



Subsecretaría de Educación Superior
Dirección General de Educación Superior Tecnológica
Instituto Tecnológico de la Laguna

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

“Análisis de transitorios electromagnéticos en redes eléctricas de 115 y 230 kV”

POR

Ing. José Cruz Enríquez Salazar.

TESIS

PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Víctor Manuel Cabrera Morelos.

ISSN: 0188-9060



RIITEC: (08)-TMCIE-2013

Torrón, Coahuila. México,
Julio 2013

SEP

SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



Subsecretaría de Educación Superior
Dirección General de Educación Superior Tecnológica
Instituto Tecnológico de la Laguna

"2013, Año de la Lealtad Institucional y Centenario del Ejército Mexicano"

Dependencia: DEPI
Oficio: DEPIJ/162/2013
Asunto: Autorización de impresión
de tesis.

Torreón, Coah., 20 de Agosto 2013


C. JOSE CRUZ ENRIQUEZ SALAZAR.
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.
PRESENTE

Después de haber sometido a revisión su trabajo de tesis titulado:

"Análisis de transitorios electromagnéticos en redes eléctricas de 115 y 230 kV"

Habiendo cumplido con todas las indicaciones que el jurado revisor de tesis hizo, se le comunica que se le concede la autorización con número de registro RIITEC: (08)-TMCIE-2013, para que proceda a la impresión del mismo.

ATENTAMENTE


DR. JOSÉ LUIS MEZA MEDINA
Jefe de la División de Estudios
de Posgrado e Investigación


SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA
INSTITUTO TECNOLÓGICO
de la Laguna
División de Estudios de Posgrado
e Investigación



SEP

SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



Subsecretaría de Educación Superior
Dirección General de Educación Superior Tecnológica
Instituto Tecnológico de la Laguna

“2013, Año de la Lealtad Institucional y Centenario del Ejército Mexicano”

Torreón, Coah., 19/ Agosto /2013


DR. JOSE LUIS MEZA MEDINA
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
PRESENTE

Por medio de la presente, hacemos de su conocimiento que después de haber sometido a revisión el trabajo de tesis titulado:


“Análisis de transitorios electromagnéticos en redes eléctricas de 115 y 230 kV”

Desarrollado por el C. **JOSE CRUZ ENRIQUEZ SALAZAR**, con número de control **M97130637** y habiendo cumplido con todas las correcciones que se le indicaron, estamos de acuerdo que se le conceda la autorización de la fecha de examen de grado para que proceda a la impresión de la misma.

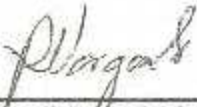
ATENTAMENTE




DR. VICTOR M. CABRERA MORELOS.
Asesor/Director



DR. FCO. SERGIO SELLSCHOPP SANCHEZ
Coasesor



MC. RICARDO VARGAS SALAS
Comité Tutorial



DRA. CONCEPCIÓN HERNÁNDEZ FLORES
Comité Tutorial



DEDICATORIA

Con todo mi cariño, admiración y respeto:

A MI FAMILIA:

A mi esposa Alejandra Yasmin Rodríguez Soto por su comprensión y apoyo incondicional en cada uno de los momentos de la maestría, por su confianza, paciencia y sobre todo por su amor.

A mi hija Valentina Enríquez Rodríguez por hacerme feliz en los momentos difíciles.

A mis padres, en especial a mi madre Socorro Salazar Rodríguez por inculcarme siempre la honradez, trabajo y estudio, pero sobre todo su ejemplo de fortaleza para seguir adelante ante cualquier situación difícil.

A mis hermanos Ringo Manuel, Fernando, Julieta, Isabel por su confianza y apoyo incondicional tanto emocional como económico en todo momento que lo requerí, ya que por ellos siempre he tenido grandes motivos para seguir adelante.

AGRADECIMIENTOS

Antes que a nadie y sobre todas las cosas, agradezco a Dios por acompañarme con su presencia durante todos los días de mi vida, darme salud, fortaleza y el conocimiento para poder llegar hasta donde ahora me encuentro.

Al Dr. Víctor Manuel Cabrera Morelos, por todas las enseñanzas, la paciencia, la comprensión, la tolerancia y por ser un excelente guía durante la realización de esta tesis.

A los profesores, Dr. Francisco Sergio Sellschopp Sánchez, Dr. Víctor Manuel Cabrera Morelos, Dr. Marco Antonio Arjona López, M.C. Carlos Tirado Ruíz, M.C. Ricardo Vargas Salas, por compartir parte de su riqueza de conocimientos.

A los compañeros y amigos de maestría, M.C. Gilberto Durán, M.C. Josué López, Ing. José Figueroa Chan, Ing. Adrian Gallegos, Ing. Eloy Carlos, Ing. Edgar Rodríguez, Ing. Javier Sánchez. Por su apoyo y compañía durante los estudios de maestría.

A Comisión Federal de Electricidad en especial a, M.I. Iván Rentería Flores y al M.I. Catarino Mota, de la Subárea de Control Camargo del Área de Control Norte del CENACE, quienes han puesto gran interés por desarrollar y aplicar el conocimiento para el análisis de las diferentes problemáticas suscitadas en la red eléctrica de esa área.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por la beca otorgada durante mis estudios de maestría.

RESUMEN

Este trabajo presenta los resultados del análisis de Transitorios Electromagnéticos generados por Operaciones de Maniobra y Descargas Atmosféricas en un SEP (Sistema Eléctrico de Potencia). Estos se han estado presentando en una parte de la red eléctrica de la Subárea de Control Camargo de la CFE (Comisión Federal de Electricidad) en Chihuahua. Se revisaron algunos puntos de la red, principalmente de aquellos alejados eléctricamente de la fuente de suministro. Importantes usuarios como minera Hércules y minera La Perla, han estado reportando varias anomalías tales como daño en apartarrayos, variaciones de tensión severas afectando procesos propios de estos usuarios. Se recopiló información de campo y de los antecedentes históricos del problema, tipo y cantidad de cargas de cada una de las mineras. Se modelaron y simularon usando ATP/EMTP tanto en estado estacionario como en estado transitorio. Se obtuvieron resultados de las simulaciones realizadas, se detectaron sobretensiones transitorias de riesgo para los equipos involucrados en la red eléctrica.

Palabras claves: Transitorios Electromagnéticos, Apartarrayos, Sobretensiones, Sobretensiones Temporales (TOV), MCOV, Motor Síncrono.

ABSTRACT

This work presents the results of the electromagnetic transient analysis due to Switching Surges and Atmospheric Discharges. These transients have been observed on a part of the electric network under Camargo Chihuahua Subarea of control of CFE (Federal Commission of Electricity). Some buses were focused, specially those located far away the main sources. Important users like Hercules and La Perla mining companies have been reported several abnormal events such as damage of arresters and severe voltage variations which affected the internal processes each. Field information was compiled and its historical background of the problem. Type and amount of loading was modeled and simulated using ATP/EMTP in steady and transient states. Results were obtained from these simulations and surge risks were detected for equipment involved in the electric network under study.

Keywords: Electromagnetic Transients, Surge Arresters, Overvoltage Surges, Temporary Overvoltages (TOV), Sudden Load Changes, etc.

ÍNDICE DE CONTENIDO

- i. Dedicatoria.
- ii. Agradecimientos.
- iii. Resumen.
- iii. Abstract.
- iv. Índice de Contenido.
- vii. Índice de Figuras.
- xi. Índice de Tablas.

CAPITULO I

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Planteamiento del problema.....	3
1.2. Objetivos.....	4
1.2.1. Objetivo general.....	4
1.2.2. Objetivos específicos.....	4
1.3. Metas y alcances.....	5
1.4. Antecedentes de la red eléctrica en la región de Camargo Chihuahua.....	5

CAPITULO II

2. PRINCIPIOS FISICOS Y MATEMATICOS DE LOS TRANSITORIOS	
ELECTROMAGNETICOS.....	6
2.1. Definición de Transitorio electromagnético.....	6
2.2. Parámetros de circuitos eléctricos.....	6
2.3. Fenómenos transitorios en sistemas eléctricos de potencia.....	8
2.3.1. Sobretensiones de origen externo.....	8
2.3.2. Sobretensiones de origen interno.....	8
2.4. Elementos de protección contra sobre-voltajes transitorios.....	9
2.4.1. El Apartarrayos.....	9
2.4.2. Principio de operación de los Apartarrayos.....	13
2.4.3. Principios de operación general.....	13

CAPITULO III

3. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN DE CAMPO.....	14
3.1. Colección de información de campo.....	14
3.2. Diagramas unifilar (red troncal del sistema eléctrico nacional).....	15
3.3. Diagrama Unifilar de la Subárea de control Camargo Chihuahua.....	17
3.4. Diagrama unifilar eléctrico de minera Hércules en autocad.....	19
3.5. Diagrama unifilar eléctrico de minera La Perla en autocad.....	21
3.6. Modelado de los elementos del SEP de HCL, LPL y CFE en ATP/EMIP.....	24
3.6.1. Impedancia característica del cable eléctrico vulcanel 2000 XLP.....	25
3.6.2. Velocidad de propagación de Onda.....	27

CAPITULO IV

4. MODELADO DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA.....	32
4.1. Modelado de los elementos más importantes del SEP.....	32
4.2. Modelado de líneas de transmisión.....	33
4.2.1. Generalidades.....	33
4.2.2. Parámetros de líneas de transmisión aéreas.....	33
4.2.2.1. Resistencia serie.....	34
4.2.2.2. Inductancia serie.....	35
4.2.2.3. Capacitancia en derivación.....	38
4.2.2.4. Conductancia en derivación.....	41
4.2.3. Líneas de transmisión en operación de estado estable.....	42
4.2.3.1. Representación del modelo de línea corta.....	43
4.2.3.2. Representación del modelo de línea mediana.....	44
4.2.3.3. Representación del modelo de línea larga.....	46
4.2.4. Líneas de transmisión en operación de estado transitorio.....	49
4.3. Modelado de cargas (Motor de Inducción, Motor Síncrono).....	50
4.3.1. Introducción.....	50
4.3.2. Máquina de Inducción.....	51

4.3.3.	Maquina Síncrona.....	52
4.3.4.	Modelado de motores.....	52
4.3.5.	Marcos de referencia.....	53
4.3.5.1.	Teoría de los dos ejes (q-d-0).....	54
4.3.6.	Modelado qd0 maquina de inducción.....	57
4.3.7.	Modelado qd0 maquina síncrona.....	60
4.4.	Modelado de Transformadores.....	64

CAPITULO V

5. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES COMPUTACIONALES.

5.1.	Simulación en el programa "ATP/EMTP".....	67
5.1.1.	Resumen.....	67
5.1.2.	Introducción.....	67
5.2.	Resultados en estado estacionario.....	68
5.2.1.	Simulación del modelo local de "Minera Hércules" en ATP.....	68
5.2.2.	Simulación del modelo local de "Minera La Perla" en ATP.....	71
5.2.3.	Simulación del Subsistema "Subárea Camargo Chih." en ATP.....	74
5.3.	Resultados en estado transitorio.....	80
5.3.1.	Simulación del modelo local de "Minera Hércules" en ATP.....	81
5.3.2.	Simulación del modelo local de "Minera La Perla" en ATP.....	88
5.3.3.	Simulación del Subsistema "Subárea Camargo Chih." en ATP.....	94
5.4.	Resumen interpretativo de los resultados (Edo. Estacionario y Edo. Transitorio).....	101

CAPITULO VI

6. CONCLUSIONES Y DISCUSIONES.

6.1.	Conclusiones y comentarios de los resultados en estado estacionario.....	104
6.2.	Conclusiones y comentarios de los resultados en estado transitorio.....	104
6.3.	Conclusión final.....	105
6.4.	Trabajos futuros.....	105

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

APENDICE "A" Resultados de las Simulaciones de los modelos locales de HCL, LPL y del Subsistema CFE en estado transitorio.....	109
APENDICE "B" Metodología de Selección de Apartarrayos.....	112

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Diagrama esquemático general del sistema eléctrico de potencia.....	1
Figura 1.2 Líneas de transmisión de 230 kV.....	2
Figura 2.1 Resistencia de aislamiento de un transformador y nivel de protección de un apartarrayos.....	11
Figura 2.2 Característica V-I de los elementos valvulares de óxido de zinc y carburo de silicio comparada con una resistencia lineal.....	12
Figura 3.1 Motor síncrono "Molino Primario" de minera "La Perla" y apartarrayos de 15 kV tipo estación.....	15
Figura 3.2 Red troncal del sistema eléctrico nacional.....	16
Figura 3.3 Áreas de control en México, área de control norte y sus subáreas.....	17
Figura 3.4 Diagrama unifilar de la subárea de control Camargo CFE (área de análisis).....	18
Figura 3.5 Diagrama unifilar eléctrico de la minera "Hércules" en autocad.....	20
Figura 3.6 Transformadores de 115/13.8 kV, apartarrayos e interruptores.....	21
Figura 3.7 Resistencias de puesta a tierra de 20 ohms, 400 amperios, 10 segs.....	21
Figura 3.8 Diagrama unifilar eléctrico de la minera "La Perla" en autocad.....	23
Figura 3.9 Circuito equivalente del modelo Bergeron.....	24
Figura 3.10 Muestra los equivalentes de los elementos más importantes del sistema eléctrico Realizado en ATP/Draw.....	27
Figura 3.11 Muestra los parámetros calculados impedancia característica Z_c y la velocidad De propagación de onda v	28
Figura 3.12 Diagrama unifilar eléctrico de la minera "Hércules" en ATP/Draw.....	29
Figura 3.13 Diagrama unifilar eléctrico de la minera "La Perla" en ATP/Draw.....	30
Figura 3.14 Diagrama unifilar eléctrico del Subsistema CFE en ATP/Draw.....	31

Figura 4.1 Línea de transmisión de 230 kV a Hércules y subestación eléctrica Río Florido 110/34.5 kV, 40 MVA.....	33
Figura 4.2 Diferencia de potencial en la cercanía de la carga.....	39
Figura 4.3 Línea monofásica.....	39
Figura 4.4 Conductores e imágenes.....	40
Figura 4.5 Representación de una red de dos puertos.....	42
Figura 4.6 Representación del modelo de una línea de transmisión corta.....	44
Figura 4.7 Representación del modelo de una línea de transmisión mediana circuito π	45
Figura 4.8 Representación del modelo diferencial de línea.....	46
Figura 4.9 Ejes $qd0$ para un motor trifásico síncrono.....	55
Figura 4.10 Proyecciones de fases a ejes qd	58
Figura 4.11 Representación de dos devanados acoplados mutuamente.....	65
Figura 4.12 Modelo del transformador utilizado en los modelos creados en ATP/Draw.....	66
Figura 5.1 Oscilografía de voltajes por fase (valores pico) en el BUS principal de minera Hércules ante 0% de carga conectada.....	69
Figura 5.2 Oscilografía de voltajes por fase (valores pico) en el BUS principal de minera Hércules ante 25% de carga conectada.....	69
Figura 5.3 Oscilografía de voltajes por fase (valores pico) en el BUS principal de minera Hércules ante 50% de carga conectada.....	70
Figura 5.4 Oscilografía de voltajes por fase (valores pico) en el BUS principal de minera Hércules ante 75% de carga conectada.....	70
Figura 5.5. Oscilografía de voltajes por fase (valores pico) en el BUS principal de minera Hércules ante 100% de carga conectada.....	71
Figura 5.6 Oscilografía de voltajes por fase (valores pico) en el BUS principal de minera La Perla ante 0% de carga conectada.....	72
Figura 5.7. Oscilografía de voltajes por fase (valores pico) en el BUS principal de minera La Perla ante 25% de carga conectada.....	72
Figura 5.8 Oscilografía de voltajes por fase (valores pico) en el BUS principal de minera La Perla ante 50% de carga conectada.....	73
Figura 5.9 Oscilografía de voltajes por fase (valores pico) en el BUS principal de minera La Perla ante 75% de carga conectada.....	73

Figura 5.10 Oscilografía de voltajes por fase (valores pico) en el BUS principal de minera La Perla ante 100% de carga conectada.....	74
Figura 5.11 Diagrama unifilar eléctrico de la subárea de control Camargo en ATP/Draw.....	76
Figura 5.12. Oscilografía de voltajes por fase (valores pico) en subestación HCL.....	77
Figura 5.13. Oscilografía de voltajes por fase (valores pico) en subestación LPL.....	77
Figura 5.14 Oscilografía de voltajes por fase (valores pico) en subestación MES.....	78
Figura 5.15 Oscilografía de voltajes por fase (valores pico) en subestación OAS.....	78
Figura 5.16 Oscilografía de voltajes por fase (valores pico) en subestación OJL.....	79
Figura 5.17 Oscilografía de voltajes por fase (valores pico) en subestación THS.....	79
Figura 5.18 Forma de onda utilizada para la simulación computacional de un transitorio de maniobra 250/2500 μ s.....	81
Figura 5.19 Sobretensiones en el BUS de 13.8 kV, por la inyección de un transitorio de maniobra en el BUS de 230 kV.....	83
Figura 5.20 Sobretensiones en el BUS de 230 kV, por la inyección de un transitorio de maniobra en el BUS de 13.8 kV.....	84
Figura 5.21 Forma de onda utilizada para la simulación computacional de un transitorio de tipo rayo en el BUS de 230 kV.....	84
Figura 5.22 Sobretensiones en el BUS de 13.8 kV, por la inyección de un transitorio de tipo rayo en el BUS de 230 kV sin apartarrayos conectados.....	86
Figura 5.23 Sobretensiones en el BUS de 0.480 kV, por la inyección de un transitorio de tipo rayo en el BUS de 13.8 kV sin apartarrayos conectados	87
Figura 5.24 Sobretensiones en el BUS de 13.8 kV, por la inyección de un transitorio de tipo rayo en el BUS de 13.8 kV con apartarrayos conectados.....	87
Figura 5.25 Forma de onda utilizada para la simulación computacional de un transitorio de maniobra en el BUS de 115 kV.....	88
Figura 5.26 Sobretensiones en el BUS de 13.8 kV, por la inyección de un transitorio de maniobra en el BUS de 115 kV sin apartarrayos conectados.....	90
Figura 5.27 Sobretensiones en el BUS de 115 kV, por la inyección de un transitorio de maniobra en el Bus de 13.8 kV sin apartarrayos conectados.....	91
Figura 5.28 Forma de onda utilizada para la simulación computacional de un transitorio de tipo rayo inyectado en el BUS de 115 kV.....	91

Figura 5.29 Muestra las sobretensiones en el BUS de 13.8 kV, por la inyección de un transitorio tipo rayo en el BUS de 115 kV, para el caso sin apartarrayos conectados.....	93
Figura 5.30. Muestra las sobretensiones en el BUS de 115 kV, por la inyección de un transitorio tipo rayo en el BUS de 13.8 kV, para el caso sin apartarrayos conectados.....	94
Figura 5.31 Forma de onda utilizada para la simulación computacional de un transitorio de maniobra inyectado en BUS de 230 kV en Hércules.....	95
Figura 5.32 Sobretensiones en Hércules, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas sin apartarrayos conectados.....	97
Figura 5.33 Sobretensiones en La Perla, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas sin apartarrayos conectados.....	97
Figura 5.34 Sobretensiones en Trcs Hermanos, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas sin apartarrayos conectados.....	98
Figura 5.35 Sobretensiones en Oasis, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas sin apartarrayos conectados.....	98
Figura 5.36 Sobretensiones en Ojinaga, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas sin apartarrayos conectados.....	99
Figura 5.37 Forma de onda utilizada para la simulación computacional de un transitorio de Tipo rayo inyectado en la Subestación de 230 kV de Hércules.....	99
Figura A.1. Muestra las sobretensiones en Hércules, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas, para el caso sin apartarrayos conectados.....	109
Figura A.2. Muestra las sobretensiones en La Perla, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas, para el caso sin apartarrayos conectados.....	110
Figura A.3. Sobretensiones en Tres Hermanos, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas, para el caso sin apartarrayos conectado.....	110
Figura A.4. Sobretensiones en Oasis, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas, para el caso sin apartarrayos conectado.....	111
Figura A.5. Sobretensiones en Ojinaga, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas, para el caso sin apartarrayos conectado.....	111
Figura B.1.1. Característica V-I de los apartarrayos de ZnO.....	113
Figura B.1.2. Características de Protección para Apartarrayos EXLIM-R ABB.....	115

Figura B.2.1. Factor de falla a tierra.....	119
Figura B.2.2. Energía resistente del apartarrayos por maniobra de interruptores.....	121
Figura B.2.3. Parámetros que intervienen en la operación de maniobra.....	122
Figura B.2.4. Tensión aguante del aislamiento, nivel de protección del apartarrayos.....	124
Figura B.2.5. Distancia de instalación ó de protección del apartarrayos al equipo Protegido.	126

INDICE DE TABLAS

Tabla 4.1 Representación de transformadores con transferencia de sobretensiones.....	66
Tabla 5.1 Transformadores utilizados en todo el sistema (área de análisis).....	80
Tabla 5.2 Capacidades, niveles de tensión de operación y capacitancias de los devanados de lado Alta-Tierra, lado Baja-Tierra e interdevanados, de Transformadores.....	80
Tabla 5.3 Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la categoría I, Especificación CFE L0000-06.....	82
Tabla 5.4 Índices de tensión obtenidos de la simulación para el caso sin apartarrayos conectados.....	82
Tabla 5.5 Índices de tensión obtenidos de la simulación para el caso sin apartarrayos conectados.....	83
Tabla 5.6 Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la categoría I, Especificación CFE L0000-06.....	85
Tabla 5.7 Índices de tensión obtenidos de la simulación para el caso sin apartarrayos conectados.....	85
Tabla 5.8 Índices de tensión presentados en la simulación para el caso con apartarrayos conectados.....	86
Tabla 5.9 Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la categoría I, Especificación CFE L0000-06.....	89
Tabla 5.10 Índices de tensión obtenidos de la simulación para el caso sin apartarrayos conectados.....	89
Tabla 5.11 Índices de tensión presentados en la simulación para el caso con apartarrayos conectados.....	90
Tabla 5.12 Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la categoría I, Especificación	

CFE L0000-06.....	92
Tabla 5.13 Índices de tensión obtenidos de la simulación para el caso sin apartarrayos conectados.....	92
Tabla 5.14 Índices de tensión presentados en la simulación para el caso con apartarrayos conectados.....	93
Tabla 5.15 Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la categoría I, Especificación CFE L0000-06.....	95
Tabla 5.16 Índices de tensión presentados en la simulación para el caso sin apartarrayos conectados.....	96
Tabla 5.17 Índices de tensión presentados en la simulación para el caso con apartarrayos conectados.....	96
Tabla 5.18 Índices de tensión presentados en la simulación para el caso sin apartarrayos conectados.....	100
Tabla 5.19 Índices de tensión presentados en la simulación para el caso con apartarrayos conectados.....	100
Tabla 5.20 Muestra los porcentajes de caída de tensión en Hércules y La Perla.....	101
Tabla 5.21 Voltajes cresta por fase, obtenidos en cada una de las Subestaciones del Subsistema CFE (área de análisis).....	101
Tabla 5.22 Muestra las tolerancias de voltajes para transmisión y distribución de energía en diferentes países.....	102
Tabla 5.23 Sobretensiones pico, obtenidas de la simulación del Subsistema de CFE, influencia del equivalente de capacitancias parasitas.....	103
Tabla B.1. Impulsos de corrientes estandarizados por IEC 6009-4.....	114
Tabla B.2. Impulsos de voltajes estandarizados por IEEE C62.41.1991.....	115
Tabla B.3. Valores típicos de tensión de sistemas eléctricos de potencia.....	122
Tabla B.4. Capacidad energética para una serie de apartarrayos (marca tranquell GE).....	124
Tabla B.5. Valores de protección recomendados según la norma ANSI C62.22.....	126

CAPITULO I

1. INTRODUCCIÓN.

Debido a la importancia que tiene el transportar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo con alta calidad, se hace necesario hacer un análisis sobre los fenómenos naturales a los que está expuesto el sistema. Algunos de los factores importantes que afectan a las líneas de transporte de energía eléctrica son las descargas atmosféricas así como también las sobretensiones generadas por maniobras llevadas a cabo por la operación del sistema de potencia, éstas originan grandes pérdidas en los equipos que la forman, así como a los usuarios.

Cuando estos eventos ocurren, van acompañados de corrientes que generan ondas, conocidas como ondas viajeras las cuales viajan en ambos sentidos desde el punto de impacto atmosférico o maniobra de operación. Al circular estas corrientes por los diferentes valores de impedancia se generan voltajes. Estos voltajes son perjudiciales tanto para el aislamiento de la línea como para los equipos que se encuentran interconectados a ésta y lo que es peor a la integridad física de las personas.

Para poder hacer llegar la energía eléctrica a todos los consumidores, tienen que ocurrir una serie de procesos, los cuales a lo largo del tiempo y con la ayuda de la tecnología han sufrido modificaciones con el fin de hacerlos más eficientes y confiables. Estos procesos se representan esquemáticamente en la Figura 1.1.

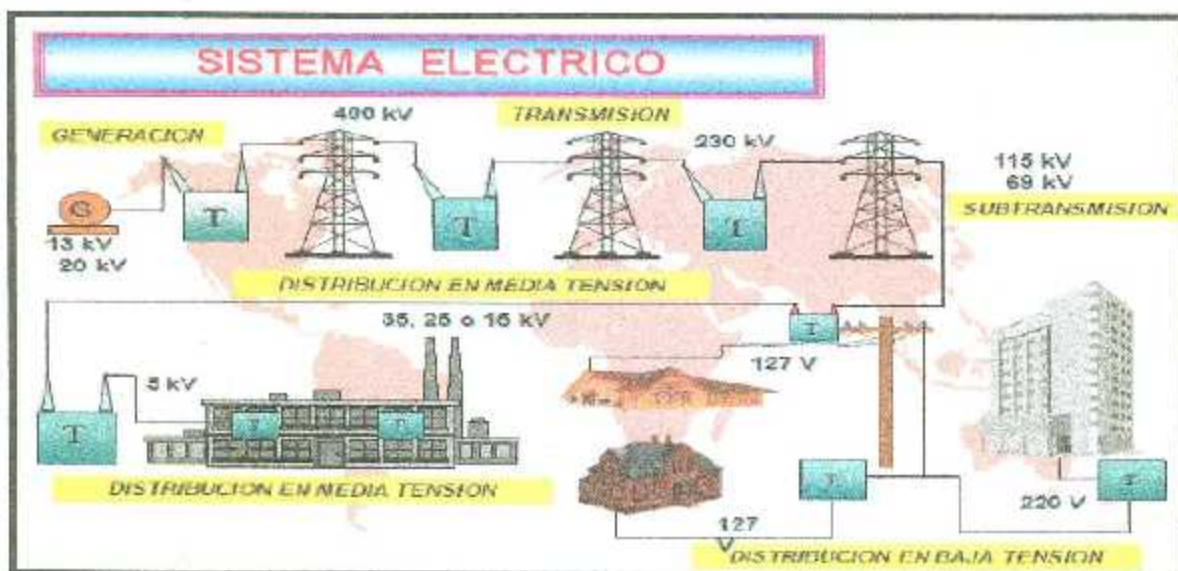


Figura 1.1. Diagrama esquemático general del sistema eléctrico de potencia.

Este proceso inicia con la generación de la energía eléctrica (Plantas generadoras). En México la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la empresa del gobierno mexicano que genera, transmite, distribuye y comercializa la energía eléctrica. Comúnmente la generación se realiza a un nivel de tensión de 13 ó 20 kV.

En cuanto se produce la electricidad en las plantas generadoras, las líneas de transmisión las cuales se pueden describir como una enorme red de cables tendidos e interconectados a lo largo y ancho del país, se encargan de hacer llegar la energía eléctrica a todos los lugares de consumo: hogares, fábricas, talleres, comercios, oficinas, etc. La línea de transmisión es el elemento más común de los que conforman las redes eléctricas. La transmisión de dicha energía puede realizarse ya sea por corriente alterna (c.a.) o directa (c.d.) y puede ser de transmisión aérea o subterránea.

Dependiendo del nivel de tensión al cual se realiza la transmisión de energía eléctrica, se tiene clasificadas a las redes en tres categorías: transmisión, subtransmisión y distribución. En México y otros países, los niveles de tensión desde 230 kV o mayores son considerados como de transmisión. Cuando se opera con tensiones de 66 hasta 115 kV se dice que la red es de subtransmisión. Por último, niveles de tensión iguales o menores a 34.5 kV están relacionados con redes de distribución.



Figura 1.2. Líneas de transmisión de 230 kV.

A veces, los vientos, las lluvias, los rayos y el vandalismo son algunos de los factores que afectan las líneas de transmisión y subtransmisión aéreas, las cuales deben ser revisadas y reparadas por los técnicos, ya sea en las ciudades o en el campo.

La presente tesis tiene como objetivo analizar el comportamiento de una parte de la red eléctrica de la Subárea de Control Camargo, ésta cuenta con líneas de transmisión y subtransmisión de 230 y 115 kV.

Los datos que se manejan son reales, ya que primero se hizo un colección de la información de las líneas involucradas y de las cargas de las mineras Hércules y La Perla, ya que estas últimas tienen reportes de daños en algunos de sus equipos y paros en sus procesos debido a diferentes eventos que se presentan en la red eléctrica.

Las simulaciones fueron hechas en el programa de simulación ATP a partir de los modelos originales de cada una de las mineras (diagramas unifilares), se recabó la información de datos de placa de transformadores, carga inductiva, motores síncronos, etc., por lo que se modelaron de manera local las mineras. También se simuló la red eléctrica CFE adicionando las Mineras (modelos locales), el análisis va acompañado de las gráficas obtenidas de las simulaciones así como de las sugerencias para mejorar el funcionamiento y/o operación de las líneas y la operación en las mineras.

1.1. Planteamiento del Problema.

Se han presentado sobretensiones y fallas en algunas líneas de transmisión y de subtransmisión que han provocado daños en equipos y paros en los procesos de minera Hércules y minera La Perla, además se han dañado apartarrayos de líneas, como también de uno de los motores síncronos (Molino Primario) de minera La Perla. Esta red involucrada pertenece al Área de Transmisión Norte y a la División de Distribución Norte, ubicada geográficamente en la parte sureste del estado de Chihuahua y en los límites con el estado de Coahuila México.

Desde 1983 se suministra energía eléctrica a Minera Hércules(HCI), con un alimentador o línea de 174 Km de longitud, conectada a la subestación Francisco villa(FVL) como la fuente de alimentación. Por otra parte, cerca de la trayectoria de este alimentador HCL-FVL, a partir del año 2000, usuarios agrícolas contratan energía eléctrica para sus pozos. El crecimiento en el consumo de estos campos agrícolas es tal que se requiere construir y meter en servicio una subestación de 230 a 115 kV de 100 MVA de nombre Mestefías (MES). Para lo cual en el

kilómetro 100 se corta la línea de HCL-FVL, del punto de partición de la línea a la subestación MES, se construyó una línea de 25 Km en doble circuito, quedando ahora dos líneas de 230 KV, una de HCL-MES y otra MES-FVL y por lo tanto, más alejado eléctricamente la carga de minera Hércules de la Fuente de alimentación que es FVL. Por otra parte, la carga de los campos agrícolas quedan alimentados por dos líneas de 115 kV de 61 Km a la subestación MES, estos nuevos cambios en la red eléctrica entran en servicio en octubre del 2009. A partir de esta fecha se tienen reportes, de minera Hércules y de los campos agrícolas, de variaciones en la tensión y daños en sus equipos, que de acuerdo a las bitácoras y reportes de fallas ha estado relacionado con:

- Fallas, principalmente de Fase a Tierra.
- Cambios de carga repentinos, tales como rechazos de carga.
- Largas líneas energizadas (Efecto Ferranti).
- Carga industrial con motores síncronos (Minera Hércules).

1.2. Objetivos.

1.2.1. Objetivo general.

- Modelar la carga instalada de cada una de las mineras; Minera Hércules y Minera La Perla (como modelos locales), incluyendo sus motores de inducción y motores síncronos para ver su impacto ante diferentes eventos como: Falla en la línea o ante apertura-recierre de interruptor que alimenta la línea, así como sobretensiones internas y externas.
- Modelar la red involucrada incluyendo los modelos locales de cada una de las mineras para ver su impacto ante diferentes eventos como los mencionados anteriormente.
- Realizar un análisis completo para cada caso y proponer alternativas de solución.

1.2.2. Objetivos Específicos.

- Analizar los esfuerzos a los que está sometida la red eléctrica, debido a transitorios electromagnéticos ocasionados por sobretensiones de tipo interno y externo como por sobretensiones temporales.

- Mayor conocimiento en la aplicación en la selección de apartarrayos.
- Simular la red eléctrica en régimen de estado transitorio en el programa ATP/EMTP.

1.3. Metas y Alcances.

- Revisar las características de operación de los apartarrayos instalados en esa parte de la red y los instalados en los motores síncronos que se han dañado, para ver si son los adecuados.
- Recabar la mayor información posible y adecuar a la realidad el modelo matemático en ATP/EMTP.
- Por medio de las simulaciones en ATP, comprender los fenómenos electromagnéticos.
- Dar sustento científico al problema.

1.4. Antecedentes de la red eléctrica en la región de Camargo Chihuahua.

En los últimos años, en esta región se ha manifestado un incremento significativo en la demanda de consumo de energía eléctrica. El aumento obedece a las necesidades impuestas por los campos menonitas, por lo que el consumo de energía es muy alto cuando la temporada del ciclo agrícola inicia en el mes de marzo.

La puesta en servicio de la subestación MES tiene origen en el mes de octubre del 2008. Dicha la temporada del ciclo agrícola de los campos menonitas es baja, sus demandas de consumo son mínimas hasta el mes de marzo de la siguiente temporada agrícola. Irán incrementando la demanda de consumo por la misma naturaleza del ciclo agrícola. Las interrupciones momentáneas y las variaciones en la tensión, por maniobras, ocurren al insertar y desconectar capacitores, se produce falla en alimentadores en específico en la subestación OAS y THS. Estas afectaciones por abatimiento de voltaje y sobretensiones, se manifiestan en consecuencias graves en el proceso de minera HCL (ensolvamiento de tuberías, posiblemente de tanques espesadores y de almacenamiento agitados pudiendo ocasionar paros por varios turnos).

CAPITULO II

2. PRINCIPIOS FISICOS Y MATEMATICOS DE LOS TRANSITORIOS ELECTROMAGNETICOS.

2.1. Definición de transitorio electromagnético:

Un transitorio electromagnético es la manifestación evidente de un cambio súbito en las condiciones de un circuito, como cuando se abre o se cierra un interruptor o bajo la influencia de una descarga atmosférica. El periodo de un transitorio electromagnético es comúnmente muy corto y este tiempo es insignificante comparado con el tiempo de operación en estado estacionario del sistema. Aún así, estos periodos transitorios son fundamentalmente muy importantes, porque es en tales tiempos cuando los componentes del circuito están sujetos a los más grandes esfuerzos por corrientes o tensiones excesivas, donde en casos extremos podrían resultar daños. Por esta razón, una clara apreciación de los eventos que ocurren durante los periodos transitorios es esencial para un entendimiento pleno del comportamiento de los circuitos eléctricos.

2.2. Parámetros de circuitos eléctricos.

En el análisis de cualquier circuito eléctrico se muestra que está formado por tres tipos de parámetros; *Resistencia R*, *Inductancia L*, y *Capacitancia C*.

Todos los componentes dentro de un sistema de potencia, un circuito industrial o en otras partes, poseen cada uno de estos atributos en mayor o menor grado; bajo condiciones de estado estacionario uno de ellos predominará frecuentemente por ejemplo: La inductancia en un reactor. En estado transitorio, las condiciones pueden ser muy diferentes (en cierta ocasión, la capacitancia distribuida del devanado del reactor será momentáneamente su característica más importante).

La resistencia, inductancia y capacitancia de un circuito son cantidades distribuidas, pero se encuentra frecuentemente que pueden ser tratadas como constantes "concentradas", en ramas particulares, sin afectar seriamente la exactitud de los cálculos (en circunstancias donde esta técnica no es adecuada, se usa un enfoque diferente).

Los parámetros L y C se caracterizan por su habilidad para almacenar energía, L en el campo magnético y C en el campo eléctrico del circuito. Estas energías almacenadas son funciones de la corriente I y la tensión U instantánea y son, respectivamente;

$$W_L = \frac{1}{2} LI^2 \quad y \quad W_C = \frac{1}{2} CU^2 \quad (2.1).$$

En contraste, el parámetro R es un disipador de energía, siendo la razón de disipación I^2R en cualquier instante. Bajo condiciones de estado estacionario la energía almacenada en las inductancias y en las capacitancias de un circuito de *C.D.* son constantes.

Cuando ocurre cualquier cambio súbito en un circuito, generalmente hay una redistribución de energía para encontrar las condiciones y de alguna manera, esto es lo que se estudia cuando se analiza la naturaleza de los transitorios. Es muy importante comprender que esta redistribución de energía no puede tomar su lugar instantáneamente, por las siguientes dos razones:

1. Para poder cambiar la energía magnética se requiere un cambio abrupto de corriente, por lo que un cambio de corriente instantáneo requeriría una tensión infinita (los encadenamientos de flujo magnético de un circuito no pueden cambiar súbitamente).
2. Para cambiar la energía eléctrica se requiere un cambio de tensión y para un cambio instantáneo de tensión debe fluir una corriente infinita (lo cual es irreal).

La redistribución de energía que sigue a un cambio en un circuito toma un tiempo finito y el proceso durante este intervalo, como en cualquier otro tiempo, está regido por el principio de conservación de energía; esto es, la razón de suministro de energía, es igual a la razón de almacenamiento de energía más la razón de disipación de energía.

Estos tres hechos simples (la corriente a través de un inductor no puede cambiar súbitamente, la tensión en un capacitor no puede cambiar súbitamente, la conservación de la energía debe preservarse en todos los tiempos) son fundamentales para el entendimiento de los transitorios electromagnéticos.

En una línea de transmisión, el flujo de corriente, tensión, potencia y energía desde la fuente a la carga localizada a una distancia (x), se propagan como ondas electromagnéticas con una velocidad finita. A su vez estas ondas toman un tiempo corto para que lleguen a la carga.

Las sobretensiones de origen externo, representan el peligro más grande para el aislamiento del equipo y de las redes eléctricas por los grandes valores que alcanzan durante un tiempo muy corto y se desplazan en forma de ondas viajeras con una velocidad cercana a la de la luz.

El elemento con parámetros distribuidos más común en el sistema eléctrico de potencia, lo constituyen las líneas de transmisión, aunque para algunos casos de transitorios, también los transformadores y reactores, se pueden considerar de este tipo debido a que en sus devanados se encuentran inductancia y capacitancia incrementales.

2.3. Fenómenos transitorios en sistemas eléctricos de potencia.

Las sobretensiones que aparecen en un sistema eléctrico de potencia, se pueden dividir en dos grupos:

2.3.1. Sobretensiones de origen externo:

Estas son de origen atmosférico y comúnmente toman la forma de un impulso unidireccional, la amplitud máxima que se puede presentar no tiene ninguna relación con la tensión de operación del sistema. Estas sobretensiones se pueden deber a las siguientes causas:

- a) Descargas directas del rayo.
- b) Tensiones inducidas causadas por una descarga a tierra en un lugar cercano a la línea.
- c) Tensiones inducidas debidas a variaciones atmosféricas a lo largo de las líneas de transmisión.
- d) Sobretensiones electrostáticas inducidas, causadas por nubes cargadas.
- e) Sobretensiones electrostáticas inducidas, causadas por el efecto de la fricción de pequeñas partículas, como el polvo de la atmosfera.

2.3.2. Sobretensiones de origen interno:

Estas se pueden dividir en dos clases:

a) **Sobretensiones internas de alta frecuencia.**

Estas sobretensiones se deben a fenómenos transitorios que aparecen cuando el estado de un interruptor cambia por operaciones de maniobra (*switches*), o por una condición de falla. La tensión resultante que toma la forma de una senoide amortiguada, tiene una frecuencia del orden de 20 KHz y está gobernada por la Inductancia y Capacitancia inherentes al circuito.

b) **Sobretensiones de baja frecuencia:**

Estas ocurren a la frecuencia nominal del sistema e incluyen la tensión en estado permanente, que puede resultar con pequeñas variaciones por la desconexión de una carga, particularmente se presentan en el caso de las líneas de transmisión largas.

2.4. Elementos de protección contra sobre-voltajes transitorios.

2.4.1. El Apartarrayos.

El empleo de apartarrayos para la protección de sobretensiones es sin duda el método que más se ha desarrollado a la fecha, tuvo su inicio en los Estados Unidos de Norteamérica en los años 80's. Se patentó el primer apartarrayos para la protección de transformadores a una tensión de 1200 Volts, publicándose la primera norma que contenía las principales características de estos dispositivos de protección. En 1912 se introdujo el primer apartarrayos de cámara de compresión en el que se conectó una resistencia en serie con varios discos de bronce separados por rondanas de porcelana que permitían limitar la corriente de frecuencia normal 50 ó 60 Hz que sucedía a las corrientes transitorias. Durante una descarga los gases generados por el arco se comprimían, ayudando de esta manera a extinguirlo.

