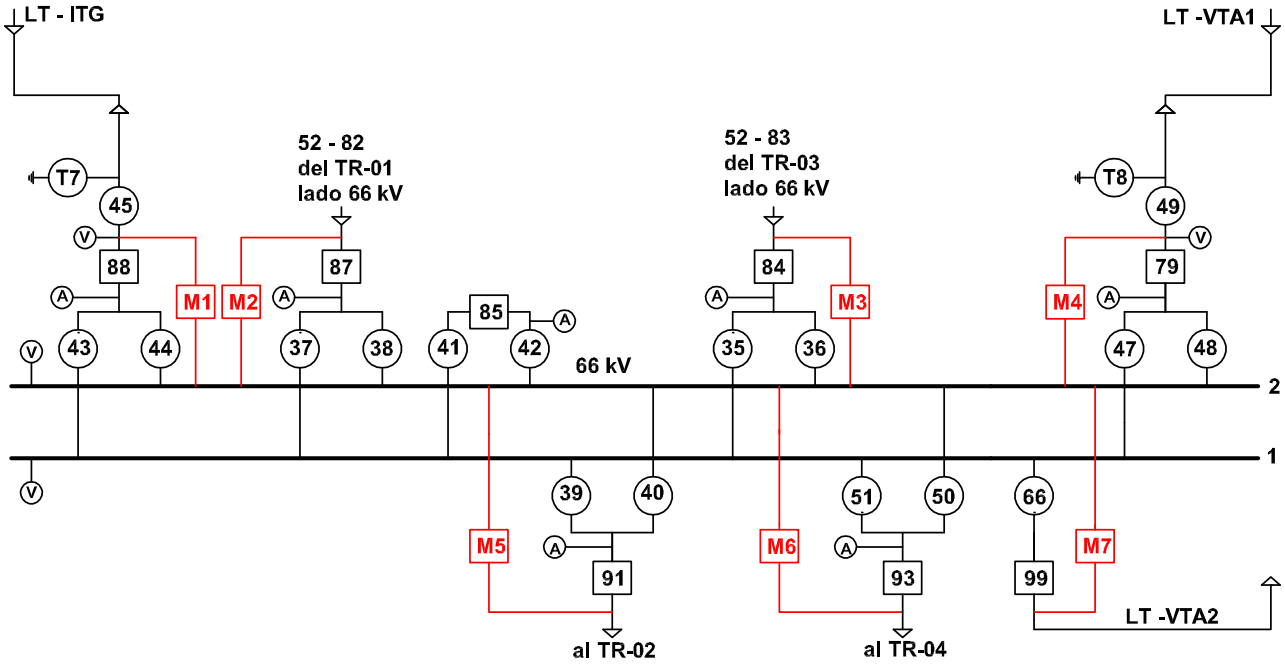


Figura 9.8: Arreglo de doble barra con by-pass móvil por cada posición - $EE.SS. - GUA$

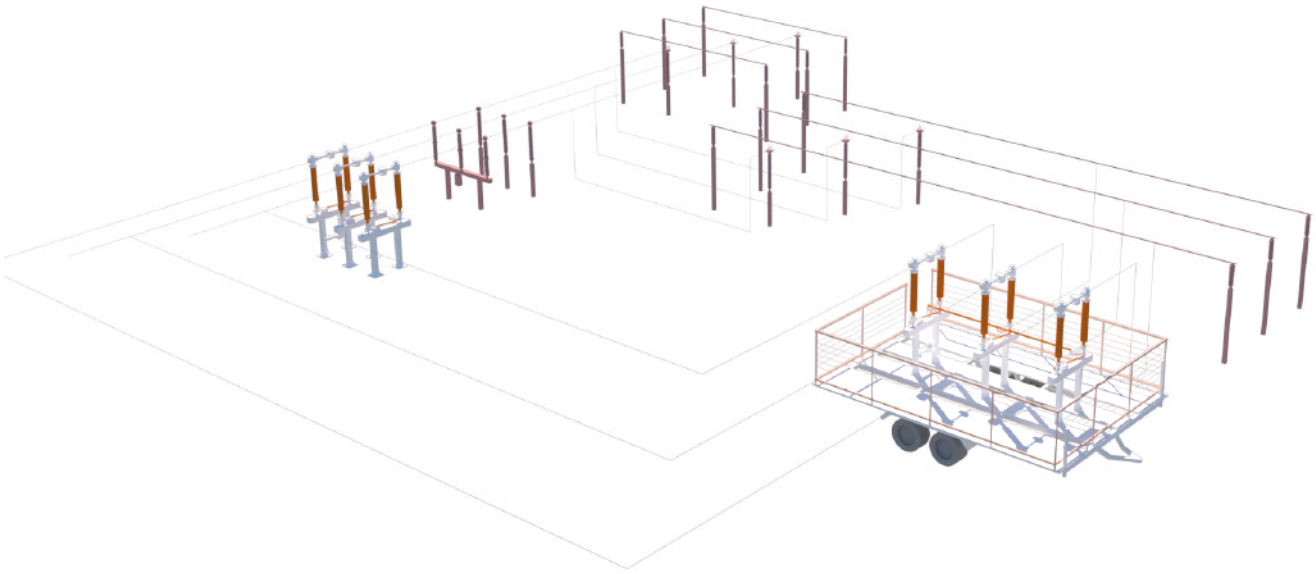


Figura 9.9: Arreglo de doble barra con by-pass móvil conectado a una posición - 3D

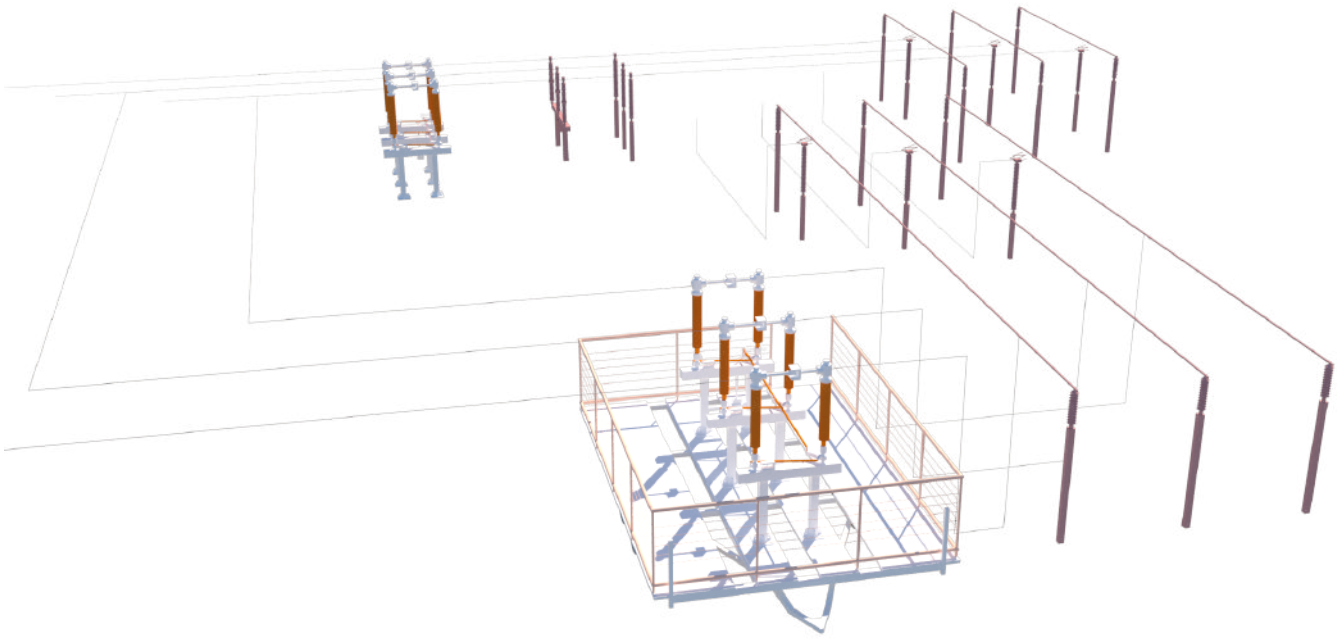


Figura 9.10: Arreglo de doble barra con by-pass móvil conectado a una posición - perspectiva lateral 3D