En la década de los años 30 apareció en el mercado el primer apartarrayos tipo expulsión, la mayoría de estos dispositivos fallaban con corrientes de cortocircuito de 5000 amperes después de algunas operaciones.

En 1953 se hizo presente el primer apartarrayos que operaba con principio magnético. Éste permitió elementos de menor resistencia y por ende menor peso. Su principal característica es su resistencia no lineal. Se fabricó con una mezcla de silicio y arcilla calentada y compactada a más de 1200 °C de temperatura.

En 1971 la compañía General Electric lanzó al mercado un nuevo tipo de apartarrayos con mejores características eléctricas que lo hacían más adecuado como elemento de protección. Fundamentalmente, constó de un elemento resistivo no lineal similar al anterior y un conjunto de entrehierros diseñados de tal manera que la tensión de chispeo del apartarrayos es menor que en los otros tipos mencionados y la corriente de 60 ciclos se extingue por acción magnética.

Finalmente, una industria japonesa desarrolló los primeros apartarrayos sin entrehierros, conocidos como apartarrayos de Óxido de Zinc y cuyas características lo acercan a una válvula eléctrica no lineal ideal, que es la principal característica eléctrica.

El apartarrayos (Lightning arresters or surge diverters) es un elemento esencial que debe ser incluido en todo Sistema Eléctrico de Potencia, para protegerlo contra impulsos de voltaje y/o corriente, provocados por descargas de rayo directas, indirectas o por maniobras de interruptores. El apartarrayos es un interruptor que cierra momentáneamente (*cerca de 10 μ s*) [21]; en presencia de un sobre-voltaje, éste es conectado de línea a tierra, desviando en forma segura el sobre-voltaje lejos del equipo. Este dispositivo puede proteger un amplio rango de equipos, desde un transformador de distribución hasta una línea larga de transmisión de ultra alto voltaje, lo que hace que se convierta en la primera línea de defensa del sistema. El apartarrayos desempeña dos funciones:

1. Tiene que actuar como aislador (*alta impedancia*) en condiciones normales del sistema.
2. Como un conductor de (*baja impedancia*), bajo la aparición de una sobretensión.

Un apartarrayos limita la magnitud del voltaje a los aparatos que protege, conduciendo la corriente a través del mismo. Esta corriente a su vez, origina una caída de tensión debido a la impedancia característica de esta fuente, limitando así el voltaje en el equipo. Si E_S es el voltaje transitorio, V_a el voltaje que se tendrá en el apartarrayos y Z_c la impedancia característica (*transitoria*), se puede calcular la corriente a través del apartarrayos como:

$$I = \frac{E_S - V_a}{Z} \quad (2.2).$$

Donde la tensión V_a se conoce como el nivel de protección del apartarrayos, mientras que la corriente I es la corriente de descarga. La tensión transitoria E_s es la tensión que estará presente en el sistema cuando el apartarrayos no esté conectado al circuito (*sistema*).

Normalmente el dispositivo a proteger contra sobretensiones transitorias es el transformador de potencia. Las razones resultan obvias dado que es de los elementos más caros en lo que se refiere a los elementos de los sistemas de potencia.

El nivel de protección de un apartarrayos se compara con el nivel de aguante del aislamiento del equipo a proteger, permitiendo un factor de seguridad conocido como la razón de protección (*protective ratio*). Los niveles de aguante para transformadores sumergidos en aceite típicos, dependen de la tensión transitoria cresta y de la duración. Lo anterior se puede analizar en la figura 2.1. La razón de protección es una medida de la diferencia entre el nivel de aguante del aislamiento y los niveles de protección del apartarrayos [24].

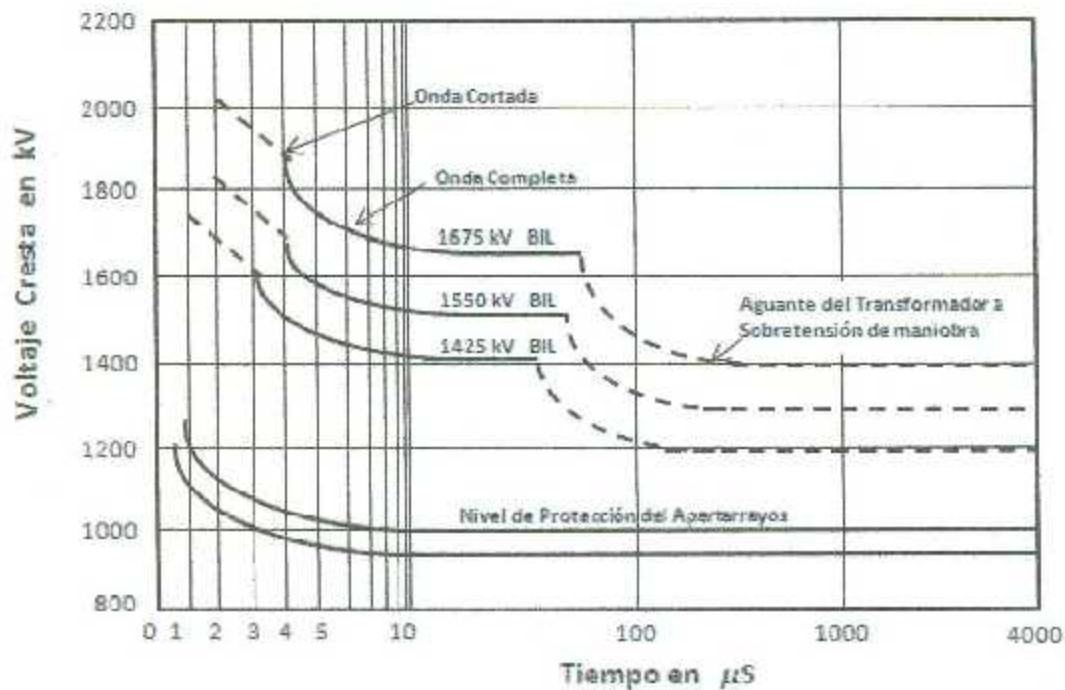


Figura 2.1. Nivel de aguante del aislamiento de un transformador y nivel de protección de un apartarrayos.

Para cumplir con lo anterior, el apartarrayos se construye de elementos con una característica no lineal que es la parte modular de estos dispositivos. Estos elementos conforman una resistencia no-lineal que puede tener un número determinado de pares de electrodos en serie. Este modelo de electrodos en serie proviene de un diseño viejo pero con un amplio campo de utilización actual, en tanto que un apartarrayos sin electrodos de arqueo es un modelo relativamente nuevo, donde el arco es extinguido, en forma más rápida debido a la interacción de un campo magnético permanente.

Existen dos grupos de apartarrayos, uno con electrodos de arqueo y resistencias serie, (conocido como carburo de silicio) y el otro sin electrodos, con discos de óxidos metálicos que son la resistencia no lineal del apartarrayos (Óxido de Zinc). Este tipo de apartarrayos generalmente no requiere de electrodos en serie para aislar sus elementos de los voltajes en estado estable dado que el material, normalmente óxido de zinc (ZnO), es mucho más no lineal que el carburo de silicio. Ver en la figura 2.2

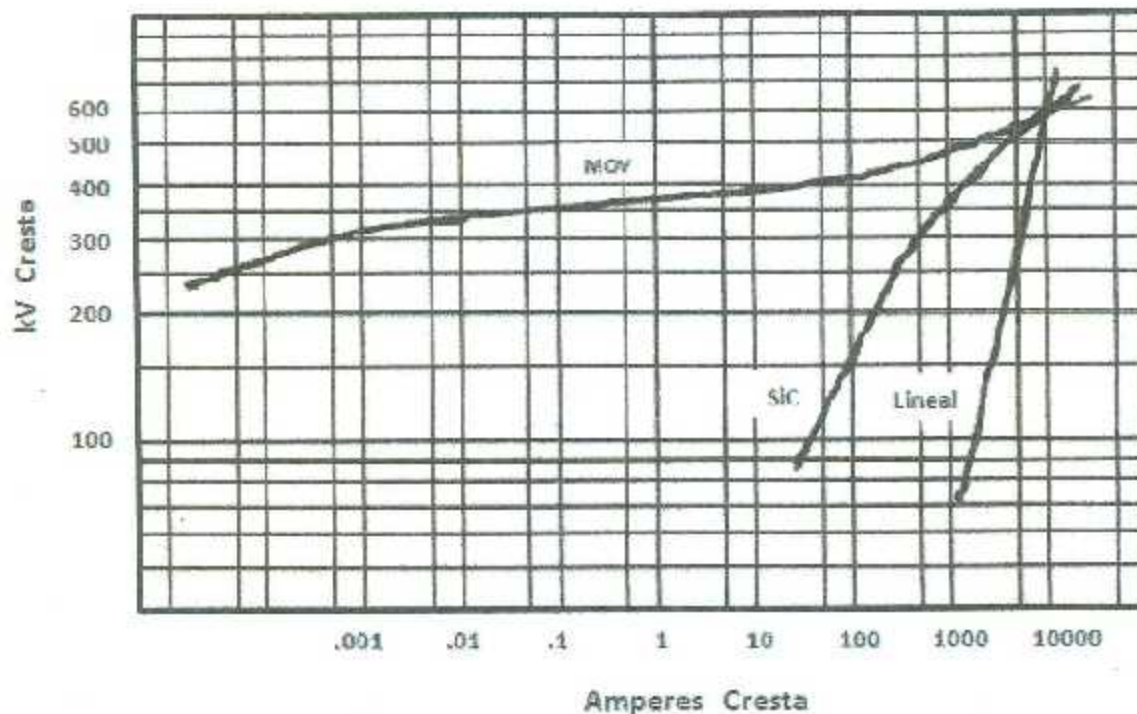


Figura 2.2. Característica de Voltaje-Corriente de elementos valvulares de óxido de zinc y carburo de silicio (ver no linealidad), comparada con una resistencia lineal.

2.5. Principio de operación de los Apartarrayos.

2.5.1. Principio de operación general.

En líneas de transmisión con apartarrayos de línea, la corriente del rayo fluye a través de los apartarrayos debido al incremento de la tensión entre las terminales del apartarrayos causado por la caída del rayo a la torre, a los hilos de guarda o a las fases.

Los apartarrayos contienen elementos de óxido de zinc, los cuales tienen excelentes características V-I no lineales. Cuando la tensión aplicada es baja, sólo una corriente muy pequeña fluye a través del elemento debido a su alta resistencia. Con un incremento de tensión aplicada, los elementos del apartarrayos conducen una gran corriente debido a su resistencia reducida. Como resultado, la tensión a través del apartarrayos no llega al nivel de rompimiento y no ocurre flameo.

El elemento esencial de los apartarrayos de impulso es la alta no linealidad de la tensión ya que depende del resistor llamado varistor. Los elementos varistores están conectados juntos en serie así que ellos tienen una alta impedancia a la tensión nominal del sistema, pero para sobretensiones la impedancia es mucho menor.

En el pasado los elementos del varistor fueron hechos de SiC. Los elementos de ZnO, llamados varistores de óxidos metálicos (MOV), muestran una mayor no linealidad que los elementos de SiC y han reemplazado considerablemente a los elementos de SiC en apartarrayos más modernos.

Los principales límites de la aplicación del apartarrayos son:

- La operación de la tensión máxima continua del sistema al cual está conectado.
- Las sobretensiones máximas temporales del sistema al cual está conectado.
- El nivel de protección que tiene el apartarrayos para proporcionar al equipo.
- La amplitud de la corriente de descarga y la energía absorbida en el apartarrayos.
- La estabilidad térmica del apartarrayos.

CAPITULO III

3. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN DE CAMPO.

3.1. Colección de información de campo.

Durante el inicio de la elaboración de esta tesis, se realizaron 2 reuniones via videoconferencia con el personal de CFE de la Subárea de control Camargo Chihuahua, con encargados de la operación de las instalaciones de transmisión y subtransmisión instaladas en la ciudad de Camargo, Chih. Durante estas reuniones se discutieron las problemáticas que se han presentado en estas instalaciones, las soluciones que se les ha dado, algunas hipótesis de estas problemáticas planteadas por parte del personal de CFE y se realizó una búsqueda y recolección de toda la información disponible con la que cuentan en CFE.

De los problemas que se tienen en esta parte de la red eléctrica, destacan las variaciones de tensión en las líneas L-93510 y L-73441 que suministran energía a dos consumidores importantes como son los dos complejos mineros llamados "Hércules" y "La Perla" respectivamente y que han estado reportando paros en sus procesos y equipos, como también daños en Motores y Apartarrayos, ver *Figura 3.1 Apartarrayos de 15 kV rms*, dañado, ocasionados por estas variaciones en la tensión. Se realizó una visita a las instalaciones de cada una de estas compañías mineras, para abordar el tema y solicitarles información; recorrimos las instalaciones junto con el personal del departamento de mantenimiento industrial de éstas, pudiendo ver sus equipos físicamente.

Estos consumidores son normalmente alimentados de la subestación eléctrica denominada "Mestefías" y ésta a su vez, alimentada ordinariamente por la subestación denominada "Fco. Villa".



Figura 3.1. a) Motor síncrono "Molino Primario" de LPL, b) Apartarrayos de 15 kV tipo estación.

Como también se realizaron diferentes simulaciones computacionales, se recolectó la información disponible y necesaria con el personal encargado de estas instalaciones (CFE). La información recolectada más importante fue:

- El diagrama unifilar de toda la red troncal del sistema eléctrico nacional de México.
- El diagrama unifilar del sistema eléctrico correspondiente a la subárea de control norte de la CFE y sus parámetros.
- El diagrama unifilar del sistema eléctrico de minera HCI.
- El diagrama unifilar del sistema eléctrico de minera LPL.
- Datos de cargas (motores síncronos y motores de inducción).

3.2. Diagrama unifilar (red troncal del sistema eléctrico nacional).

El diagrama unifilar de toda la red troncal del sistema eléctrico nacional de México, se puede observar en la figura 3.2. En una elipse roja se marca la región geográfica de interés, con el fin de mostrar geográfica y eléctricamente en una forma general. Para cumplir con todos los objetivos del sistema eléctrico la CFE debe cumplir con lo siguiente: Continuidad, Calidad,

Seguridad y Economía. La red eléctrica nacional esta estratégicamente está dividida en 8 áreas de control. A su vez cada Área de Control Norte contiene a varias subáreas ver figura 3.3; su ámbito geográfico comprende los estados de Chihuahua, Durango y una parte del Estado de Coahuila, su sede está en la Ciudad de Gómez Palacio, Durango. Las subáreas de Control son: Durango, Laguna, Camargo, Chihuahua y Juárez. El sistema eléctrico del Área Norte es un sistema muy completo, puesto que tiene líneas de 400 kV, 230 kV y 115 kV, centrales generadoras y equipos de transformación; la ubicación de las subestaciones de interés pertenecen a la subárea de Control Camargo, y se marcan en una elipse roja.

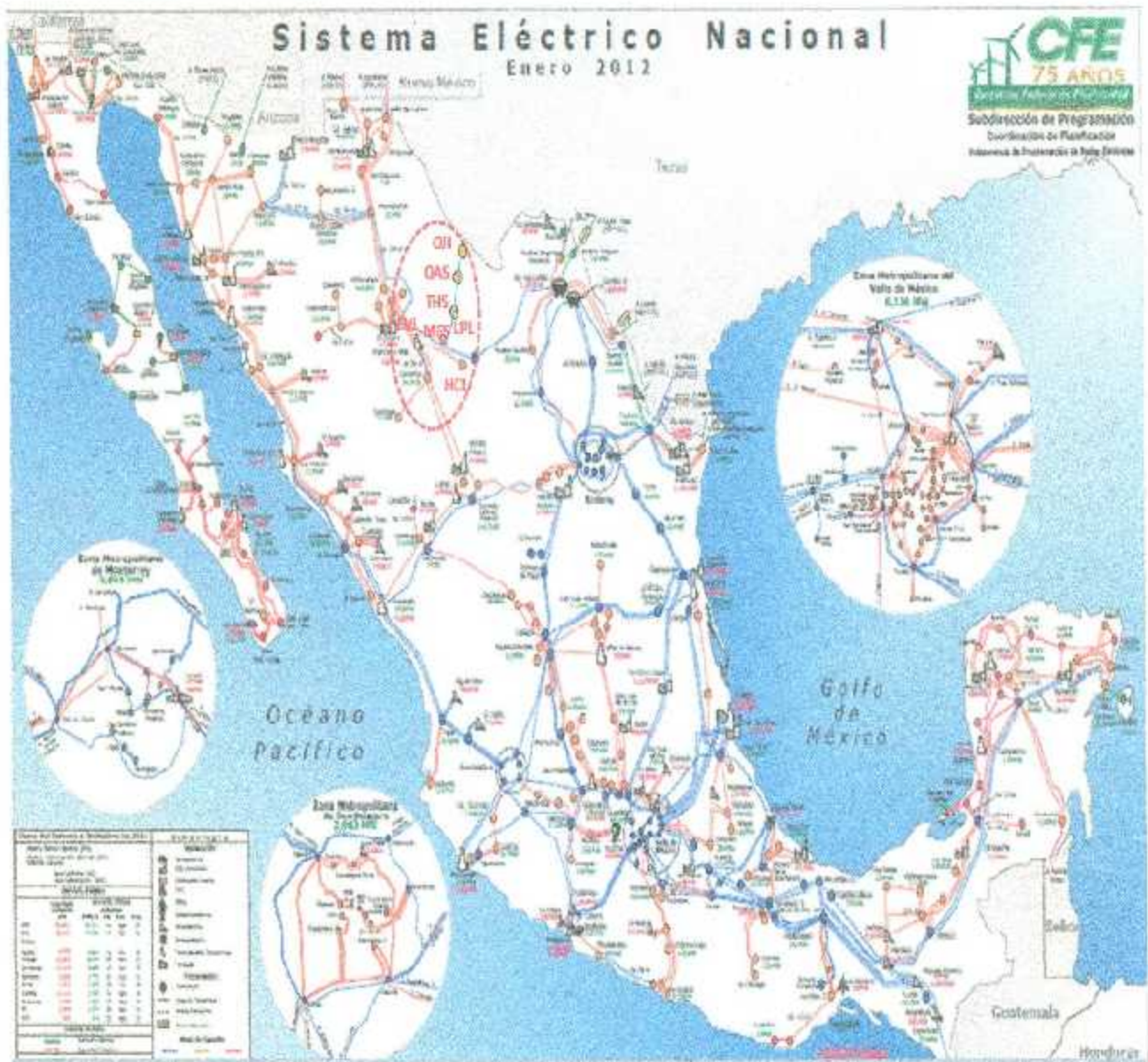


Figura 3.2. Red troncal del sistema eléctrico nacional.

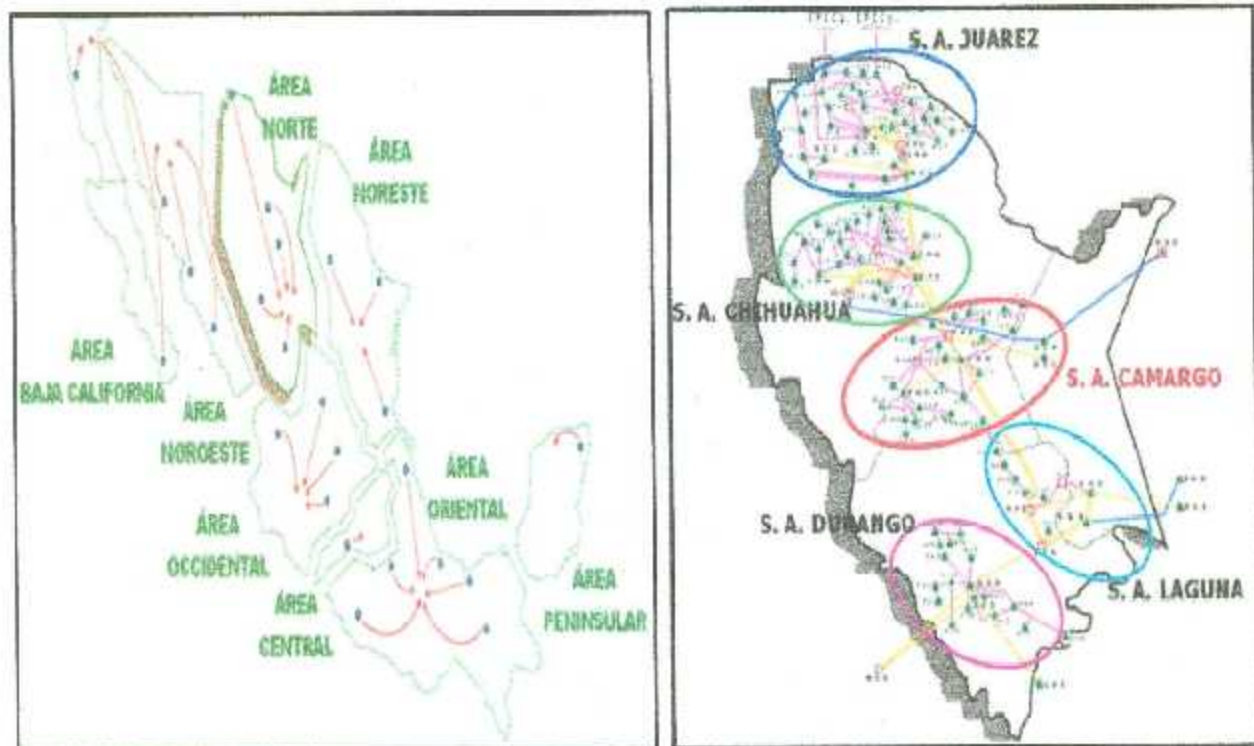


Figura 3.3. a) Áreas de control en México, b) Área de control norte y sus subáreas.

3.3. Diagrama unifilar de la Subárea de Control Camargo Chihuahua.

El diagrama unifilar de todo el sistema eléctrico que conforma la subárea de Control Camargo de la CFE; se puede observar en la Figura 3.4. El sistema eléctrico de la subárea Camargo es un sistema que tiene líneas de 230 kV y 115 kV, que son las que se observan en la figura 3.4, donde se puede apreciar que una de las subestaciones más grandes y robusta es la subestación eléctrica de Francisco Villa.

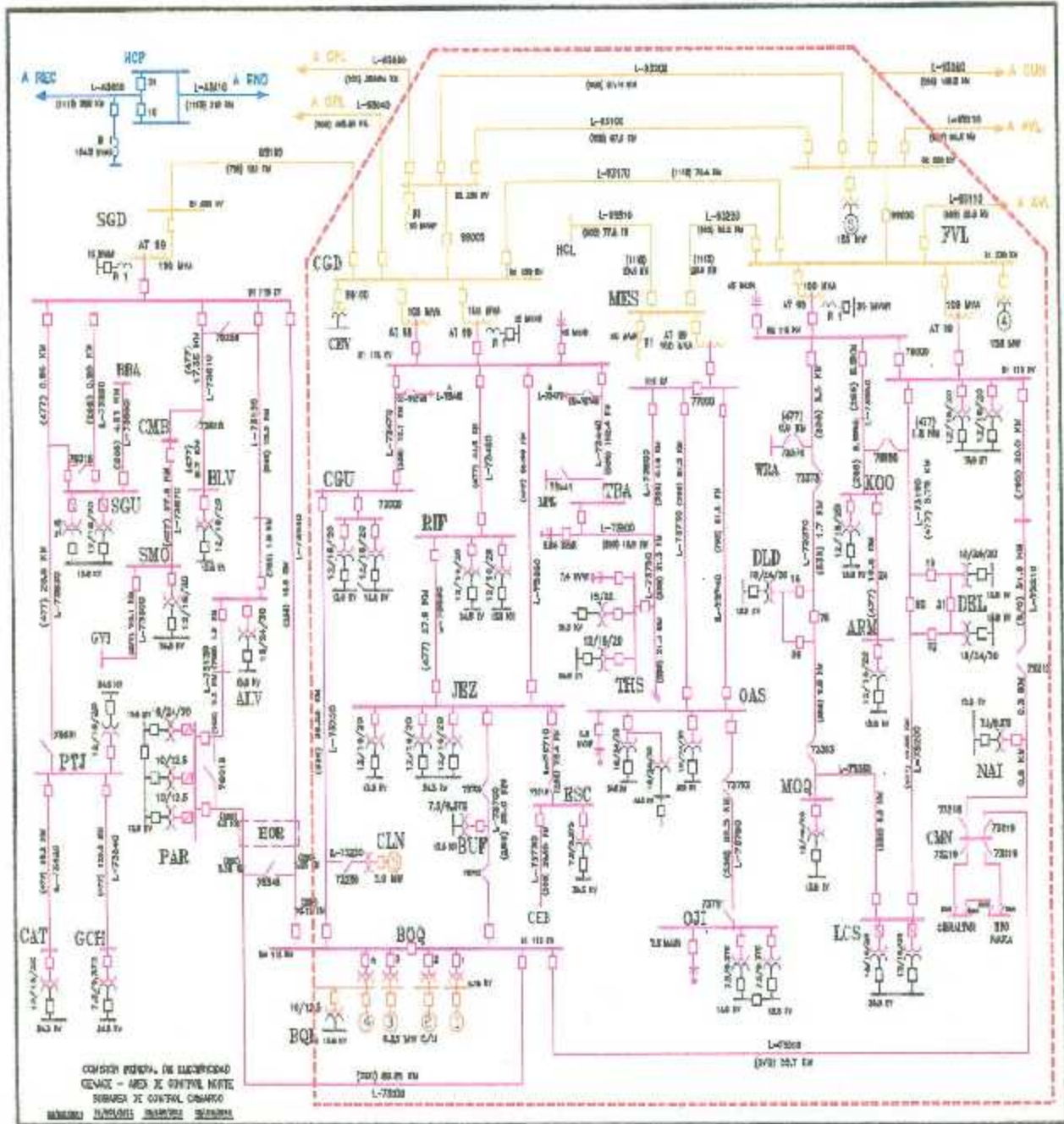


Figura 3.4. Sistema eléctrico de potencia de la Subárea de Control Camargo de la CFE (área de análisis).

3.4. Diagrama unifilar eléctrico de minera Hércules.

En la visita realizada a la minera Hércules, durante el recorrido pudimos ver físicamente la subestación principal y cada uno de los equipos eléctricos, como también el diagrama unifilar eléctrico de todo el complejo minero. Esta información es muy importante para el modelado de la minera (de forma local), para el propósito de simular computacionalmente en ATP/EMTP este complejo.

El diagrama unifilar eléctrico nos fue proporcionado por el departamento de mantenimiento industrial, en este se puede observar toda la carga, como: motores síncronos de (6500, 5000, 3500, 3250, 2500 Hp), así como todos los motores de inducción de (300, 400, 500, 600, 700, 800, 1250 HP). Como podemos ver, en suma, todos estos motores son una carga considerable conectada al Subsistema de CFE.

Cabe mencionar que este diagrama nos fue entregado, en forma de un plano impreso realizado en el programa Autocad y al revisarlo se encontraron algunos errores como capacitores dados de alta con capacidades erróneas, omisión de resistencias de puesta a tierra de algunos transformadores, etc., por lo que se tuvo que corregir rearmando el diagrama eléctrico completamente con el mismo programa y así tenerlo adecuado para poder modelarlo en ATP/Draw.

En la figura 3.5. Se muestra el diagrama eléctrico completo de la minera Hércules en Autocad.

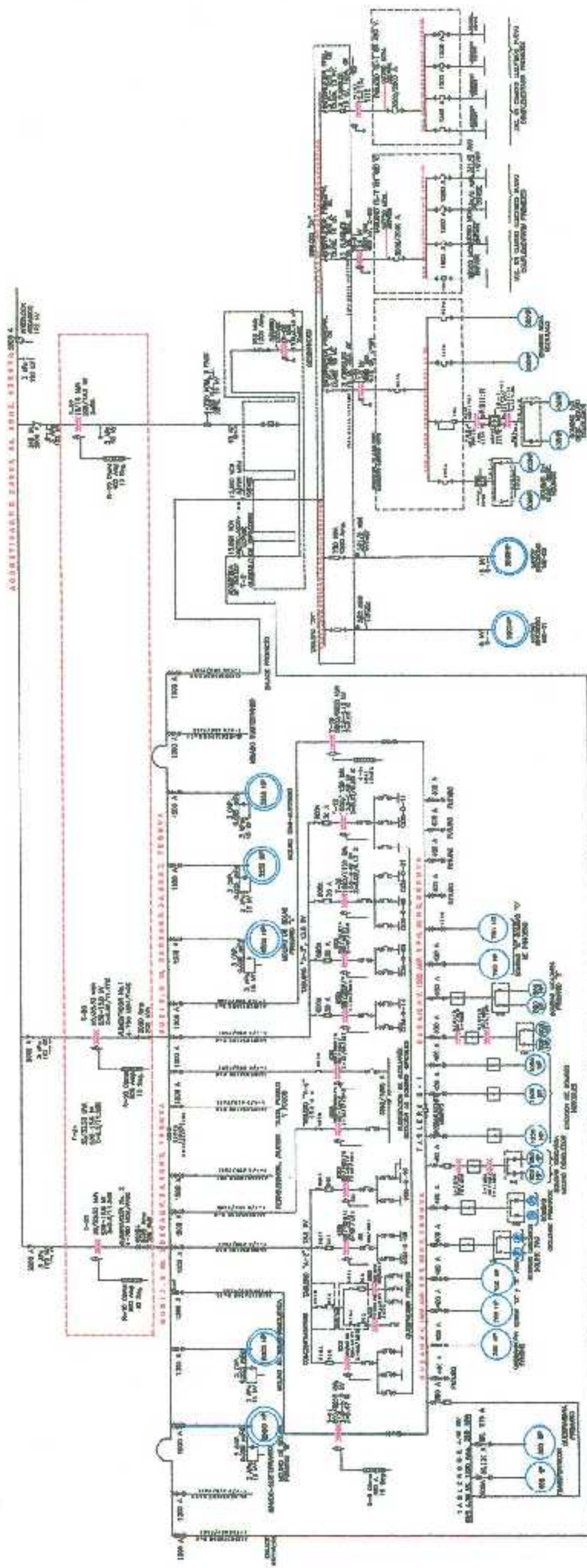


Figura 3.5. Diagrama unifilar eléctrico de minera Hércules, realizado en Autocad.

3.5. Diagrama unifilar eléctrico de minera La Perla.

En la visita realizada a la minera La Perla, se realizó un recorrido desde la subestación principal hasta cada una de las cargas, pudiendo observar casi todos los equipos involucrados en el diagrama eléctrico como: Los transformadores de potencia, interruptores, apartarrayos, cables de potencia, resistencias de puesta a tierra, etc.



Figura 3.6. Transformadores de 115/13.8 kV, con apartarrayos e interruptores.



Figura 3.7. Resistencias de puesta a tierra de 20 Ohms, 400 Amp, 10 Seg.

El diagrama unifilar eléctrico de minera La Perla, fue proporcionado por el jefe del departamento eléctrico industrial durante la visita a este complejo. Este diagrama se recibió impreso en papel tamaño carta, cabe mencionar que a éste le faltaba la gran mayoría de los motores de inducción, datos de transformadores como (capacidad en kVA, impedancia % Z, resistencias de puesta a tierra, etc.), así como todas las distancias de todas las cargas y el cable de potencia utilizado, por lo que se tuvo que rearmar completamente el diagrama eléctrico con el programa Autocad y así tenerlo adecuado para poder modelarlo en ATP/Draw.

La figura 3.8. Muestra el diagrama eléctrico completo de la minera La Perla en Autocad.

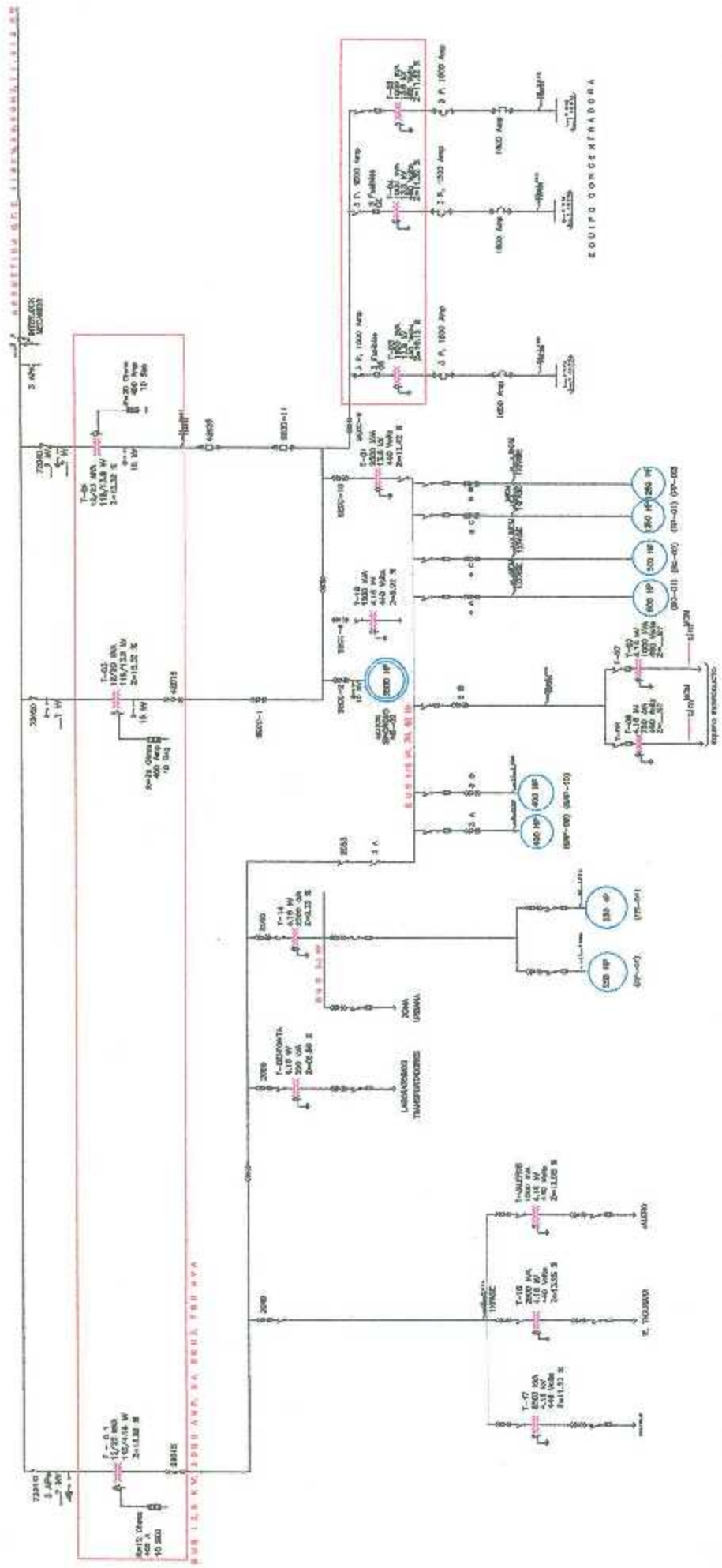


Figura 3.8. Diagrama unifilar eléctrico de minera La Perla, realizado en Autocad.

3.6. Modelado eléctrico de elementos del SEP de HCL, LPL y CFE en ATP.

Se realizó el modelado eléctrico para el análisis transitorio. En los sistemas eléctricos de potencia, y en general en las líneas de transmisión aéreas, se presentan fenómenos transitorios tales como sobretensiones temporales, sobretensiones por maniobra y sobretensiones por descargas atmosféricas. A pesar de que estos fenómenos tienen un tiempo de duración muy corto pueden producir daños de gran consideración en los componentes del sistema [6].

La comprensión de estos fenómenos permite realizar la coordinación de aislamiento del sistema y determinar los tiempos requeridos para el ajuste de las protecciones de sus equipos. El estudio de los modelos de línea permite entender el comportamiento de esos fenómenos por medio de modelos matemáticos.

Existen diferentes modelos para el estudio de transitorios electromagnéticos en líneas, en esta tesis se utiliza el modelo de línea con parámetros constantes distribuidos para el modelo monofásico y para el modelo trifásico se utilizó el llamado modelo de Bergeron. Este es un modelo adaptado y desarrollado por Hermann Dommel, el cual está basado en la propagación de las ondas en una línea de transmisión sin pérdidas, y con parámetros L y C constantes distribuidos a través de la línea de subtransmisión.

La Figura 3.9 representa el modelo de Bergeron para una línea de transmisión, donde las ecuaciones que relacionan los voltajes y corrientes en los extremos de la línea están representadas por las ecuaciones 3.1 y 3.2 [32]:

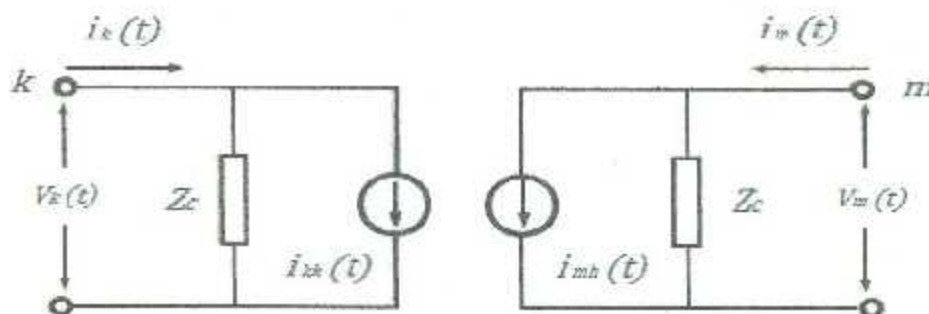


Figura 3.9. Circuito equivalente del modelo Bergeron.

$$i_k(t) = \frac{1}{Z_c} V_k(t) + i_{kh}(t) \quad (3.1).$$

$$i_m(t) = \frac{1}{Z_c} V_m(t) + i_{mh}(t) \quad (3.2).$$

Donde

$$i_{kh}(t) = -\frac{1}{Z_c} V_m(t - \tau) - i_m(t - \tau) \quad (3.3).$$

$$i_{mh}(t) = -\frac{1}{Z_c} V_k(t - \tau) - i_k(t - \tau) \quad (3.4).$$

La impedancia característica Z_c se representa mediante la ecuación 3.5:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (3.5).$$

Donde:

$Z_c =$ Impedancia característica, ohms.

$L =$ Inductancia por unidad de longitud, Henrios por metro, H/m.

$C =$ Capacitancia por unidad de longitud, Faradios por metro, F/m.

Los parámetros eléctricos necesarios de los cables y las líneas de transmisión, para el estudio de transitorios electromagnéticos se calcularon en los puntos 3.6.1 y 3.6.2.

3.6.1. Impedancia característica del cable eléctrico vulcanel 2000 XLP.

Para el tipo de cable que alimenta a la mayoría de las cargas grandes en cada una de las mineras, es tomado como el cable Vulcanel 2000 4/0, así que la tensión y la corriente están relacionadas por la impedancia característica ec. (3.5).

La inductancia por unidad de longitud se calculó con la fórmula (3.6) [8].

$$L = \left(\frac{\mu}{2\pi}\right) \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) \quad (3.6).$$

Donde:

$r_2 =$ radio externo del conductor, m.

$r_1 =$ radio interno del conductor, m.

$\mu =$ permeabilidad magnetica absoluta, Vs/Am.

Los valores de cada parámetro son:

$$r_2 = 0.028 \text{ m.}$$

$$r_1 = 0.00599 \text{ m.}$$

$$\mu = 1.2566 \times 10^{-6} \text{ Vs/Am.}$$

$$L = 308.418 \times 10^{-9} \text{ H/m}$$

La capacitancia por unidad de longitud se cálculo con siguiente formula [8].

$$C = \frac{2\pi \cdot \epsilon}{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)} \quad (3.7).$$

Donde:

$r_2 =$ radio externo del conductor, m.

$r_1 =$ radio interno del conductor, m.

$\mu =$ permitividad eléctrica absoluta, As/Vm.

Los valores de cada parámetro son:

$$r_2 = 0.028 \text{ m.}$$

$$r_1 = 0.00599 \text{ m.}$$

$$\mu = 20.3549 \times 10^{-12} \text{ As/Vm.}$$

$$C = 82.9342 \times 10^{-12} \text{ F/m.}$$

Con los resultados de las ecuaciones 3.6 y 3.7 se calcula la ecuación (3.4) y el resultado es:

$$Z_c = 60.982 \ \Omega$$

3.6.2. Velocidad de propagación de onda.

Para calcular la velocidad de propagación de onda, se utilizó la siguiente ecuación [2].

$$U = \frac{1}{\sqrt{L \cdot C}} \quad (3.8).$$

Donde:

U = Velocidad de propagación de onda, m/s .

L = Inductancia por unidad de longitud, H/m .

C = Capacitancia por unidad de longitud, F/m .

La inductancia por unidad de longitud y la capacitancia por unidad de longitud ya se conocen, ahora, utilizando la ecuación (3.8) se obtiene el siguiente resultado:

$$U = 197734026 \text{ m/s}$$

Las longitudes de los cables Vulcanel 2000 XLP que alimentan a las cargas de las mineras son de 400 m aproximadamente, en promedio. En la figura 3.10, realizada en ATP/Draw se utilizaron los siguientes elementos equivalentes para representar, a los cables alimentadores, los motores de inducción, las capacitancias parasitas, las corrientes de corto-circuito.