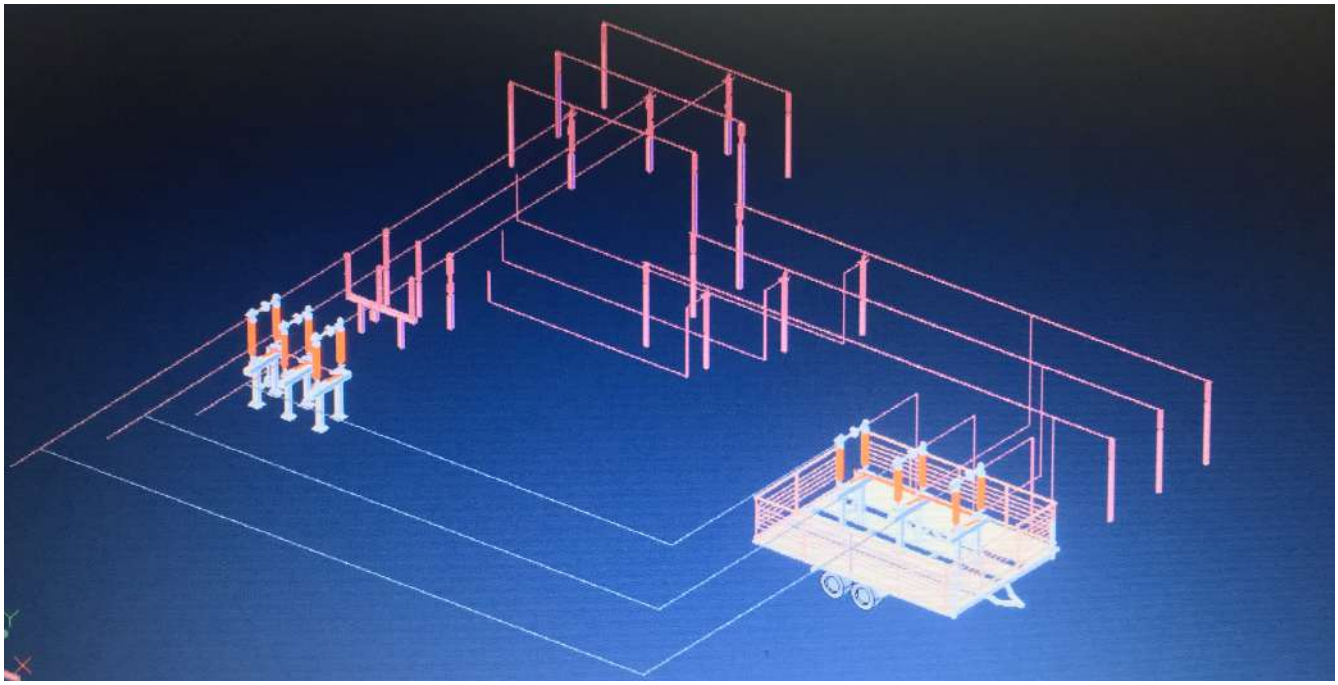


Figura 9.11: Arreglo de doble barra con by-pass móvil conectado a una posición

9.4.8. Movilidad y funcionalidad del bypass móvil

El by-pass móvil puede ser utilizado en cualquiera de las posiciones de transformadores, así también en las posiciones de líneas de la $EE.SS.-GUA$. El mismo puede instalarse cuando se requiera algún mantenimiento programado o ante la ocurrencia de eventos fortuitos en los interruptores que pertenecen a dichas posiciones. La instalación del equipo móvil se puede hacer siempre y cuando sea del lado de 66 kV, pues los parámetros eléctricos del by-pass móvil fueron calculados para operar al nivel de tensión mencionado anteriormente.

El sistema de transmisión metropolitano de la $ANDE$ contempla la mayor demanda de carga de todo el país. La $EE.SS. - GUA$ es una de las mas importantes por ser cabecera en cuanto a cargas atendidas, sensibilidad de éstas últimas, como también por ser un centro donde puede abastecerse desde las dos fuentes mas grandes de generación de energía eléctrica que posee el Paraguay. Además existen otros centros de transformación que cuentan con el mismo problema en sus respectivas bahías de 66 kV.

El by-pass móvil puede ser trasladado de un centro a otro centro de transformación cercano. El by-pass puede ser remolcado por medio de un móvil motorizado, para proceder a su traslado hasta el centro donde será realizado el mantenimiento.

Parte IV

DESENLACE

Capítulo 10

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para minimizar los cortes prolongados de energía eléctrica en días de mantenimiento programado o a consecuencia de eventos no deseados, fueron analizadas dos alternativas, cada una de ellas fue incorporada al arreglo existente. Los dos escenarios fueron simulados vía software, todo ello correspondiente a los barrajes de 66 kV de la $EE.SS.-GUA$. Con la incorporación de la primera alternativa al arreglo existente se registró un ligero aumento en la confiabilidad del 0.2 % en relación al arreglo existente. Por otra parte, la segunda alternativa resultó incrementar un 0.48 % aún mas la confiabilidad en relación al arreglo existente. Con éstos resultados se demuestra que la segunda alternativa $\ll$ Incorporación de seccionador de by-pass móvil al arreglo $\gg$ es necesaria en la $EE.SS.-GUA$, la misma permitirá aumentar dicha confiabilidad, además de poder realizar mantenimientos con mayor frecuencia a los equipos que componen las posiciones de líneas y las posiciones de transformadores.

Según la evaluación económica realizada en el apartado 7.12.3., la incorporación de seccionadores fijos de by-pass a una proyección de 10 años, arrojó resultados poco alentadores, pues el mismo requiere una inversión elevada. La $T.I.R.$, resultó ser negativa a consecuencia de los valores negativos del flujo de caja correspondientes y con un $V.P.N.$ menor a cero (-727.701,36 [USD] < 0). Por otro lado, la incorporación del seccionador de by-pass móvil a una proyección de 10 años (horizonte del presente trabajo), arrojó valores aceptables en el flujo de caja, ademas de poseer una inversión baja. Una $T.I.R.$ de 49 %, superior a la tasa de descuento, así también un $V.P.N.$ mayor a cero (190.942,41 [USD] > 0) y un $P.R.I$ de aproximadamente 7 años y 9 meses.

Capítulo 11

CONCLUSIONES

Fueron relevados los datos de todos los parámetros eléctricos de las líneas $LT - ITG$, $LT - VTA1$ y $LT - VTA2$, sin complicaciones. Así también, datos de las posiciones de transformadores. Además, fueron obtenidos los datos de fallas correspondientes a cada equipo de potencia que componen las posiciones mencionadas anteriormente.

Fueron analizadas dos alternativas para minimizar las interrupciones de energía eléctrica, específicamente en las posiciones de líneas de salidas como también las posiciones de transformadores (lado 66 kV). La alternativa Nº 2 $\ll$ by-pass móvil $\gg$ resultó incrementar más la confiabilidad del arreglo de barras en 66 kV de la $EE.SS. - GUA$. Debido a ello y gracias al análisis realizado se llegó a concluir que dicha alternativa es la mas conveniente e indicada, puesto que ofrece mayor flexibilidad a la hora de realizar mantenimientos de todo tipo.

Para el cálculo y la determinación en la ingeniería de diseño de la alternativa factible, fueron realizadas una serie pasos hasta llegar al objetivo de presentar el by-pass móvil. Se pudo realizar el dimensionamiento del seccionador de by-pass teniendo en cuenta los parámetros eléctricos pertenecientes a la $EE.SS. - GUA$. Por otra parte, fue posible encontrar el seccionador en el mercado con las características requeridas. También pudo se realizar el esquema final del seccionador de by-pass más el soporte móvil que lo contiene.

El $\ll$ by-pass Móvil $\gg$ puede ser utilizado en otras estaciones y subestaciones del $S.I.N.$ que tengan las mismas configuraciones en las bahías de los arreglos de barras en 66 kV. Finalmente se concluye, que la alternativa seccionador de by-pass móvil a parte de ser técnicamente viable, cumple además el requisito de rentabilidad de la inversión, es decir, el mismo satisface también los criterios de viabilidad económica.

Capítulo 12

RECOMENDACIONES

Se sugiere realizar un análisis utilizando otro método de obtención de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia. Dicho análisis también puede hacerse elaborando Diagramas de Markov o en todo caso utilizando Árboles de Falla. Éstos métodos pueden ser realizados para luego comparar con los resultados obtenidos con los del presente material.

Para la alternativa Nº 1 se aconseja realizar estudios referentes al desplazamiento de estructuras civiles para lograr tener mayor espacio físico y que los seccionadores de by-pass fijos puedan incorporarse o instalarse al arreglo existente.

Las estaciones que abastecen grandes demandas de cargas en lo posible deben tener como mínimo dos by-pass móvil para garantizar la rápida reposición del servicio de energía eléctrica. En cada sistema de transmisión pertenecientes al interior del país, bastará con disponer con un solo by-pass móvil, pues las cargas de dichos sistemas de transmisión son menos elevadas y sensibles.

Se recomienda a la $ANDE$ tener en cuenta en sus proyectos eléctricos de potencia el análisis de confiabilidad del arreglo de barras a ser implementado o en todo caso incorporar a los arreglos sencillos, al menos una opción de camino alternativo de suministro de energía eléctrica mientras se realizan los mantenimientos preventivos y/o correctivos en las estaciones y subestaciones transformadoras que cuentan con éste déficit. Además, se sugiere a la $ANDE$ realizar un plan estratégico de mantenimiento preventivo estricto para los equipos de potencia que conforman las posiciones de líneas de salidas y las posiciones de transformadores de las estaciones y subestaciones con las configuraciones de barras más básicas.