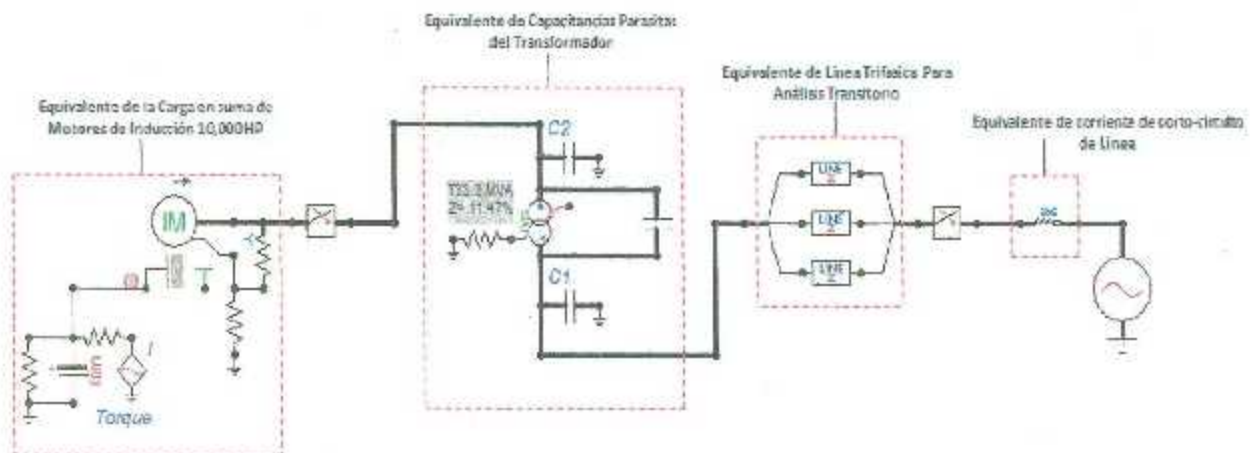


Figura 3.10. Equivalentes de los elementos más importantes del sistema eléctrico (modelo local).

Component: LINEZT_1

Attributes

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
R/l	Ohm/m	0.2697	From	A	
Z		60.982	To	A	
v		197734026			

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label:

Comment

Lines

Length 400 [m]

ILINE

L, C

Z, v

Z, tau

Conductance

G=0

G=R*C/L

Hide

\$Vintage,1

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 3.11. Parámetros calculados anteriormente Z_C y v , que son la impedancia característica y la velocidad de propagación de onda.

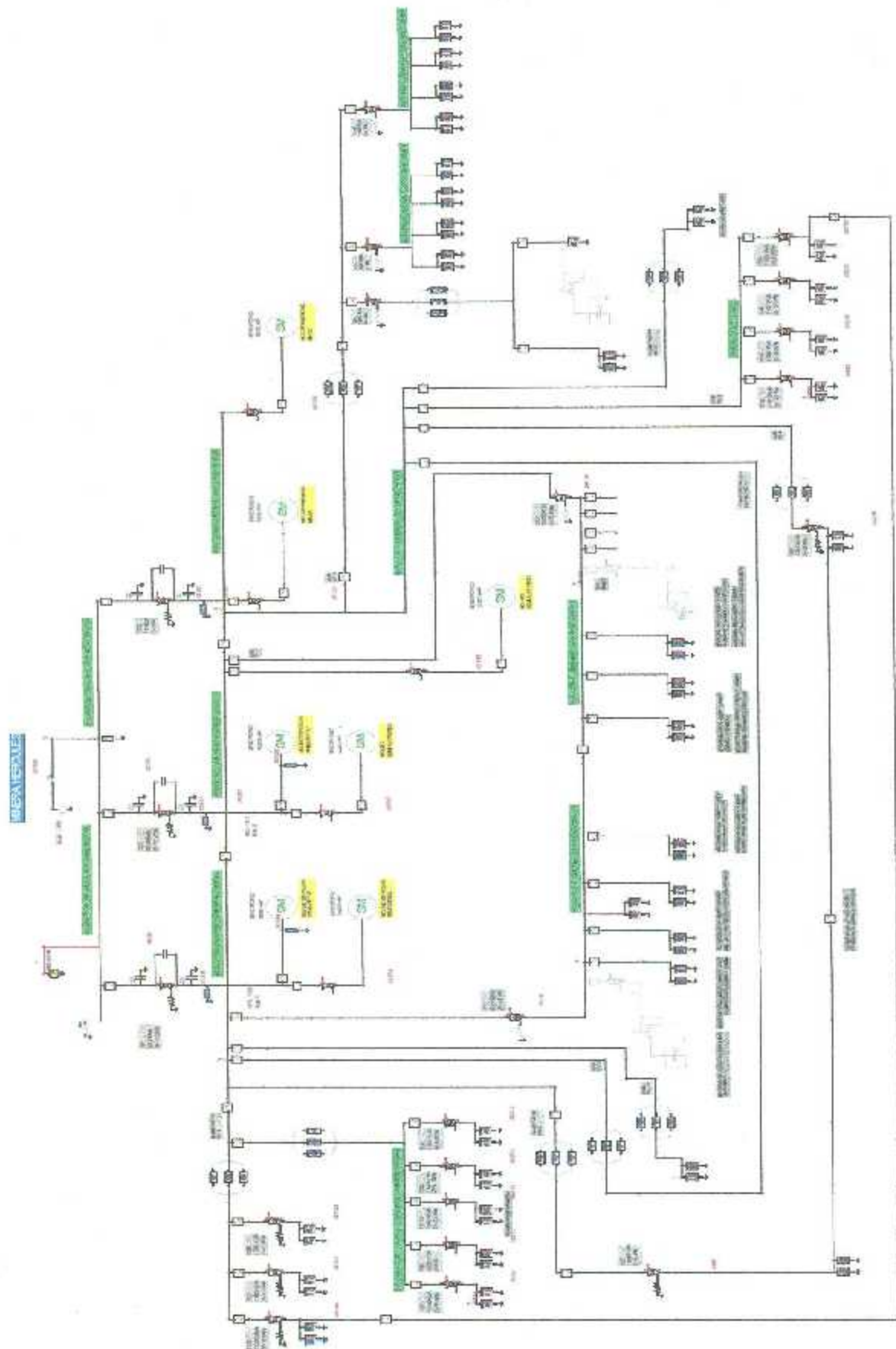


Figura 3.12. Diagrama unifilar eléctrico de la minera Hércules en ATP/Draw (Modelo Local).

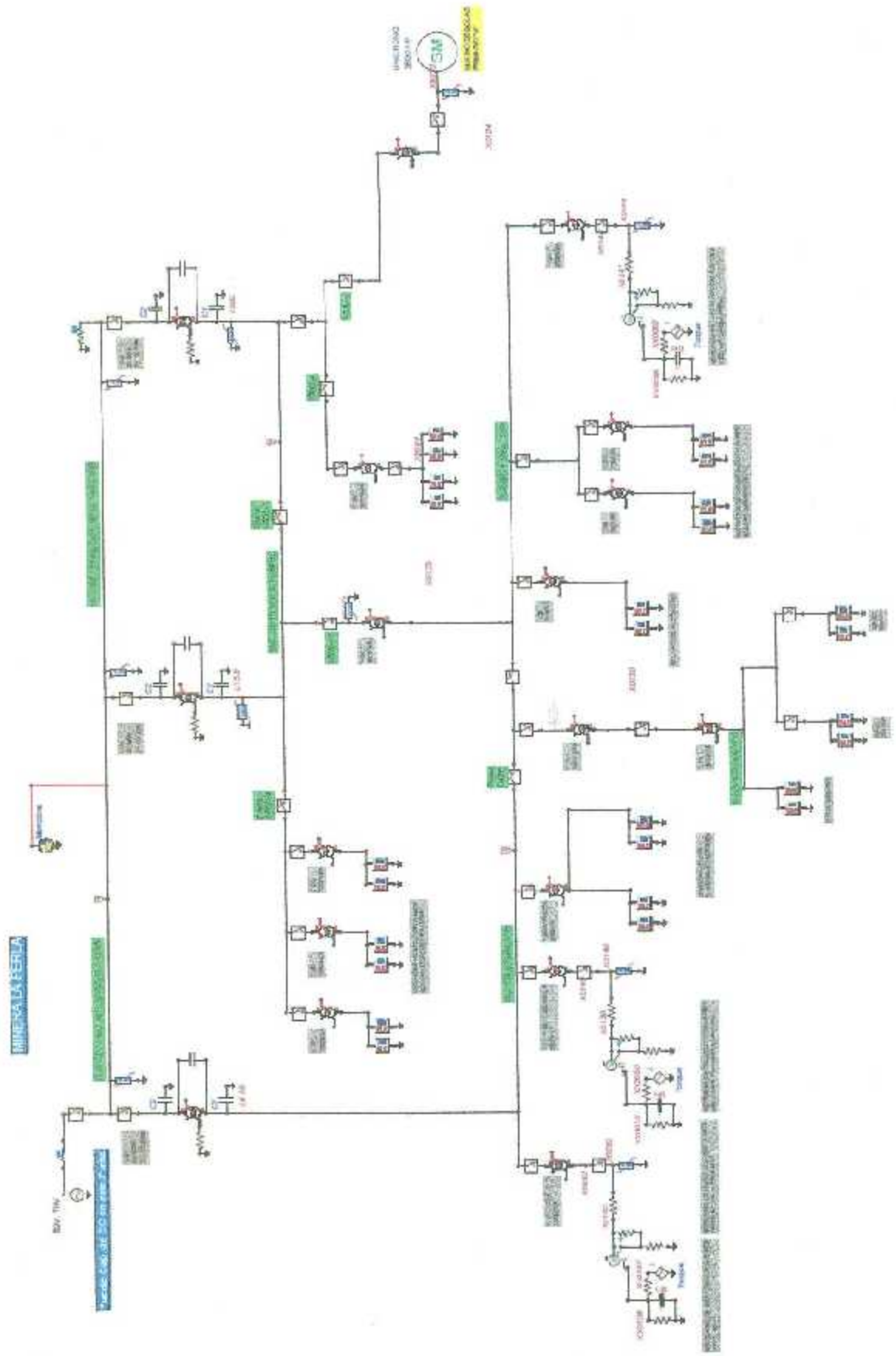


Figura 3.13. Diagrama unifilar eléctrico de la minera La Perla en ATP/Draw (Modelo Local).

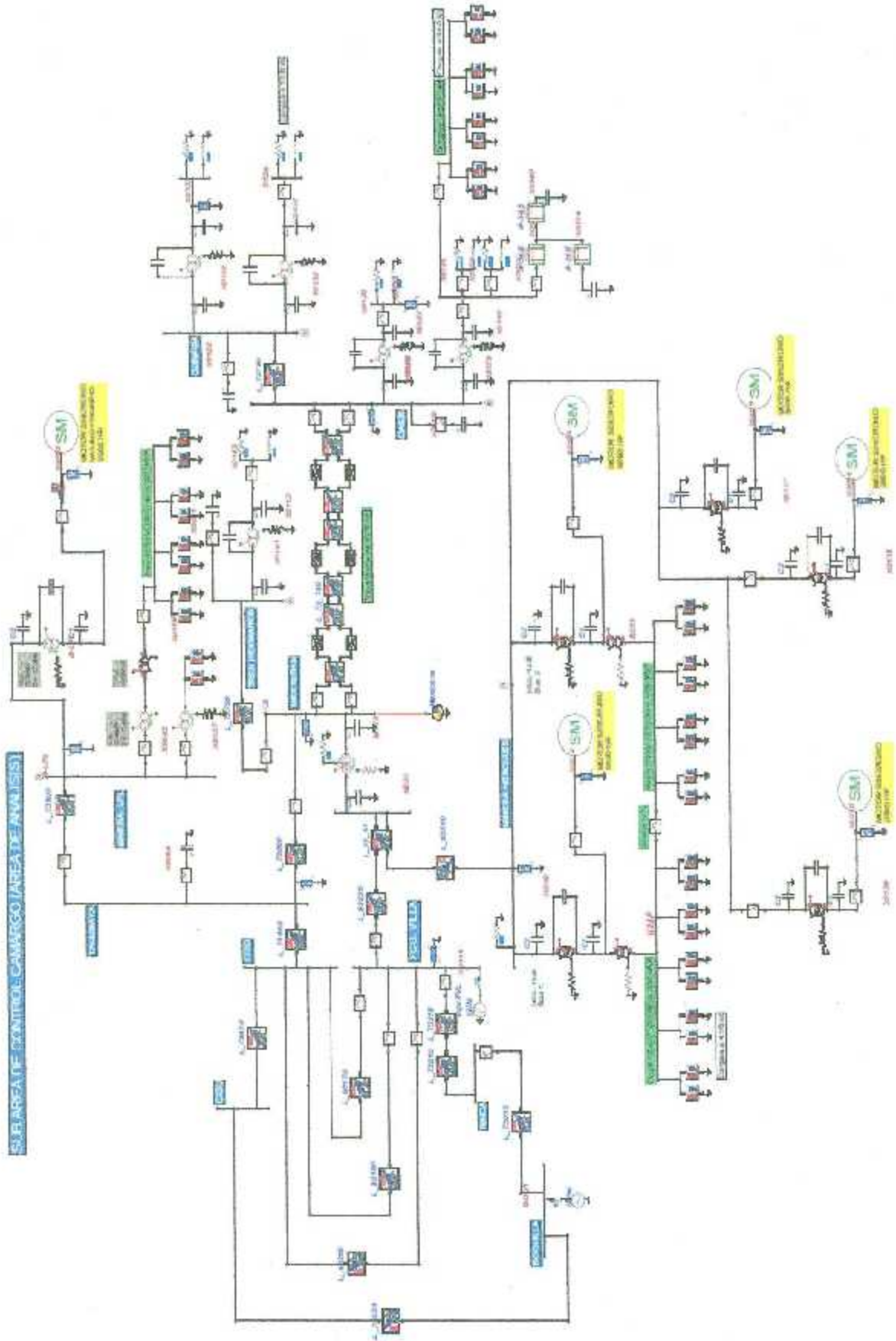


Figura 3.14. Diagrama unifilar eléctrico del Subsistema de C.F.E. en ATP/Draw (área de análisis).

CAPITULO IV

4. MODELADO DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA.

4.1 Modelado de los elementos más importantes del SEP.

Para entender mejor la forma en que interactúan los diversos elementos de un SEP es necesario analizar el funcionamiento de cada uno de ellos en forma independiente. Solo se mencionan algunos de varios componentes, en cada caso los más importantes, para el análisis de transitorios. Cada elemento del sistema presenta un comportamiento característico que lo distingue de los demás, a través de modelos matemáticos es posible evaluar la respuesta de cada componente y realizar un análisis sistemático de diferentes condiciones de operación en un sistema de potencia.

Los elementos de un sistema eléctrico pueden representarse a través de impedancias lineales o impedancias no lineales. El primer caso, corresponde a aquellos elementos en los que existe una relación proporcional entre la tensión y la corriente para las mismas componentes frecuenciales, mientras que, en el segundo, los elementos no presentan esta relación proporcional en todo su espectro.

Entre los elementos que pueden representarse a través de impedancias lineales, se encuentran las líneas, los transformadores, las máquinas eléctricas y algunas cargas. Entre los elementos con impedancias no lineales se destacan los dispositivos de estado sólido y su técnica de modelado es conocida como *modelado por inyección de corriente*.

Para el estudio de transitorios electromagnéticos, usando técnicas de simulación, se trata en principio de hacer una representación de los componentes del sistema: líneas de transmisión, transformadores de potencia, motores de inducción, motores síncronos, interruptores y/o apartarrayos. El problema de la representación o modelo de estos componentes se dividen en dos puntos: para elementos de red (*líneas, transformadores*) y para dispositivos de control y protección (*interruptores, apartarrayos*).

4.2. MODELADO DE LINEAS DE TRANSMISION.

4.2.1. Generalidades.

Las líneas de transmisión es el elemento más común del sistema de potencia, puede ser subterránea o aérea. Las líneas aéreas pueden modelarse con cierta facilidad, y los parámetros dependen del número de conductores por fase e hilos de guarda, de la disposición geométrica de los conductores, características del terreno y de la transposición parcial o total.

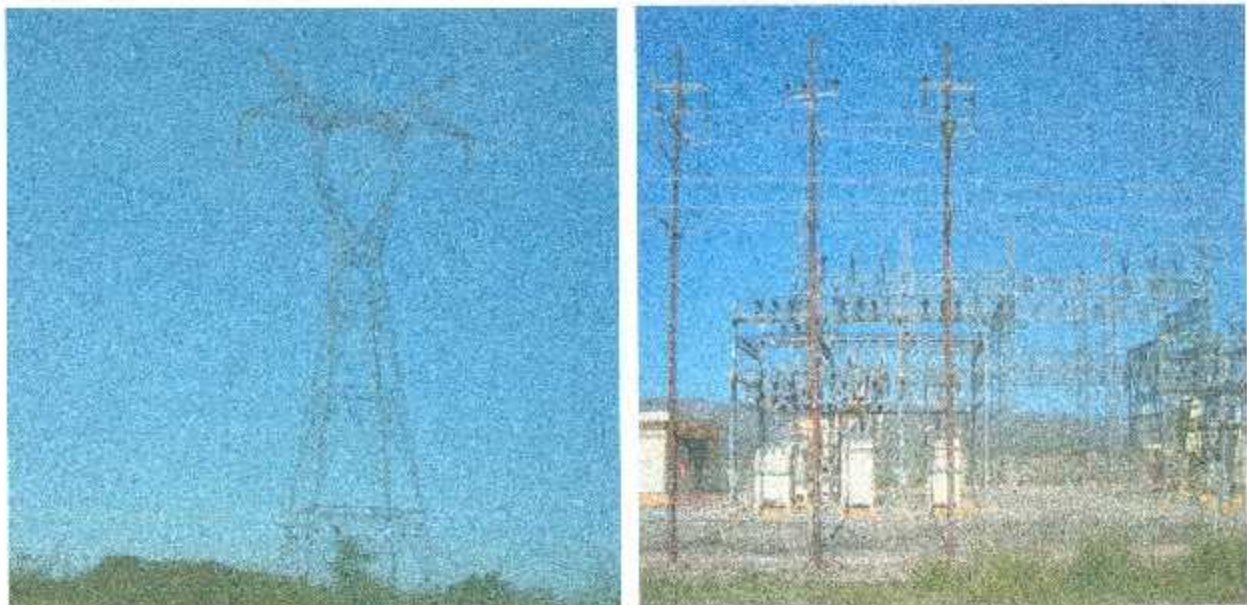


Figura 4.1. a) Línea de transmisión 230 kV hacia HCL. b) Subestación Río Florido 110/34.5 kV 40 MVA.

4.2.2. Parámetros de líneas de transmisión.

Desde el punto de vista eléctrico, existen cuatro parámetros básicos que permiten modelar y simular una línea de transmisión, siendo estos factores los que afectan la habilidad de transportar potencia de la línea de transmisión; los parámetros son: *Resistencia serie*, *Inductancia serie*, *Capacitancia en derivación* y *Conductancia en derivación*.

4.2.2.1. Resistencia serie.

La resistencia serie está relacionada con las pérdidas óhmicas (I^2R) en la línea. La inductancia serie, incluyendo la resistencia y la reactancia inductiva, da lugar a las caídas de tensión en serie a lo largo de la línea. La capacitancia en derivación da lugar a las corrientes de carga de la línea y la conductancia en derivación está relacionada con las pérdidas (V^2G) de la línea debido a las corrientes de fuga entre los conductores o entre los conductores y tierra. Usualmente se desprecia la conductancia en derivación de las líneas aéreas. [25]

Efecto piel. Es bien sabido que la resistencia de un conductor en corriente alterna es mayor que la resistencia en corriente directa. La resistencia en corriente directa se puede tomar como la resistencia de un conductor sólido de igual longitud y sección transversal, pero incrementada en 2% tomando en cuenta el efecto de trenzado en espiral de los hilos del conductor. Cuando fluye una corriente alterna en un conductor la densidad de corriente no se distribuye uniformemente sobre el área de sección transversal, es decir, aumenta la densidad de corriente del interior al exterior lo cual resulta en una mayor resistencia, al reducir el área efectiva de sección transversal a través de la cual fluye la corriente [38].

Efecto de proximidad. En una línea de transmisión no hay uniformidad en la distribución de la corriente, en adición de la causada por el efecto piel. En una línea de dos conductores, menos líneas de flujo enlazan a los elementos más cercanos entre sí en los lados opuestos, que las líneas de flujo que enlazan a los elementos más alejados. De aquí que los lados más cercanos tendrán menor inductancia que los elementos en los lados más alejados.

El resultado es una mayor densidad de corriente en los elementos conductores adyacentes más cercanos entre sí, que en los elementos más apartados de estos conductores. La resistencia efectiva se incrementa por la no uniformidad de la distribución de la corriente, el fenómeno se conoce como *efecto de proximidad*. Este está presente tanto en circuitos trifásicos, como en circuitos monofásicos, para el espaciado usual en las líneas de 60 hz, el efecto de proximidad se desprecia.

En el estudio de las líneas de transmisión aéreas se suelen distinguir dos tipos de resistencias eléctricas: Resistencia de corriente continua (R_{cd}) y Resistencia de corriente alterna (R_{ca}).

La *Resistencia de Corriente Continua* de un conductor con un área de sección transversal uniforme está dada por la fórmula:

$$R_{cd} = \frac{\rho L}{A} = \frac{\rho L}{\sigma A} \text{ ohms} \quad (4.1).$$

Donde L es la longitud del conductor en metros, A es el área de sección transversal en mt^2 , ρ es la resistividad en $ohm - metro$ y σ es la conductividad en mhos ó $(ohm - metro)^{-1}$.

La Resistencia de Corriente Alterna

La resistencia de corriente alterna (R_{ca}) se diferencia de su homóloga la de corriente continua (R_{cd}) en el hecho que la primera considera la distribución no uniforme de la corriente a lo largo de la sección transversal del conductor, como consecuencia de los fenómenos que se hacen presente al trabajar con corriente alterna.

Los valores de resistencia de corriente alterna se apoyan en considerar la acción del fenómeno piel (*Skin Effect*). Los estudios de la resistencia de corriente alterna en conductores pueden ser un trabajo de mayor complejidad, los fabricantes suelen realizar pruebas a sus productos suministrando esta información en forma tabulada.

Aunqu existen métodos analíticos para calcular los valores de resistencia de corriente alterna para los distintos tipos de conductores y materiales y su posible variación con la temperatura, la mayoría de los fabricantes suministran junto a su producto una cantidad de tablas donde se incluyen los posibles valores de resistencias en corriente continua y alterna para ciertas temperaturas.

4.2.2.2. Inductancia Serie.

Este parámetro permite relacionar el campo magnético originado por la corriente que transporta la línea de transmisión, mediante un modelo eléctrico sencillo. Para poder obtener las inductancias asociadas a una línea de transmisión trifásica, es necesario conocer el comportamiento de conductores simples y pares de conductores en el espacio.

Si se considera un conductor cilíndrico recto de longitud L y r radio donde se cumple que $r \ll L$ se puede obtener la inductancia propia del conductor de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$L_{total} = L_{interna} + L_{externa} \quad (4.2).$$

La inductancia interna del conductor $L_{interna}$ se obtiene considerando que cada línea de flujo interno eslabona únicamente una fracción de la corriente total, distribuida desde el centro del conductor hasta el radio externo del mismo.

$$L_{interna} \quad (4.3).$$

Dado que la mayoría de las líneas de transmisión consisten de materiales no ferrosos, se puede considerar que $\mu = \mu_0$ para el interior de los conductores, esta inductancia se obtiene con la relación:

$$L_{interna} = \frac{\mu_0 L}{8\pi} \quad (4.4).$$

La componente de inductancia debido al encadenamiento externo al conductor es:

$$L_{externa} = \frac{\mu_0 L}{2\pi} \left[\ln \frac{2L}{r} - 1 \right] \quad (4.5).$$

Y la inductancia total del conductor será la suma de las componentes debida al flujo interno y externo, es decir:

$$L_{total} = L_{interna} + L_{externa}$$

$$L = \frac{\mu_0 L}{2\pi} \left[\ln \frac{2L}{r} - 1 \right] + \frac{\mu_0 L}{8\pi}$$

$$L = \frac{\mu_0 L}{2\pi} \left[\ln \frac{2L}{r} - \frac{1}{4} \right] \quad (4.6).$$

Esta relación puede modificarse si utilizamos:

$$\frac{1}{4} = \ln \left(e^{\frac{1}{4}} \right) = \ln \left(\frac{1}{e^{-\frac{1}{4}}} \right) = \ln \frac{1}{0.7788}$$

De manera que la expresión para la inductancia toma la forma:

$$L = \frac{\mu_0 L}{2\pi} \left[\ln \frac{2L}{0.7788 r} - 1 \right]$$

Y se define a $0.7788 r = r'$ el radio medio geométrico (*RMG*) de un conductor cilíndrico sólido. Se tiene entonces:

$$L = \frac{\mu_0 L}{2\pi} \left[\ln \frac{2L}{RMG} - 1 \right]$$

El radio medio geométrico (*RMG* ó D_G) equivale al radio de un conductor ficticio sin flujo interno (*hueco*) pero con la misma inductancia total que el conductor real de radio r . Para conductores trenzados comerciales, este valor se encuentra tabulado y no es necesario calcularlo.

Inductancia mutua de dos conductores en paralelo

La inductancia mutua entre dos circuitos acoplados magnéticamente se define como la variación de encadenamientos de flujo en un circuito debido al cambio en la corriente en el otro circuito. En el caso de que se tengan dos conductores en paralelo, la inductancia entre ellos puede encontrarse por:

$$M = \frac{\mu_0 L}{2\pi} \left[\ln \frac{2L}{D_{ab}} - 1 \right]$$

Donde D_{ab} es la distancia entre los dos conductores en paralelo. El valor de $k = \frac{\mu_0}{2\pi}$ y depende de las unidades usadas.

$$k = \frac{\mu_0}{2\pi} = 2 \times 10^{-7} \text{Henrios/m}$$

$$k = 2 \times 10^{-4} \text{Henrios/Km}$$

$$k = 3.2186 \times 10^{-4} \text{Henrios/mi}$$

De tal forma que las ecuaciones para encontrar las inductancias propias y mutuas (*Henrios por unidad de longitud*), se pueden escribir como: D_{ab}

$$L_{aa} = k \left[\ln \frac{2L}{RMG_a} - 1 \right] \quad (4.7).$$

$$M_{ab} = k \left[\ln \frac{2L}{D_{ab}} - 1 \right] \quad (4.8).$$

4.2.2.3. Capacitancia en derivación.

Se define como la carga sobre los conductores por unidad de diferencia de potencial entre los mismos. La capacitancia es una propiedad eléctrica que surge cuando cargas eléctricas de signos opuestos se encuentran separadas por una distancia y poseen entre sí una diferencia de potencial [6]. La capacitancia depende de los siguientes factores: *Distancia entre conductores, Dimensiones del conductor y el dieléctrico entre conductores.*

Es importante mencionar que el cable de guarda y la tierra influyen en forma apreciable en la capacitancia de la línea de transmisión.

A partir de la ecuación de teoría de campo eléctrico:

$$\xi = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \frac{V}{m}$$

Donde $\epsilon_0 = 8.84 \times 10^{12} F/m$ (*permitividad del vacío*) y q es la carga en Coulomb. De acuerdo a la figura 4.2 la diferencia de potencial entre los puntos 1 y 2 está dada por:

$$V_{12} = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{D_1}{D_2} \quad (4.9).$$

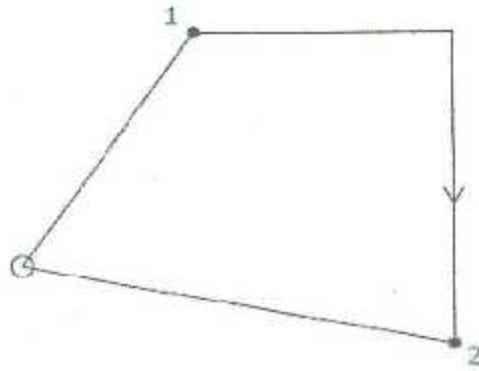


Figura 4.2. Diferencia de potencial en la cercanía de la carga.

A partir de la ecuación (4.9) puede encontrarse la expresión para una línea monofásica, la cual se representa por la Figura 4.3. Si suponemos que $q_a = -q_b$ la diferencia de potencial entre los dos conductores es la siguiente:

$$V_{ab} = \frac{q_a}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{D^2}{r_a r_b} \quad (4.10).$$

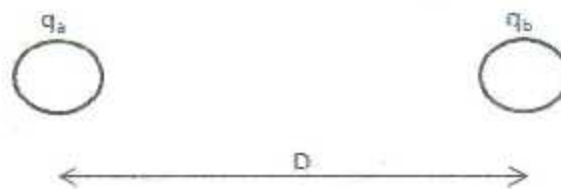


Figura 4.3. Línea monofásica.

Por definición, la capacitancia es $C = \frac{q}{V_{ab}}$, sustituyendo esta relación en la ecuación (4.11) y considerando que $r_a = r_b = r$ se tiene que:

$$C_{ab} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{D}{r}} \quad (4.12).$$

Ahora se aplicará este proceso para el cálculo de capacitancia de una línea de transmisión trifásica considerando el retorno por tierra. La Figura 4.4 Muestra el esquema de cargas-
imágenes, para considerar el efecto de tierra en el cálculo de capacitancias.

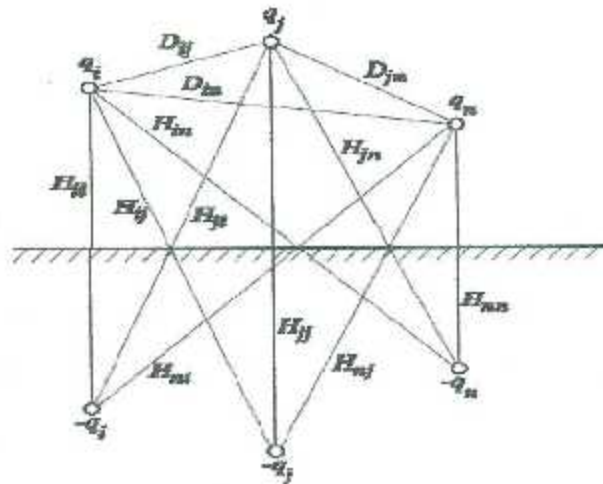


Figura 4.4. Conductores e imágenes.

Con este método, los voltajes involucrados se determinan mediante la ecuación siguiente:

$$V_i = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \sum_{j=1}^n q_j \ln \frac{H_{ij}}{D_{ij}} \quad (4.13).$$

Donde: H_{ij} = distancia entre el conductor i y la imagen del conductor j . Si $i = j$, H_{ij} es la distancia del conductor i a su propia imagen. D_{ij} = distancia entre conductores i y j . Si $i = j$, D_{ii} es el radio exterior del conductor i . q_j = carga del conductor j .

La ecuación 4.6. Se puede escribir en forma compacta como:

$$\overline{V}_{abc} = [P_{abc}] \overline{q}_{abc} \quad (4.14).$$

Donde \overline{V} es el vector de voltajes, $[P]$ es una matriz de coeficientes de potencial y \overline{q} es el vector que contiene a las cargas. La matriz de coeficientes de potencial se define como:

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{H_{ij}}{r_i} F^{-1}m \quad (4.15).$$

$$P_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{H_{ij}}{D_{ij}} F^{-1}m \quad (4.16).$$

Donde r_i es el radio exterior del conductor i . Si la ecuación anterior se escribe en la forma siguiente:

$$\overline{q}_{abc} = [P_{abc}]^{-1} \overline{V}_{abc} \quad (4.17).$$

Se podrá definir:

$$[C_{abc}] = [P_{abc}]^{-1} \quad (4.18).$$

La ecuación 4.8 es la relación buscada para obtener las capacitancias propias y mutuas en un sistema trifásico; sin embargo, se encuentra en términos de voltaje y carga. Recordando que la variación de carga con respecto al tiempo origina que circule una corriente (*corriente de carga*) y que en cantidades fasoriales la derivada se expresa por la multiplicación por $j\omega$. Se tiene la relación:

$$j\omega \overrightarrow{q_{abc}} = j\omega [C_{abc}] \overrightarrow{V_{abc}} \quad (4.19).$$

Y sabiendo que $\vec{I} = [Y]\vec{V}$, entonces

$$[Y_{abc}] = j\omega [C_{abc}] \quad (4.20).$$

Donde $[Y_{abc}]$ en este caso, es la admitancia en paralelo de la línea de transmisión. Esta matriz de admitancia contiene solo elementos de susceptancia capacitiva.

4.2.2.4. Conductancia en derivación.

La conductancia en derivación es el parámetro eléctrico de la línea de transmisión que toma en cuenta la corriente de fuga a través de los aislantes y los cables, debido a la posible ionización de los medios. Las corrientes de fuga en la línea de transmisión aérea son muy pequeñas, por lo general se desprecia, por ello se suele admitir que la conductancia es nula ($G \cong 0$).

Este parámetro modela básicamente dos fenómenos que conducen a pérdidas de potencia real: corrientes de fuga en aisladores y efecto corona. Generalmente las pérdidas de potencia real debidas a dichos fenómenos son muy pequeñas comparadas con las pérdidas I^2R en los conductores. Por esta razón este parámetro se desprecia en los estudios de sistemas de potencia, otra razón por la que se desprecia es porque no hay una buena forma de tomarla en cuenta porque es bastante variable, ya que cambia apreciablemente con las condiciones atmosféricas y con las propiedades conductoras de la contaminación que se deposita sobre los aisladores [6].

Impedancia serie: Es la impedancia que toma en cuenta la resistencia y la reactancia inductiva uniformemente distribuida a lo largo de la línea.

Inductancia shunt o paralelo: Está constituida por la inductancia y la capacitancia entre los conductores en el caso de la línea monofásica y entre uno de ellos y el conductor de neutro, para el caso de las líneas trifásicas.

Los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión son de *tipo distribuido*, esto se refiere al hecho que no se puede realizar una representación lineal única, en que se totaliza el efecto de todo el parámetro, de hecho su influencia depende de la longitud de la línea de transmisión. Aunque los parámetros de las líneas de transmisión son del tipo distribuido, se pueden realizar simplificaciones para modelarlo por parámetros concentrados, que guardan un comportamiento lineal, se debe recordar que una resistencia utilizada en un circuito eléctrico es un parámetro concentrado, porque su efecto es único.

Los conductores en las líneas de transmisión son del tipo multifilar y constan de una serie de alambres conductores trenzados en forma helicoidal. La intención de que un conductor en las líneas de transmisión, sean de tipo trenzados y no un conductor único sólido, es el hecho de agregar flexibilidad mecánica al conductor, proporcionando propiedades de resistencia mecánica.

4.2.3. Líneas de transmisión en operación estable.

Convience representar una línea de transmisión con la red de dos puertos, para poder apreciar en donde V_S e I_S son la tensión y la corriente en el extremo emisor y V_R e I_R son la tensión y la corriente en el extremo receptor, ver la siguiente figura 4.5.



Figura 4.5. Representación de una red de dos puertos.

La relación entre las cantidades en el extremo emisor y el receptor se pueden escribir de la siguiente forma:

$$V_S = AV_R + BI_R \quad \text{Volts} \quad (4.21).$$

$$I_S = CV_R + DI_R \quad \text{Amp} \quad (4.22).$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (4.23).$$

Los parámetros A , B , C y D dependen de los parámetros R , L y C de la línea, y en general son cantidades complejas, A y D son adimensionales y B tiene unidades de ohm, mientras que C tiene unidades de Siemens.

En redes bilaterales, lineales, pasivas de dos puertos, se cumple que: $AD - BC = 1$

Las líneas de transmisión aéreas se pueden clasificar de acuerdo a su longitud, basado en las aproximaciones justificadas para su modelado:

- Líneas cortas: su longitud es menor a 80 km (50 mi). Se puede despreciar la capacitancia en paralelo, y pueden representarse por su impedancia serie únicamente.
- Línea media: su longitud es de 80 km a 200 km (125 mi). Se pueden representar por el circuito π nominal.
- Línea larga: líneas de longitud mayor a 200 km. Para tales líneas los efectos de los parámetros distribuidos son significativos. Estos se pueden representar por el circuito π equivalente, donde una alternativa es representarla por la suma de secciones de línea de menor longitud, y cada sección es representada por el equivalente de circuito π nominal.

4.2.3.1. Línea corta.

En este modelo, denominado *modelo de línea corta*, se desprecian la resistencia en serie, lo cual supone que la línea está caracterizada por una razón $\frac{X}{R}$ muy grande, o sea el valor de R es muy pequeño comparado con el de X . Esta suposición es correcta en líneas de transmisión aérea en alto voltaje. Además se desprecia también la admitancia capacitiva en derivación, sin embargo como algunos autores incluyen la resistencia serie en este modelo, entonces se incluye con el fin de que el modelo sea lo más general [7].

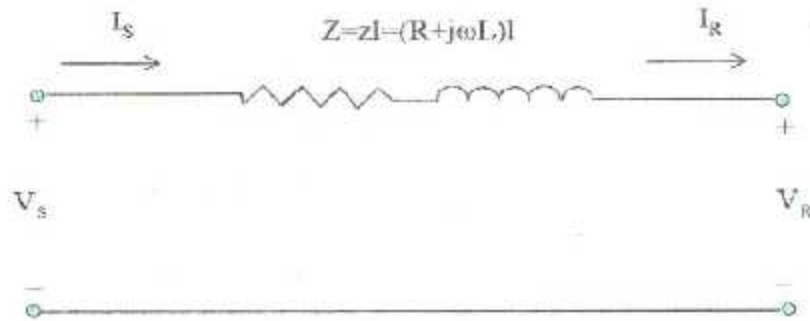


Figura 4.6. Representación del modelo de una línea de transmisión corta.

Para obtener los parámetros $ABCD$ para este modelo de línea corta aplicamos LVK (Ley de Voltajes de Kirchhoff) y LCK (Ley de Corrientes de Kirchhoff) al circuito de la Figura 4.6.

$$V_S = V_R + ZI_R \quad (4.24).$$

$$I_S = I_R$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (4.25).$$

Donde las constantes $ABCD$ son:

$$A = D = 1 \text{ p.u.}$$

$$B = Z \ \Omega$$

$$C = 0 \ S$$

4.2.3.2. Línea mediana.

En este modelo la admitancia capacitiva en derivación no puede despreciarse, aunque aún la consideración de parámetros concentrados no hace diferencia importante en los cálculos.

Es decir, el modelo de línea media se caracteriza por considerar los parámetros de la línea que representan todos los efectos que se presentan en el proceso de transmisión, pero sin tomar en

cuenta el efecto distribuido en dichos parámetros. Esto nos conduce a un equivalente de circuito que se denomina *circuito π nominal*, y se muestra en la figura 4.7.

En los cálculos de la línea de longitud media se incluye la admitancia en paralelo (generalmente capacitancia pura). Si se divide en dos partes iguales la admitancia en paralelo total de la línea y cada una se coloca en los extremos generador y receptor, entonces se obtiene el llamado *circuito π nominal* [7].

Donde la corriente en la capacitancia en el extremo receptor es: $V_R = \frac{Y}{2}$, la corriente en la rama serie es $I_R + V_R \frac{Y}{2}$, y por lo tanto $V_S = Z \left(V_R \frac{Y}{2} + I_R \right)$.

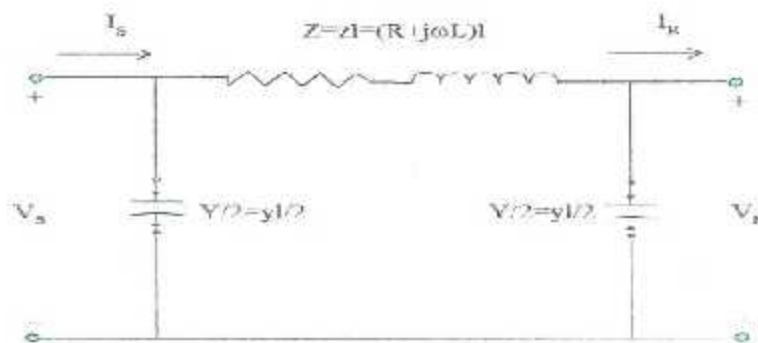


Figura 4.7. Representación del modelo de una línea de transmisión de longitud mediana; *circuito π nominal*.

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 + \frac{YZ}{2}\right) & Z \\ Y \left(1 + \frac{YZ}{4}\right) & \left(1 + \frac{YZ}{2}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (4.26).$$

Donde las constantes *ABCD* son:

$$A = D = 1 + \frac{YZ}{2} \quad \text{por unidad}$$

$$B = Z \quad \Omega$$

$$C = Y \left(1 + \frac{YZ}{4} \right) \quad S$$

Los parámetros $ABCD$ se pueden usar para describir la variación de tensión asociado con la carga.