Apéndice A

Resumen ejecutivo

A.1. Reducción de PENF

Año	Pérdida de potencia y Duración de cortes [Hs]				
	LT-ITG[MW]/ /Hs(LT-ITG)	LT-VTA1[MW]/ /Hs(LT-VTA1)	LT-VTA2[MW]/ /Hs(LT-VTA2)	TR-02[MW]/ /Hs(TR-02)	TR-04[MW]/ /Hs(TR-04)
2016	13,0/8	17,5/8	15,0/8	11,5/7	11,8/8
2017	14,2/8	19,1/8	16,4/8	12,5/8	12,8/8
2018	15,5/8	20,8/7	17,8/8	13,6/8	13,9/8
2019	16,9/8	22,6/8	19,4/8	14,8/7	15,1/8
2020	18,4/8	24,6/8	21,2/8	16,1/8	16,4/8
2021	20,1/8	26,8/8	23,1/8	17,5/8	17,9/8
2022	21,9/8	29,2/8	25,2/8	19,1/8	19,5/8
2023	23,8/8	31,8/8	27,5/8	20,8/8	21,3/8
2024	26,1/8	34,9/8	30,2/8	22,8/8	23,4/8
2025	28,7/8	38,3/8	33,2/8	25,0/8	25,7/8
2026	31,5/8	42,1/8	36,5/8	27,5/8	28,2/8

Tabla A.1: Duración de cortes y pérdidas de potencia del arreglo de doble barra existente

De 2016 a 2023 esta sujeto al incremento de la demanda de carga anual de 9.1 %, segun el plan maestro-Ande. A partir del año 2024 en adelante el incremento de 9.8 %

Año	Pérdida de energía $(LT_ITG \cdot Hs) + (LT_VTA_1 \cdot Hs) + (LT_VTA_2 \cdot Hs) + (LT_TR-02 \cdot Hs) + (LT_TR-04 \cdot Hs)$	Total [MWh]
2016	$(13{,}0 \cdot 8) + (17{,}5 \cdot 8) + (15{,}0 \cdot 8) + (11{,}5 \cdot 7) + (11{,}8 \cdot 8)$	538,9
2017	$(14{,}2 \cdot 8) + (19{,}1 \cdot 8) + (16{,}4 \cdot 8) + (12{,}5 \cdot 8) + (12{,}8 \cdot 8)$	600,0
2018	$(15{,}5 \cdot 8) + (20{,}8 \cdot 7) + (17{,}8 \cdot 8) + (13{,}6 \cdot 8) + (13{,}9 \cdot 8)$	632,0
2019	$(16{,}9 \cdot 8) + (22{,}6 \cdot 8) + (19{,}4 \cdot 8) + (14{,}8 \cdot 7) + (15{,}1 \cdot 8)$	695,6
2020	$(18{,}4 \cdot 8) + (24{,}6 \cdot 8) + (21{,}2 \cdot 8) + (16{,}1 \cdot 8) + (16{,}4 \cdot 8)$	773,6
2021	$(20{,}1 \cdot 8) + (26{,}8 \cdot 8) + (23{,}1 \cdot 8) + (17{,}5 \cdot 8) + (17{,}9 \cdot 8)$	843,2
2022	$(21{,}9 \cdot 8) + (29{,}2 \cdot 8) + (25{,}2 \cdot 8) + (19{,}1 \cdot 8) + (19{,}5 \cdot 8)$	919,2
2023	$(23{,}8 \cdot 8) + (31{,}8 \cdot 8) + (27{,}5 \cdot 8) + (20{,}8 \cdot 8) + (21{,}3 \cdot 8)$	1.001,6
2024	$(26{,}1 \cdot 8) + (34{,}9 \cdot 8) + (30{,}2 \cdot 8) + (22{,}8 \cdot 8) + (23{,}4 \cdot 8)$	1.099,2
2025	$(28{,}7 \cdot 8) + (38{,}3 \cdot 8) + (33{,}2 \cdot 8) + (25{,}0 \cdot 8) + (25{,}7 \cdot 8)$	1.207,2
2026	$(31{,}5 \cdot 8) + (42{,}1 \cdot 8) + (36{,}5 \cdot 8) + (27{,}5 \cdot 8) + (28{,}2 \cdot 8)$	1.326,4
Total [MWh]		9.636,9

Tabla A.2: Pérdidas de $PENF$ del arreglo de doble barra existente

	Tarifa = 32,74 USD/MWh	
Año	$[(LT_ITG \cdot Hs) + (LT_VTA_1 \cdot Hs) + (LT_VTA_2 \cdot Hs) + +(LT_TR-02 \cdot Hs) + (LT_TR-04 \cdot Hs)] \cdot 32{,}74$	Total [USD]
2016	$[(13{,}0 \cdot 8) + (17{,}5 \cdot 8) + (15{,}0 \cdot 8) + (11{,}5 \cdot 7) + (11{,}8 \cdot 8)] \cdot 32{,}74$	17.643,6
2017	$[(14{,}2 \cdot 8) + (19{,}1 \cdot 8) + (16{,}4 \cdot 8) + (12{,}5 \cdot 8) + (12{,}8 \cdot 8)] \cdot 32{,}74$	19.644,0
2018	$[(15{,}5 \cdot 8) + (20{,}8 \cdot 7) + (17{,}8 \cdot 8) + (13{,}6 \cdot 8) + (13{,}9 \cdot 8)] \cdot 32{,}74$	20.691,7
2019	$[(16{,}9 \cdot 8) + (22{,}6 \cdot 8) + (19{,}4 \cdot 8) + (14{,}8 \cdot 7) + (15{,}1 \cdot 8)] \cdot 32{,}74$	22.773,9
2020	$[(18{,}4 \cdot 8) + (24{,}6 \cdot 8) + (21{,}2 \cdot 8) + (16{,}1 \cdot 8) + (16{,}4 \cdot 8)] \cdot 32{,}74$	25.327,6
2021	$[(20{,}1 \cdot 8) + (26{,}8 \cdot 8) + (23{,}1 \cdot 8) + (17{,}5 \cdot 8) + (17{,}9 \cdot 8)] \cdot 32{,}74$	27.606,4
2022	$[(21{,}9 \cdot 8) + (29{,}2 \cdot 8) + (25{,}2 \cdot 8) + (19{,}1 \cdot 8) + (19{,}5 \cdot 8)] \cdot 32{,}74$	30.094,6
2023	$[(23{,}8 \cdot 8) + (31{,}8 \cdot 8) + (27{,}5 \cdot 8) + (20{,}8 \cdot 8) + (21{,}3 \cdot 8)] \cdot 32{,}74$	32.792,4
2024	$[(26{,}1 \cdot 8) + (34{,}9 \cdot 8) + (30{,}2 \cdot 8) + (22{,}8 \cdot 8) + (23{,}4 \cdot 8)] \cdot 32{,}74$	35.987,8
2025	$[(28{,}7 \cdot 8) + (38{,}3 \cdot 8) + (33{,}2 \cdot 8) + (25{,}0 \cdot 8) + (25{,}7 \cdot 8)] \cdot 32{,}74$	39.523,7
2026	$[(31{,}5 \cdot 8) + (42{,}1 \cdot 8) + (36{,}5 \cdot 8) + (27{,}5 \cdot 8) + (28{,}2 \cdot 8)] \cdot 32{,}74$	43.426,3

Tabla A.3: Pérdidas monetarias del arreglo de doble barra existente

	Año	Pérdidas con bypass fijo $X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{Perdida_{arreglo\ existente} \cdot 0{,}7\,\%}{0{,}9\,\%}$	$X_{perdida\ bypass\ fijo}$ [USD]
0	2016	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{17643{,}6 \cdot 0{,}7\,\%}{0{,}9\,\%}$	13.722,8
1	2017	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{19644{,}0 \cdot 0{,}7\,\%}{0{,}9\,\%}$	15.278,6
2	2018	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{20691{,}7 \cdot 0{,}7\,\%}{0{,}9\,\%}$	16.093,5
3	2019	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{22773{,}9 \cdot 0{,}7\,\%}{0{,}9\,\%}$	17.713,0
4	2020	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{25327{,}6 \cdot 0{,}7\,\%}{0{,}9\,\%}$	19.699,2
5	2021	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{27606{,}4 \cdot 0{,}7\,\%}{0{,}9\,\%}$	21.471,6
6	2022	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{30094{,}6 \cdot 0{,}7\,\%}{0{,}9\,\%}$	23.406,9
7	2023	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{32792{,}4 \cdot 0{,}7\,\%}{0{,}9\,\%}$	25.505,2
8	2024	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{35987{,}8 \cdot 0{,}7\,\%}{0{,}9\,\%}$	27.990,5
9	2025	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{39523{,}7 \cdot 0{,}7\,\%}{0{,}9\,\%}$	30.740,6
10	2026	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{43426{,}3 \cdot 0{,}7\,\%}{0{,}9\,\%}$	33.776,0

Tabla A.4: Pérdidas monetarias con bypass fijo

	Año	Arreglo de doble barra existente [USD]	Arreglo de doble barra con bypass fijo [USD]	Ahorro [USD]
0	2016	17.643,6	13.722,8	3.920,8
1	2017	19.644,0	15.278,6	4.365,4
2	2018	20.691,7	16.093,5	4.598,2
3	2019	22.773,9	17.713,0	5.060,9
4	2020	25.327,6	19.699,2	5.628,4
5	2021	27.606,4	21.471,6	6.134,8
6	2022	30.094,6	23.406,9	6.687,7
7	2023	32.792,4	25.505,2	7.287,2
8	2024	35.987,8	27.990,5	7.997,3
9	2025	39.523,7	30.740,7	8.783,0
10	2026	43.426,3	33.776,0	9.650,3
Total [USD]				70.114,0

Tabla A.5: Ahorro con bypass fijo

En la Tabla A.5 se observan las perdidas monetarias del arreglo existente (columna N° 3 - valores extraídos de la Tabla A.3), así también las perdidas con seccionador de bypass fijo (columna N° 4 - valores extraídos de la Tabla A.4). El ahorro es obtenido de la diferencia existente entre las perdidas.