4.2.3.3. Línea larga (ecuaciones diferenciales de la línea de transmisión).

En este modelo los efectos distribuidos de la línea ya no pueden despreciarse. Una diferencia importante entre las características de sistemas, en general, que son representados por parámetros concentrados y parámetros distribuidos, consiste en que en el primer caso, la respuesta en la salida del sistema debida a un estímulo aplicado en la entrada del sistema, aparece instantáneamente, mientras que en el segundo no ocurre lo anterior, es decir, en el caso de parámetros distribuidos la respuesta a la salida toma un tiempo para aparecer [7].

El modelo de la línea tomando en cuenta parámetros distribuidos, para lo cual hacemos referencia a un elemento diferencial de la línea, como se muestra en la figura 4.8.

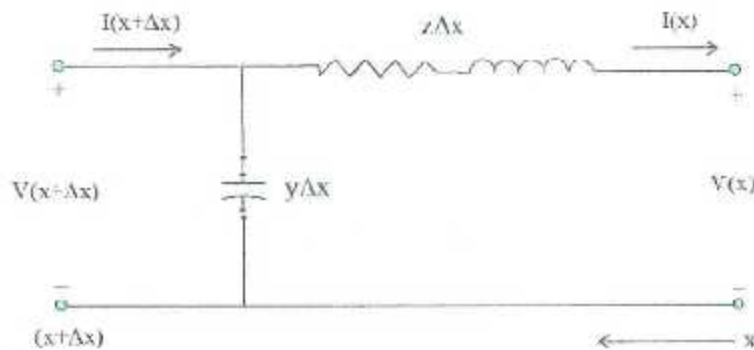


Figura 4.8. Representación diferencial de línea.

Si se aplica LVK al circuito de la figura 4.8 se obtiene:

$$V(x + \Delta x) = V(x) + (z\Delta x)I(x) \quad \text{volts}$$

Si se toma el límite $\Delta x \rightarrow 0$ y aplicamos la definición de derivada, se obtiene:

$$\frac{dV(x)}{dx} = ZI(x) \quad (4.27)$$

Aplicando ahora LCK al mismo circuito de la figura 4.8:

$$I(x + \Delta x) = I(x) + (\gamma \Delta x) V(x + \Delta x) \quad \text{volts}$$

Tomando el límite cuando $\Delta x \rightarrow 0$ se obtiene:

$$\frac{dI(x)}{dx} = \gamma V(x) \quad (4.28).$$

Dichas ecuaciones no se resuelven fácilmente en la forma que se presentan actualmente, debido a que están acopladas matemáticamente. Una forma más apropiada se puede obtener si las desacoplamos. El proceso de desacoplamiento es muy simple y se muestra a continuación.

Eliminamos $I(x)$ diferenciando 4.27 y sustituyendo 4.28 en el resultado:

$$\frac{d^2V(x)}{dx^2} = \frac{ZI(x)}{dx} = \gamma V(x)$$

De donde

$$\frac{d^2V(x)}{dx^2} - \gamma V(x) = 0 \quad (4.29).$$

La solución de esta ecuación diferencial de 2do orden homogénea es:

$$V(x) = A_1 e^{\gamma x} + A_2 e^{-\gamma x} \quad \text{volts} \quad (4.30).$$

Donde A_1 y A_2 son constantes de integración y γ se denomina constante de propagación.

$$\gamma = \sqrt{ZY} \quad m^{-1} \quad (4.31).$$

Sustituyendo 4.30 en 4.27 obtenemos:

$$I(x) = \frac{A_1 e^{\gamma x} - A_2 e^{-\gamma x}}{Z_c}; \quad \frac{dV(x)}{dx} = \gamma A_1 e^{\gamma x} - \gamma A_2 e^{-\gamma x} = zI(x)$$

De donde obtenemos la solución para la corriente

$$I(x) = \frac{A_1 e^{\gamma x} - A_2 e^{-\gamma x}}{\frac{Z}{\gamma}}$$

De la ecuación 4.31.

$$\frac{z}{\gamma} = \frac{z}{\sqrt{zy}} = \sqrt{\frac{z}{y}}$$

Definimos entonces $Z_C = \sqrt{\frac{z}{y}}$ como impedancia característica de la línea.

Por lo tanto obtenemos

$$I(x) = \frac{A_1 e^{\gamma x} - A_2 e^{-\gamma x}}{Z_C} \quad (4.32).$$

Evaluando A_1 y A_2 a partir de las condiciones iniciales: $V_R = V(0)$, $I_R = I(0)$. También si se evalúan las ecuaciones 4.30 y 4.132 para $x = 0$, se obtienen dos ecuaciones simultáneas, que nos permiten encontrar A_1 y A_2 :

$$V_R = A_1 + A_2 \quad e \quad I_R = \frac{A_1 - A_2}{Z_C} \quad (4.33).$$

De donde obtenemos:

$$A_1 = \frac{V_R + Z_C I_R}{2} \quad y \quad A_2 = \frac{V_R - Z_C I_R}{2} \quad (4.34)$$

Sustituyendo 4.33 y 4.34 en 4.30 y 4.132:

$$V(x) = \left(\frac{V_R + Z_C I_R}{2} \right) e^{\gamma x} + \left(\frac{V_R - Z_C I_R}{2} \right) e^{-\gamma x} \quad (4.35).$$

$$I(x) = \left(\frac{V_R + Z_C I_R}{2Z_C} \right) e^{\gamma x} + \left(\frac{V_R - Z_C I_R}{2Z_C} \right) e^{-\gamma x} \quad (4.36).$$

Las ecuaciones (4.35) y (4.36) dan los valores rms de V e I , así como sus ángulos de fase, en cualquier punto específico a lo largo de la línea a una distancia x , desde el extremo receptor al punto específico, siempre que sean conocidos V_R , I_R y los parámetros de la línea.

Factorizando estas dos últimas ecuaciones y usando las identidades de Euler, obtenemos una forma matemática más adecuada de expresar los voltajes y corrientes anteriores:

$$e^{\gamma x} = e^{(\alpha + j\beta l)} = e^{\alpha l} e^{j\beta l} = e^{\alpha l} \angle \beta l$$

$$V(x) = \cosh(\gamma x) V_R + Z_C \sinh(\gamma x) I_R \quad (4.37).$$

$$I(x) = \frac{1}{Z_C} \sinh(\gamma x) V_R + \cosh(\gamma x) I_R \quad (4.38).$$

De las últimas ecuaciones obtenemos los parámetros ABCD para cualquier punto de la línea:

$$A(x) = D(x) = \cosh(\gamma x) \quad p. u.$$

$$B(x) = Z_C \sinh(\gamma x) \quad \Omega \quad (4.39).$$

$$C(x) = \frac{1}{Z_C} \sinh(\gamma x) \quad S \quad (4.40).$$

Los resultados obtenidos hasta este punto; no dan una idea clara del fenómeno físico, y resulta imprescindible para un ingeniero comprender el fenómeno desde un punto de vista más real. Lo anterior se debe a que las ecuaciones en términos fasoriales son prácticas en cuanto al cálculo se refiere, pero la mencionada visión física se dará únicamente si tenemos la información en el dominio del tiempo.

4.2.4. Líneas de transmisión en operación en estado transitorio.

Las sobretensiones transitorias en las líneas de transmisión causadas por descargas atmosféricas y por operaciones de conexión/desconexión son de importancia fundamental en la selección de los niveles de aislamiento del equipo y de los dispositivos de protección contra

aumentos repentinos de voltajes. Por consiguiente, debemos entender la naturaleza de estos sobrevoltajes transitorios.

Cuando se estudia el desempeño en régimen permanente de las líneas de transmisión, las constantes de línea R, L, G y C se reconocen como constantes distribuidas y no concentradas. Cuando una línea con constantes distribuidas se somete a una perturbación, como un rayo o una operación conexión/desconexión (switcheo), surgen ondas de voltaje y corriente que viajan a lo largo de la línea a una velocidad cercana a la de la luz. Cuando estas ondas llegan a las terminales de la línea, surgen otras ondas reflejadas de voltaje y corriente que viajan de regreso de la línea, sobrepuestas a las ondas iniciales.

Debido a las pérdidas en la línea las ondas que viajan son atenuadas y desaparecen después de algunas reflexiones. También, las inductancias en serie de los devanados de los transformadores bloquean de manera eficaz las perturbaciones y por consiguiente, evitan que entren a los devanados del generador. Sin embargo, debido a la acción de refuerzo de varias ondas reflejadas es posible que el voltaje crezca a tal nivel que se forme un arco en el aislamiento del transformador o en el de la línea que pueda dañarlo.

Los interruptores, que pueden operar dentro de 50 ms, son demasiados lentos para brindar protección contra rayos o variaciones de "switcheo". Las variaciones por rayo pueden generar niveles de voltajes máximos en unos cuantos microsegundos y variaciones de "switcheo" en algunos cientos de microsegundos lo suficientemente rápidos para destruir el aislamiento, antes de que pueda abrirse un interruptor. Sin embargo hay dispositivos de protección llamados apartarrayos que pueden utilizarse para proteger el aislamiento del equipo contra sobretensiones transitorias. Estos dispositivos limitan el voltaje y absorben la energía de rayos y variaciones de switcheo [7].

4.3. MODELADO DE CARGAS (Motor de Inducción, Motor Síncrono),

4.3.1. Introducción.

En general la máquina consta de dos estructuras cilíndricas, concéntricas. Casi siempre su estructura interior gira, mientras la exterior permanece estacionaria, ambas estructuras son normalmente fabricadas de acero laminado para proporcionar las características eléctricas y magnéticas óptimas. El espacio entre estas estructuras comúnmente llamado *entrehierro*, es

pequeño pero muy significativo en términos de propiedades magnéticas [18]. De las máquinas giratorias más comunes se encuentran la de inducción y la síncrona:

4.3.2. Máquina de Inducción.

De todas las máquinas eléctricas giratorias, el motor de inducción es el que se usa más a menudo en la industria, donde la gran mayoría de motores son del tipo jaula de ardilla y la parte restante está dividido entre rotor devanado, corriente continua y síncronos.

Las máquinas de inducción trifásicas son máquinas de velocidad asíncrona, cuando operan a menor velocidad que la síncrona funciona como motores y arriba de la velocidad síncrona, como generadores. [18].

Dentro de las aplicaciones a la que se somete la máquina de inducción jaula de ardilla están en el ámbito de la generación eoloeléctrica y como carga. A nivel industrial y de uso común el uso es como motor, existiendo una gran variedad de aplicaciones desde motores fraccionarios de dos fases para control, hasta motores polifásicos de 45,000 hp para túneles de aire; y un número enorme de motores de inducción se usa en muchos aparatos caseros.

El motor de inducción con rotor devanado se usa para obtener un par de arranque elevado, es decir, al variar la resistencia en las terminales del rotor se puede lograr un par de arranque máximo con un deslizamiento hasta del 90%. En cambio, para modificar la resistencia del rotor jaula de ardilla se hace desde la fabricación del mismo rotor, modificando la altura o profundidad de las barras de la jaula. Finalmente lo que se busca con estas máquinas es obtener una característica variada en la relación del comportamiento par-velocidad.

Uno de los problemas más comunes que presenta el motor de inducción jaula de ardilla es cuando se presenta la fatiga o daño en los anillos de corto circuito, con lo cual se modifica la impedancia presentada por el rotor y consecuentemente los niveles de corriente y la generación del campo magnético del rotor; esto demerita la relación par-velocidad haciendo que el motor funcione anormalmente.

Asimismo, el desbalance en las máquinas de inducción de cualquiera de los dos tipos mencionados es muy peligroso porque se modifica el campo magnético resultante en el estator provocando pérdida considerable de la eficiencia en la máquina y en algunas ocasiones llegan a quemarse; la red eléctrica de CFE permite un desbalance máximo de hasta 2%. El desbalance de tensión genera distintos acoplamientos entre las fases de estator ocasionando pérdida de

velocidad, par pulsante y vibraciones mecánicas, asimismo el desbalance provoca que las corrientes por fase sean de magnitudes diferentes.

4.3.3. Máquina Síncrona.

Es una máquina que puede emplearse como motor (*velocidad constante*), generador y capacitor síncrono, es una máquina de alta eficiencia (*mayor que la de inducción*) es más costosa que la de inducción.

La máquina síncrona como generador es la fuente de la mayor parte de la energía eléctrica en el mundo. Cuando es usada como motor es un dispositivo muy versátil, de tal modo que existe un buen número disponible de tipos de motores.

Para muchas aplicaciones el motor síncrono es apropiado y deseable; inherentemente mantiene con precisión su velocidad (*no existe regulación de velocidad*) y de esta forma es muy útil tanto en aplicaciones de velocidad constante, así como primo motor para generadores de corriente continua puesto que mantiene una velocidad constante para todas las condiciones de carga [8].

4.3.4. Modelado de Motores.

Medir el comportamiento transitorio de un elemento en un sistema de potencia es a menudo difícil, siempre caro y ocasionalmente peligroso para el equipo involucrado. Sin embargo necesitamos saber cómo se comportaran éstos ante las condiciones de operación a los que están expuestos en el sistema si queremos tener un sistema confiable y seguro. También cuando se daña un elemento al estar en operación, necesitamos tener una mejor idea para mejorar su diseño y eliminar futuras fallas. El modelado es una solución potencial para ambos problemas.

La mayoría de los motores en los sistemas de potencia están conectados a la fuente de alimentación a través de un cable. En el proceso de energización del motor, la onda viajera pasa por el cable e impacta el devanado del motor, se requiere un modelo durante el transitorio para saber el voltaje aplicado a través del él y ver como se distribuye el voltaje en el motor, y por lo tanto determinar las condiciones a las que estará sometido el aislamiento.

Un motor en funcionamiento continúa generando una fmm después de quitarle la alimentación, ya que el flujo toma cierto tiempo en decaer y por supuesto su velocidad cambia lentamente a medida que se desacelera.

Sin embargo, se considera que un modelo no es un fin en sí mismo sino un medio para un fin. El fin es el de predecir cómo se comportará un elemento del sistema cuando se somete a un transitorio preestablecido.

Para determinar esta respuesta es necesario que el modelo sea evaluado y validado. El modelo seleccionado para las máquinas eléctricas giratorias es un modelo de circuito eléctrico, esto es muy conveniente para el análisis de las máquinas, ya que pueden usarse las herramientas de la teoría de circuito.

Unos de los principios más importantes en la teoría de máquinas eléctricas son:

- Acoplamiento magnético entre circuitos magnéticos.
- Interacción entre circuitos eléctricos, magnéticos y mecánico.
- Derivaciones de sus circuitos equivalentes.
- Derivaciones de sus ecuaciones fundamentales. Que no existen pérdidas por histéresis o corrientes parásitas. Esto simplifica el modelado matemático generalizado introduciendo poco error en lo que concierne a la operación normal de la máquina, y se dispone de correcciones para las discrepancias en caso de necesitarse.

4.3.5. Marcos de referencia.

En las ecuaciones de voltaje que describen el funcionamiento de la máquina de inducción y síncrona encontramos que algunas inductancias de las máquinas están en función de la velocidad del rotor (inductancias mutuas entre estator-rotor), es decir, existe acoplamiento mutuo entre las inductancias de cada fase (acoplamientos entre fases a-b, a-c y b-c) aplica para estator y rotor en caso de máquina de inducción. Donde los coeficientes de las ecuaciones diferenciales (ecuaciones de voltaje) que describen el comportamiento de esas máquinas varían con el tiempo excepto cuando el rotor está detenido, [17].

En el estudio de sistemas de potencia, y más aún en el modelado de máquinas eléctricas, las transformaciones matemáticas son utilizadas con frecuencia para desacoplar variables, lo cual facilita la solución de ecuaciones diferenciales complejas que contienen coeficientes variables con el tiempo, o para referir todas las variables a un *marco de referencia* común.

Existen varias transformaciones que se usan, originalmente se pensaba que cada transformación era diferente y por lo tanto se trataban en forma separada. Después se comprendió que todas estas se pueden contener en una sola, esta transformación general transforma las variables a un marco de referencia que gira a una *velocidad angular arbitraria*. Todas las transformaciones conocidas se obtienen de esta transformación con solo asignar la velocidad de rotación apropiada, la cual de hecho puede ser cero, es por eso que se llama *marco de referencia arbitrario* [17]. Por lo tanto se propone la transformación a 2 ejes para reducir complejidad del modelo de la máquina.

4.3.5.1. Teoría de los dos ejes (q-d-0).

Consiste en transformar las variables de fases (*a, b, c*) a dos fasces ficticias, dicha transformación suele hacerse con consideraciones de índole geométrica derivadas del comportamiento equilibrado de las variables cuando la máquina funciona en régimen de sincronismo, con esta transformación se obtiene:

Se eliminan las inductancias variantes en el tiempo en las ecuaciones de voltaje de la máquina que ocurren en circuitos eléctricos en movimiento relativo, los parámetros variantes se convierten en constantes, y la solución de ecuaciones diferenciales se facilita [17].

Para la identificación de los ejes *q* y *d* del rotor tenemos:

- Eje *d* está alineado con el eje magnético del devanado de campo y en el sentido del flujo magnético del campo.
- Eje *q* está adelantando 90° eléctricos al eje *d* y se toma como referencia ante fase *a* para calcular el desplazamiento θ_r .

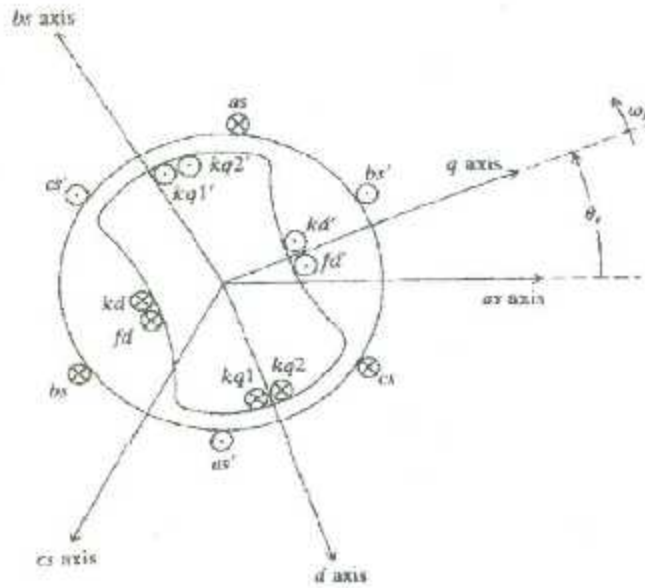


Figura 4.9. Ejes qd para un motor trifásico síncrono.

Este cambio de variables que formulan una transformación de variables de 3 fases de los elementos del circuito del estator a un marco de referencia arbitrario pueden ser expresados como:

$$[f_{qd0,s}] = [K_s] \cdot [f_{abc,s}] \quad (4.41).$$

Donde:

$$(f_{qd0,s})^T = [f_{qs} \quad f_{ds} \quad f_{0s}]$$

$$(f_{abc,s})^T = [f_{as} \quad f_{bs} \quad f_{cs}]$$

$$[K_s] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin \theta & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (4.42).$$

Y para la transformación inversa se tiene la siguiente matriz:

$$[K_s]^{-1} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \text{sen } \theta & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \text{sen}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \text{sen}\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \quad (4.43).$$

La velocidad angular ω , y el desplazamiento angular θ , del marco de referencia arbitrario esta dado por la ecuación $\omega = \frac{d\theta}{dt}$ Así

$$\theta = \int \omega dt \quad (4.44).$$

O en forma de integral definida:

$$\theta = \int_0^T \omega(\tau) dt + \theta(0) \quad (4.45).$$

De las ecuaciones anteriores f puede representar voltaje, corriente, enlaces de flujo o carga electrica. El superíndice T significa la transpuesta de la matriz; el subíndice s significa que se refiere a las variables, parámetros y transformación asociada a los circuitos del estator. El desplazamiento angular θ debe ser continuo; sin embargo la velocidad angular asociada al cambio de variables no está especificada. El marco de referencia puede girar a cualquier velocidad angular constante o variable puede permanecer estacionaria.

El desplazamiento angular que existe entre el marco de referencia seleccionado y las variables de fase depende de las velocidades angulares de ambos. Analizando las proyecciones de cada una de las fases sobre cada uno de los vectores del marco de referencia, permite comprender el desplazamiento angular que debe tomarse para las matrices de transformación.

Marcos de referencias usuales:

1. *Marco de referencia estacionario:* La velocidad del marco se deja fija por lo que la velocidad es 0, y las proyecciones de cada una de las fases sobre los ejes qd es variable formando una senoidal a velocidad de la frecuencia del sistema ω_s , y desplazadas 90° . Y la velocidad relativa entre las fases y el marco de referencia es ω_s . Por lo tanto

$$\omega_{\text{marco}} \neq \omega_{\text{fases}} \therefore \theta = \omega_s$$

2. *Marco de referencia síncrono:* La velocidad del marco gira a la velocidad del estator y por lo tanto las proyecciones de cada una de las fases en el tiempo es constante (como si fuera c.d.), y la velocidad relativa entre las fases y el marco de referencia es 0. Por lo tanto $\omega_{marco} = \omega_s \therefore \theta = constante$.
3. *Marco de referencia en el rotor:* La velocidad del marco gira a la velocidad del rotor ω_r (se eliminan las inductancias variantes en máquinas síncronas), para una máquina de inducción, siempre $\omega_s > \omega_r$ cuando funciona como motor y las proyecciones de cada una de las fases es variable formando una senoidal a velocidad de la frecuencia $\omega_s - \omega_r$.
4. *Marco de referencia arbitrario:* La velocidad del marco gira a velocidad arbitraria; $\omega_{marco} = \omega_{arbitrario}$; $\omega_{fases} = \omega_s$ se tiene un desplazamiento variante $\theta = \omega_s t - \omega_{arbitrario} t$, las proyecciones son variantes formando senoides de baja frecuencia ($\omega_s - \omega_{arbitrario}$) en cada eje desplazados 90° .

Estas transformaciones permitirán obtener modelos de circuitos equivalentes de motores eléctricos polifásicos de inducción y síncronos representados en circuitos desacoplados montados en dos ejes magnéticos, que facilitarán la solución de las ecuaciones de estas máquinas eléctricas.

4.3.6. Modelado $qd0$ de la máquina de inducción.

Aunque se podría formular una transformación al marco de referencia arbitrario que podríamos aplicar a todas las variables, es preferible considerar solo las variables asociadas con los circuitos del estator y después modificar este análisis para las variables asociadas con los devanados del rotor de la máquina de inducción.

Para las ecuaciones en variables $qd0$ y marco de referencia arbitrario en la máquina de inducción, se considera que la velocidad del marco de referencia está en el mismo sentido de rotación del rotor y la velocidad del marco se denota como ω y la velocidad del rotor como ω_r .

Como se muestra en la figura 4.10. Para hacer las proyecciones de las fases a los ejes qd del marco de referencia ω , para el rotor ω_r utilizamos β y para referir el estator utilizamos θ .

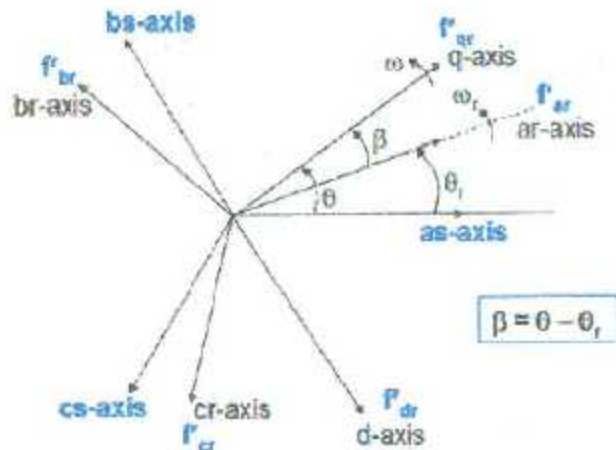


Figura 4.10. Proyecciones de fases a ejes qd .

Utilizando las matrices de transformación de variables (a,b,c) a (q-d-0):

$$[f_{qd0,S}] = [K_S] \cdot [f_{abc,S}]$$

Ecuaciones de voltaje en qd (estator y rotor)

$$V_{abc,S} = R_S i_{abc,S} + \frac{d}{dt} \lambda_{abc,S} \quad , \quad \lambda_{abc,S} = L_S i_{abc,S} + L_{sr} i_{abc,r}$$

$$V_{abc,r} = R_r i_{abc,r} + \frac{d}{dt} \lambda_{abc,r} \quad , \quad \lambda_{abc,r} = L_{sr} i_{abc,S} + L_r i_{abc,r}$$

Se transforman las ecuaciones de voltajes para *estator*:

$$K_S V_{abc,S} = V_{qd0,S} = K_S R_S i_{abc,S} + K_S \frac{d}{dt} \lambda_{abc,S} = K_S R_S K_S^{-1} i_{qd0,S} + K_S \frac{d}{dt} \{K_S^{-1} \lambda_{qd0,S}\}$$

$$V_{qd0,S} = R_S i_{qd0,S} + \frac{d}{dt} \{\lambda_{qd0,S}\} + \omega \lambda_{qd,S} \quad (4.46).$$

Se transforman las ecuaciones de voltajes para *rotor*:

$$K_r V_{abc,r} = V_{qd0,r} = K_r R_r i_{abc,r} + K_r \frac{d}{dt} \lambda_{abc,r} = K_r R_r K_r^{-1} i_{qd0,r} + K_r \frac{d}{dt} \{K_r^{-1} \lambda_{qd0,r}\}$$

$$V'_{qd0,r} = R'_r i'_{qd0,r} + \frac{d}{dt} \{ \lambda'_{qd0,r} \} + (\omega - \omega_r) \lambda'_{qd0,r} \quad (4.47).$$

Las disposiciones de λ son:

$$(\lambda_{dq,s})^T = [\lambda_{d,s} \quad - \lambda_{q,s} \quad 0] \quad (4.48).$$

$$(\lambda'_{dq,r})^T = [\lambda'_{d,r} \quad - \lambda'_{q,r} \quad 0] \quad (4.49).$$

En forma expandida se tiene:

$$V_{q,s} = r_s i_{q,s} + \omega \lambda_{q,s} + p \lambda_{q,s} \quad V'_{q,r} = r'_r i'_{q,r} + (\omega - \omega_r) \lambda'_{q,r} + p \lambda'_{q,r}$$

$$V_{d,s} = r_s i_{d,s} - \omega \lambda_{d,s} + p \lambda_{d,s} \quad V'_{d,r} = r'_r i'_{d,r} - (\omega - \omega_r) \lambda'_{d,r} + p \lambda'_{d,r}$$

$$V_{0,s} = r_s i_{0,s} + p \lambda_{0,s} \quad V'_{0,r} = r'_r i'_{0,r} + p \lambda'_{0,r}$$

Donde $p = \frac{d}{dt}$

Debido a la rotación se aprecia que en las ecuaciones de voltaje de estator y rotor hay una interacción del eje d hacia q y viceversa.

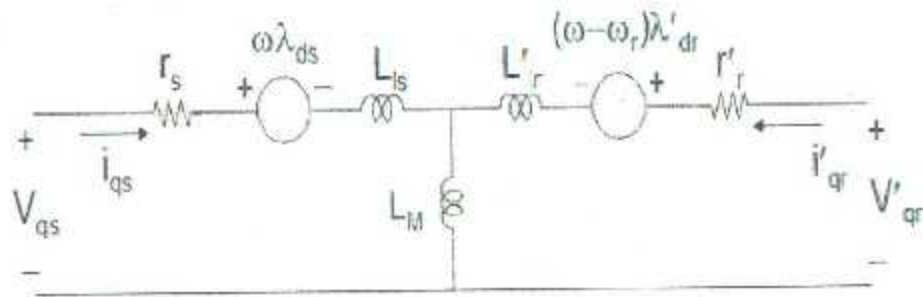
Donde

$$\lambda_{q,s} = L_{ls} i_{q,s} + L_M (i_{q,s} + i_{q,r}) \quad \lambda_{q,r} = L'_{lr} i'_{q,r} + L_M (i_{q,s} + i_{q,r})$$

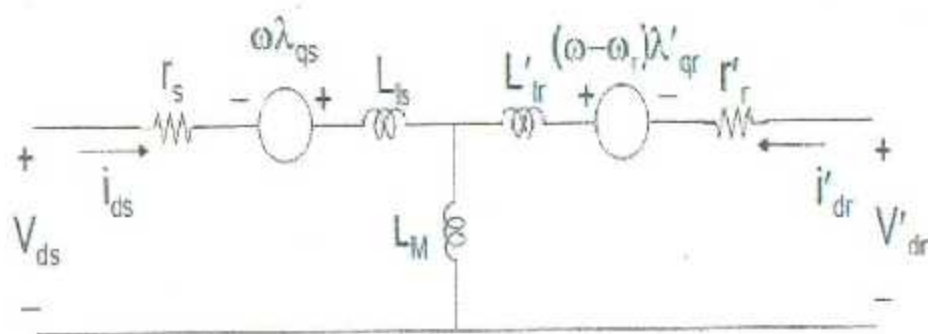
$$\lambda_{d,s} = L_{ls} i_{d,s} + L_M (i_{d,s} + i_{d,r}) \quad \lambda_{d,r} = L'_{lr} i'_{d,r} + L_M (i_{d,s} + i_{d,r})$$

$$\lambda_{0,s} = L_{ls} i_{0,s} \quad \lambda'_{0,r} = L'_{lr} i'_{0,r}$$

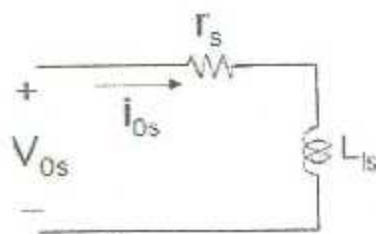
Finalmente tenemos la representación de los circuitos equivalentes en $q d$; y este es el modelo del motor que se va usar en las simulaciones.



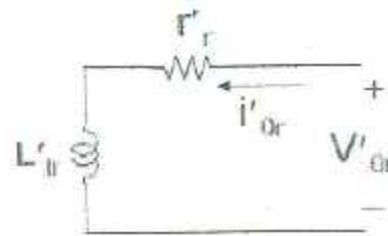
Circuito equivalente en q



Circuito equivalente en d



Circuito 0_s



Circuito 0_r

4.3.7. Modelado qd0 de la maquina síncrona.

El circuito de estator es de naturaleza trifásica por lo que se realiza la transformación a *qdo*, similar al procedimiento realizado para la máquina de inducción. En cambio el circuito de rotor está por naturaleza en 2 ejes magnéticos por lo que no se necesita la transformación a dos ejes, solo depende de la velocidad relativa entre el marco de referencia y el rotor para obtener una

proyección de variables y parámetros; esto último se evita si la velocidad relativa entre el marco de referencia y el rotor es cero. Por lo que inicialmente se propone el marco de referencia arbitrario para seleccionar cualquier velocidad, pero al final se selecciona la transformación de Park; marco de referencia montado en rotor.

Dependiendo del tipo de rotor de la máquina síncrona se puede señalar lo siguiente:

- *rotor de polos salientes*; presenta saliencia de polos por lo que la reluctancia entre rotor y estator para los ejes $q-d$ son diferentes; *eje d* (cara polar) presenta menor reluctancia que el *eje q*. Debido a que la inductancia está en función del entrehierro tenemos que $L_{md} > L_{mq}$. Por lo tanto la saturación es diferente para los dos ejes, siendo mayor para la cara polar (eje d) y menor para el eje q, ya que este flujo se transmite por el gran entrehierro que presenta el eje q.
- *rotor de polos lisos*; no presenta saliencia y por lo tanto el entrehierro es uniforme y la reluctancia del estator y rotor en ejes d-q es igual, entonces $L_{md} = L_{mq}$.

Retomando las ecuaciones de transformación

$$[f_{qdo,s}] = [K_S] \cdot [f_{abc,s}] \quad (4.50)$$

Y sabiendo que

$$\omega = \frac{d\theta}{dt} \quad \therefore \quad \theta = \int_0^t \omega \cdot dt + \theta(0) \quad (4.51)$$

Ecuaciones de voltaje en $q d$ (estator y rotor)

$$V_{abc,s} = -R_S i_{abc,s} + \frac{d}{dt} \lambda_{abc,s}, \quad \lambda_{abc,s} = -L_S i_{abc,s} + L_{sr} i_{qd,r}$$

$$V_{qd,r} = -R_r i_{qd,r} + \frac{d}{dt} \lambda'_{qd,r}, \quad \lambda'_{qd,r} = -\frac{2}{3} L_{sr} i_{abc,s} + L_r i_{qd,r}$$

Se transforman las ecuaciones de voltajes para la máquina síncrona

$$K_S V_{abc,S} = V_{qd0,S} = -K_S R_S i_{abc,S} + K_S \frac{d}{dt} \lambda_{abc,S} = -K_S R_S K_S^{-1} i_{qd0,S} + K_S \frac{d}{dt} \{K_S^{-1} \lambda_{qd0,S}\}$$

$$V_{qd0,S} = -R_S i_{qd0,S} + \frac{d}{dt} \{\lambda_{qd0,S}\} + \omega \lambda_{qd,S} \quad (4.52).$$

Y las disposiciones de λ ;

$$(\lambda_{qd,S})^T = [\lambda_{d,S} \quad -\lambda_{q,S} \quad 0] \quad (4.53).$$

Se transforman los encadenamientos para estator;

$$K_S \lambda_{abc,S} = \lambda_{qd0,S} = -K_S L_S i_{abc,S} + K_S L_{sr} i_{qd,r} \quad (4.54).$$

$$\lambda_{qd0,S} = -K_S L_S K_S^{-1} i_{qd0,S} + K_S L_{sr} K_r^{-1} i_{qd,r} \quad (4.55).$$

Se transforman los encadenamientos para rotor;

$$\lambda_{qd,r} = -\frac{2}{3} L_{sr}^{-1} K_S^{-1} i_{qd0,S} + L_r i_{qd,r} \quad (4.56).$$

En forma matricial y compacta tenemos;

$$\begin{bmatrix} \lambda_{qd0,S} \\ \lambda_{qd,r} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_S L_S (K_S)^{-1} & K_S L_{sr} \\ \frac{2}{3} (L_{sr})^T (K_S)^{-1} & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -i_{qd0,S} \\ i_{qd,r} \end{bmatrix} \quad (4.57).$$

Seleccionando el marco de referencia en rotor tenemos que;

$$\omega = \omega_r, \quad \theta = \theta_r \quad \therefore \quad \theta_r = \int_0^t \omega_r \cdot dt + \theta_r(0)$$

Y las ecuaciones de voltajes con marco de referencia en rotor son:

$$V_{q_s}^r = -r_s i_{q_s}^r + \omega \lambda_{d_s}^r + p \lambda_{q_s}^r$$

$$V_{d_s}^r = -r_s i_{d_s}^r - \omega \lambda_{q_s}^r + p \lambda_{d_s}^r$$

$$V_{0_s} = -r_s i_{0_s} + p \lambda_{0_s}$$

$$V_{qk1}^r = r_{kq1}^r i_{kq1}^r + p \lambda_{kq1}^r$$

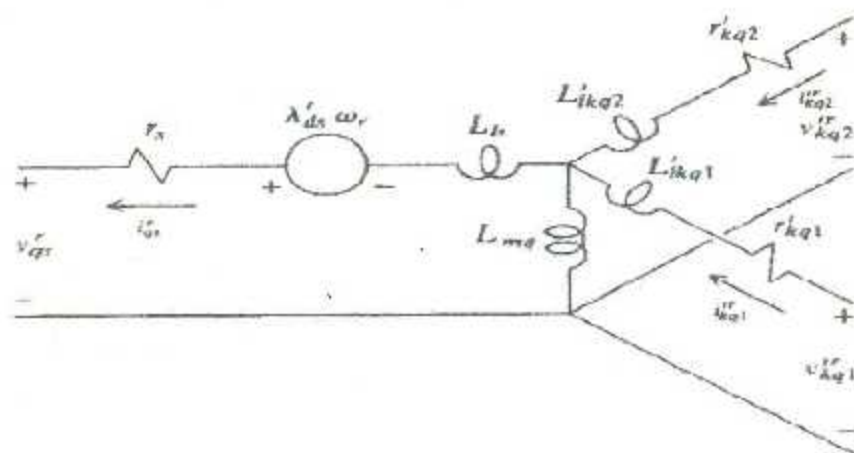
$$V_{kq2}^r = r_{kq2}^r i_{kq2}^r + p \lambda_{kq2}^r$$

$$V_{fd}^r = r_{fd}^r i_{fd}^r + p \lambda_{fd}^r$$

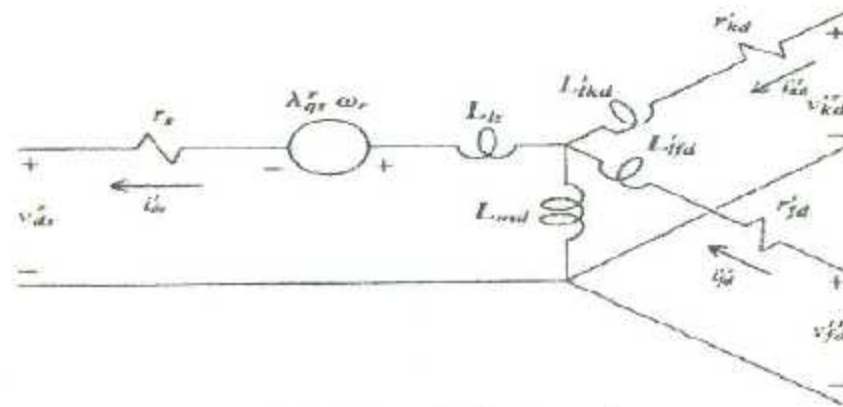
$$V_{kd}^r = r_{kd}^r i_{kd}^r + p \lambda_{kd}^r$$

Donde $p = \frac{d}{dt}$

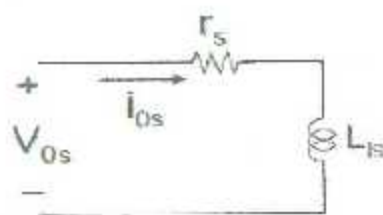
Finalmente se tiene la representación de los circuitos equivalentes en $q d$, y este es el modelo del motor que se va usar en las simulaciones.



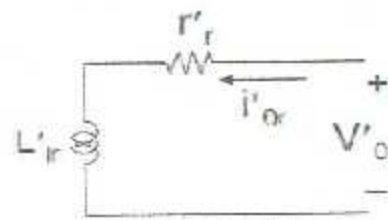
Circuito equivalente en q



Circuito equivalente en d



Circuito 0_s



Circuito 0_r

4.4. Modelado de Transformadores.

El transformador es un equipo que transfiere energía de un circuito a otro por medio de un campo Magnético común. En todos los casos, excepto en los autotransformadores, no existe una conexión directa de un circuito a otro.

El modelo del transformador en EMTP se desarrolla en base a uno de los dos métodos fundamentales. La simulación de los transformadores requiere de la comprensión de algunas de sus propiedades básicas, las cuales tienen que ver con el núcleo y sus devanados. Esto es complicado por el hecho de que el núcleo del transformador está propenso a la saturación debido al fenómeno de la corriente de inrush, al magnetismo residual y al efecto de ferroresonancia.

En la figura (4.11) se muestran el enlace mutuo de los dos devanados:

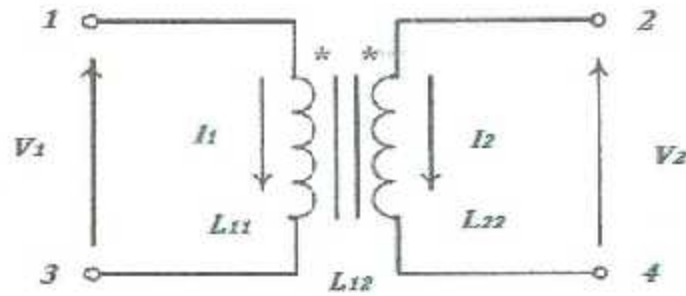


Figura 4.11. Representación de dos Devanados acoplados mutuamente.

Donde L_{11} es la inductancia propia del devanado 1, L_{12} y L_{21} es la inductancia mutua del devanado 1 y 2 y L_{22} es la inductancia propia del devanado 2.

Por lo tanto el voltaje a través del primer devanado es V_1 y el voltaje a través del segundo devanado es V_2 . La siguiente ecuación describe la relación del voltaje y la corriente relativos a las dos bobinas de acoplamiento.

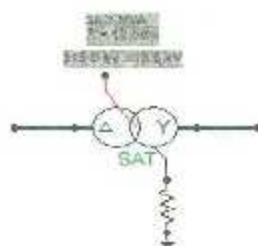
$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{11} & L_{12} \\ L_{21} & L_{22} \end{bmatrix} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (4.58)$$

Para el modelado de los transformadores y autotransformadores, de acuerdo al tipo de estudio se utilizo el elemento Sat'rafo en el programa ATP/EMTP. (Basado en las Recomendaciones de la tabla 1.1).

Para estas simulaciones se usó el siguiente modelo trifásico de transformador con los datos generales que se presentan en la máscara, figura 4.12.

Transformador	I: 0.1 Hz / 3 kHz	II: 50 Hz / 20 kHz	III: 10 kHz / 3 MHz	IV: 100 kHz / 50 MHz
Con transferencia de sobretensiones				
Impedancia de cortocircuito	Muy importante	Muy importante	Importante	Despreciable
Saturación	Muy importante	Importante para energización y rechazo de carga con variaciones de voltaje y de otra manera despreciar	Despreciable	Despreciable
Dependiente Frec. Con pérdidas serie	Muy importante	Importante	Despreciable	Despreciable
Histéresis y pérdidas en el hierro	Importante solo para fenómeno de resonancia	Importante para energización de transformadores	Despreciable	Despreciable
Acoplamiento capacitivo	Despreciable	Importante	Muy importante	Muy importante
L: inductancia R: resistencia óhmica C: capacitancia	L_m : Inductancia de magnetización Φ : flujo	f: frecuencia R_{Fe} : Histeresis de pérdidas de hierro	Z: Impedancia medida en terminales C_s : Onda capacitiva	Z_s : Aumento de impedancia de bobinas $C_s = C_1 + \frac{C_2 \cdot C_2'}{C_2 + C_2'}$

Tabla 4.1. Representación de transformadores con transferencia de sobretensiones.



Component: SATTRAF0

Attributes Characteristic

	Prim.	Sec.
J [M]	115000	3330
R [ohm]	4.761	0.045706
L [mH,ohm]	595.9673	2.0610902

Coupling: 0 Y
Phase shift: 30

I(D) = 0.02083 Rm = 1322500
F(M) = 431.402

3-leg core
 RMS
 3-winding

Order: 0 Label: 33.3 MVA LFL

Comment:

Output: Hide

Figura 4.12. Modelo de transformador utilizado en los modelos creados en ATP/Draw.

5. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES COMPUTACIONALES.

5.1. Simulación en el Programa "ATP/EMTP".

5.1.1. Resumen.

Ante la necesidad de contar con información detallada relativa al comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia, han surgido herramientas computacionales y métodos numéricos que permiten analizar prácticamente cualquier evento en el sistema eléctrico.

A inicios de los años 60's. el profesor Hermann Dommel inicia la creación del Electromagnetic Transients Program, posteriormente diversas empresas y universidades incorporaron nuevos modelos al programa, lo que lo convierte en la actualidad en el mejor programa para el análisis de transitorios electromagnéticos.

5.1.2. Introducción.

Inicialmente para el análisis de sistemas eléctricos ante eventos transitorios se disponía de los TNA (Transient Network Analyzer), los cuales básicamente permitían un análisis analógico de transitorios electromagnéticos mediante la interconexión de dispositivos a escala para simular la red eléctrica real.

La necesidad de contar con información más detallada acerca del comportamiento del equipo y del sistema ante eventos transitorios llevo al desarrollo de algoritmos sofisticados que permiten obtener de manera precisa la solución de problemas complejos, esta necesidad se combinó con el gran avance de los elementos de estado sólido, lo cual nos permite contar en la actualidad con microprocesadores rápidos y con gran capacidad de manejo en la información además de ser portátiles como el 80486 de Intel. El resultado de lo anterior ha sido la creación de herramientas para el análisis de transitorios electromagnéticos a través de la simulación digital, el mejor ejemplo de estas herramientas lo constituye el ATP (Alternative Transients Program) del EMTP (Electromagnetic Transients Program), mediante el cual se pueden interconectar a través de ecuaciones un gran número de modelos matemáticos de los componentes del sistema.

Diversas características hacen del EMTP un programa único en el análisis de transitorios, una de estas es la cantidad de elementos de red preprogramados a través de sus modelos matemáticos, entre los cuales se encuentran Líneas de Transmisión, Maquinas Síncronas y Asíncronas, Transformadores. Una segunda característica es su capacidad de modelar redes híbridas, esto es, combinar redes eléctricas con sistemas que se controlen de forma interactiva a través del uso de Transients Analysis of Control System (TACS) ó bien a través de programación estructurada, MODELS. Otra característica de gran relevancia es que se cuenta con un gran número de usuarios a nivel mundial.

Los métodos computacionales digitales no pueden simular los fenómenos transitorios en forma continua, en su lugar se emplean secuencias de solución a intervalos discretos de tiempo de magnitud. La discretización causa errores de truncación los cuales ocasionan inestabilidad numérica pudiendo causar divergencia sobre la solución correcta. Para eliminar la inestabilidad de los modelos empleados en el EMTP usan el método de la regla trapezoidal para la solución de las ecuaciones diferenciales. Este método es numéricamente estable aunque también presenta ciertas oscilaciones numéricas, recientemente se han realizado estudios para corregir estas deficiencias.

5.2. Resultados en estado estacionario.

5.2.1. Simulación del Modelo local de “Minera Hércules” en ATP.

En el programa ATP se simuló el sistema local de minera “Hércules” primeramente en estado estacionario, esto con el fin de determinar con qué nivel de robustez que se encuentran operando, tanto la red eléctrica de CFE como la minera. Considerando analizar de la siguiente forma:

1. Para cuando se tiene 0% de carga conectada al sistema.
2. Para cuando se adiciona un 25% de carga al sistema.
3. Para cuando se adiciona un 50% de carga al sistema.
4. Para cuando se adiciona un 75% de carga al sistema.
5. Para cuando se tiene el sistema operando a plena carga.

En la siguiente figura se puede observar la oscilografía de voltajes por fase, para cuando no se tiene conectada la carga al sistema.

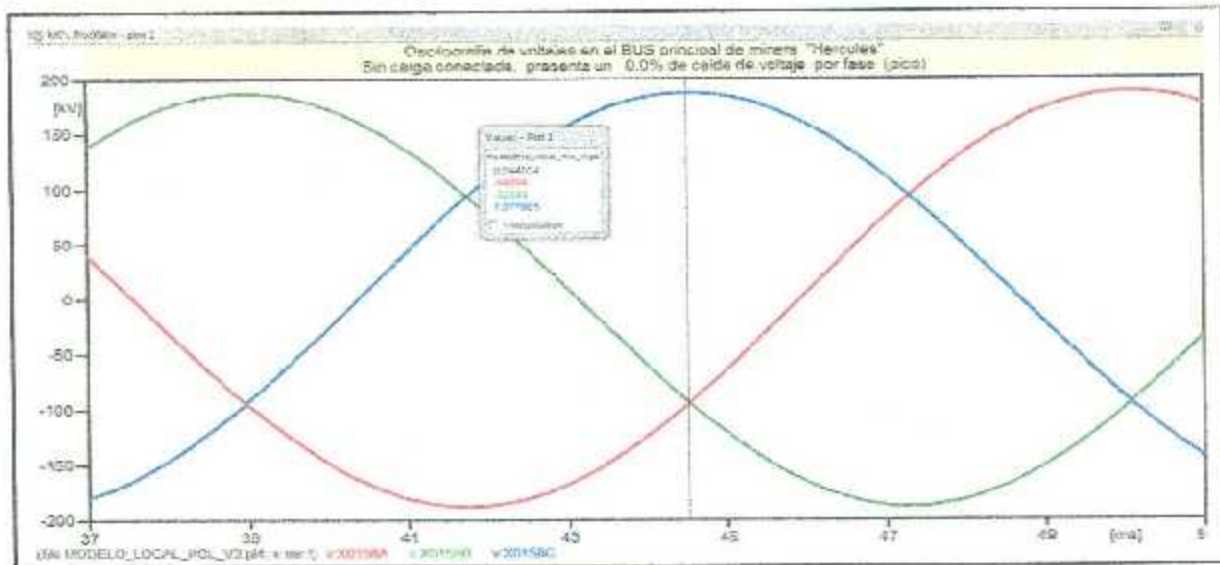


Figura 5.1. Voltajes por fase (valores pico) en el Bus principal de la minera Hércules ante 0% de carga conectada.

En la siguiente figura se puede observar la oscilografía de voltajes por fase, para cuando se adiciona un 25% de carga al sistema

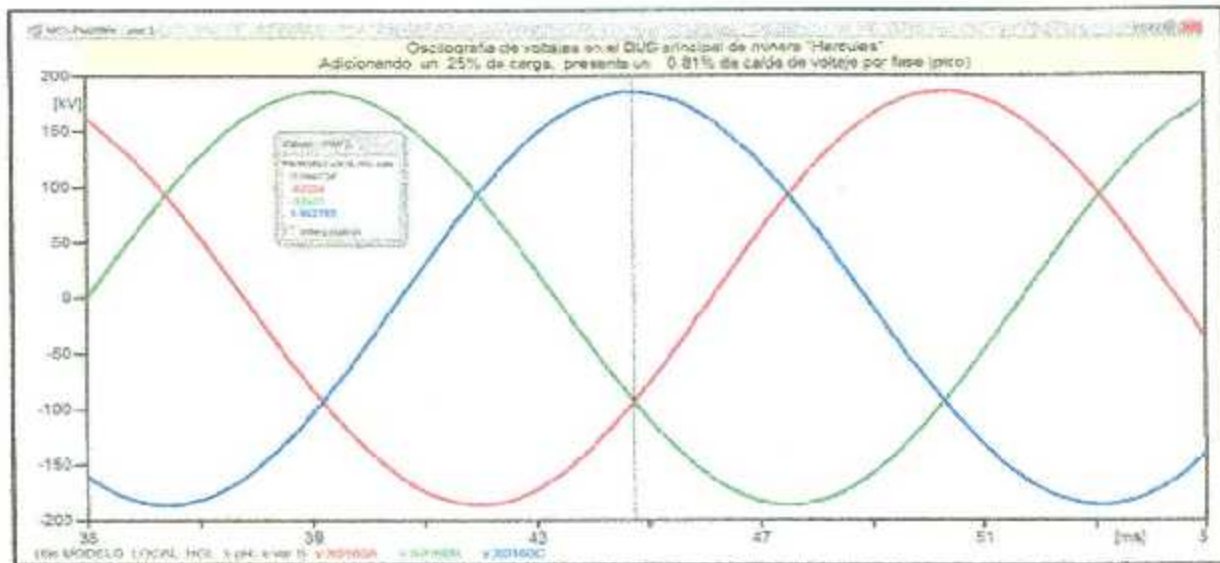


Figura 5.2. Voltajes por fase (valores pico) en el Bus principal de la minera Hércules ante el 25% de carga conectada.

En la siguiente figura se puede observar la oscilografía de voltajes por fase, para cuando se adiciona un 50% de carga al sistema

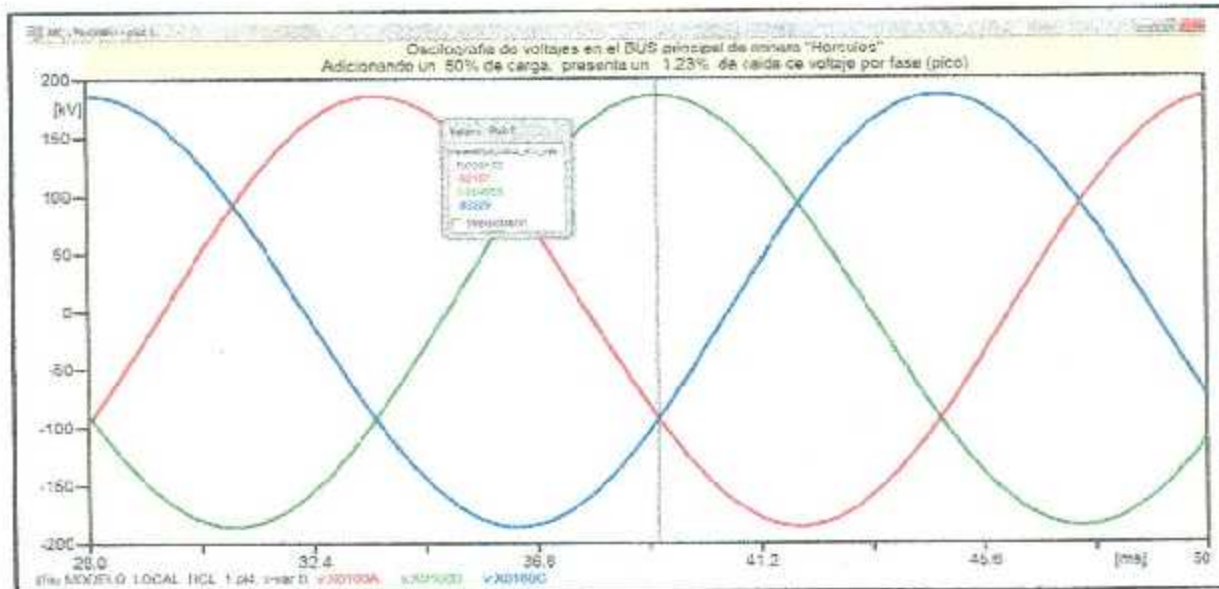


Figura 5.3. Voltajes por fase (valores pico) en el Bus principal de la minera Hércules ante el 50% de carga conectada.

En la siguiente figura se puede observar la oscilografía de voltajes por fase, para cuando se adiciona un 75% de carga al sistema.

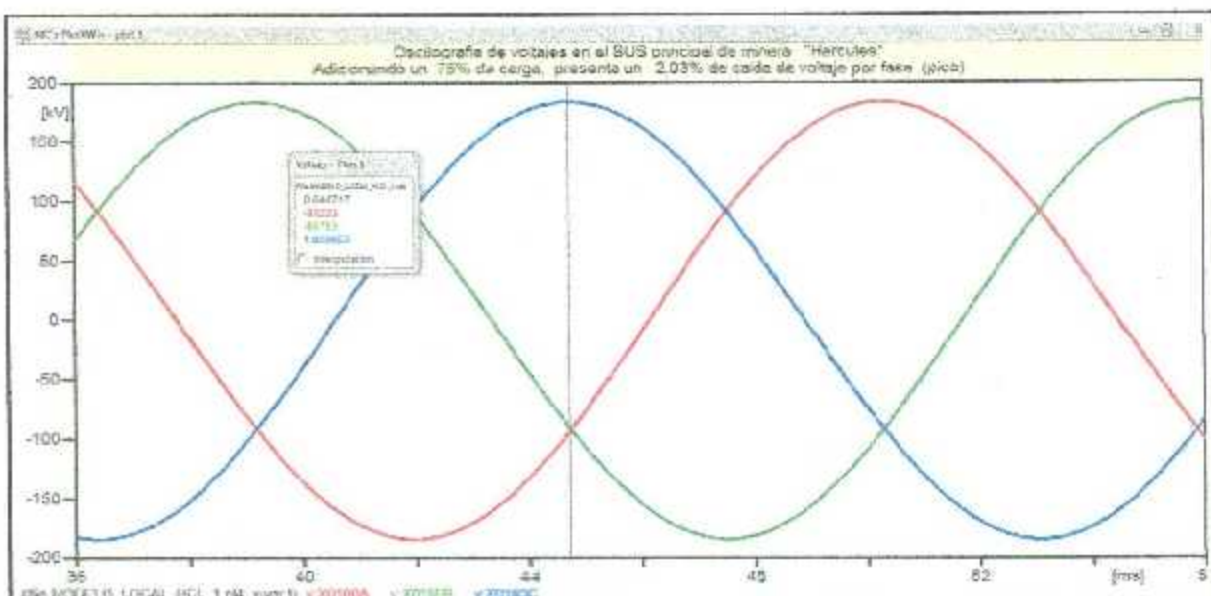


Figura 5.4. Voltajes por fase (valores pico) en el Bus principal de la minera Hércules ante el 75% de carga conectada.

En la siguiente figura se puede observar la oscilografía de voltajes por fase, para cuando se adiciona un 100% de carga al sistema.

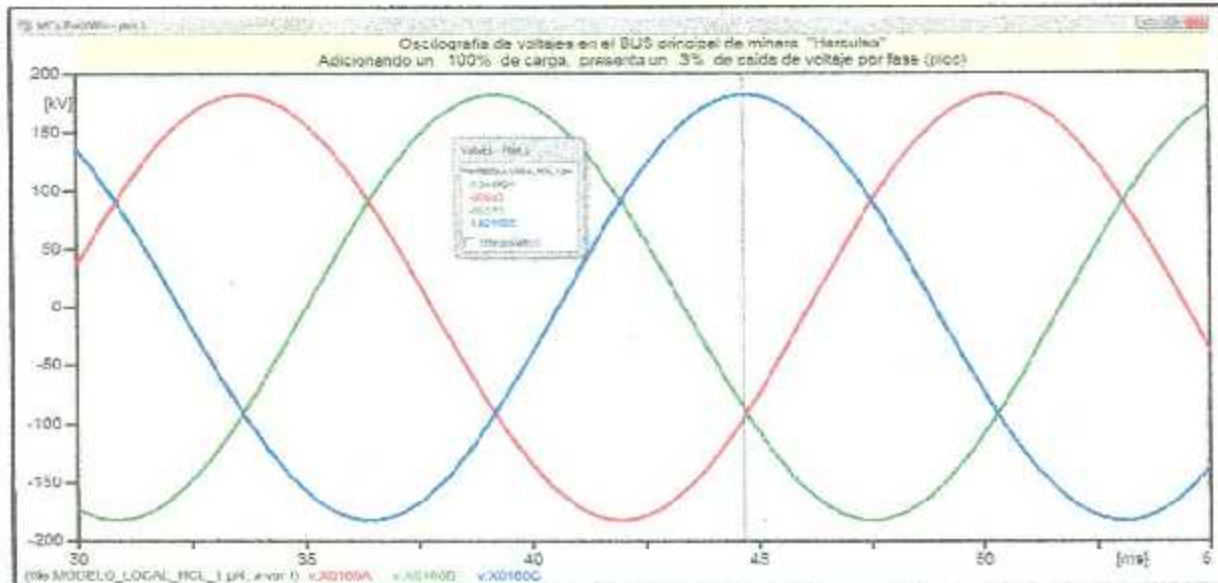


Figura 5.5. Voltajes por fase (valores pico) en el Bus principal de la minera Hércules ante el 100% de carga conectada.

Como se puede observar en cada una de las gráficas, el porcentaje de caída de voltaje entre una y la siguiente es en promedio el 0.75 % del voltaje por fase valor pico.

5.2.2. Simulación del modelo local de “Minera La Perla” en ATP.

En el programa ATP se simuló el sistema local de minera “La Perla” primeramente en estado estacionario, esto con el fin de determinar con qué nivel de robustez se encuentran operando, tanto la red eléctrica de CFE como la minera. Considerando analizar de la siguiente forma:

1. Para cuando se tiene 0% de carga conectada al sistema.
2. Para cuando se adiciona un 25% de carga al sistema.
3. Para cuando se adiciona un 50% de carga al sistema.
4. Para cuando se adiciona un 75% de carga al sistema.
5. Para cuando se tiene el sistema operando a plena carga.

En la siguiente figura se puede observar la oscilografía de voltajes por fase, para cuando no se tiene conectada la carga al sistema de minera La Perla.

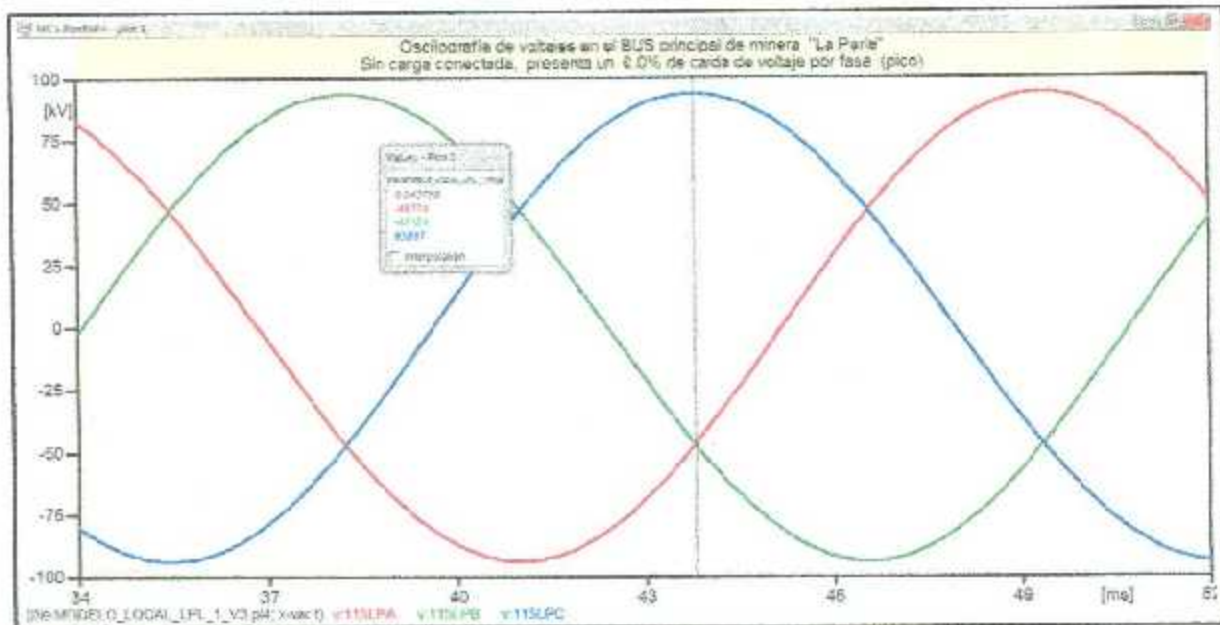


Figura 5.6. Voltajes por fase (valores pico) en el Bus principal de la minera La Perla ante el 0% de carga conectada.

En la siguiente figura se puede observar la oscilografía de voltajes por fase, para cuando se adiciona un 25% de carga al sistema.

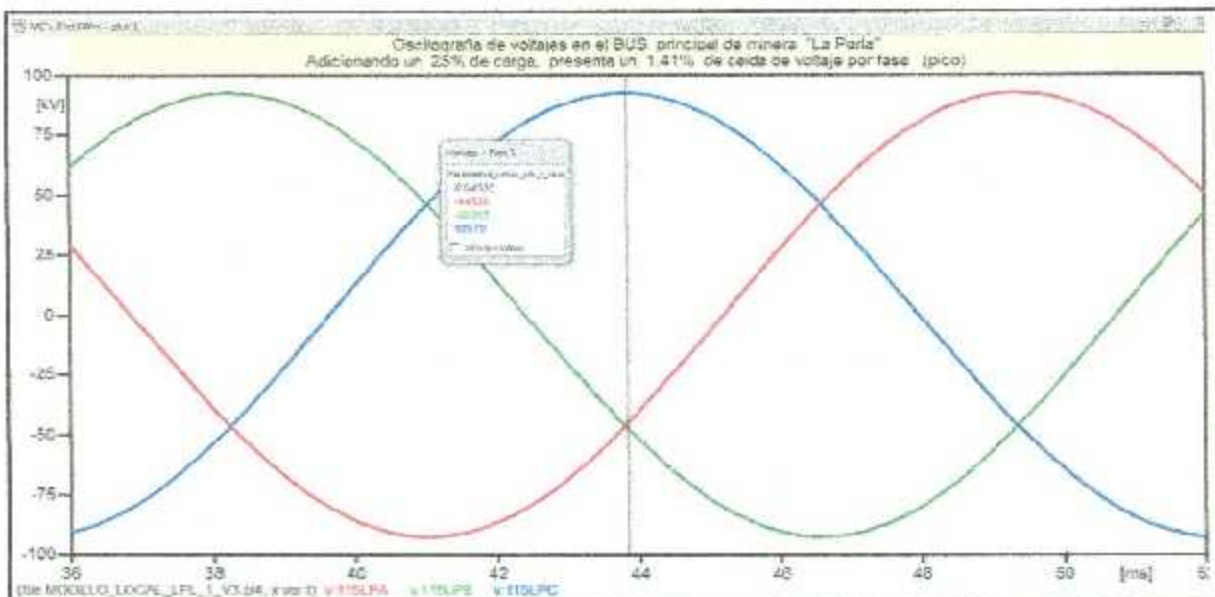


Figura 5.7. Voltajes por fase (valores pico) en el Bus principal de la minera La Perla ante el 25% de carga conectada.

En la siguiente figura se puede observar la oscilografía de voltajes por fase, para cuando se adiciona un 50% de carga al sistema.

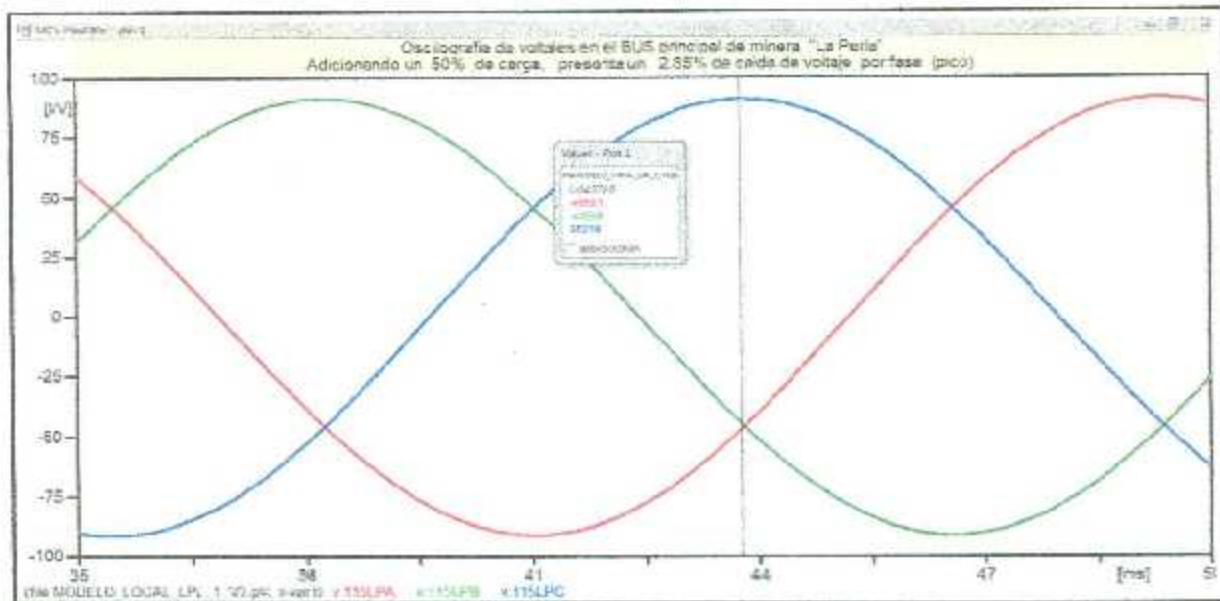


Figura 5.8. Voltajes por fase (valores pico) en el Bus principal de la minera La Perla ante el 50% de carga conectada.

En la siguiente figura se puede observar la oscilografía de voltajes por fase, para cuando se adiciona un 75% de carga al sistema.

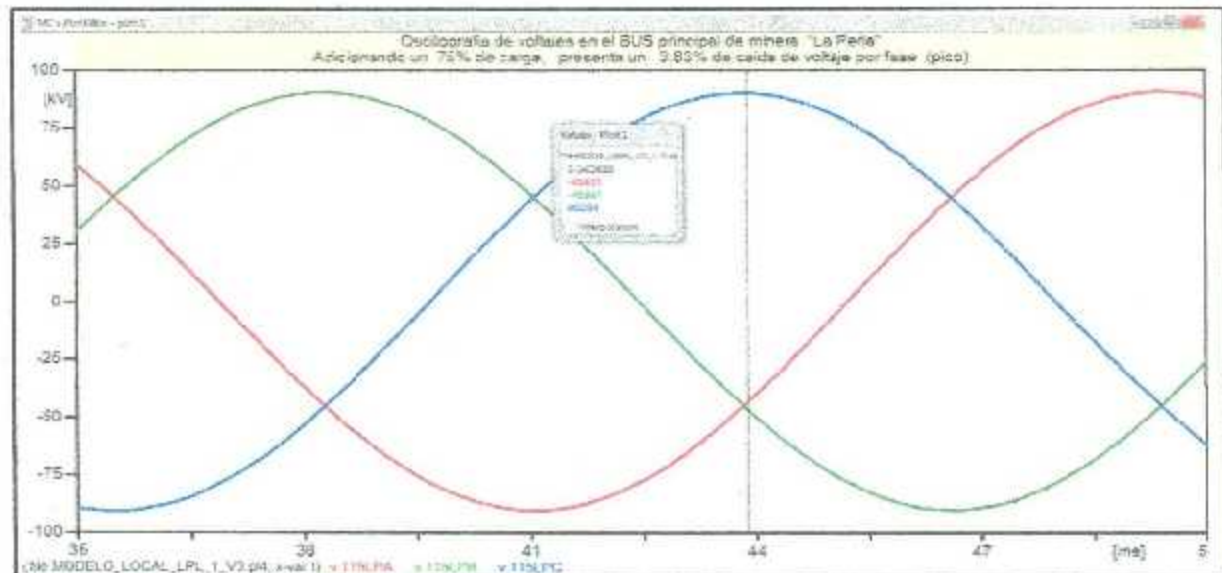


Figura 5.9. Voltajes por fase (valores pico) en el Bus principal de la minera La Perla ante el 75% de carga conectada.

En la siguiente figura se puede observar la oscilografía de voltajes por fase, para cuando se adiciona un 100% de carga al sistema.

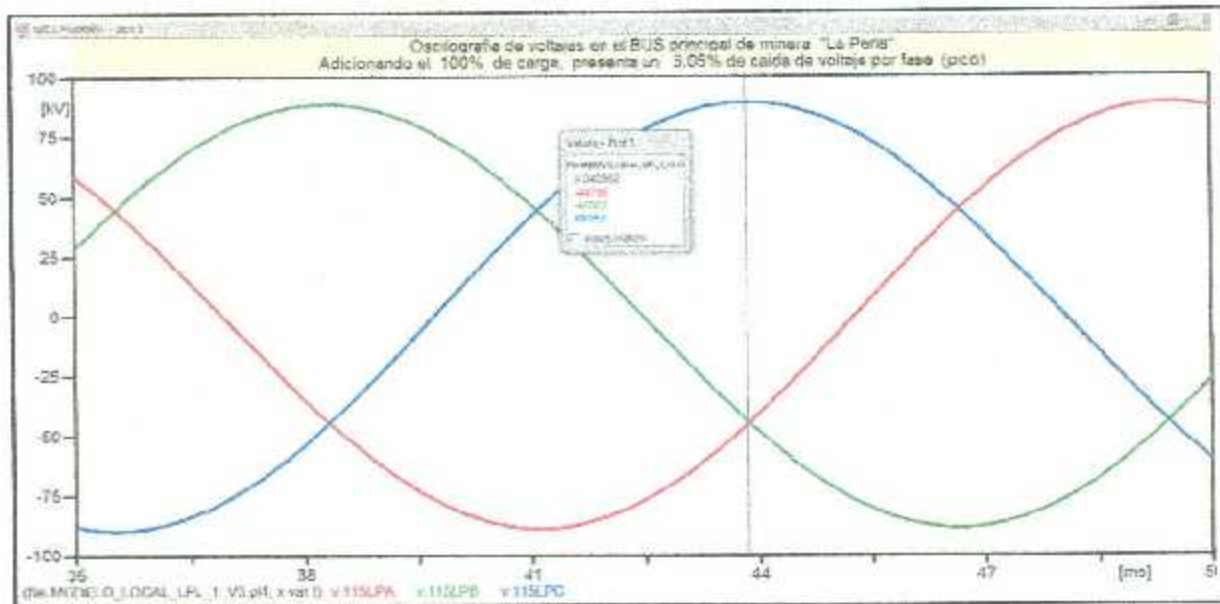


Figura 5.10. Voltajes por fase (valores pico) en el Bus principal de la minera La Perla ante el 100% de carga conectada.

Para este caso podemos observar que en cada una de las graficas, el porcentaje de caída de voltaje entre una y la siguiente es en promedio el 1.26 % del voltaje por fase valor pico.

5.2.3. Simulación del Subsistema “Subárea Camargo Chih.” en ATP.

En el programa ATP se simuló el subsistema en estado estacionario, adicionando líneas y cargas al diagrama unifilar eléctrico ya existente con el que contaba la Subárea Camargo para los estudios de transitorios hechos anteriormente para esta parte de la red eléctrica, ver [5].

Líneas adicionadas con nivel de tensión de 115 kV:

1. Líneas 73210 de FVL a NAICA.
2. Líneas 73010 de NAICA a BOQUILLA.
3. Líneas 73220 de BOQUILLA a CGU.
4. Líneas 73470 de CGU a CGD.
5. Líneas 93200 de FVL a CGD.

6. Líneas 93100 de FVL a CGD.
7. Líneas 93170 de FVI. a CGD.

Cargas adicionadas con nivel de tensión de 115 kV:

1. Toda la carga de minera L.PI.
2. Carga en minera HCL representada como carga RL.
3. Carga agrícola en OASIS representada como RL.
4. Bancos de capacitores en: (Rancho Tres Hermanos y Subestación Tacubaya).

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar eléctrico de la subárea de control Camargo, en este se puede observar dentro de los recuadros marcados con líneas punteadas en rojo, las líneas y las cargas que se le adicionaron al modelo original.

El modelo llamado original es un primer trabajo, realizado para comenzar con el estudio de una serie de problemas suscitados en la red eléctrica en la región norte del estado de chihuahua, perteneciente a la subárea de control Camargo Chihuahua. Dado que este trabajo está enfocado al análisis de fenómenos transitorios electromagnéticos, fue necesario adicionar todas las líneas de transmisión involucradas y sus distancias para así lograr ver el comportamiento de los niveles de tensión en diferentes puntos del sistema eléctrico.

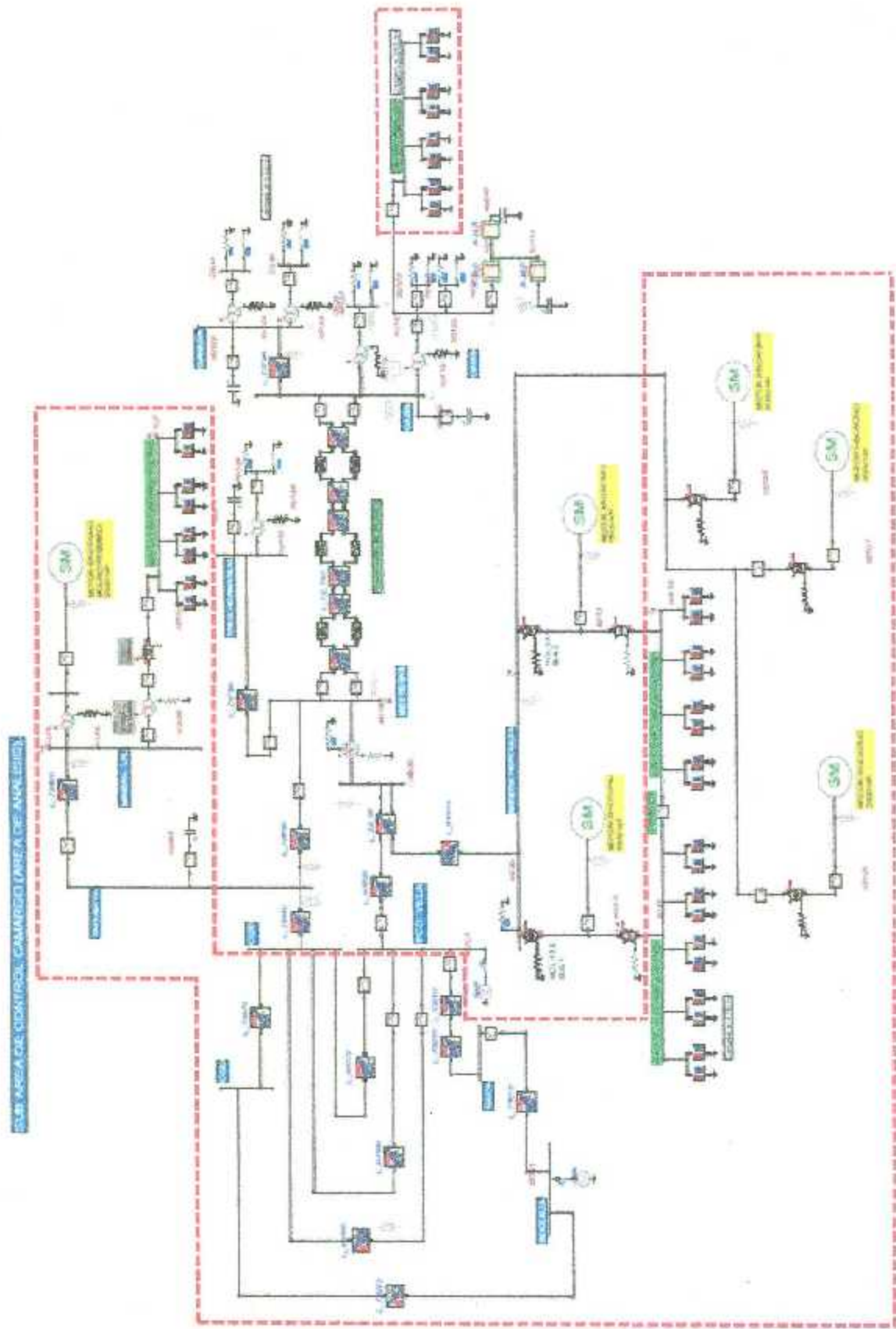


Figura 5.11. Diagrama unifilar eléctrico de la subárea de control Camargo Chih. En ATP/Draw.

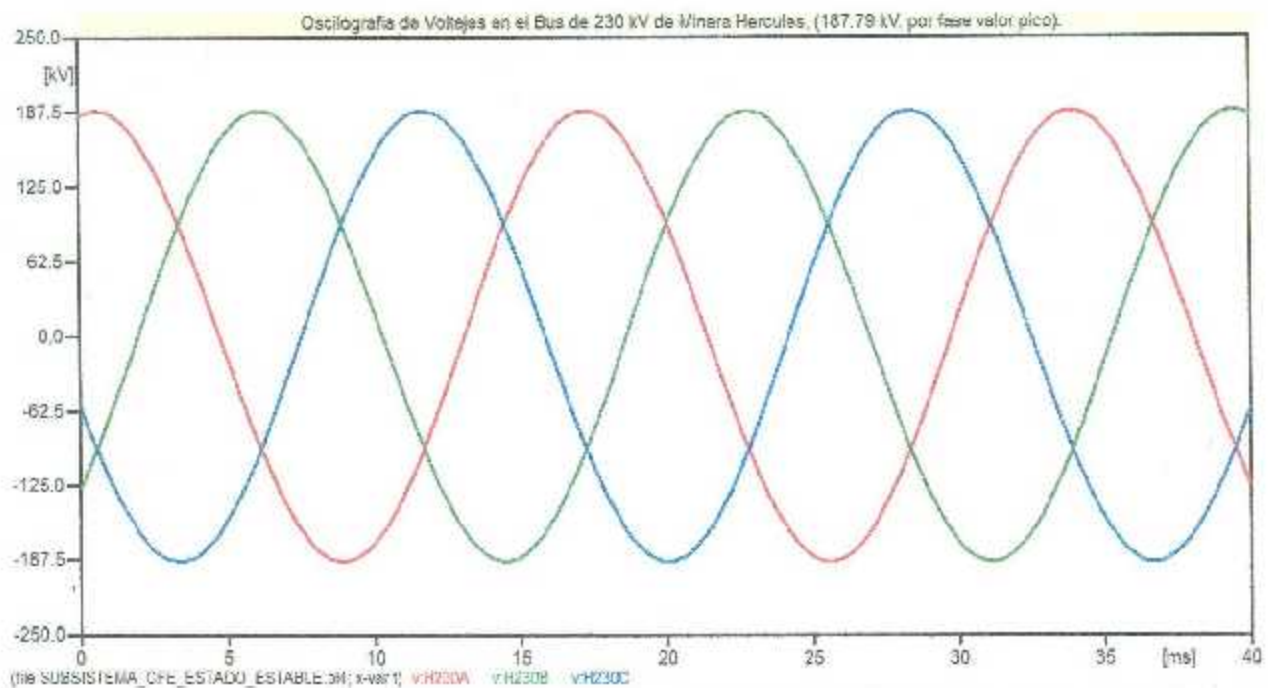


Figura 5.12. Voltajes por fase (valores pico) en Hércules durante operación en estado estable.