Obras civiles				
Concepto	Cantidad	Unidad	Precio Unitario [USD]	Subtotal [USD]
Excavación	30	m^3	17,2	516,0
Provisión y colocación de rellenos	30	m^3	12,6	378,0
Provisión y colocación de H.A., simple con chapa de apoyo	30	m^3	351, 0	10.530,0
Provisión y colocación de barras, para armadura de fundación	500	kg	5,00	2.500,0
Provisión y colocación de , encofrado	30	m^2	30,0	900,0
Total [USD]				14.824,0

Tabla A.6: Costo de obras de civiles

	Año	Pérdidas con bypass móvil $X_{perdida\ bypass\ movil} = \frac{Perdida_{arreglo\ existente} \cdot 0{,}42\,\%}{0{,}9\,\%}$	$X_{perdida\ bypass\ movil}$ [USD]
0	2016	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{17643{,}6 \cdot 0{,}42\,\%}{0{,}9\,\%}$	8.233,7
1	2017	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{19644{,}0 \cdot 0{,}42\,\%}{0{,}9\,\%}$	9.167,2
2	2018	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{20691{,}7 \cdot 0{,}42\,\%}{0{,}9\,\%}$	9.656,1
3	2019	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{22773{,}9 \cdot 0{,}42\,\%}{0{,}9\,\%}$	10.627,8
4	2020	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{25327{,}6 \cdot 0{,}42\,\%}{0{,}9\,\%}$	11.819,5
5	2021	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{27606{,}4 \cdot 0{,}42\,\%}{0{,}9\,\%}$	12.883,0
6	2022	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{30094{,}6 \cdot 0{,}42\,\%}{0{,}9\,\%}$	14.044,1
7	2023	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{32792{,}4 \cdot 0{,}42\,\%}{0{,}9\,\%}$	15.303,1
8	2024	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{35987{,}8 \cdot 0{,}42\,\%}{0{,}9\,\%}$	16.794,3
9	2025	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{39523{,}7 \cdot 0{,}42\,\%}{0{,}9\,\%}$	18.444,4
10	2026	$X_{perdida\ bypass\ fijo} = \frac{43426{,}3 \cdot 0{,}42\,\%}{0{,}9\,\%}$	20.265,6

Tabla A.7: Pérdidas monetarias con bypass móvil

	Año	Arreglo de doble barra existente [USD]	Arreglo de doble barra con bypass móvil [USD]	Ahorro [USD]
0	2016	17.643,6	8.233,7	9.409,9
1	2017	19.644,0	9.167,2	10.476,8
2	2018	20.691,7	9.656,1	11.035,6
3	2019	22.773,9	10.627,8	12.146,1
4	2020	25.327,6	11.819,5	13.508,1
5	2021	27.606,4	12.883,0	14.723,4
6	2022	30.094,6	14.044,1	16.050,5
7	2023	32.792,4	15.303,1	17.489,3
8	2024	35.987,8	16.794,3	19.193,5
9	2025	39.523,7	18.444,4	21.079,3
10	2026	43.426,3	20.256,6	23.169,7
Total [USD]				168.282,2

Tabla A.8: Reducción de *P.E.N.F.* con seccionador de bypass móvil

En la Tabla A.8 se observan las perdidas monetarias del arreglo de barras existente (columna Nº 3 - valores extraídos de la Tabla A.3), ademas de las pérdidas con seccionador de bypass móvil (columna Nº 4 - valores extraídos de la Tabla A.7). La diferencia entre ambas perdidas monetarias se convierten en ahorro.

Repuestos				
Concepto	Cantidad	Unidad	Precio Unitario [USD]	Subtotal [USD]
Juego tripolar de contactos fijos y móvil	1	unidad	785,83	785,83
Juego de aislador de columna	3	unidad	248,16	744,48
Pasta de contacto	2	unidad	15,0	30,0
Total [USD]				1.560,31

Tabla A.9: Repuestos - seccionador de bypass móvil

Apéndice B

Ingeniería de diseño

Figura B.1: EE.SS. Guarambaré

Figura B.2: Confiabilidad de bloques vs Tiempo

Figura B.3: Desconfiabilidad de bloques vs Tiempo

Power and productivity
for a better world™

ABB

Technical data

Technical data - GW55

Rated voltage (Ur)	kV	72.5	123	145	245
Rated frequency (fr)	Hz	50/60	50/60	50/60	50/60
Rated normal current (Ir)	A	≤3150	≤3150	≤3150	≤3150
Rated short-withstand current, rated duration of short circuit (Ik, tk)	kA/s	40/4	40/4	40/4	50/3
Rated peak withstand current (Ip)	kAp	100	100	100	125
Rated power frequency withstand voltage for 1 minute					
To earth and between poles	kV	140	230	275	460
Across the isolating distance	kV	160	265	315	530
Rated lightning impulse withstand voltage (1.2/50 µs)					
To earth and between poles	kVp	325	550	650	1050

Figura B.4: Especificaciones eléctricas del seccionador ABB tipo GW55 - 72.5 *kV*

Technical data

Voltage		72.5 kV *	123 kV	145 kV	170 kV	245 kV	300 kV	362 kV	420 kV	550 kV
Type designation		SDF72.5	SDF123	SDF145	SDF170	SDF245	SDF300	SDF362	SDF420	SDF550
Rated voltage (U_r)	kV	72.5	123	145	170	245	300	362	420	550
Rated frequency (f_r)	Hz	50/60								
Rated normal current (I_r)	A	1600, 2500, 3150, 4000 **								
Rated short-withstand current, rated duration of short circuit (I_k-t_k)	kA, s	40/50/63, 1***								
Rated peak withstand current (I_p)	kAp	2.5x I_k (for 50 Hz) / 2.6x I_k (for 60 Hz)								
Basic insulation level										
Power frequency withstand voltage for 1 minute										
To earth and between poles	kV	140	230	275	325	460	395	450	520	620
Across the isolatting distance	kV	160	265	315	375	530	435	520	610	800
Lightning impulse withstand voltage										
To earth and between poles	kVp	325	550	650	750	1050	1050	1175	1425	1550
Across the isolating distance	kVp	375	650	750	860	1200	1050(+170)	1175(+205)	1425(+240)	1550 (+315)
Switching impulse withstand voltage										
To earth and between poles	kVp	-	-	-	-	-	850	950	1050	1175
Across the isolating distance	kVp	-	-	-	-	-	700(+245)	800(+295)	900(+345)	900(+450)

Figura B.5: Especificaciones eléctricas del seccionador ABB tipo SDF - 72.5 kV

COELME
COSTRUZIONI ELETTROMECCANICHE - SPA

egic

Seccionador de apertura central CBD 72,5 – 550 kV

Características nominales

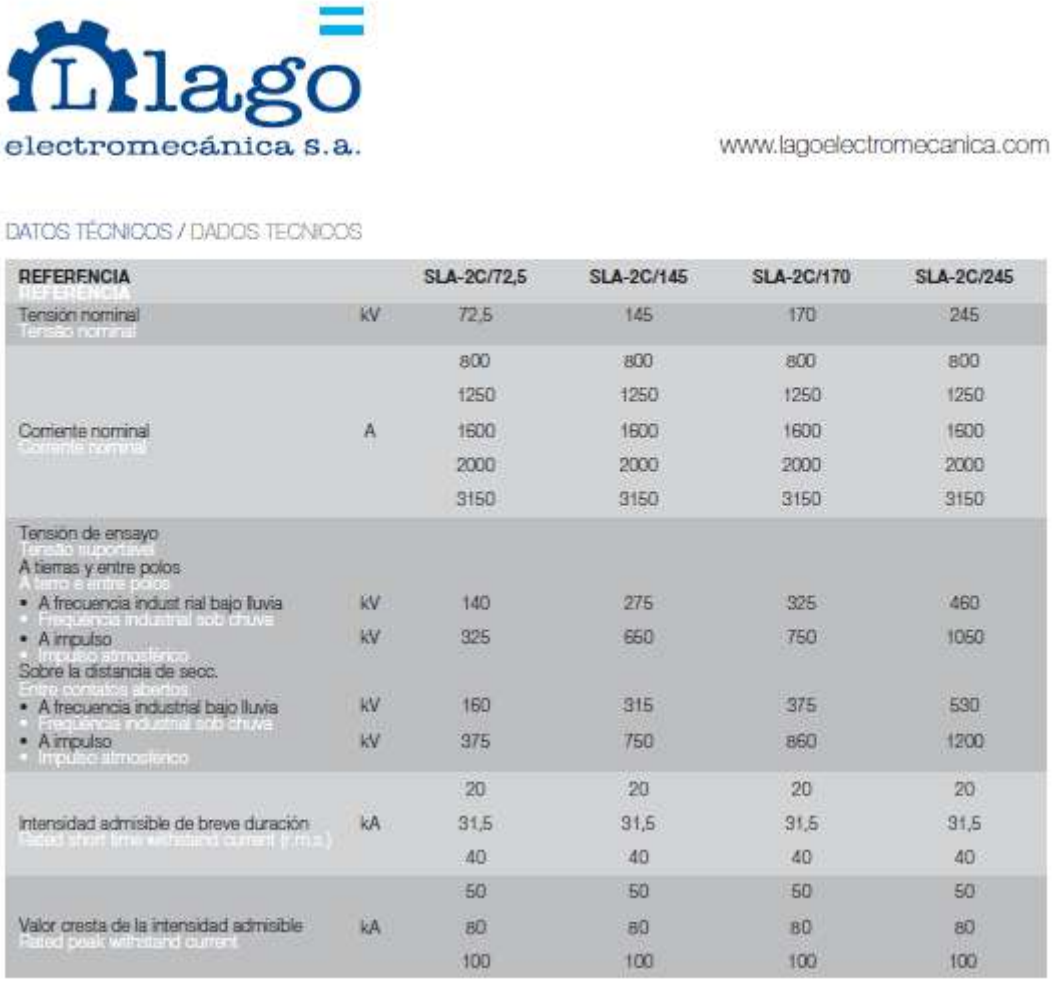
Tensión nominal		Ur (kV)	72.5	123	145	170	245		300	362	420	550
Tensión de aguante a la frecuencia industrial	AT	Ud (kV)	140	230	275	325	395	460	380	450	520	620
	ES	Ud (kV)	160	265	315	375	460	530	435	520	610	800
Tensión de aguante al impulso de rayo	AT	Up (kV)	325 (CEI) 350 (ANSI)	550	650	750	950 (CEI) 900 (ANSI)	1050	1050	1175	1425	1550
	ES	Up (kV)	375	630	750	860	1050	1200	1050 (+170)	1175 (+205)	1425 (+240)	1550 (+315)
Tensión de aguante al impulso de maniobra	AT	Us (kV)	-	-	-	-	-	-	850	950	1050	1175
	ES	Us (kV)	-	-	-	-	-	-	700 (+245)	800 (+295)	900 (+345)	900 (+450)

AT : A la Tierra
ES : Entrada Salida

Corriente nominal permanente	Ir (A)	hasta 4000 A CEI / ANSI
Corriente de corta duración admisible	Ik (kA)	hasta 63 kA / 3s
Valor cresta de la corriente admisible	Ip (kA)	hasta 160 kA

Figura B.6: Especificaciones eléctricas del seccionador Coelme-Egic tipo CBD - 72.5 kV

Figura B.7: Especificaciones eléctricas del seccionador MESA - 72.5 kV



REFERENCIA		SLA-2C/72,5	SLA-2C/145	SLA-2C/170	SLA-2C/245
Tensión nominal	kV	72,5	145	170	245
Corriente nominal	A	800	800	800	800
		1250	1250	1250	1250
		1600	1600	1600	1600
		2000	2000	2000	2000
		3150	3150	3150	3150
Tensión de ensayo A tierras y entre polos • A frecuencia indust rial bajo lluvia	kV	140	275	325	460
• A impulso	kV	325	650	750	1050
Sobre la distancia de secc. • A frecuencia industrial bajo lluvia	kV	160	315	375	530
• A impulso	kV	375	750	860	1200
Intensidad admisible de breve duración	kA	20	20	20	20
		31,5	31,5	31,5	31,5
		40	40	40	40
Valor cresta de la intensidad admisible	kA	50	50	50	50
		80	80	80	80
		100	100	100	100

Figura B.8: Especificaciones eléctricas del seccionador Lago Electromecánica SLA-2C - 72.5 kV

High-Voltage Centre Break Disconnectors
72.5 kV up to 245 kV

Power Transmission and Distribution

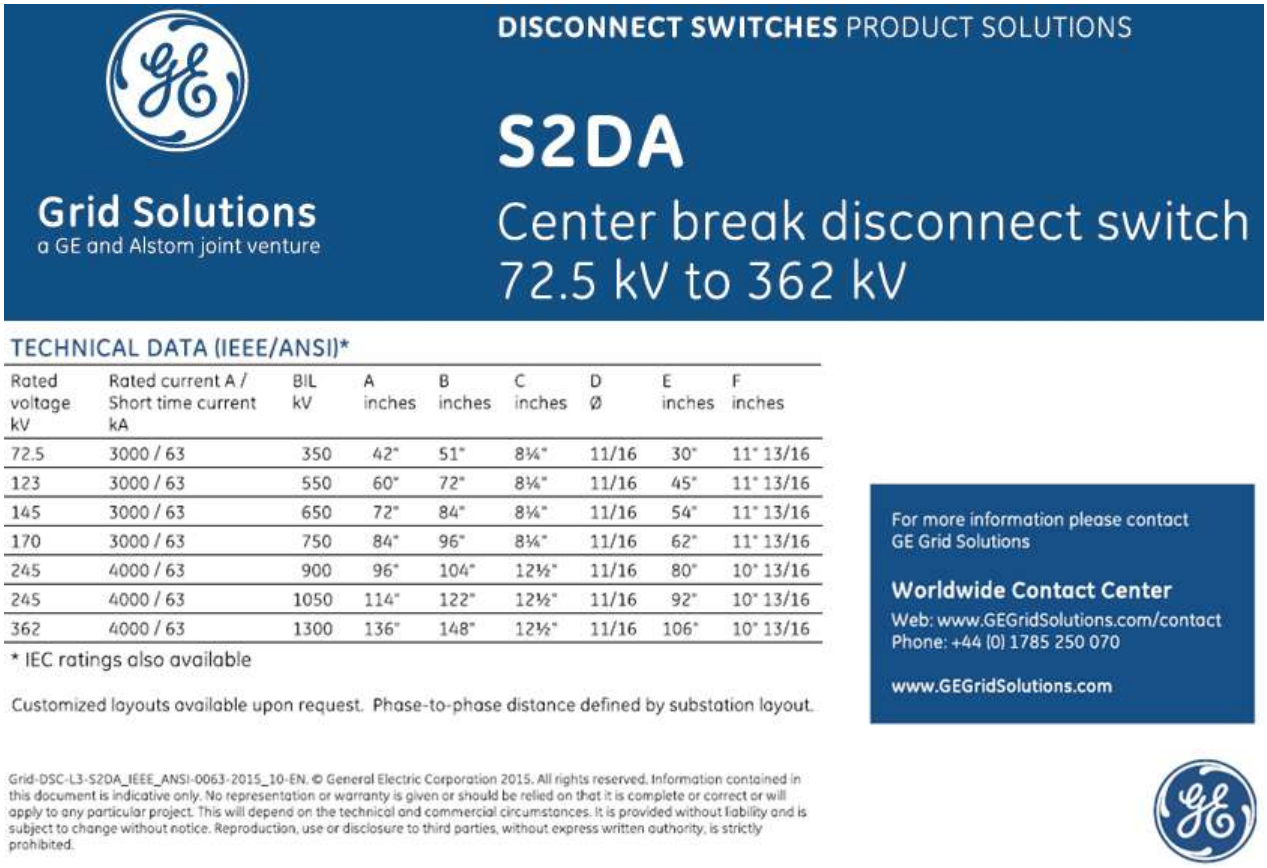
SIEMENS

Technical Data

High-Voltage Centre Break Disconnectors	Type CB			
Rated voltage	72.5 kV	123 kV	145 kV	245 kV
Rated power frequency withstand voltage				
common value	140 kV	230 kV	275 kV	460 kV
across isolating distance	160 kV	265 kV	315 kV	530 kV
Rated lightning impulse withstand voltage				
common value	325 kV	550 kV	650 kV	1050 kV
across isolating distance	375 kV	630 kV	750 kV	1200 kV
Rated normal current	1250/1600/2000/2500 A			
Rated short-time withstand current (1 s - 3 s)	up to 50 kA			
Temperature range	-50 ... +50 °C			
Rated frequency	50/60 Hz			
Control voltage	110/125/220/250 V_{DC}			
Motor voltage	110/125/220/250 V_{DC} or			
	230 V_{AC}, 50 Hz/ 60 Hz			