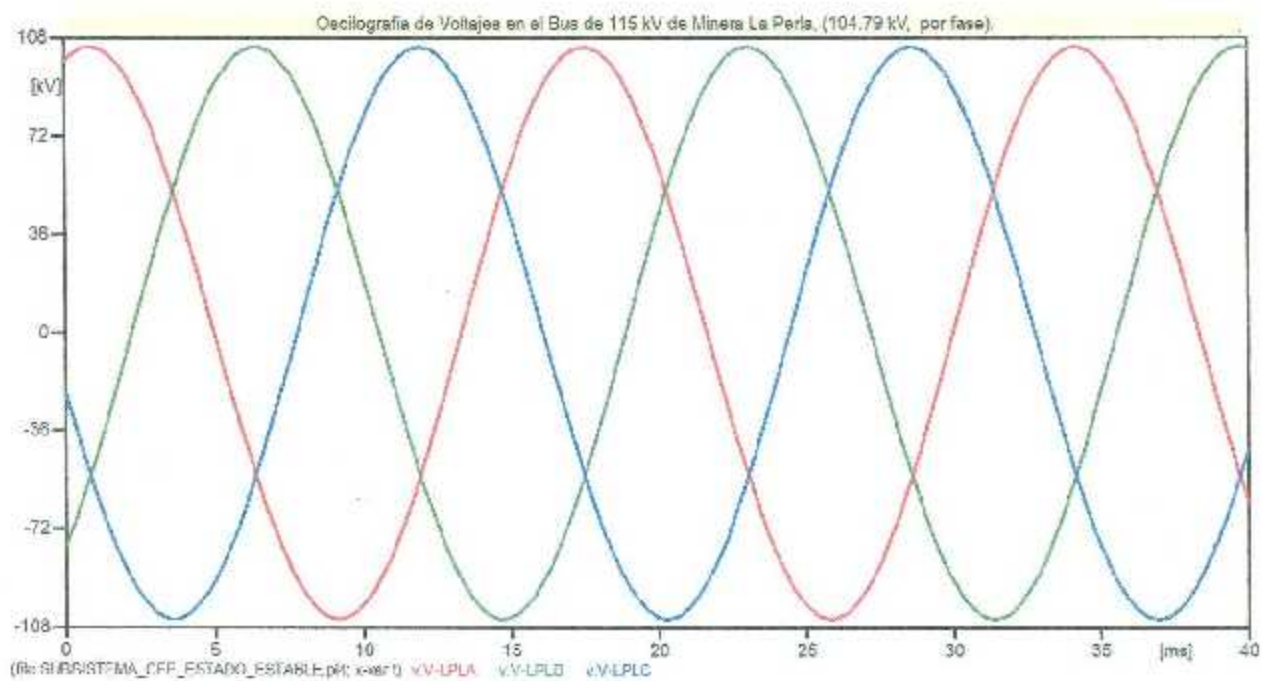


Figura 5.13. Voltajes por fase (valores pico) en La Perla durante operación en estado estable.

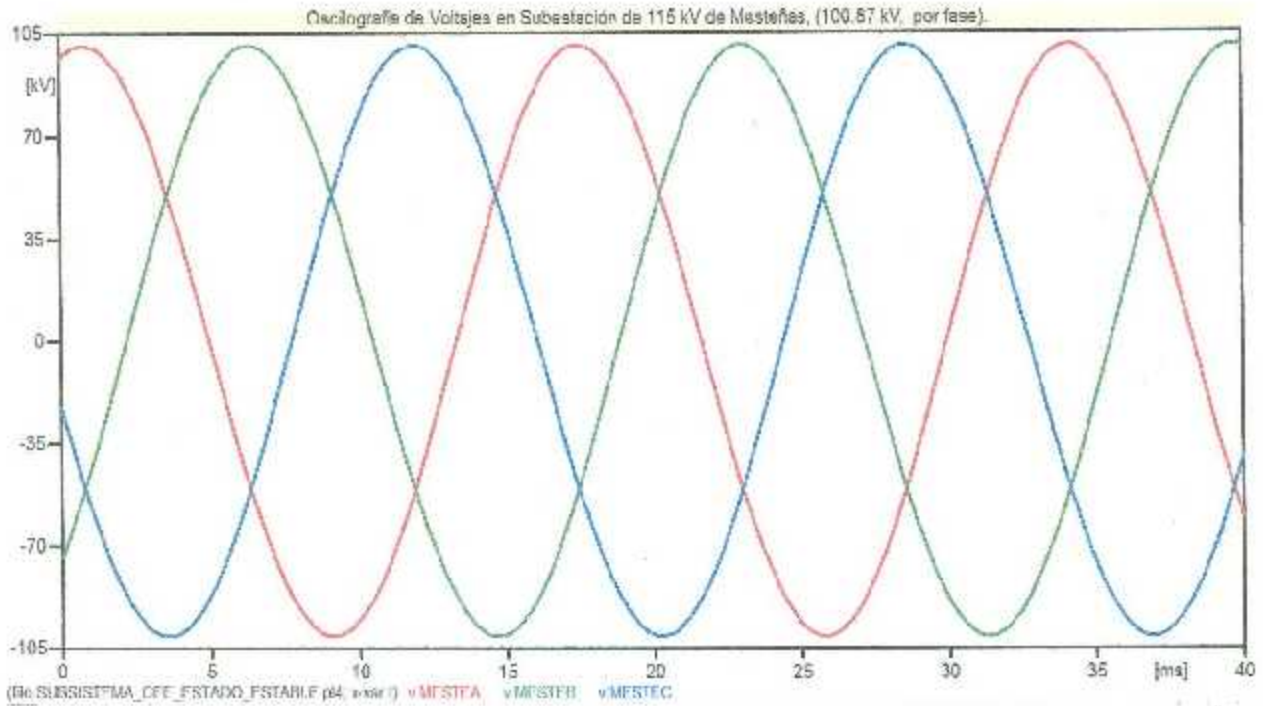


Figura 5.14. Voltajes por fase (valores pico) en Mesteñas durante operación en estado estable.

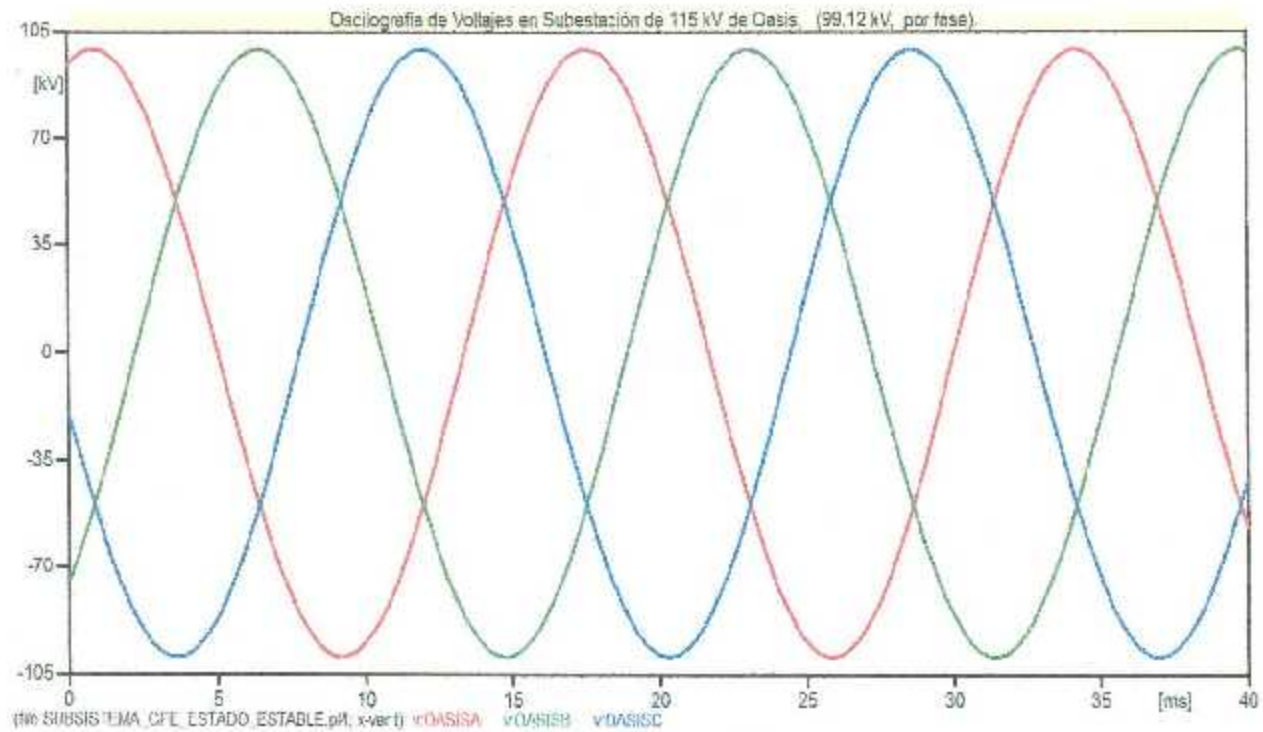


Figura 5.15. Voltajes por fase (valores pico) en Oasis durante operación en estado estable.

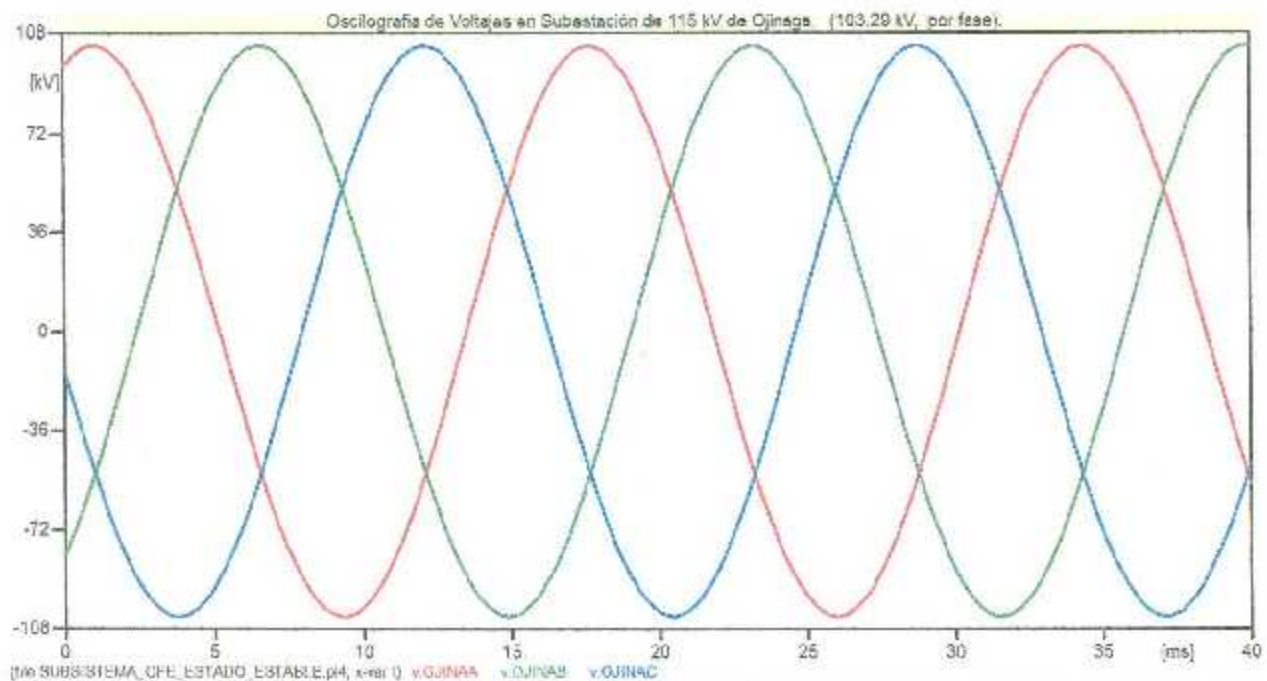


Figura 5.16. Voltajes por fase (valores pico) en Ojinaga durante operación en estado estable.

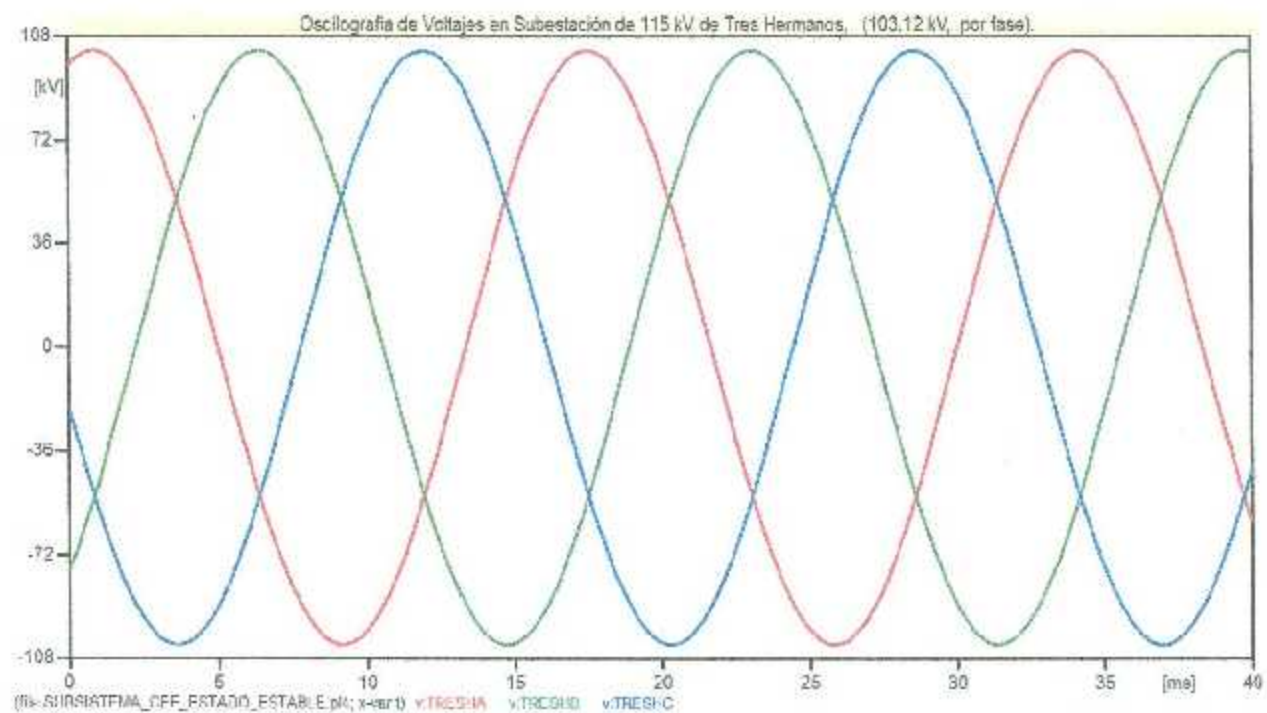


Figura 5.17. Voltajes por fase (valores pico) en Tres Hermanos durante operación en estado estable.

5.3. Resultados en estado transitorio.

Para las simulaciones en estado transitorio es muy importante saber la cantidad de transformadores de potencia, así como sus capacidades y niveles de tensión con la cual operan, utilizados en la red eléctrica de la Subárea Camargo, ver Tabla 1 lista de transformadores.

# TRAFOS / MARCA	UBICACIÓN	CAPACIDAD EN MVA	NIVEL DE TENSIÓN EN KV
2 / IEM	HERCULES	33.3	230 / 13.8
1 / IEM	HERCULES	16	230 / 13.8
2 / IESA	LA PERLA	20	115 / 13.8
1 / IESA	LA PERLA	22	115 / 4.16
1 / PROLEC	MESTEÑAS	100	115 / 115 / 13.8
1 / VOLTRAN	TRES HERM.	30	115 / 34.5
1 / VOLTRAN	OASIS	30	115 / 34.5

Tabla 5.1. Transformadores utilizados en todo el sistema (área de análisis).

La siguiente Tabla muestra las capacitancias de algunos transformadores de potencia, utilizadas para formar los equivalentes de capacitancias para el modelado de los Transformadores.

	CAPACIDAD EN MVA	NIVEL DE TENSIÓN EN KV	CAPACITANCIAS		
			B-T	A-T	A-B
[33]	2.5	20 / 0.490	5 nF	1.2 nF	3.2 nF
[34]	6.5	47 / 27.2	8 nF	2 nF	6.6 nF
[35]	15	34.5/13.8	27 nF	9 nF	0.128 nF
[36]	30	161 / 34.5	6 nF	4 nF	10 nF
[37]	50	220 / 20	3.2 nF	1.4 nF	1.5 nF
[38]	90	132/33	0.328 nF	0.097 nF	0.640 nF
[39]	750	500 / 230 / 28	0.54 nF	0.25 nF	40 nF

Tabla 5.2. Capacidades, niveles de tensión de operación y capacitancias de los devanados de lado Alta-Tierra, lado Baja-Tierra e interdevanados, de Transformadores.

5.3.1. Simulación del modelo local de “Minera Hércules” en ATP.

En el programa ATP se simuló el modelo local (Hércules), Considerando inyectar un impulso de voltaje normalizado 250/2500 μ s, para representar un transitorio electromagnético de maniobra.

Inyectado en el BUS principal de 230 kV de Hércules, con el propósito de detectar las debilidades del sistema eléctrico y el nivel de energía con la que el transitorio electromagnético impacta en cada uno de los BUSES. Se simuló de la siguiente forma

1. Inyección de transitorio electromagnético en c/u de los Buses (230kV y 13.8kV), (sin apartarrayos conectados).
2. Inyección de transitorio electromagnético en c/u de los Buses (230kV y 13.8kV), (con apartarrayos conectados).

En la simulación del transitorio se utilizó una herramienta del ATP, llamada fuente Heidler. Con esta fuente se construyó una forma de onda que tiene un tiempo de frente y de cola estandarizadas por AMSI/IEEE Std-4-1978, de acuerdo al fenómeno. Para simular un transitorio electromagnético producido por maniobra, se utiliza una fuente con frente de 250 microsegundos y una cola de 2,500 microsegundos.

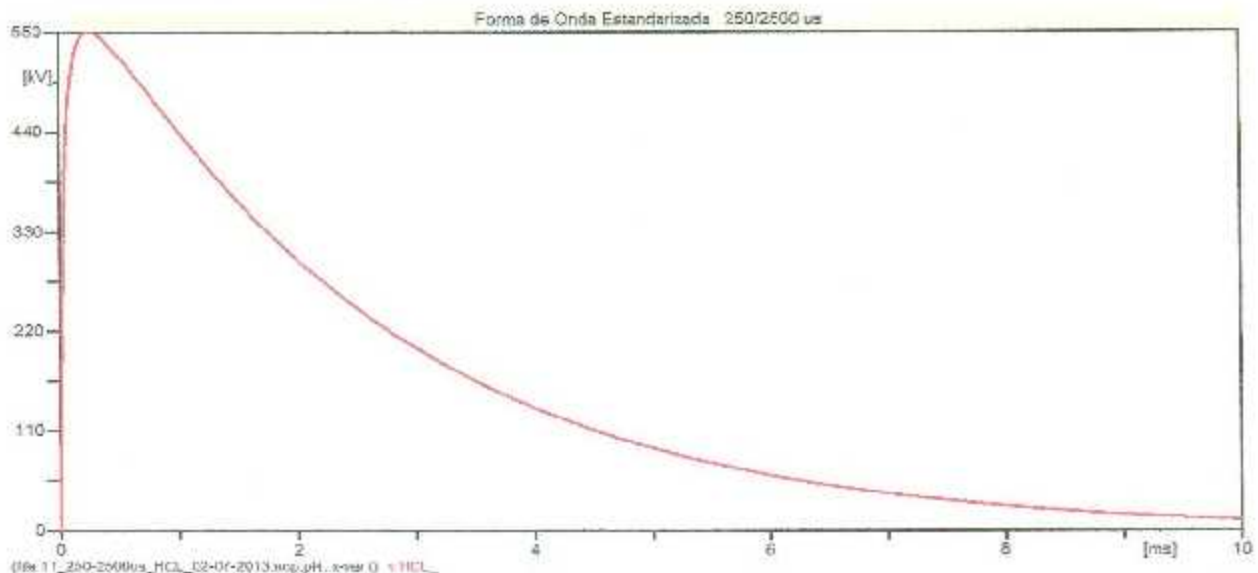


Figura 5.18. Forma de onda utilizada para la simulación computacional de un transitorio de maniobra inyectado en el BUS de 230 kV.

Se realizaron tres simulaciones, la primera, inyectando una onda de 250/2500 μ s de 550 kV de cresta desde el lado de alta, la segunda, inyectando el mismo tipo de onda pero con 40 kV de cresta y la tercera con el mismo tipo de onda pero con 10 kV de cresta, es decir la primera realizada en el lado de alta, la segunda en el lado de baja en el BUS de 13.8 kV y la tercera en el BUS de 4.16 kV, los valores de 550kV, 40 kV y 10 kV corresponden con el nivel de aislamiento basico (BIL), de alta y baja del transformador respectivamente.

El impulso se inyectó desde alta y baja de la fase A, se mostraran los resultados correspondientes para las tres fases A, B y C.

En las tablas 5.4 y 5.5, Se muestran los índices obtenidos de las simulaciones realizadas al modelo local Hércules, tomando en consideración los niveles de aislamiento normalizados para los sistemas y equipos de 230, 13.8 y 4.16 kV, que son los tres niveles de tensión que se tienen en este sistema, ver tabla 5.3.

Tensión nominal del sistema	Tensión de aguante nominal de impulso por manobra (NBAI)	Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI)
4.16 kV	10 kV	75 kV
13.8 kV	40 kV	110 kV
230 kV	550 kV	950 kV

Tabla 5.3. Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la categoría I, Especificación CFE L0000-06.

INDICES OBTENIDOS (de la simulación de transitorio 250/2500 μ s)			
BUS 230 kV	BUS 13.8 kV	BUS 4.16 kV	BUS 0.480 kV
550	* 3.25	1.03	1.65
* 1.95	40	1.32	1.29
1.03	1.35	10	1.18

Tabla 5.4. Índices de tensión obtenidos de la simulación, para el caso sin apartarrayos conectados.

INDICES OBTENIDOS (de la simulación de transitorio 250/2500 μ s)			
BUS 230 kV	BUS 13.8 kV	BUS 4.16 kV	BUS 0.480 kV
550	1.02	1.01	1.02
1.02	40	1.01	1.01
1.01	1.02	10	1.01

Tabla 5.5. Índices de tensión obtenidos de la simulación, para el caso con apartarrayos conectados.

En las tablas 5.4 y 5.5, se identificaron con un asterisco los índices más altos y se mostraron las gráficas de estos niveles de tensión.

Los resultados de la simulación del transitorio de tipo maniobra 250/2500 μ s, se presentan resumidos en las tablas 5.4 y 5.5, para cuando el transitorio es inyectado en el BUS de 13.8 kV, las gráficas que muestran altos índices (antecedidos del asterisco), que son altos niveles de tensión que ponen en peligro el aislamiento de los equipos.

La siguientes gráficas muestra los niveles máximos de tensión, estos se obtuvieron en los BUSES de la minera "Hércules", cuando es inyectado un transitorio de 250/2500 μ s.

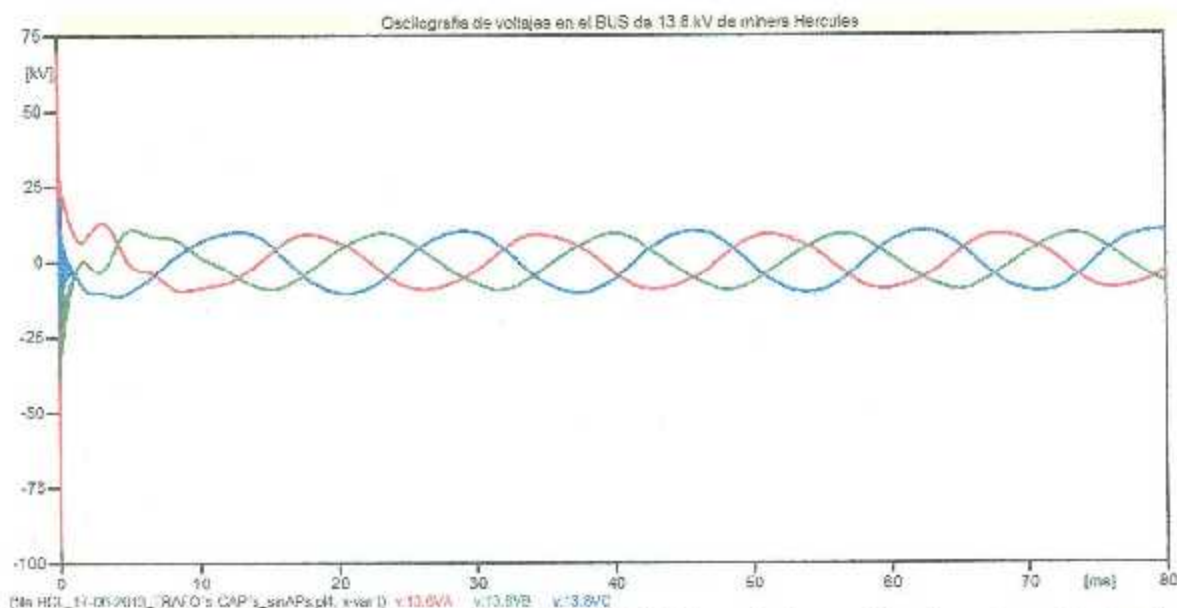


Figura 5.19. Sobretensiones en el BUS de 13.8 kV, por la inyección de un transitorio de maniobra en el BUS de 230 kV, para el caso sin apartarrayos conectados.

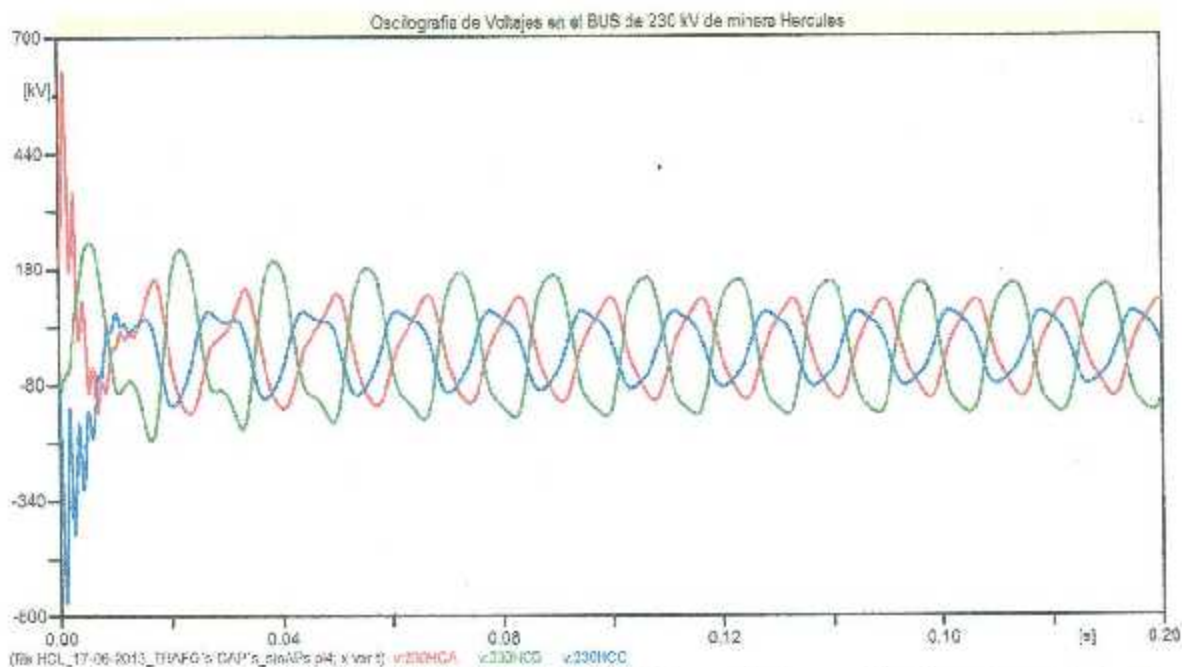


Figura 5.20. Sobretensiones en el BUS de 230 kV, por la inyección de un transitorio de maniobra en el BUS de 13.8 kV, para el caso sin apartarrayos conectados.

Para simular los efectos del fenómeno transitorio electromagnético, tipo **descarga atmosférica** se utilizaron las siguientes formas de onda estandarizadas.

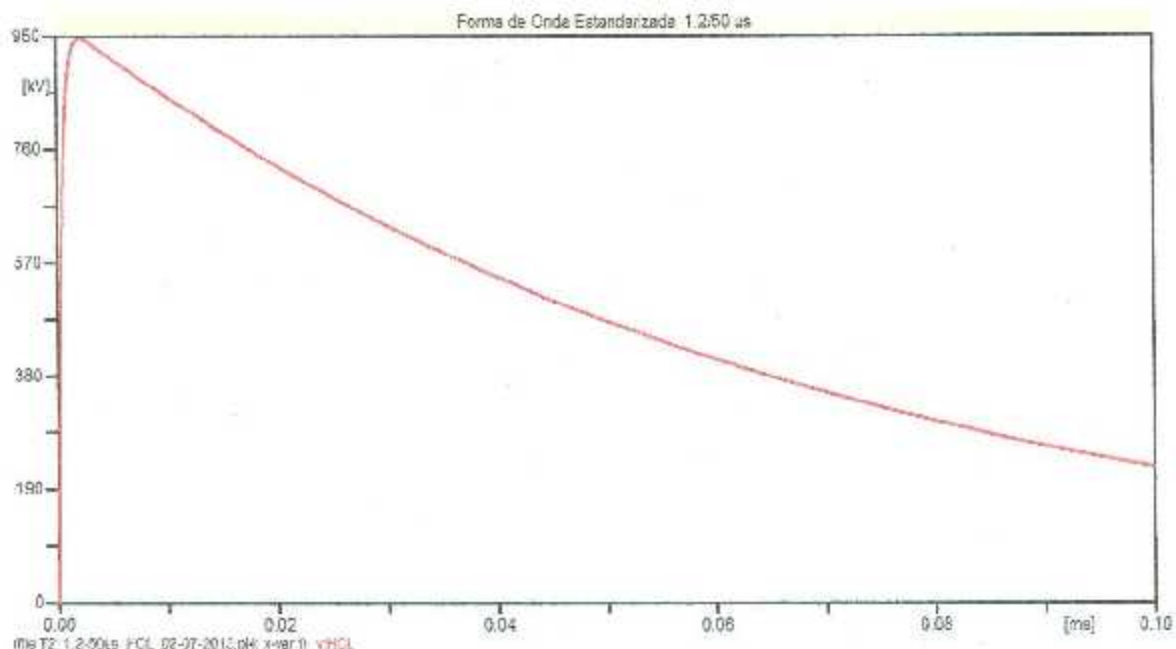


Figura 5.21. Forma de onda utilizada para la simulación computacional de un transitorio tipo rayo inyectado en el BUS de 230 kV.

Las tensiones de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI), para los sistemas de 230 kV, 13.8 kV y 4.16 kV, son de 950, 110 y 75 kV, respectivamente, según el estándar ANSI/IEEE C57.12.00-2000 y comparados con la especificación de CFE L0000-06, se muestran en la siguiente tabla.

Tensión nominal del sistema	Tensión de aguante nominal de impulso por maniobra (NBAI)	Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI)
4.16 kV	10 kV	75 kV
13.8 kV	40 kV	110 kV
230 kV	550 kV	950 kV

Tabla 5.6. Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la categoría I, Especificación CFE L0000-06.

En las tablas 5.7 y 5.8, Se muestran los índices obtenidos de las simulaciones realizadas al modelo local Hércules, tomando en consideración los niveles de aislamiento normalizados para los sistemas y equipos de 230, 13.8 y 4.16 kV, que son los niveles de tensión que se tienen en este sistema.

INDICES OBTENIDOS (de la simulación de transitorio 1.2/50 μ s)			
BUS 230 kV	BUS 13.8 kV	BUS 4.16 kV	BUS 0.480 kV
950	* 8.35	1.03	1.02
1.44	110	1.02	* 2.42
1.02	2.35	75	2.02

Tabla 5.7. Índices de tensión obtenidos de la simulación para el caso sin apartarrayos conectados.

INDICES OBTENIDOS (de la simulación de transitorio 1.2/50 μ s)			
BUS 230 kV	BUS 13.8 kV	BUS 4.16 kV	BUS 0.480 kV
950	1.03	1.01	1.01
1.01	110	1.01	1.92
1.01	1.03	75	1.02

Tabla 5.8. Índices de tensión presentados en la simulación para el caso con apartarrayos conectados.

En las tablas 5.7 y 5.8, se identificaron con un asterisco los índices más altos y se mostraron las graficas de estos niveles de tensión.

La siguientes graficas muestra los niveles máximos de tensión, estos se obtuvieron en los BUSES de la minera “Hércules”, cuando es inyectado un transitorio de 1.2/50 μ s.

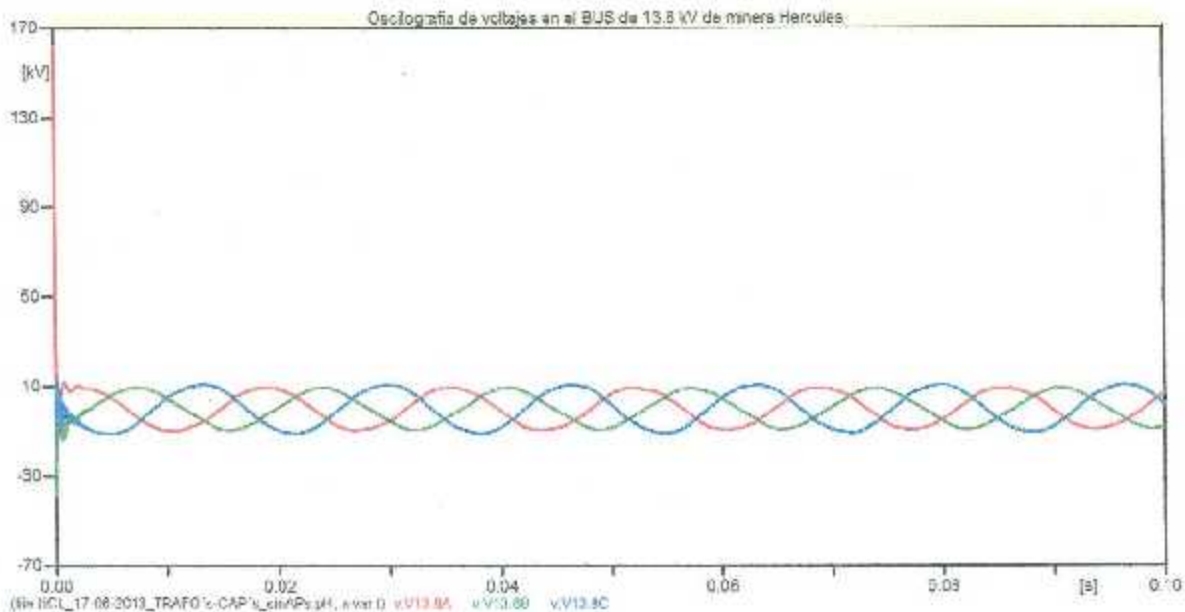


Figura 5.22. Sobretensiones en el BUS de 13.8 kV, por la inyección de un transitorio tipo rayo en el BUS de 230 kV, para el caso sin apartarrayos conectados.

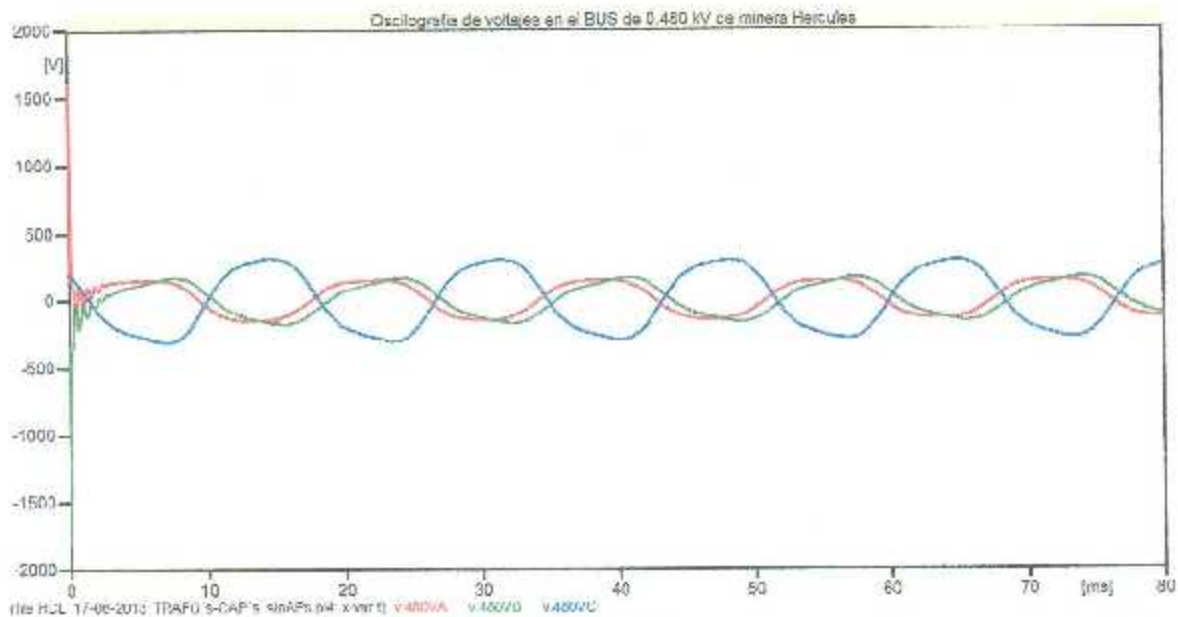


Figura 5.23. Sobretensiones en el BUS de 0.480 kV, por la inyección de un transitorio tipo rayo en el BUS de 13.8 kV, para el caso sin apartarrayos conectados.

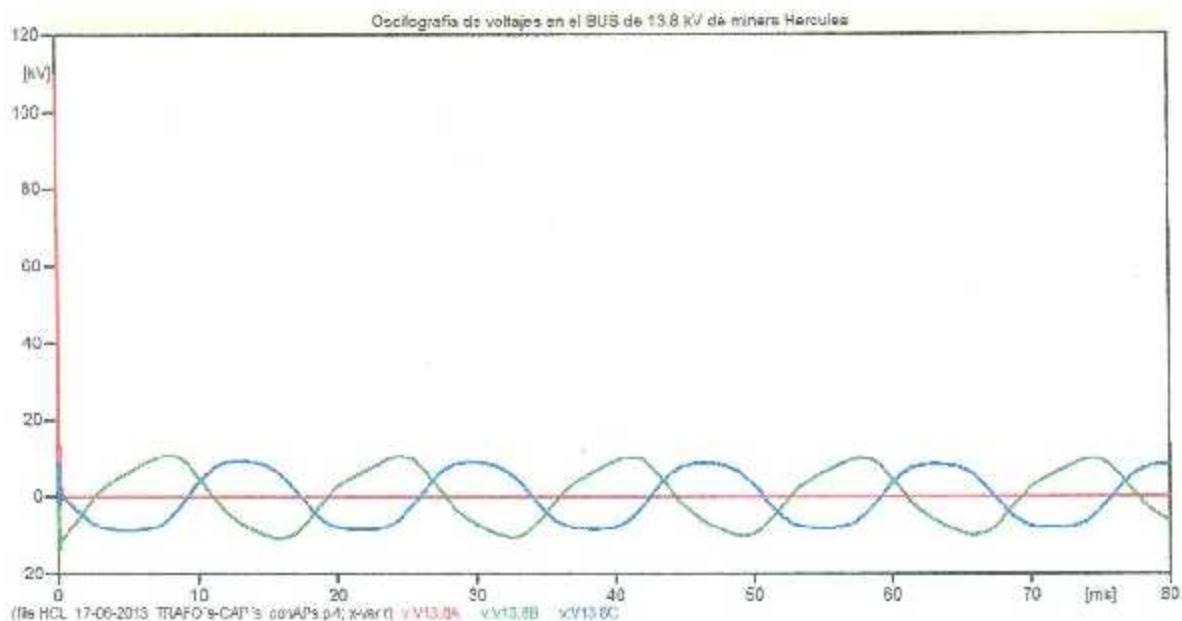


Figura 5.24. Sobretensiones en el BUS de 13.8 kV, por la inyección de un transitorio tipo rayo en el BUS de 13.8 kV, para el caso con apartarrayos conectados.

5.3.2 Simulación en Estado Transitorio del Modelo local de “Minera La Perla” en ATP.

En el programa ATP se simuló el modelo local “La Perla”, Considerando inyectar un impulso de voltaje normalizado 250/2500 μ s, para representar un transitorio electromagnético de maniobra.

Inyectado en el BUS principal de 115 kV de La Perla, con el propósito de detectar las debilidades del modelo y el nivel de energía con la que el transitorio electromagnético impacta en cada uno de los BUSES. Se simuló de la siguiente forma:

1. Inyección de transitorio electromagnético en c/u de los Buses (115kV y 13.8kV), (sin apartarrayos conectados).
2. Inyección de transitorio electromagnético en c/u de los Buses (115kV y 13.8kV), (con apartarrayos conectados).

En la simulación del transitorio se utilizó una herramienta del programa ATP denominada Fuente de Heidler. Con esta fuente se construyó una forma de onda con un tiempo de frente y de cola estandarizadas por ANSI/IEEE Std-4-1978, de acuerdo al fenómeno. Para simular un transitorio electromagnético producido por maniobra, se utiliza esta fuente con frente de 250 microsegundos y una cola de 2,500 microsegundos.