Values in accordance with IEC, other values on request

Figura B.9: Especificaciones eléctricas del seccionador Siemens tipo CB- 72.5 *kV*



DISCONNECT SWITCHES PRODUCT SOLUTIONS

Grid Solutions
a GE and Alstom joint venture

S2DA

Center break disconnect switch 72.5 kV to 362 kV

TECHNICAL DATA (IEEE/ANSI)*

Rated voltage kV	Rated current A / Short time current kA	BIL kV	A inches	B inches	C inches	D Ø	E inches	F inches
72.5	3000 / 63	350	42"	51"	8¼"	11/16	30"	11" 13/16
123	3000 / 63	550	60"	72"	8¼"	11/16	45"	11" 13/16
145	3000 / 63	650	72"	84"	8¼"	11/16	54"	11" 13/16
170	3000 / 63	750	84"	96"	8¼"	11/16	62"	11" 13/16
245	4000 / 63	900	96"	104"	12½"	11/16	80"	10" 13/16
245	4000 / 63	1050	114"	122"	12½"	11/16	92"	10" 13/16
362	4000 / 63	1300	136"	148"	12½"	11/16	106"	10" 13/16

* IEC ratings also available

Customized layouts available upon request. Phase-to-phase distance defined by substation layout.

For more information please contact GE Grid Solutions

Worldwide Contact Center
Web: www.GEGridSolutions.com/contact
Phone: +44 (0) 1785 250 070

www.GEGridSolutions.com

Grid-DSC-L3-S2DA_IEEE_ANSI-0063-2015_10-EN. © General Electric Corporation 2015. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.

Figura B.10: Especificaciones eléctricas del seccionador G & E y Alstom tipo S2DA - 72.5 *kV*

Smart solutions.
Strong relationships.

Outdoor Off Load Disconnectors 12kV-420kV

Horizontal Centre Break Disconnectors Type - HCB

Table - III

Rated Voltage	Rated Current *	Rated short Time current	Rated peak Short Circuit current	Power Frequency Withstand Voltage r.m.s 1min.		Lighting impulse Withstand Voltage 1.2/50mS		Switching impulse Withstand Voltage 250/2500mS	
				To earth	across isolating distance	To earth	across isolating distance	To earth	across isolating distance
kV	A	kA	kAp	kV	kV	kVp	kVp	kVp	kVp
72.5	1250/ 1600/ 2000	40	100	140	160	325	375	—	—
123	1250/ 1600/ 2000	40	100	230	265	550	630	—	—
145	1250/ 1600/ 2000/	40	100	275	315	650	750	—	—
170	1250/ 1600/ 2000	40	100	325	375	750	860	—	—
245	1250/ 1600/ 2000	40/50	100/125	460	530	1050	1200	—	—
300	4000	40/50	100/125	380	435	1050	1050(+170)	850	700(+245)
420	2000/ 2500	40/50	100/125	520	610	1425	1425(+240)	1050	900(+345)

Figura B.11: Especificaciones eléctricas del seccionador Crompton Graves tipo HCB - 72.5 kV

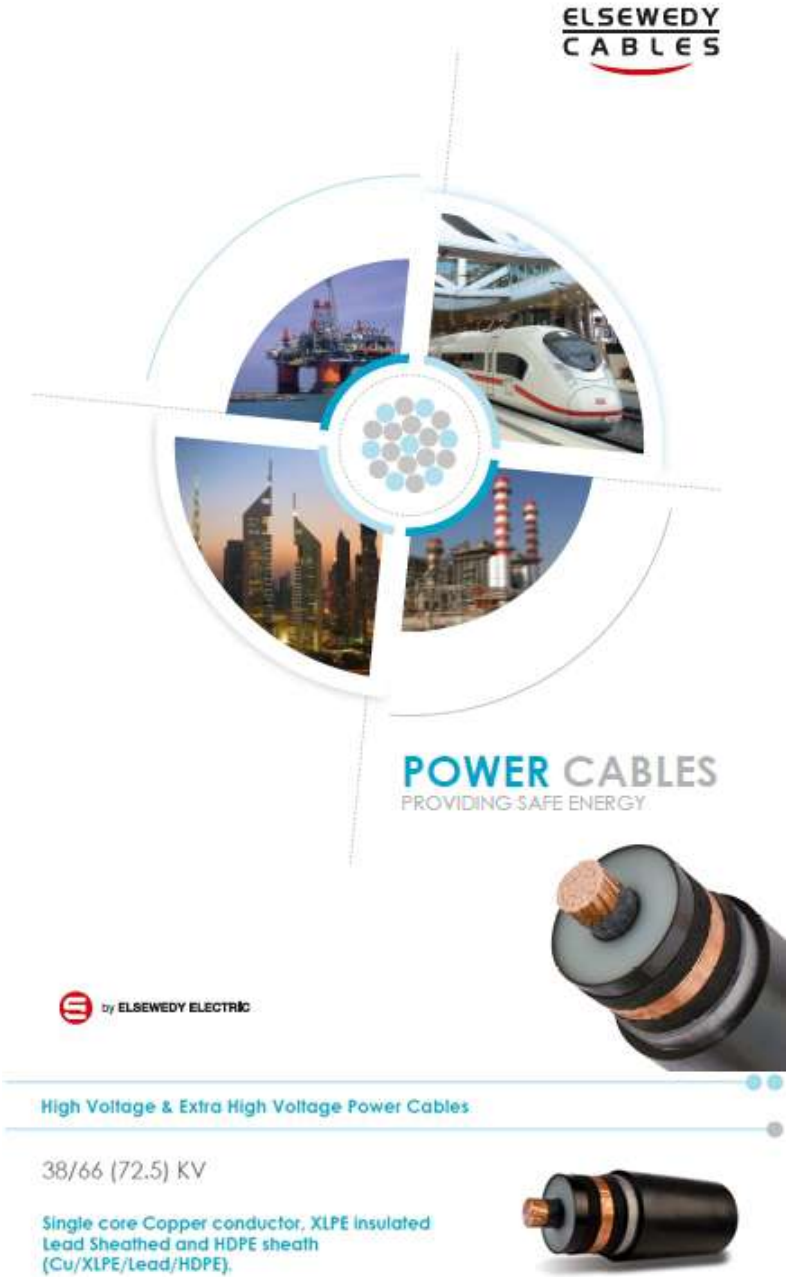


Figura B.12: Conductor protegido Elsewedy Cables - 72.5 kV

B.1. Cálculos

Primeramente fueron hechos los cálculos de confiabilidad y luego los cálculo correspondiente a la alternativa seleccionada.

B.1.1. Cálculos de confiabilidad

- Equipo 52 - 79

$N^o\ de\ fallas = 7$ $\quad \sum_{i=1}^{n} t_{ri}$ $\quad \sum_{i=1}^{7} t_r = 126$ hs

$t_0 = t_s - t_r$ $\quad t_r = 0{,}014$ años

$$\lambda = \frac{N^o de fallas}{t_o} = \frac{7}{17 - 0{,}014} \qquad \mu = \frac{N^o de reparos}{t_r} = \frac{7}{0{,}014}$$

$\lambda = 0{,}4121040857$ f/año $\quad \mu = 500$ r/año

$$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda} = \frac{500}{500 + 0{,}4121040857} = 0{,}99917 \qquad A = 99{,}917\,\%$$

- Equipo 52 - 93

$N^o\ de\ fallas = 10$

$\sum_{i=1}^{10} t_r = 57$ hs

$t_0 = t_s - t_r$

$t_r = 0{,}006506849$ años

$\lambda = \dfrac{10}{16{,}99349315}$

$\mu = \dfrac{10}{0{,}006506849}$

$\lambda = 0{,}5884605308$ f/año

$\mu = 1536{,}84218$ r/año

$A = \dfrac{1536{,}84218}{1536{,}84218 + 0{,}5884605308} = 0{,}999617$

$A = 99{,}96\,\%$

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	5
2	3
3	4
4	5
5	24
6	2
7	4
8	4
9	3
10	3

- Equipo 52 - 87

$N^o\ de\ fallas = 8$

$\sum_{i=1}^{8} t_r = 35$ hs

$t_0 = t_s - t_r$

$t_r = 0{,}003995433$ años

$\lambda = \dfrac{8}{16{,}99600457}$

$\mu = \dfrac{8}{0{,}003995433}$

$\lambda = 0{,}4706988615$ f/año

$\mu = 2002{,}28611$ r/año

$A = \dfrac{2002{,}28611}{2002{,}28611 + 0{,}4706988615} = 0{,}99158$

$A = 99{,}158\,\%$

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	5
2	5
3	4
4	4
5	5
6	5
7	3
8	4

- Equipo 52 - 88

$N^o\ de\ fallas = 3$ $\quad \sum_{i=1}^{3} t_r = 14$ hs

$t_0 = t_s - t_r$ $\quad t_r = 0{,}001598173$ años

$\lambda = \dfrac{3}{16{,}99840183}$ $\quad \mu = \dfrac{3}{0{,}001598173}$

$\lambda = 0{,}1764871798$ f/año $\quad \mu = 1877{,}143463$ r/año

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	5
2	4
3	5

$$A = \frac{1877{,}143463}{1877{,}143463 + 0{,}1764871798} = 0{,}9999$$

$A = 99{,}99\,\%$

- Equipo 52 - 87

$N^o\ de\ fallas = 5$ $\quad \sum_{i=1}^{5} t_r = 19$ hs

$t_0 = t_s - t_r$ $\quad t_r = 0{,}002168949$ años

$\lambda = \dfrac{5}{16{,}99783105}$ $\quad \mu = \dfrac{5}{0{,}002168949}$

$\lambda = 0{,}2941551769$ f/año $\quad \mu = 2305{,}263978$ r/año

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	6
2	3
3	4
4	3
5	3

$$A = \frac{2305{,}263978}{2305{,}263978 + 0{,}2941551769} = 0{,}8827$$

$A = 88{,}27\,\%$

- Equipo 89 - 47

$N^o\ de\ fallas = 8$

$\sum_{i=1}^{8} t_r = 38$ hs

$t_0 = t_s - t_r$

$t_r = 0{,}004337899$ años

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	6
2	4
3	4
4	4
5	4
6	5
7	6
8	5

$$\lambda = \frac{8}{16{,}9956621}$$

$$\mu = \frac{8}{0{,}004337899}$$

$\lambda = 0{,}4707083462$ f/año

$\mu = 1844{,}21$ r/año

$$A = \frac{1844{,}210757}{1844{,}210757 + 0{,}4707083462} = 0{,}9997448295$$

$A = 99{,}9744\,\%$

- Equipo 89 - 48

$N^o\ de\ fallas = 8$

$\sum_{i=1}^{8} t_r = 68$ hs

$t_0 = t_s - t_r$

$t_r = 0{,}007762557$ años

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	6
2	36
3	5
4	3
5	4
6	6
7	3
8	5

$$\lambda = \frac{8}{16{,}99223744}$$

$$\mu = \frac{8}{0{,}007762557}$$

$\lambda = 0{,}470803214$ f/año

$\mu = 1030{,}58$ r/año

$$A = \frac{1030{,}58}{1030{,}58 + 0{,}470803214} = 0{,}9995433786$$

$A = 99{,}9543\,\%$

- Equipo 89 - 44

$N^o\ de\ fallas = 3$

$\sum_{i=1}^{3} t_r = 11$ hs

$t_0 = t_s - t_r$

$t_r = 0{,}001255707$ años

$\lambda = \dfrac{3}{16{,}99874429}$

$\mu = \dfrac{3}{0{,}001255707}$

$\lambda = 0{,}1764836243$ f/año

$\mu = 2389{,}092$ r/año

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	4
2	4
3	3

$$A = \frac{2389{,}092}{2389{,}092 + 0{,}1764836243} = 0{,}9929351203$$

$A = 99{,}29\,\%$

- Equipo 89 - 43

$N^o\ de\ fallas = 8$

$\sum_{i=1}^{8} t_r = 39$ hs

$t_0 = t_s - t_r$

$t_r = 0{,}004452054$ años

$\lambda = \dfrac{8}{16{,}99564795}$

$\mu = \dfrac{8}{0{,}004452054}$

$\lambda = 0{,}4707115078$ f/año

$\mu = 1796{,}92$ r/año

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	4
2	5
3	3
4	4
5	4
6	10
7	4
8	5

$$A = \frac{1796{,}92}{1796{,}92 + 0{,}4707115078} = 0{,}9997381145$$

$A = 99{,}9738\,\%$

- Equipo 89 - 38

$N^o\ de\ fallas = 3$ $\quad\quad$ $\sum_{i=1}^{2} t_r = 10$ hs

$t_0 = t_s - t_r$ $\quad\quad$ $t_r = 0{,}001141552$ años

$\lambda = \dfrac{2}{16{,}99885845}$ $\quad\quad$ $\mu = \dfrac{2}{0{,}001141552}$

$\lambda = 0{,}1176549594$ f/año $\quad\quad$ $\mu = 1752{,}00$ r/año

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	5
2	5

$$A = \frac{1752{,}00}{1752{,}00 + 0{,}1176549594} = 0{,}9999328499$$

$A = 99{,}99\,\%$

- Equipo 89 - 37

$N^o\ de\ fallas = 3$ $\quad\quad$ $\sum_{i=1}^{3} t_r = 14$ hs

$t_0 = t_s - t_r$ $\quad\quad$ $t_r = 0{,}001598173$ años

$\lambda = \dfrac{3}{16{,}99840183}$ $\quad\quad$ $\mu = \dfrac{3}{0{,}001598173}$

$\lambda = 0{,}1764871798$ f/año $\quad\quad$ $\mu = 1877{,}14$ r/año

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	4
2	6
3	4

$$A = \frac{1877{,}14}{1877{,}14 + 0{,}1764871798} = 0{,}9999059898$$

$A = 99{,}9905\,\%$

- Equipo 89 - 41

$N^o\ de\ fallas = 3$ $\quad\quad$ $\sum_{i=1}^{3} t_r = 15$ hs

$t_0 = t_s - t_r$ $\quad\quad$ $t_r = 0{,}001712328$ años

$\lambda = \dfrac{3}{16{,}99828767}$ $\quad\quad$ $\mu = \dfrac{3}{0{,}001712328}$

$\lambda = 0{,}1764883651$ f/año $\quad\quad$ $\mu = 1752{,}00$ r/año

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	4
2	7
3	4

$$A = \frac{1752{,}00}{1752{,}00 + 0{,}1764883651} = 0{,}9998992748$$

$A = 99{,}9899\,\%$

- Equipo 89 - 39

$N^o\ de\ fallas = 5$ $\quad\quad$ $\sum_{i=1}^{5} t_r = 39$ hs

$t_0 = t_s - t_r$ $\quad\quad$ $t_r = 0{,}004452054$ años

$\lambda = \dfrac{5}{16{,}99554795}$ $\quad\quad$ $\mu = \dfrac{5}{0{,}004452054}$