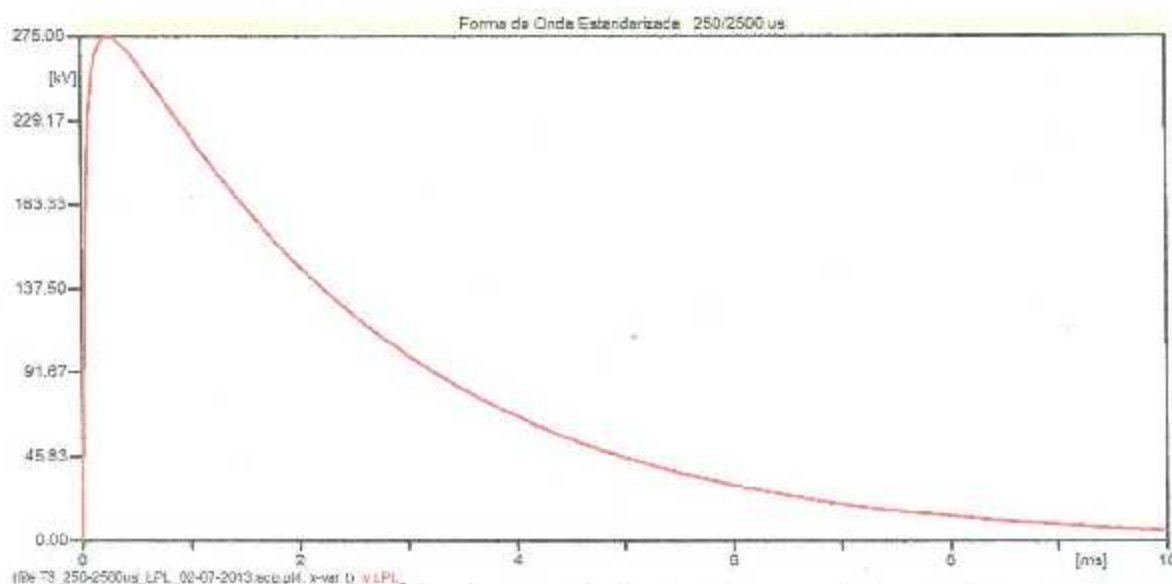


Figura 5.25. Forma de onda utilizada para la simulación computacional de un transitorio de maniobra en el BUS de 115 kV.

Las tensiones de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI), para los sistemas y 115 kV, 13.8 kV y 4.16 kV, son de 550, 110 y 75 kV, respectivamente, según el estándar ANSI/IEEE C57.12.00-2000 y comparados con la especificación de CFE L0000-06, para el caso de tensiones de aguante de impulso por maniobra no se tienen datos, por lo que se tomo el BIL de 550 kV para el sistema 115 kV.

Para el caso de tensiones de aguante de impulso por maniobra se tienen los datos de la siguiente tabla.

Tensión nominal del sistema	Tensión de aguante nominal de impulso por maniobra (NBAI)	Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI)
4.16 kV	10 kV	75 kV
13.8 kV	40 kV	110 kV
115 kV	275 kV	550 kV

Tabla 5.9. Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la categoría I, Especificación CFE 1.0000-06.

En las tablas 5.10. y 5.11, Se muestran los índices obtenidos de las simulaciones realizadas al modelo local La Perla, tomando en consideración los niveles de aislamiento normalizados para los sistemas y equipos de 115, 13.8 y 4.16 kV.

INDICES OBTENIDOS (de la simulación de transitorio 250/2500 μ s)			
BUS 115 kV	BUS 13.8 kV	BUS 4.16 kV	BUS 0.480 kV
275	* 3.25	1.03	1.01
* 2.26	40	1.12	1.14
1.11	1.02	10	1.02

Tabla 5.10. Índices de tensión obtenidos de la simulación para el caso sin apartarrayos conectados.

INDICES OBTENIDOS (de la simulación de transitorio 250/2500 μ s)			
BUS 115 kV	BUS 13.8 kV	BUS 4.16 kV	BUS 0.480 kV
275	1.01	1.01	1.01
1.18	40	1.02	1.04
1.01	1.01	10	1.01

Tabla 5.11. Índices de tensión obtenidos de la simulación para el caso con apartarrayos conectados.

En las tablas 5.10. y 5.11., se identificaron con un asterisco los índices más altos y se mostraron las graficas de estos niveles de tensión, los cuales estarían poniendo en peligro el aislamiento de los transformadores.

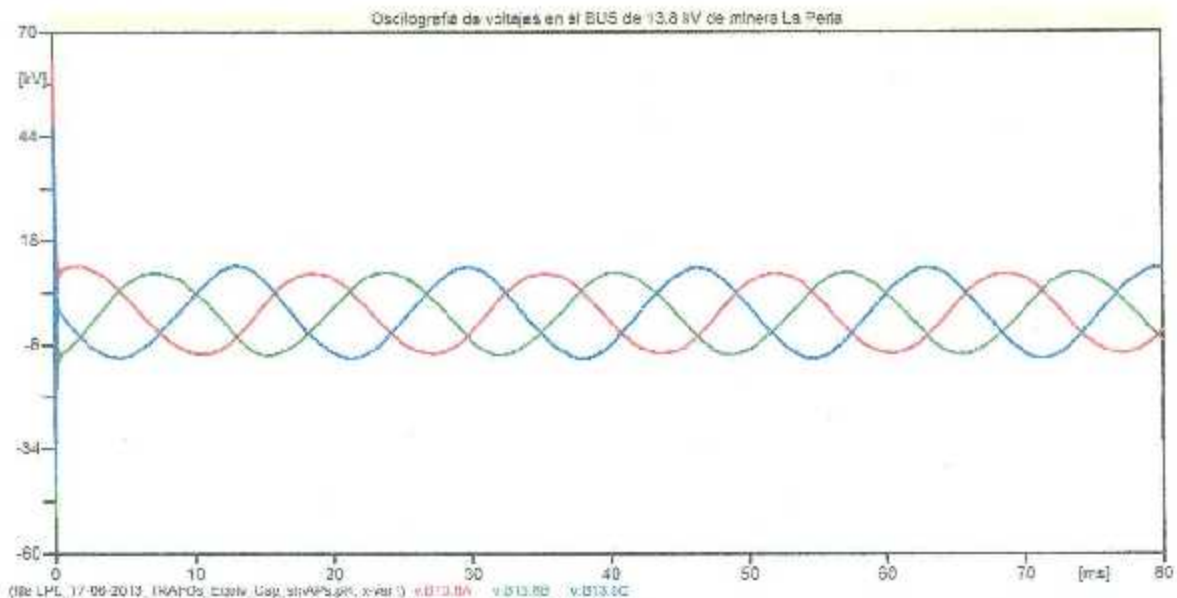


Figura 5.26. Sobretensiones en el BUS de 13.8 kV, por la inyección de un transitorio de maniobra en el BUS de 115 kV, para el caso sin apartarrayos conectados.

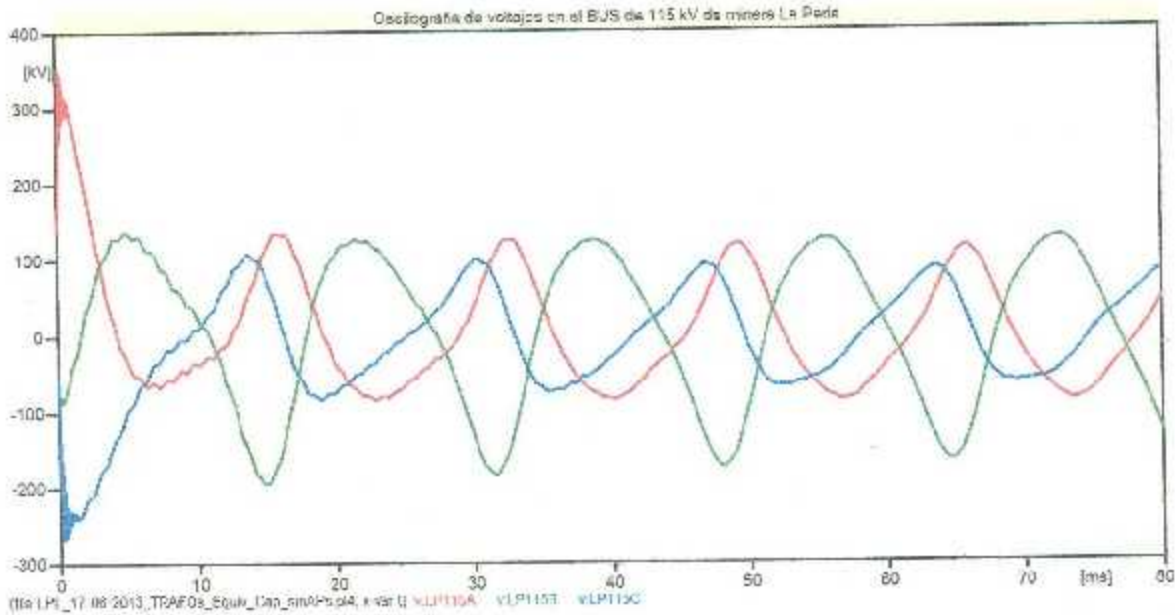


Figura 5.27. Sobretensiones en el BUS de 115 kV, por la inyección de un transitorio de maniobra en el BUS de 13.8 kV, para el caso sin apartarrayos conectados.

Para simular los efectos del fenómeno transitorio electromagnético, tipo **descarga atmosférica** se utilizaron las siguientes formas de onda estandarizadas.

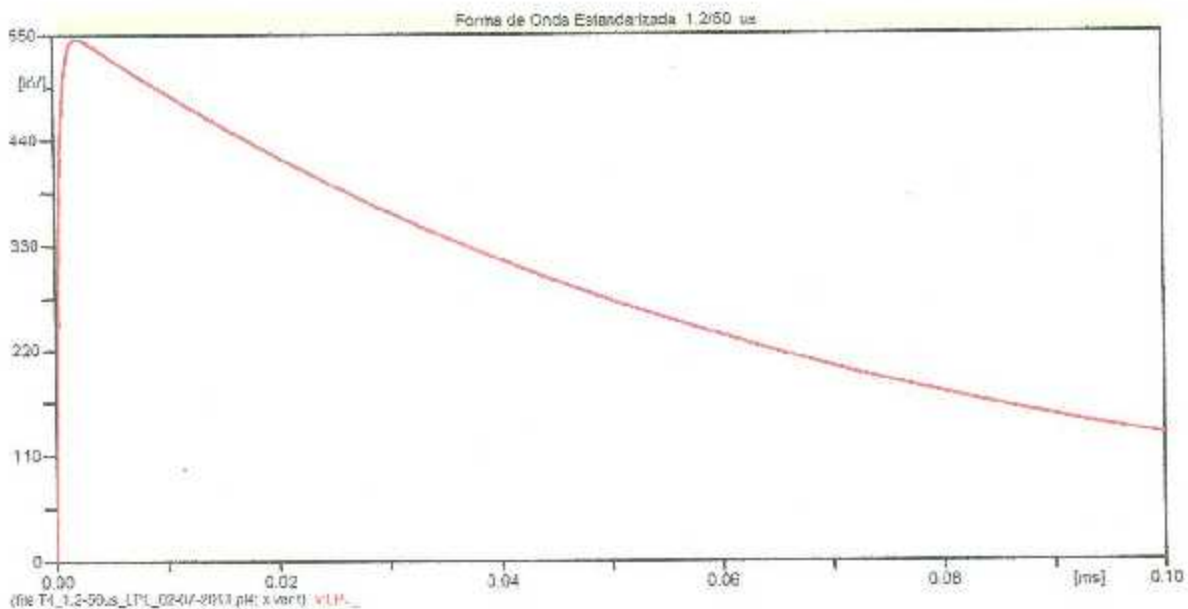


Figura 5.28. Forma de onda utilizada para la simulación computacional de un transitorio tipo rayo inyectado en el BUS de 115 kV.

Las tensiones de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI), para los sistemas y 115 kV, 13.8 kV y 4.16 kV, son de 550, 110 y 75 kV, respectivamente, según el estándar ANSI/IEEE C57.12.00-2000 y comparados con la especificación de CFE L0000-06.

Tensión nominal del sistema	Tensión de aguante nominal de impulso por maniobra (NBAI)	Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI)
4.16 kV	10 kV	75 kV
13.8 kV	40 kV	110 kV
115 kV	275 kV	550 kV

Tabla 5.12. Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la categoría I, Especificación CFE L0000-06.

En las tablas 5.13, y 5.14., Se muestran los índices obtenidos de las simulaciones realizadas al modelo local La Perla, tomando en consideración los niveles de aislamiento normalizados para los sistemas y equipos de 115, 13.8 y 4.16 kV, que son los dos niveles de tensión que se tienen en este sistema.

INDICES OBTENIDOS (de la simulación de transitorio 1.2/50 μ s)			
BUS 115 kV	BUS 13.8 kV	BUS 4.16 kV	BUS 0.480 kV
550	* 6.65	1.02	1.02
* 5.05	110	1.02	2.02
2.03	1.15	75	1.47

Tabla 5.13. Índices de tensión obtenidos de la simulación para el caso sin apartarrayos conectados.

INDICES OBTENIDOS (de la simulación de transitorio 1.2/50 μ s)			
BUS 115 kV	BUS 13.8 kV	BUS 4.16 kV	BUS 0.480 kV
550	1.04	1.01	1.01
1.08	110	1.01	1.53
1.01	1.01	75	1.01

Tabla 5.14. Índices de tensión obtenidos la simulación para el caso con apartarrayos conectados.

En las tablas 5.13. y 5.14., se identificaron con un asterisco los índices más altos y se mostraron las graficas de estos niveles de tensión.

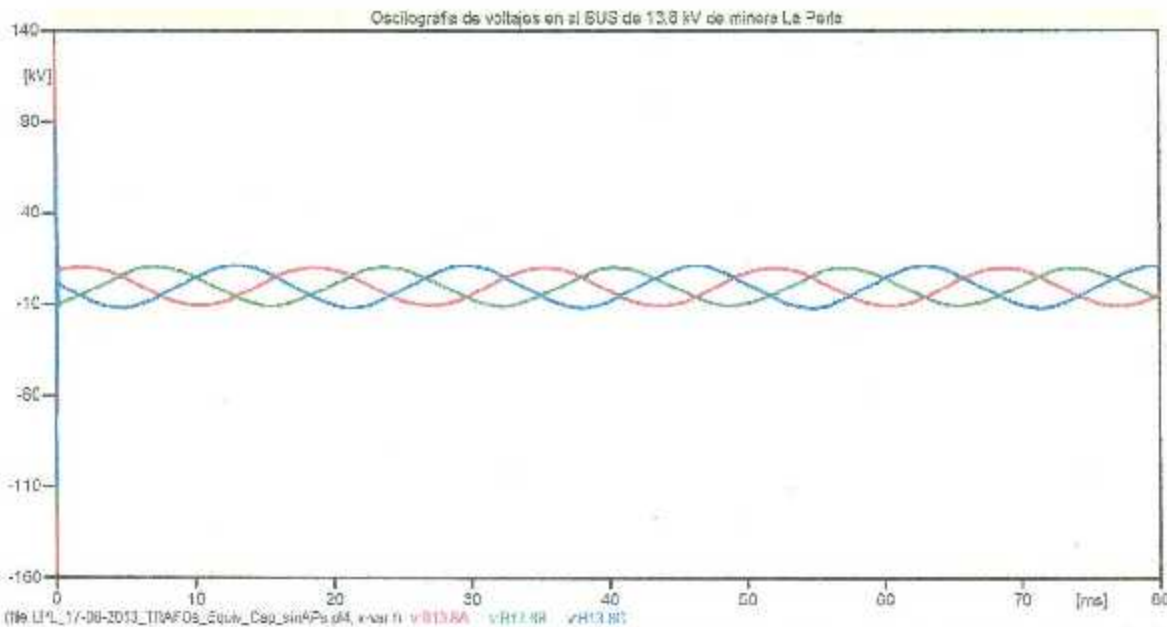


Figura 5.29. Sobretensiones en el BUS de 13.8 kV, por la inyección de un transitorio tipo rayo en el BUS de 115 kV, para el caso sin apartarrayos conectados.

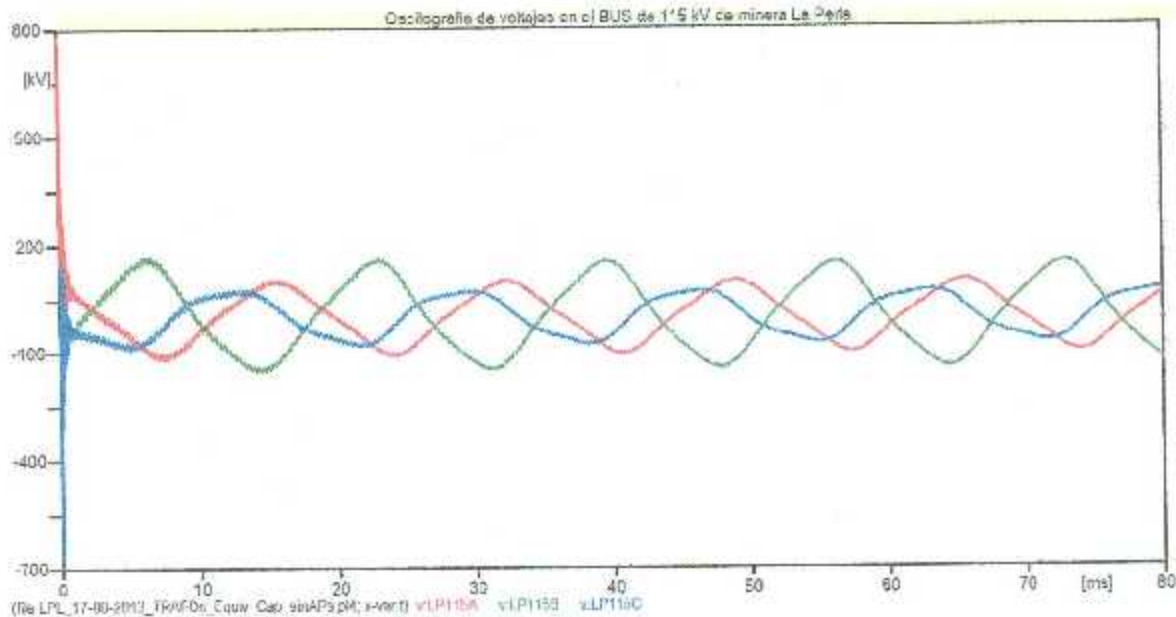


Figura 5.30. Sobretensiones en el BUS de 115 kV, por la inyección de un transitorio tipo rayo en el BUS de 13.8 kV, para el caso sin apartarrayos conectados.

5.3.3 Simulación en Estado Transitorio del Modelo “Subsistema CFE” en ATP.

En el programa ATP se simuló el Subsistema CFE. Considerando inyectar un impulso de voltaje normalizado 250/2500 μ s, para representar un transitorio electromagnético de maniobra.

Inyectado en diferentes puntos (Subestaciones) del Subsistema CFE, con el propósito de detectar las debilidades de la red eléctrica de la Subárea Camargo. Se simuló de la siguiente forma:

1. **Inyección de transitorio electromagnético en c/u de las subestaciones del Subsistema CFE (sin apartarrayos conectados).**
2. **Inyección de transitorio electromagnético en c/u de las subestaciones del Subsistema CFE (con apartarrayos conectados).**

En la simulación del transitorio se utilizó una herramienta del programa ATP denominada Fuente de Heidler. Con esta fuente se construyó una forma de onda con un tiempo de frente y de cola estandarizadas por ANSI/IEEE Std-4-1978, de acuerdo al fenómeno. Para simular un transitorio electromagnético producido por maniobras, se utiliza una fuente con frente de 250 microsegundos y una cola de 2,500 microsegundos.

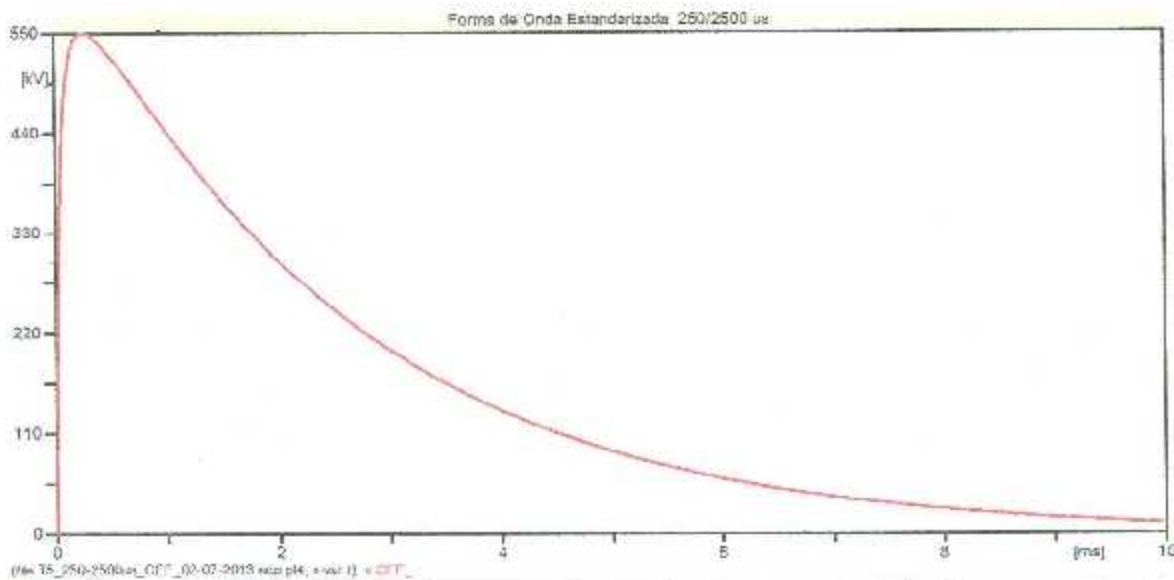


Figura 5.31. Forma de onda utilizada para la simulación computacional de un transitorio de maniobra inyectado en el BUS de 230 kV.

Las tensiones de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI), para los sistemas de 115 y 230 kV, son de 275 y 550 kV respectivamente, según el estándar ANSI/IEEE C57.12.00-2000 y comparados con la especificación de CFE L0000-06, para el caso de tensiones de aguante de impulso por maniobra se tienen los datos de la tabla 15.

Tensión nominal del sistema	Tensión de aguante nominal de impulso por maniobra (NBAI)	Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI)
115 kV	275 kV	550 kV
230 kV	550 kV	950 kV

Tabla 5.15. Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la categoría I, Especificación CFE L0000-06.

En las tablas 5.16. y 5.17., Se muestran los índices obtenidos de las simulaciones realizadas al Subsistema CFE, tomando en consideración los niveles de aislamiento normalizados para los sistemas y equipos de 115 y 230 kV, que son los dos niveles de tensión que se tienen en esta área de análisis, los BIL de 275 kV y 550 kV respectivamente.

INDICES OBTENIDOS (de la simulación de transitorio 250/2500 μ s)					
HCL (230 kV)	LPL (115 kV)	MES (115 kV)	THS (115 kV)	OAS (115 kV)	OJI (115 kV)
550	1.25	1.27	1.22	1.12	1.16
1.25	275	1.21	1.37	1.36	1.23
* 2.25	*2.29	275	* 2.32	* 1.85	* 1.88
1.02	1.10	1.15	275	1.04	1.09
1.02	1.17	1.16	1.12	275	1.65
1.01	1.02	1.01	1.01	1.19	275

Tabla 5.16. Índices de tensión obtenidos de la simulación para el caso sin apartarrayos conectados.

INDICES OBTENIDOS (de la simulación de transitorio 250/2500 μ s)					
HCL (230 kV)	LPL (115 kV)	MES (115 kV)	THS (115 kV)	OAS (115 kV)	OJI (115 kV)
550	1.09	1.11	1.08	1.01	1.02
1.01	275	1.07	1.14	1.04	1.03
1.19	1.23	275	1.30	1.26	1.21
1.01	1.05	1.06	275	1.01	1.01
1.01	1.03	1.08	1.06	275	1.22
1.01	1.01	1.00	1.00	1.12	275

Tabla 5.17. Índices de tensión obtenidos de la simulación para el caso con apartarrayos conectados.

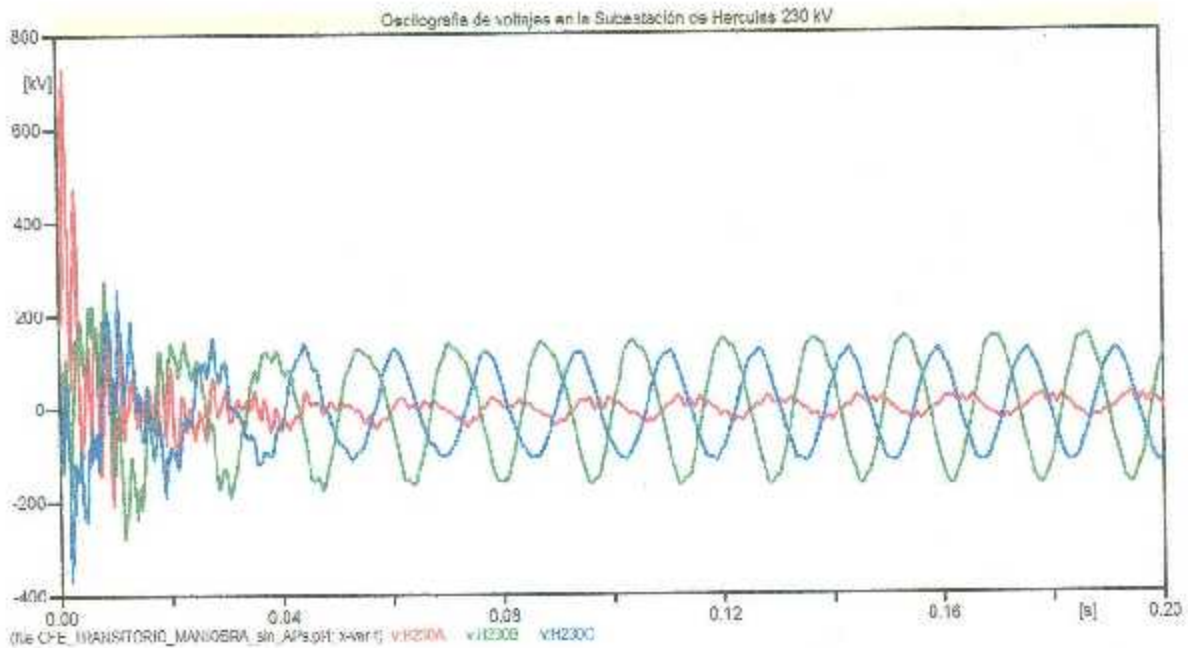


Figura 5.32. Sobretensiones en Hércules, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas, para el caso sin apartarrayos conectados.

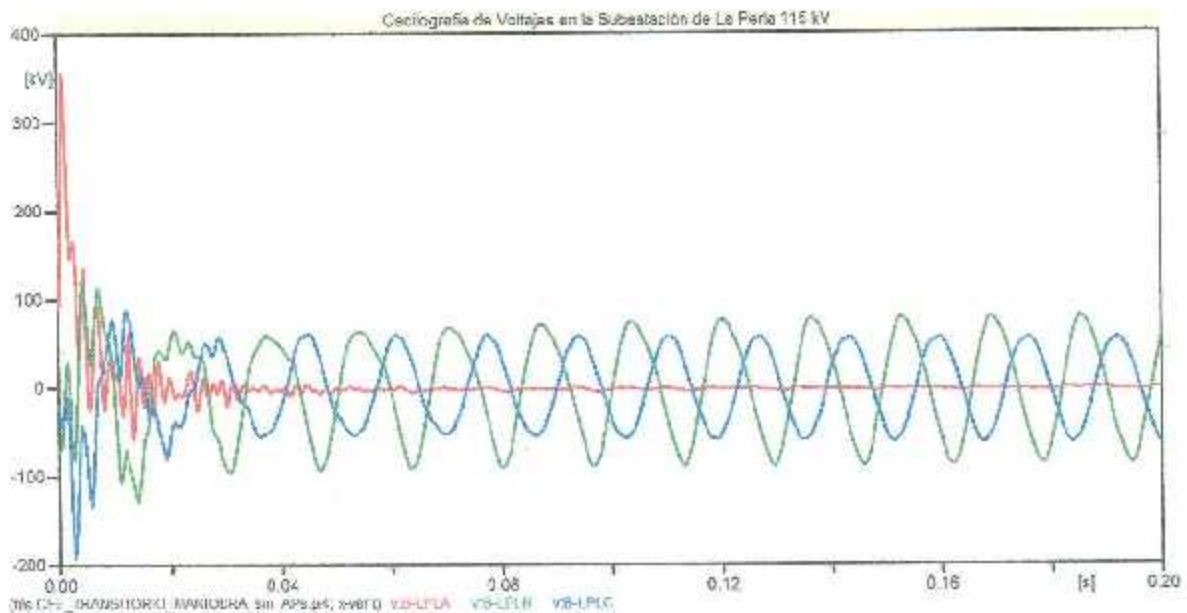


Figura 5.33. Sobretensiones en La Perla, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas, para el caso sin apartarrayos conectados.

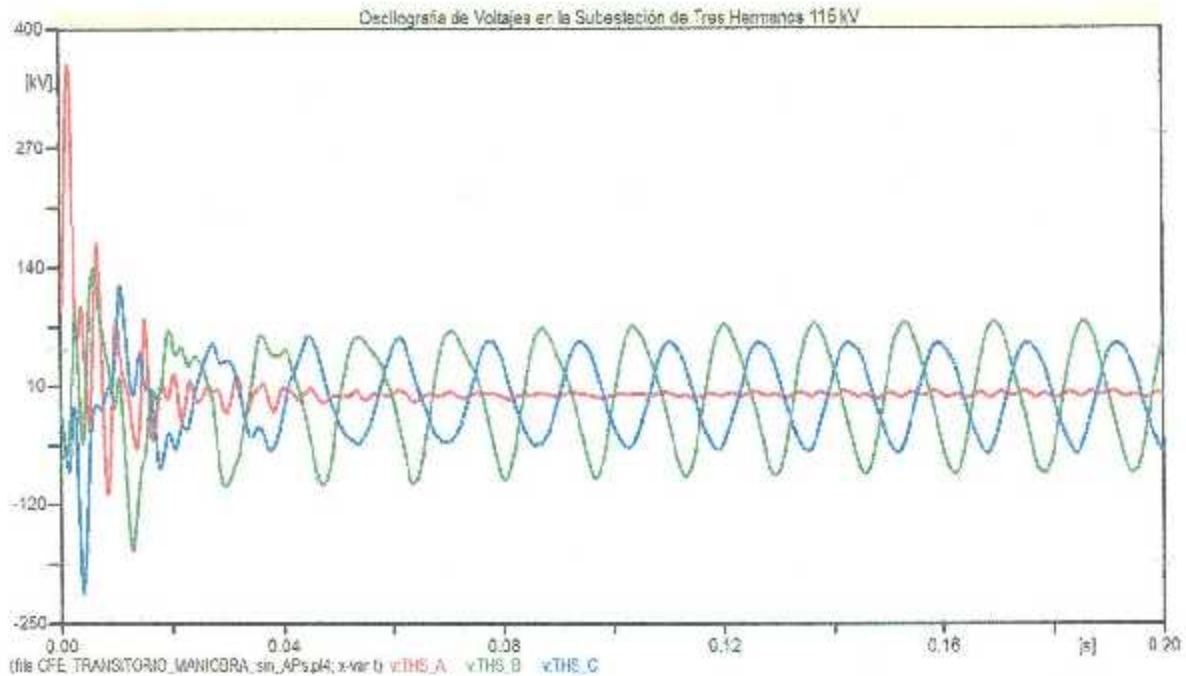


Figura 5.34. Sobretensiones en Tres Hermanos, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas, para el caso sin apartarrayos conectados.

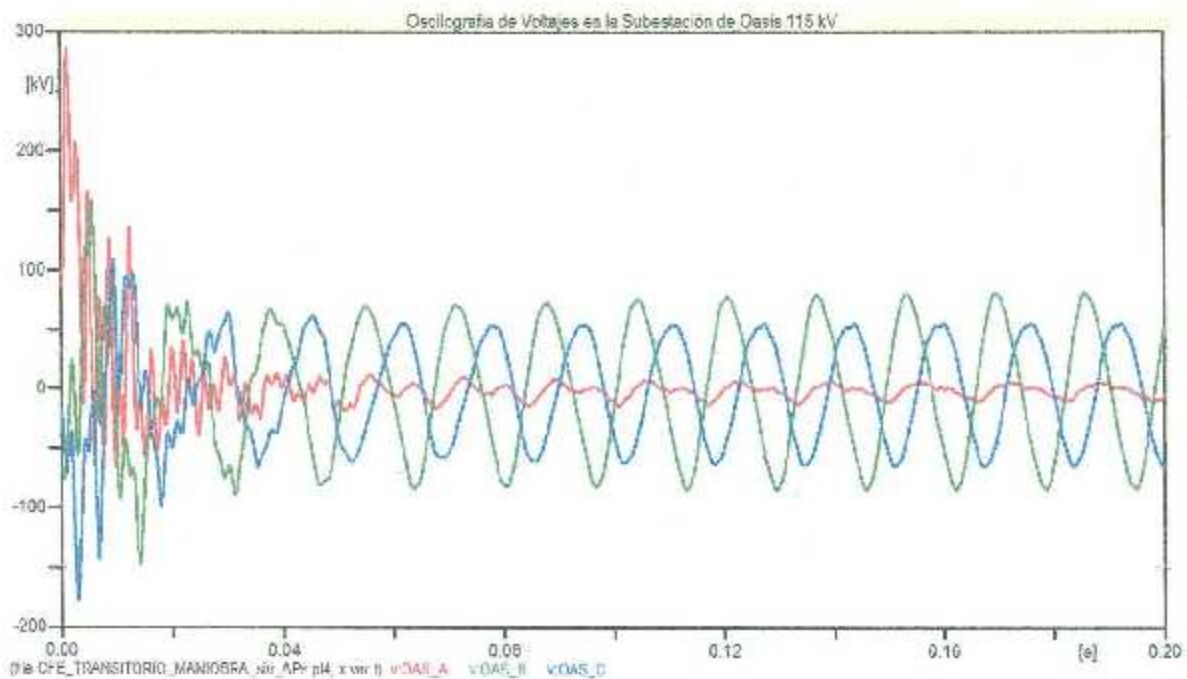


Figura 5.35. Sobretensiones en Oasis, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas, para el caso sin apartarrayos conectados.

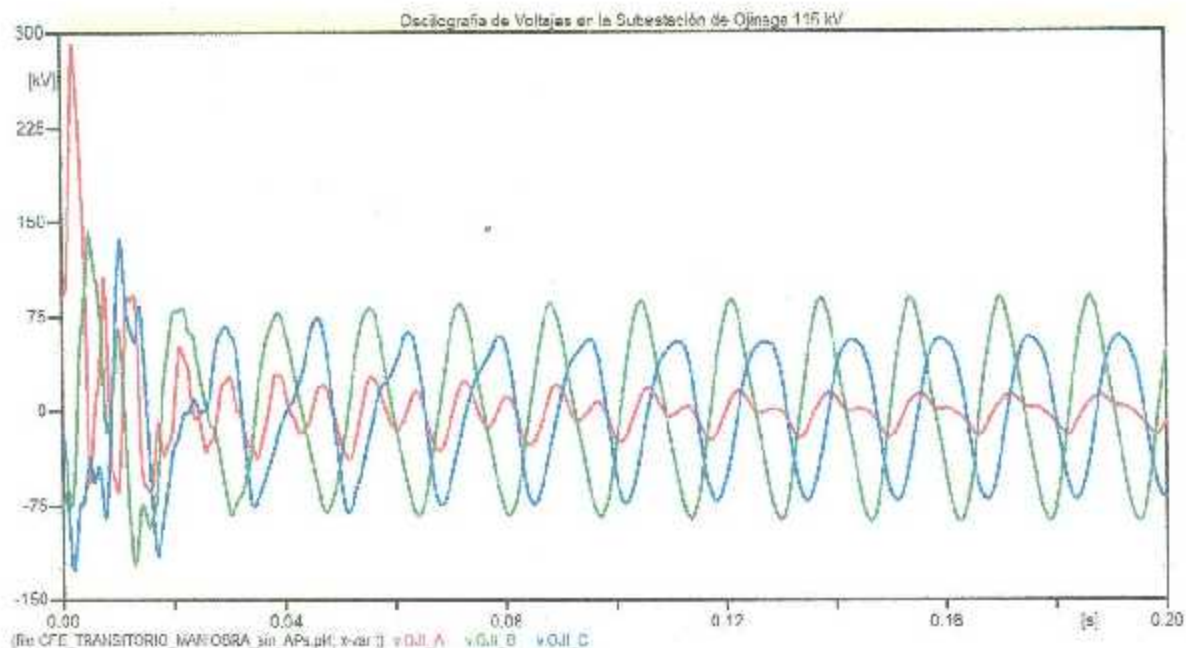


Figura 5.36. Sobretensiones en Ojinaga, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñías, para el caso sin apartarrayos conectado.

Para simular los efectos del fenómeno transitorio electromagnético, tipo **descarga atmosférica** se utilizaron las siguientes formas de onda estandarizadas.

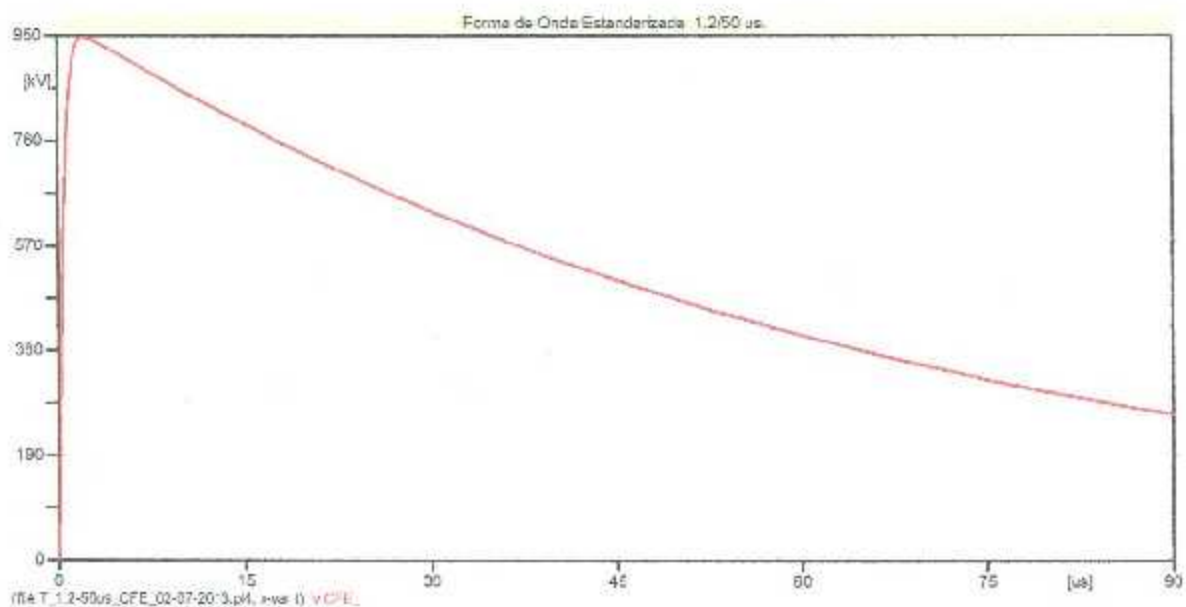


Figura 5.37. Forma de onda utilizada para la simulación computacional de un transitorio tipo Rayo inyectado en la Subestación de 230 kV en Hércules.

En las tablas 5.18. y 5.19., Se muestran los índices obtenidos de las simulaciones realizadas al Subsistema CFE, tomando en consideración los niveles de aislamiento normalizados para los sistemas y equipos de 115 y 230 kV, que son los dos niveles de tensión que se tienen en esta área de análisis, los BIL de 550 kV y 950 kV respectivamente son utilizados.

INDICES OBTENIDOS (de la simulación de transitorio 1.2/50 μ s)					
HCL (250 kV)	LPL (115 kV)	MES (115 kV)	THS (115 kV)	OAS (115 kV)	OJI (115 kV)
950	1.02	1.03	1.01	1.01	1.01
1.01	550	1.02	1.02	1.02	1.01
1.02	1.03	550	1.02	1.01	1.01
1.03	1.02	1.12	550	1.01	1.02
1.03	1.02	1.76	1.03	550	1.07
1.04	1.02	1.05	1.02	1.02	550

Tabla 5.18. Índices de tensión obtenidos de la simulación para el caso sin apartarrayos conectados.

INDICES OBTENIDOS (de la simulación de transitorio 1.2/50 μ s)					
HCL (250 kV)	LPL (115 kV)	MES (115 kV)	THS (115 kV)	OAS (115 kV)	OJI (115 kV)
950	1.00	1.01	1.01	1.00	1.00
1.01	550	1.00	1.01	1.01	1.00
1.01	1.01	550	1.00	1.00	1.01
1.01	1.01	1.08	550	1.01	1.01
1.01	1.01	1.22	1.01	550	1.02
1.02	1.01	1.02	1.01	1.01	550

Tabla 5.19. Índices de tensión obtenidos de la simulación para el caso con apartarrayos conectados.

5.4. Resumen interpretativo de los resultados (Edo. Estacionario y Edo. Transitorio).

Estado Estacionario.

Los resultados obtenidos de las simulaciones en estado estacionario, nos muestran que los sistemas locales de Hércules y la Perla, presentan las siguientes caídas de tensión conforme se alimenta la carga gradualmente desde, 0%, 25%, 50%, 75% y el 100%.

% de Carga	Caída de Tensión en Minera Hércules en (%)	Caída de Tensión Minera La Perla en (%)
0.00	0.00	0.00
25	0.81	1.41
50	1.23	2.85
75	2.03	3.83
100	3.00	5.05

Tabla 5.20. Muestra los porcentajes de caída de tensión en Hércules y La Perla.