$\lambda = 0{,}2941946923$ f/año $\quad\quad$ $\mu = 1123{,}07$ r/año

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	24
2	4
3	5
4	3
5	3

$$A = \frac{1123{,}07}{1123{,}07 + 0{,}2941946923} = 0{,}999738114$$

$A = 99{,}9738\,\%$

- Equipo 89 - 40

$N^o\ de\ fallas = 1$ $\qquad$ $t_r = 5$ hs

$t_0 = t_s - t_r$ $\qquad$ $t_r = 0{,}000570776$ años

$\lambda = \dfrac{1}{16{,}99942922}$ $\qquad$ $\mu = \dfrac{1}{0{,}000570776}$

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	5

$\lambda = 0{,}0588255045$ f/año $\qquad$ $\mu = 1752$ r/año

$$A = \frac{1752}{1752 + 0{,}0588255045} = 0{,}9999664249$$

$A = 99{,}9966\,\%$

- Equipo 89 - 42

$N^o\ de\ fallas = 1$ $\qquad$ $t_r = 4$ hs

$t_0 = t_s - t_r$ $\qquad$ $t_r = 0{,}000456621$ años

$\lambda = \dfrac{1}{16{,}99954338}$ $\qquad$ $\mu = \dfrac{1}{0{,}000456621}$

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	4

$\lambda = 0{,}05882510945$ f/año $\qquad$ $\mu = 2190$ r/año

$$A = \frac{2190}{2190 + 0{,}05882510945} = 0{,}9999731399$$

$A = 99{,}9973\,\%$

- Equipo TC - 93

$N^o\ de\ fallas = 1$ $\qquad$ $t_r = 4$ hs

$t_0 = t_s - t_r$ $\qquad$ $t_r = 0{,}000456621$ años

$\lambda = \dfrac{1}{16{,}99954338}$ $\qquad$ $\mu = \dfrac{1}{0{,}000456621}$

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	4

$\lambda = 0{,}05882510946$ f/año $\qquad$ $\mu = 2190$ r/año

$$A = \frac{2190}{2190 + 0{,}05882510946} = 0{,}9999731399$$

$A = 99{,}9973\,\%$

- Equipo TC - 88

$N^o\ de\ fallas = 2$ $\qquad$ $\sum_{i=1}^{2} t_r = 9$ hs

$t_0 = t_s - t_r$ $\qquad$ $t_r = 0{,}001027397$ años

$\lambda = \dfrac{2}{16{,}9989726}$ $\qquad$ $\mu = \dfrac{2}{0{,}001027397}$

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	4
2	5

$\lambda = 0{,}1176541693$ f/año $\qquad$ $\mu = 1946{,}66$ r/año

$$A = \frac{1946{,}66}{1946{,}66 + 0{,}1176541693} = 0{,}9999395648$$

$A = 99{,}9939\,\%$

- Equipo TC - 91

$N^o\ de\ fallas = 1$

$t_r = 6$ hs

$t_0 = t_s - t_r$

$t_r = 0{,}000684931$ años

$\lambda = \dfrac{1}{16{,}99931507}$

$\mu = \dfrac{1}{0{,}000684931}$

$\lambda = 0{,}05882589951$ f/año

$\mu = 146$ r/año

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	6

$$A = \frac{146}{146 + 0{,}05882589951} = 0{,}9995972455$$

$A = 99{,}95\,\%$

- Equipo TC - 85

$N^o\ de\ fallas = 1$

$t_r = 4$ hs

$t_0 = t_s - t_r$

$t_r = 0{,}000456621$ años

$\lambda = \dfrac{1}{16{,}99954338}$

$\mu = \dfrac{1}{0{,}000456621}$

$\lambda = 0{,}05882510945$ f/año

$\mu = 2190$ r/año

$N^o\ de\ falla$	t_r [hs]
1	4

$$A = \frac{2190}{2190 + 0{,}05882510945} = 0{,}9999731399$$

$A = 99{,}99\,\%$

Obs: «Los equipos $52-91$, $52-85$ y $89-47$ no registran fallas, por tanto poseen una confiabilidad del $100\,\%$».

B.1.2. Cálculos eléctricos del seccionador de bypass

Cálculo de corriente nominal de las cargas

La corriente nominal demandada por las cargas y donde las mismas son transportadas a través de las líneas $LT-ITG$, $LT-VTA1$, $LT-VTA2$, $TR-02$ y $TR-04$ son las siguientes:

La potencia activa demandada por las cargas a través de la $LT-ITG$ es de $P=25\ MW$ por lo general, la potencia es demandada por la $SS.EE.-ITG$ y la $SS.EE.-GHN$ conjuntamente.

$$P=\sqrt{3}\cdot V\cdot I\rightarrow \quad \rightarrow I=\frac{P}{\sqrt{3}\cdot V}$$

$$I=\frac{25{,}000{,}000}{\sqrt{3}\cdot 66{,}000}\rightarrow \quad \rightarrow I=218{,}6\ [A]$$

La potencia activa demandada por las cargas a través de la $LT-VTA1$ es de $P=23\ MW$ por lo general, la potencia mencionada es demandada en gran parte por la $SS.EE.-VTA$ y la empresa Cervepar de forma conjunta.

$$P=\sqrt{3}\cdot V\cdot I\rightarrow \quad \rightarrow I=\frac{P}{\sqrt{3}\cdot V}$$

$$I=\frac{23{,}000{,}000}{\sqrt{3}\cdot 66{,}000}\rightarrow \quad \rightarrow I=201{,}2\ [A]$$

La potencia activa demandada por la carga a través de la $LT-VTA2$ es de $P=20\ MW$ por lo general, demandada también por la $SS.EE.-VTA$.

$$P=\sqrt{3}\cdot V\cdot I\rightarrow \quad \rightarrow I=\frac{P}{\sqrt{3}\cdot V}$$

$$I = \frac{20{,}000{,}000}{\sqrt{3} \cdot 66{,}000} \rightarrow \quad \rightarrow I = 174{,}9 \ [A]$$

La potencia activa demandada por la carga a través de los $TR-02$ y $TR-04$ (66/23 kV) es de $P = 21{,}3 \ MW$ por lo general, demandada por la ciudad de Guarambaré.

$$P = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \rightarrow \quad \rightarrow I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V}$$

$$I = \frac{21{,}300{,}000}{\sqrt{3} \cdot 66{,}000} \rightarrow \quad \rightarrow I = 186{,}3 \ [A]$$

Dimensionamiento del seccionador de by-pass

A continuación se puede observar, el cálculo y las consideraciones que se tuvieron para el dimensionamiento del equipo bypass.

Tensión nominal	Tensión nominal máxima	Frecuencia
$V_n = 66\ kV$	$V_{nomi-max} = 1{,}1 \cdot V_n$	$f = 50\ Hz$
	$V_{nomi-max} = 1{,}1 \cdot 66\ kV = 72{,}5\ kV$	
Nivel básico de aislación $\Longrightarrow$	$\Longrightarrow$ BIL= 325 kV	
V_{nomi} a frecuencia industrial $\Longrightarrow$	$\Longrightarrow$ 140 kV	
$I_{nomi-total} = \dfrac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_n} \Longrightarrow$	$\Longrightarrow \dfrac{120\ MVA}{\sqrt{3} \cdot 66\ kV} \Longrightarrow$	$\Longrightarrow$ 1049,72 A
$I_{nomi-total} = 1049{,}72\ A$,	$S_{MVA\,cc-3\phi} = 500\ MVA$	
$I_{cc} = \dfrac{S_{MVA\,cc-3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_n} \Longrightarrow$	$\Longrightarrow \dfrac{500\ MVA}{\sqrt{3} \cdot 66\ kV} \Longrightarrow$	$\Longrightarrow 4{,}37\ kA$
$I_{cc} = 4{,}37\ kA$		
$m = 0{,}1 \Longrightarrow$	$\Longrightarrow$ componente continua de la corriente	
$n = 1 \Longrightarrow$	$\Longrightarrow$ componente alterna de la corriente	
$t = 1\ s \Longrightarrow$	$\Longrightarrow$ tiempo de referencia	
$I_{ter} = I_{cc} \cdot \sqrt{m+n} \cdot \dfrac{1}{t} \Longrightarrow$	$\Longrightarrow 4{,}37 \cdot \sqrt{0{,}1+1} \cdot 1 \Longrightarrow$	$\Longrightarrow 4{,}58\ kA$
$I_{ter} = 4{,}58\ kA$		
$I_{ch} = 2 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc} \Longrightarrow$	$\Longrightarrow 2 \cdot \sqrt{2} \cdot 4{,}37 \Longrightarrow$	$\Longrightarrow 12{,}36\ kA$
$I_{ch} = 12{,}36\ kA$		

Apéndice C

Evaluación económica

C.1. PRI

Paso 1
Periodo anterior a la recuperación total. En la Tabla 7.8, se puede observar que el periodo 5 correspondiente al año 2020, que tiene como valor 24.062,17 [USD], es el periodo anterior a la recuperación total de la inversión.

Paso 2
Fue calculado el costo no recuperado al principio del año dos. La operación realizada fue hecha encontrando la diferencia existente entre lo invertido y el flujo de caja de ese año, alcanzando el siguiente resultado:

$$32514{,}33 - 1592{,}03 = 30922{,}20$$

Paso 3
Se procedió a calcular el cociente existente entre el costo no recuperado y el flujo de caja del año siguiente (año 2019), dando como resultado el siguiente valor.

$$\frac{30922{,}20}{10554{,}07} = 2{,}92$$

Paso 4
Finalmente, se procedió a adicionar el periodo anterior al de la recuperación total y el valor calculado en el paso 3. El periodo anterior al de la recuperación total es el periodo

Nº 5. Por tanto, se obtuvo finalmente el siguiente resultado.

$$2{,}92 + 5 = 7{,}92$$

El resultado puede interpretarse de la siguiente manera:

$$7 \text{ años} + 9 \text{ meses}$$

Ésto quiere decir, que la inversión será recuperada en siete años y nueve meses aproximadamente.

Bibliografía

[1] Hermanos Mejía Villegas S.A. Ingenieros consultores. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. 2003.

[2] Editorial Labor S.A. Barcelona Roth Arnold. *Técnica de Montajes de Subestaciones*. 1982.

[3] Ed.: Department of Electrical University of Iowa State University and Camputer Engineering. *Reliability of Substation Configurations*. 2005.

[4] Israel Pérez Guzmán. Interruptores de potencia y extinción del arco eléctrico. 2012.

[5] Hugh Rudnick and Juan Zolezzi. Planificación y expansión de la transmisión en mercados eléctricos competitivos. *Pontificia Universidad Católica de Chile*, 2000.

[6] Israel Gondres Torné, Santiago Lajes Choy, and Alfredo del Castillo Serpa. Evaluación de la confiabilidad en interruptores de potencia mediante la norma norsok z-013. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 24(2):198–205, 2016.

[7] Sergio O Frontin et al. *Equipamentos de alta tensão–prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas*. 2013.

[8] I Parte, Carmen Lucia Tancredo Borges, and Programa de Engenharia Eletrica. Confiabilidade de sistemas de potencia.

[9] José Eliseo Ocampo. Costos y evaluacion de proyectos. Technical report, Universidad Nacional Autonoma de Mexico, Mexico (Mexico)., 2002.