En la tabla 5.20. Podemos observar que los porcentajes de caída de tensión en el BUS principal de la minera La Perla, son más altos que los obtenidos en el BUS principal de minera Hércules, por lo tanto el sistema eléctrico de Hércules es más robusto que el de La Perla.

Para el análisis del subsistema CFE en estado estable, se obtuvieron los siguientes datos: Voltajes cresta por fase, ver tabla 5.21.

Subestación	Voltaje Cresta (por fase)	Limites permitidos minimo - maximo
Hercules 230 kV	187.79 kV	178.4 kV - 197.1 kV
La Perla 115 kV	104.79 kV	89.2 kV - 98.5 kV
Mesteñas 115 kV	100.87 kV	89.2 kV - 98.5 kV
Tres Hermanos 115 kV	103.12 kV	89.2 kV - 98.5 kV
Oasis 115 kV	99.12 kV	89.2 kV - 98.5 kV
Ojinaga 115 kV	103.29 kV	89.2 kV - 98.5 kV

Tabla 5.21. Voltajes cresta por fase, en cada una de las subestaciones del Subsistema CFE.

Condiciones de Distribución y Transmisión de Energía en diferentes Países					
País	Frecuencia (Hz) y Tolerancia (%)	Voltaje (V) Doméstico	Voltaje (V) Comercial	Voltaje (V) Industrial	Voltaje Tolerancia en (%)
Armenia	50 ± 0.4	380/220	380/220 - 6 kV - 10 kV - 35 kV	6 kV - 10 kV - 35 kV - 110 kV	± 5
Canada	60 ± 2	240/120	347/600 - 416/240 - 208/120	4.16kV - 8kV - 13.8kV - 14.4kV - 24.94kV - 34.5kV - 46kV	+ 4/-8.3
España	50 ± 0.5	380/220 - 220/127	380/220 - 220/127	380/220 - 6kV - 10kV - 15kV - 25kV - 110 kV	± 7
Finlandia	50 ± 0.1	230 - 400	400/230	690/400 - 10kV - 20kV - 110kV	+ 6/-10
Francia	50 ± 1	400/230	690/400	400/230 - 10kV - 20kV	+ 6/-10
Japón	50(estel) / 60(oeste)	200/100	200/100	6kV - 20kV - 60kV - 140kV	± 6
México	60 ± 0.2	220/127	220/127	13.2kV - 13.8kV - 110 kV	± 5
Republica Checa	50 ± 1	400/230	400/230 - 500 - 590	3 kV - 6 kV - 10 kV - 22 kV - 35 kV - 110 kV - 220 kV - 400 kV	+ 6/-10

Tabla 5.22. Muestra las tolerancias de voltajes para distribución y transmisión de energía en diferentes países [40].

En la Tabla 5.21. Se muestran las tolerancias en porcentajes de diferentes niveles de tensión para diferentes países, en México se permite un $\pm 5\%$ de tolerancia en el voltaje para sistemas de distribución y transmisión [40].

Estado Transitorio.

Los resultados obtenidos de las simulaciones en estado transitorio, *para cada uno de los modelos locales*, basado en las graficas de sobretensiones mostradas anteriormente, tenemos que los impulsos generados por maniobras son mucho más dañinos para los equipos ya que estos tienen una duración más larga comparados con los de origen atmosférico, por lo tanto tienen más energía.

Cabe mencionar que los índices más altos obtenidos fueron resultado de las simulaciones sin considerar los apartarrayos conectados, esto quiere decir que para no tener riesgo de daños en los equipos, los apartarrayos instalados tendrían que estar funcionando correctamente todo el tiempo.

En este análisis transitorio el modelado de las capacitancias parasitas de los devanados de los transformadores (*Baja-Tierra, Alta-Tierra e Interdevanados*), pueden influir considerablemente en los resultados de las sobretensiones, mostramos que pueden afectar sustancialmente ver figuras A.1, A.2, A.3, A.4 y A.5 del Anexo A.

En la siguiente tabla mostramos los picos de sobretensiones en cada una de las Subestaciones, para cuando se inyecta un impulso de maniobra en Mesteñas, que es el caso detectado donde se generan los picos más altos de sobretensiones en HCL, LPL, THS, OAS y OJI, esto pasa por la propia configuración de la red.

Se puede observar fácilmente el comparativo de tensiones para cuando se simuló con el equivalente de capacitancias y sin él.

Subestación	Pico de la Sobretensión en (V) (Simulación con equivalente de capacitancias de los Trafo's)	Pico de la Sobretensión en (V) (Simulación sin equivalente de capacitancias de los Trafo's)	Diferencia %'s
Hercules	733.06 kV	702.16 kV	4.21%
La Perla	360.02 kV	341.73 kV	5.08%
Tres Hermanos	365.88 kV	335.53 kV	8.04%
Oasis	289.18 kV	270.03 kV	6.62%
Ojinaga	296.52 kV	270.01 kV	8.94%

Tabla 5.23. Sobretensiones pico, obtenidas de la simulación del Subsistema CFE, influencia del equivalente de capacitancias parásitas.

Para el modelado de las capacitancias no es una tarea simple obtenerlas por simple interpolación ya que estas dependen mucho de la geometría (diseño del equipo), cabe comentar que en nuestra búsqueda de los valores de las capacitancias se encontraron algunos trabajos de Tesis, sólo para determinar las capacitancias parásitas de los devanados ver [41].

CAPITULO VI

6. Conclusiones y Discusiones.

En general, el tema principal por lo cual está comprendido este trabajo de tesis es el siguiente:

- Análisis Transitorio del sistema local Hércules.
- Análisis Transitorio del sistema local La Perla.
- Análisis Transitorio del Subsistema eléctrico Camargo.

El análisis de los puntos citados anteriormente se realizó mediante el empleo de técnicas:

- En estado estacionario.
- En estado transitorio.

6.1. Conclusiones y comentarios de los resultados en estado estacionario.

Los resultados de las simulaciones, de cada uno de los sistemas eléctricos de Hércules y La Perla, hacen notar que estos sistemas no tienen el nivel de robustez necesaria para soportar toda la carga conectada, por tener caídas de tensión considerables ver tabla 5.20. Cabe mencionar que esto se debe a la topología propia de cada uno de los circuitos eléctricos de estas mineras.

6.2. Conclusiones y comentarios de los resultados en estado transitorio.

De los resultados de las simulaciones, se puede ver que los sistemas eléctricos de Hércules y La Perla, no tienen la suficiente robustez para soportar sobretensiones de tipo maniobra esto se pudo ver para cuando se simuló sin apartarrayos. Los índices obtenidos precedidos de un asterisco rebasan el nivel básico de aislamiento (NBAI) de los equipos, por lo que ponen en peligro el aislamiento de los devanados de los transformadores.

En la Figura A.1 la fase A alcanza un pico de 624.45 kV, que es una amplitud que pone en riesgo de daño al aislamiento del transformador del devanado del lado de Alta, el NBAI para sobretensión de maniobra al nivel de tensión de 230 kV es rebasado por 124.45 kV.

Esta situación puede ser resuelta, con la instalación de apartarrayos seleccionados adecuadamente y/o cerciorarse de que los ya instalados sean los adecuados.

Se resumió una metodología de selección de apartarrayos, ver Apéndice "B".

6.3. Conclusión final.

En esta tesis se presentan resultados obtenidos de simulaciones computacionales, los cuales son solamente una aproximación a lo que podría estar ocurriendo en cada uno de los sistemas locales y en las líneas de transmisión del Subsistema CFE. Con este estudio se concluye que en principio, habría riesgo de ruptura del aislamiento en el lado de baja de la fase por la que se inyecta el impulso, en nuestro caso la fase A. Este riesgo existe tanto cuando se inyectan 950 kV en alta, como cuando se inyectan 110 kV en baja, para los sistemas locales.

6.4. Trabajos futuros.

- Hacer con mayor precisión modelados de las capacitancias parásitas de los transformadores de Potencia.
- Revisar las configuraciones de las cargas y sus elementos para ver posibilidades de disminuir los efectos de transitorios mas riesgosos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1]. High Voltage Engineering, Fundamentals - TEXTO, E.Kuffel and W.S. Zaengl, Pergamon Press 1984, ISBN 008-024212-X.
- [2]. A. Greenwood, Electrical Transients in Power Systems, Second Edition, John Wiley, 1991, 978-0471620587.
- [3]. Canadian/American EMTP User Group, "Alternative Transients Program Rule Book", 1987-1995.
- [4]. H. W. Dommel, EMTP Theory Book, Microtran Power System Analysis Corporation, Vancouver, British Columbia, May 1992.
- [5]. Iván Rentarías F., "Análisis de Resonancia y Transitorios Electromagnéticos en Red Longitudinal de Mesteñas y Hércules", Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica, Instituto Tecnológico de la Laguna, ISSN: 0188-9060, Diciembre 2011, Torreón Coahuila, México.
- [6]. John J. Grainger, William D. Stevenson Jr., et al., "Análisis de sistemas de potencia", impreso en México, Mc Graw-Hill, 1995, ISBN 970-10-0908-8.
- [7]. J. D. Glover, M.S. Sarma, "Sistema de Potencia ANALISIS Y DISEÑO", impreso en México, THOMSON, 2008 ISBN13: 978-0-S34-54884-1.
- [8]. W. H. Hayt, Jr., J.A. Buck, "Teoría Electromagnética", impreso en México, Mc Graw-Hill, Interamericana, 2001, ISBN 0-07-252495-2.
- [9]. Víctor M, Redes de Tierra en Instalaciones Eléctricas Industriales, Apuntes Personales, Septiembre de 2000, Torreón, Coah. México.
- [10]. IEEE Green Book, IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, ANSI/IEEE Std 142-1982, 7th Printing, April 1990, ISBN 0-471-89573-3, IEEE Inc. New York, USA.
- [11]. IEEE Standard Board, IEEE Guide for Measurement of Impedance and Safety Characteristics of Large, Extended or Interconnected Grounding Systems, IEEE Std 81.2-1991, New York, USA, ISBN 1-55937-187-0.

- [12]. IEEE Emerald Book, IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment, IEEE Std 1100-1999, 1st Printing, Sept 1999, ISBN 0-7381-1660-2, IEEE Inc. New York, USA.
- [13]. IEEE Standard Board, IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding, ANSI/IEEE Std 80-2000, New York, USA, ISBN 0-7381-1926-1.
- [14]. DOF, Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas (utilización), Diario Oficial de la Federación (Segunda, Tercera, Cuarta, Quinta y Sexta Secciones), México, D.F., Lunes 27 de Septiembre de 1999.
- [15]. Westinghouse, Electrical Transmission and Distribution Reference Book, Central Station Engineers, Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh, Pennsylvania, USA, Fourth Edition, © 1964.
- [16]. Roger C. Dugan, Mark F. McGranaghan, Surya Santoso, H. Wayne Beaty. "Electrical Power Systems Quality", 2nd edition, McGraw Hill, 2002, ISBN: 978-0071386227.
- [17]. Paul C. Krause, Oleg Wasynczuk, Scott D. Sudhoff. "Analysis of Electric Machinery and Drive Systems" Editorial Wiley-IEEE Press, Segunda edición, 2002, ISBN: 047114326X.
- [18]. Chee-Mun Ong, "Dynamic Simulations of Electric Machinery: Using MATLAB/SIMULINK", Editorial Pearson Education, 1997, ISBN: 0137237855.
- [19]. F.C. de la Rosa, Harmonics and Power Systems, Editorial CRC Taylor and Francis Group, 2006, ISBN: 0-8493-3016-5.
- [20]. Edwin M. Anderson, "Electric transmission line fundamentals", ISBN-10: 0835915972.
- [21]. Sunde, E.D. , Earth Conduction Effects in Transmission Systems, New York: Dover Publications, Inc. 1968, pp 268-298.
- [22]. "IEEE Standard Techniques for high voltage testing", ANSI/IEEE Std 4-1987.
- [23]. Surge Arresters part III, Metal-Oxide surge Arresters Without Gaps for AC Systems. October 1984 IEC TC 37.

- [24]. IEEE Engineering Power Society. Guide for the application of *Metal Oxide Surge arresters for Alternating Current Systems*. IEEE Std. C62.22-1997.
- [25]. Lightning and Surge Protection. Wendell Neugebauer, IEEE Member (Working Groups On Metal Oxide Surge Arresters, arrester protection and coordination of transformer insulation).
- [26]. International Standard IEC 71-2 *Insulation Coordination Part. 2*. N0. De Referencia CEI/IEC 71-2, 1996.
- [27]. IEC Standard 60071-2 - 1996, *Insulation Coordination: Application Guide*.
- [28]. [1] Luis A. Siegert C. *Alta Tensión y Sistemas de Transmisión*. Ed. Limusa.
- [29]. Standard Handbook for Electrical Engineers Sec. 27 *Lightning and Surge Protection* Westinhouse.
- [30]. *Electrical Transmission & Distribution Reference Book* Westinghouse Electrical Corporation (Lightning Phenomena C.F. Wagner, C.D. McCann and J.M. Clayton).
- [31]. P. Kundur, "Power system stability and control" *Power system Planning and Operations Program*, Ed McGraw Hill, 1993, ISBN 978-0070359581.
- [32]. L.H. Restrepo, "Modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia", *Revista Energía y computación*, Vol. 16, No. 1, junio de 2008, p. 21-32.
- [33]. IEEE Transactions On Power Delivery Vol. 22, N0. 2, "Analysis of Ferroresonance Modes in Power Transformers Using Preisach-Type Hysteric Magnetizing Inductance" April 2007.
- [34]. M. Kroch and M. Kruger, "The Negative dissipation Factor and the Interpretation of the Dielectric Response of Power Transformers" *Omicron Energy*, Oberes Ried 1, 6833 Klaus, Austria.
- [35]. IEEE Transactions On Power Delivery, Vol, 16, N0. 4, "Frequency Characteristics of Single-Phase Two-Winding Transformers Using Distributed-Parameter Modeling" October 2001.
- [36]. IEEE Industrial Electronic and Applications, "Effect of Shunt Capacitance on Ferroresonance Model for Distribution Voltage Transformer" Indonesia, 2012.
- [37]. IEEE S. Henschel, A. C. Soundack, "Chaotic Ferroresonance in Power Transformers.

- [38]. IEEE H.Y. Lu, J.G. Zhu, and V.S. Ramsden "Experimental Determination of Stray Capacitances in High Frequency Transformers" Sidney, 1996.
- [39]. Francois Blache, Jean-Pierre Keradec, Bruno Cogitore, "Stray Capacitances of Two-Winding Transformers, Equivalent Circuit, Measurements, Calculation and Lowering", BP 46, 38402, Saint-Martin D'Herès, Cedex, France, 1994.
- [40]. Electrical Energy Supply, Power Guide 2009/Book 03 Legrand, General Structure of Electricity Networks.
- [41]. González López, Carlos "Modelos de Transformadores a Altas Frecuencias" Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Madrid, España, 2002.

APENDICE "A" Resultados de las simulaciones computacionales de transitorios del sistema eléctrico de 115 y 230 kV en el programa ATP/EMTP.

En este anexo se plasman los resultados de las simulaciones de transitorios, con la finalidad de analizar el comportamiento de la red eléctrica, sometida a impulsos tipo de maniobra 250/2500 μ s. Cabe mencionar que las siguientes graficas de sobretensiones fueron obtenidas considerando quitar los equivalentes de capacitancias de los transformadores de toda la red.

Transitorio Inyectado en Mesteñas 115 kV.

La siguientes graficas muestra los niveles máximos de tensión, estos se obtuvieron en las Subestaciones de HCL, LPL, THS, OAS y OJI cuando es inyectado un transitorio de 250/2500 μ s.

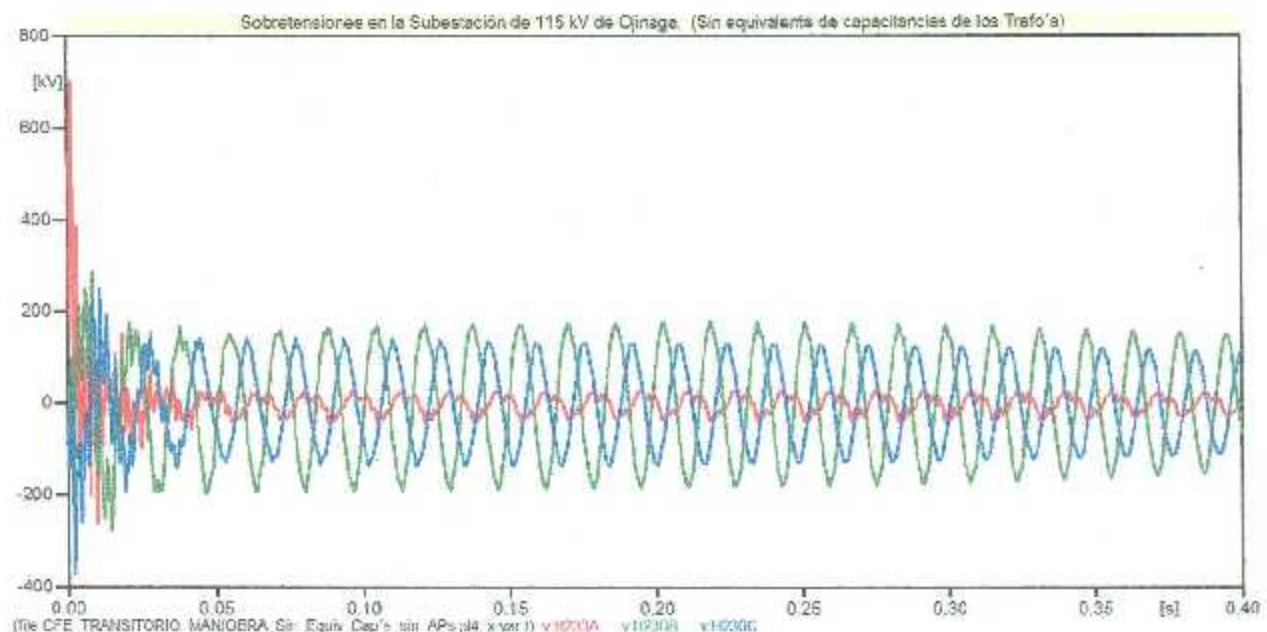


Figura A.1. Sobretensiones en Hércules, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas, para el caso sin equivalente de capacitancias de los Trafo's.

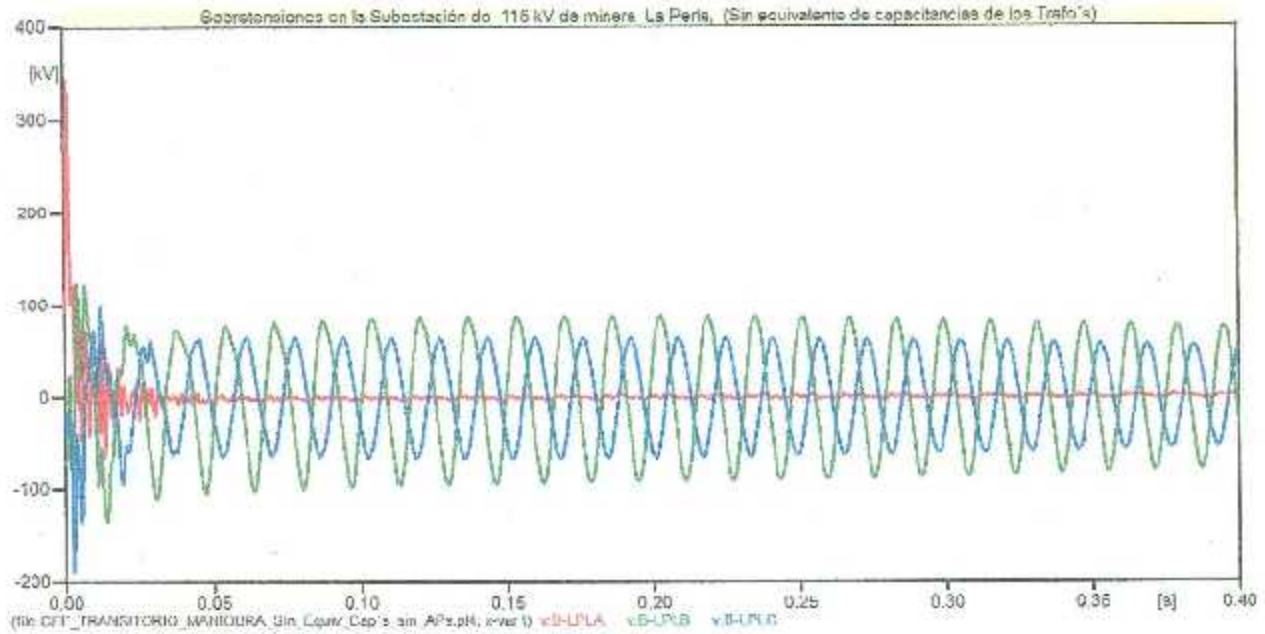


Figura A.2. Sobretensiones en La Perla, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas, para el caso sin equivalente de capacitancias de los Trafo's.

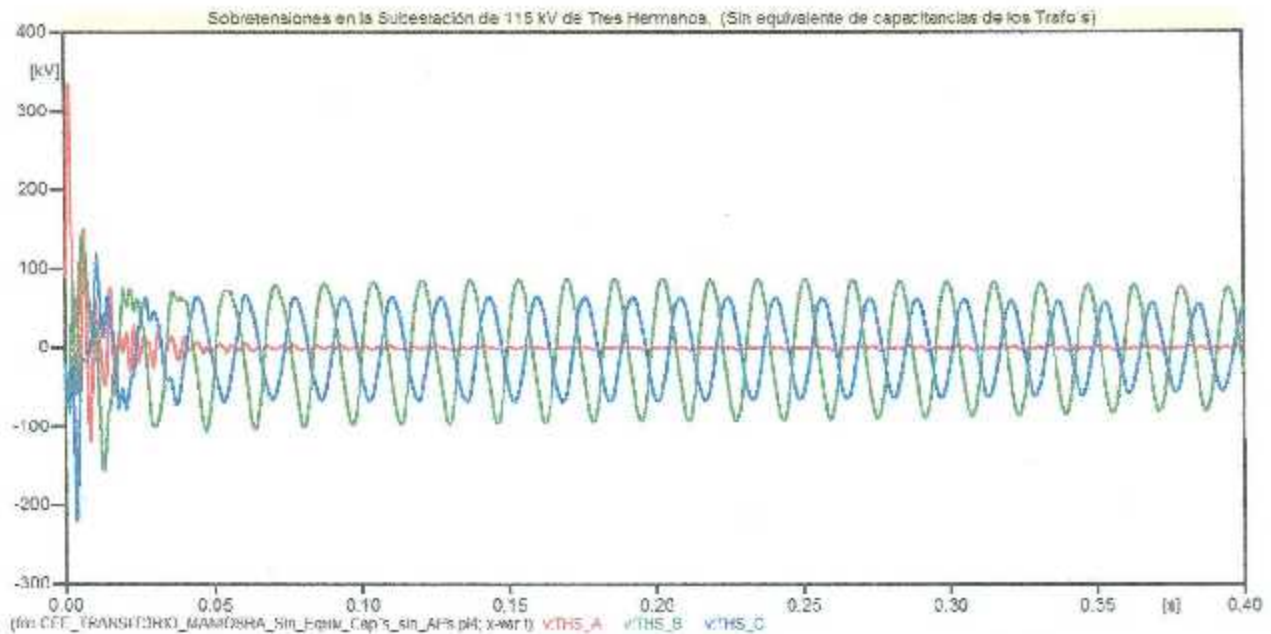


Figura A.3. Sobretensiones en Tres Hermanos, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas, para el caso sin equivalente de capacitancias de los Trafo's.

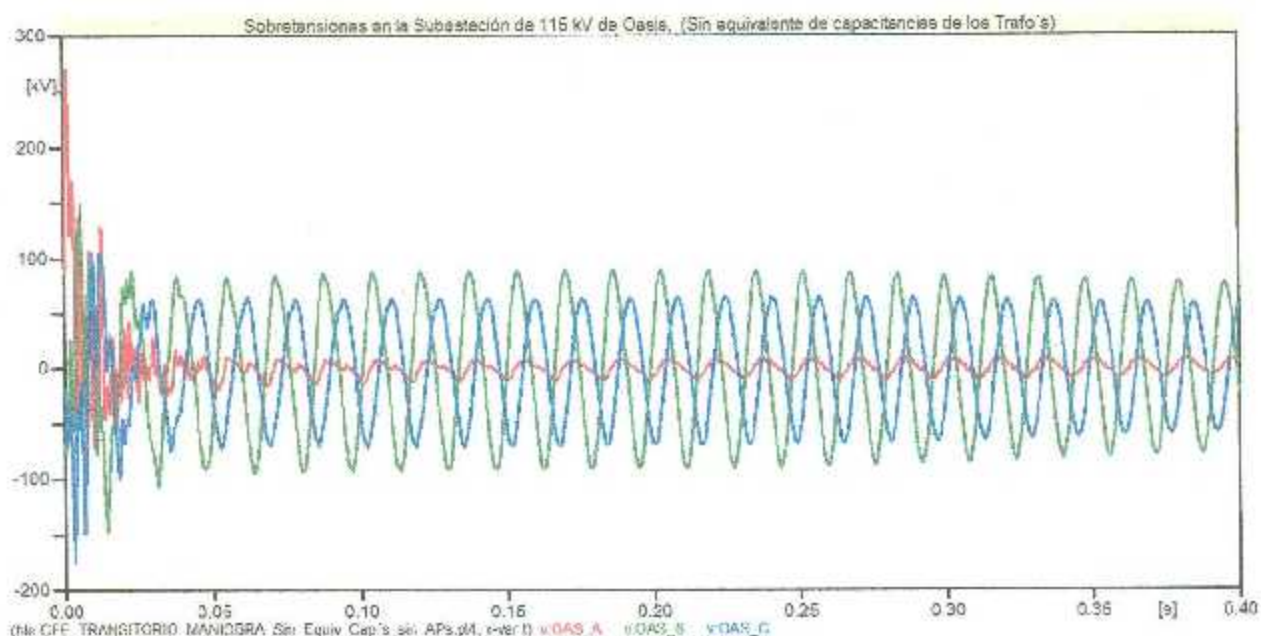


Figura A.4. Sobretensiones en Oasis, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas, para el caso sin equivalente de capacitancias de los Trafo's.

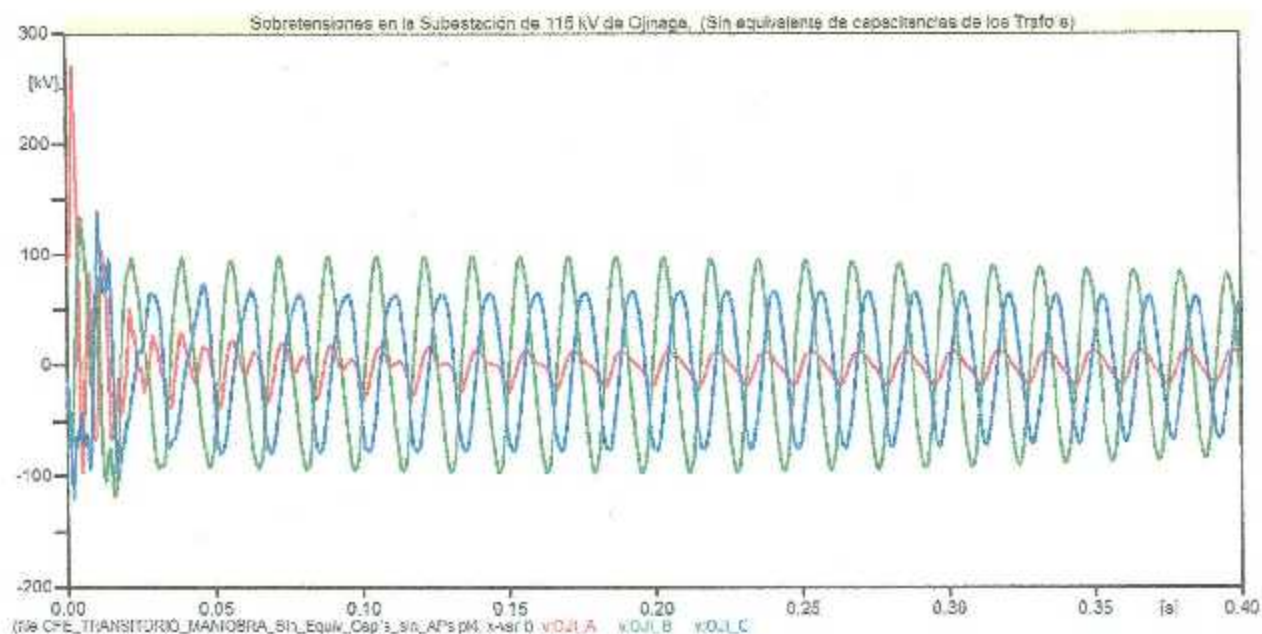


Figura A.5. Sobretensiones en Oasis, por la inyección de un transitorio de maniobra en Mesteñas, para el caso sin equivalente de capacitancias de los Trafo's.

APENDICE "B" Metodología de Selección de Apartarrayos.

En este anexo se pensó retomar el tema de protecciones, desarrollando un método de selección de apartarrayos, que dará lugar a la adecuada selección de estos dispositivos, considerando los niveles de tensión y energía de las sobretensiones prospectivas, y que el daño de estos ha sido un problema.

B.1. Introducción general, definiciones y principios.

B1.1. Aspectos generales.

Los apartarrayos son la protección primaria contra diferentes tipos de sobretensiones (atmosféricas o de maniobra). Estos son generalmente conectados en paralelo con el equipo que se va a proteger, para limitar las sobretensiones y/o para desviar las sobrecorrientes.

Los elementos activos (bloques) de los apartarrayos son fabricados usando material cerámico altamente no-lineal, compuesto la mayor parte de ZnO mezclado con otros óxidos de metal y sinterizados. En la figura se muestran las características típicas de los apartarrayos de ZnO.

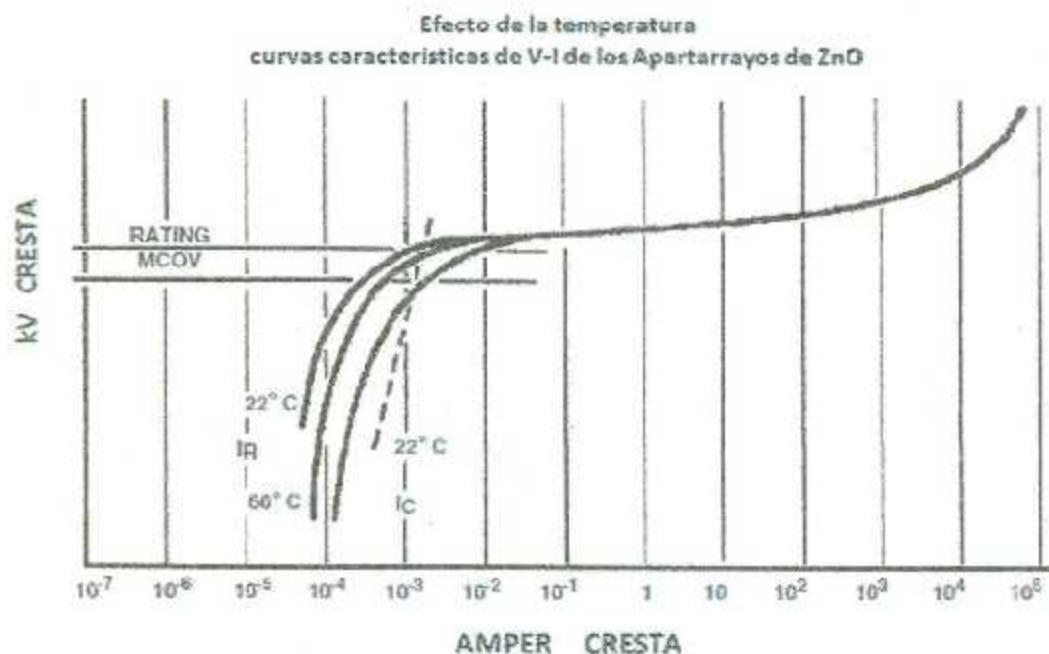


Figura B.1.1. Característica V-I de los apartarrayos de ZnO.

B1.2. Definiciones.

- 1.2.1. **Voltaje máximo del sistema (V_m).** Es el voltaje eficaz más alto de fase-fase, el cual ocurre bajo condiciones de operación normal en cualquier tiempo y en cualquier punto del sistema.
- 1.2.2. **Voltaje máximo de operación continua (MCOV).** Es el voltaje eficaz permisible a la frecuencia del sistema, que puede ser continuamente aplicado a las terminales del apartarrayos.
- 1.2.3. **Sobrevoltajes temporales (TOV).** Estos son sobrevoltajes oscilatorios de duración relativamente larga. El intervalo de frecuencias de TOV va desde unos cuantos Hz hasta cientos de Hz y las duraciones desde algunos milisegundos hasta muchas horas (dependiendo del tiempo de restablecimiento de la falla por ejemplo).
La forma más común de TOV ocurren en las fases sanas de un sistema durante una falla a tierra, involucrando una o dos fases, otros tipos de TOV ocurren bajo ferresonancia, rechazo de carga, etc.
- 1.2.4. **Impulso (de corriente o voltaje).** Es una onda unidireccional que aumenta rápidamente a un máximo y cae menos rápido a cero. Su forma de onda es expresada por dos números (T_1/T_2). T_1 se refiere al tiempo de frente virtual y T_2 al tiempo virtual del valor medio de la cola de la onda, ambos expresados en microsegundos. Estos impulsos son estandarizados para propósitos de pruebas en laboratorios, los estándares IEC 60060-1, 60099-4, 61643-1 y 61312-1 dan una explicación más generalizada y una descripción de los parámetros.

Algunos impulsos de corriente importantes se describen a continuación:

Impulso	Forma de Onda (T_1/T_2)	
Impulso de corriente de escalón	$T_1 = 1 \mu s$;	$T_2 \leq 20 \mu s$
Impulso de corriente de rayo	$T_1 = 8 \mu s$;	$T_2 = 20 \mu s$
Impulso de corriente de maniobra	$T_1 \geq 30 \mu s$;	$T_2 \geq 60 \mu s$
Impulso de alta corriente	$T_1 = 4 \mu s$;	$T_2 = 10 \mu s$

Tabla B.1.1. Impulsos de corrientes estandarizados por IEC 60099-4.

- 1.2.5. **Características de aguante de aislamiento del equipo.** Es un término general para los voltajes de aguante de aislamiento del equipo, son formas de onda estandarizadas y utilizadas para propósitos de pruebas de equipo eléctrico en laboratorios.

Nivel de Aguante	Forma de Onda del Voltaje [T ₁ /T ₂]
Nivel de Aguante (Chopped-wave) (CWWL)	
Nivel de Aguante a impulso por rayo (LIWL)	1.2/50 μ s
Nivel de Aguante a impulso por maniobra (SIWL)	250/2500 μ s
Aguante a la Frecuencia del Sistema	50 Hz ó 60 Hz Senoidal

Tabla B.1.2. Impulsos de voltajes estandarizados IEEE C62.41-1991.

- 1.2.6. **Voltaje residual (V_r).** Es el voltaje que aparece entre las terminales de un apartarrayos durante el paso de una corriente de descarga a través de este. Este voltaje depende de la magnitud y forma de onda de la corriente de descarga y es expresado como un valor pico.
- 1.2.7. **Característica de protección del apartarrayos.** Es la combinación de sus voltajes residuales para diferentes impulsos de corriente. Para una buena protección, la característica del apartarrayos debe estar por debajo de las características de aguante de aislamiento del equipo.

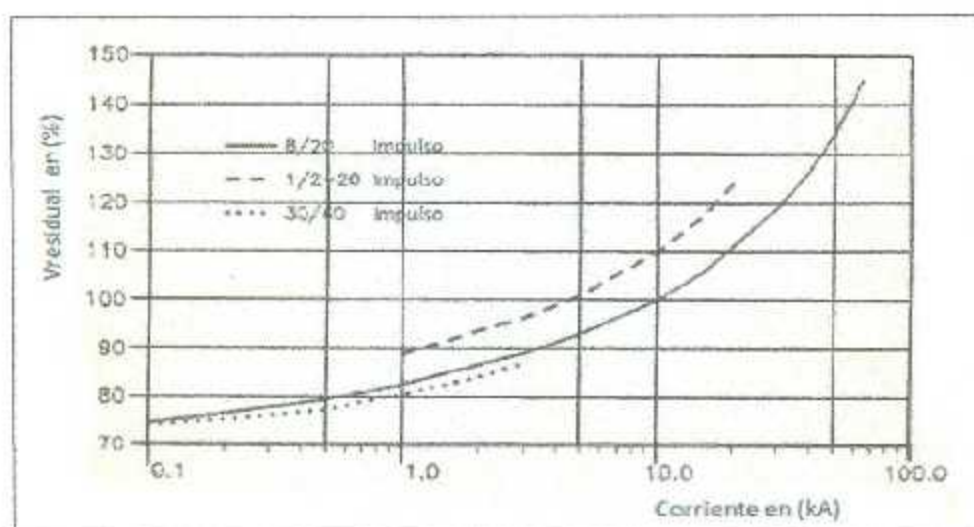


Figura B.1.2. Características de Protección para Apartarrayos EXLIM-R ABB. (Muestra el máximo voltaje residual para diferentes impulsos de corrientes.)

- 1.2.8. **Nivel de protección a impulso por rayo por sus siglas en ingles (LIPL).** Es el valor cresta del voltaje residual del apartarrayos, para un impulso de corriente escarpado, dividido por 1.15 y el voltaje residual para la corriente de descarga nominal.

- 1.2.9. **Nivel de protección a impulso por maniobra por sus siglas en ingles (SIPL).** Es el voltaje residual del apartarrayos, para un impulso de corriente de maniobra especificado.
- 1.2.10. **Relación de protección.** Es la relación del nivel de protección del apartarrayos al correspondiente nivel de aguante de aislamiento del equipo.
- 1.2.11. **Margen de protección.** Es la relación de protección menor a 1 y expresado como un porcentaje. Los márgenes deben ser razonables para que cubran los incrementos de voltaje debido a las conexiones entre el apartarrayos y el equipo protegido, también como los incrementos en el voltaje residual debido a la amplitud y tiempo de frente de la corriente de descarga nominal del apartarrayos.
- 1.2.12. **Corriente de referencia (I_{ref}).** Es el valor pico de la corriente resistiva en la que el voltaje de referencia es medido. La corriente de referencia esta en el intervalo de 0.4 a 10 mA pico para un tipo de apartarrayos estándar.
- 1.2.13. **Corriente continua (I_C).** Es la corriente que fluye a través del apartarrayos en MCOV. Esta corriente es generalmente capacitiva y es expresada como un valor pico.
- 1.2.14. **Voltaje de referencia (V_{ref}).** Es el valor pico dividido por $\sqrt{2}$ del voltaje medido a través del apartarrayos en la corriente de referencia (I_{ref}).
- 1.2.15. **Corriente de descarga nominal (I_n) (IEC).** Es el valor pico de corriente de un impulso de corriente 8/20 utilizado para clasificar un apartarrayos.
- 1.2.16. **Capacidad de energía de corto tiempo.** Es la cantidad máxima permisible de energía en kJ, que el apartarrayos es capaz de absorber en una operación sencilla con una duración o amplitud de corriente máxima. Cuando es expresada en kJ/kV (V_L) ó kJ/kV (MCOV), es llamada capacidad de energía de corto tiempo especificada.
- 1.2.17. **El factor de falla a tierra (K_e).** Se define para un sistema eléctrico trifásico como la relación entre la mayor tensión a frecuencia industrial entre una fase sana y la tierra durante una falla a tierra que afecta una o más fases en cualquier punto del sistema, y el valor eficaz de la tensión de fase a tierra a frecuencia industrial, que se obtendría en un sitio dado, en ausencia de la falla. El factor de falla se define para el punto de falla.
 Si el sistema es sólidamente (efectivamente) aterrizado, $K_e \leq 1.4$ mientras que para un sistema no aterrizado efectivamente $K_e = 1.73$ aproximadamente.

B.1.3. Principios básicos en el proceso de selección de apartarrayos.

1.3.1. **La tensión nominal de un apartarrayos**, está en función de las sobretensiones previstas en el sistema.

Inicialmente, es necesario comparar la amplitud de la sobretensión temporal del sistema con los valores de sobretensión temporal soportable por el apartarrayos. En el caso de que la sobretensión de la red supere al valor máximo admitido por el apartarrayos, se debe seleccionar otro apartarrayos con tensión nominal más elevada, lo que implica una tensión de aguante mayor a las tensiones temporales.

1.3.2. Debe existir un cierto margen de protección entre la tensión de aguante (**nivel básico de aislamiento NBI**) al impulso atmosférico o por rayo y de maniobra del equipo y el nivel de protección del apartarrayos.

1.3.3. **Se debe identificar el grado de contaminación atmosférica** ya que el funcionamiento del apartarrayos se ve comprometido por el nivel de contaminación, del área donde se ubicara el apartarrayos, por lo que es importante revisar las especificaciones del fabricante.

1.3.4. **El apartarrayos deberá contar con un dispositivo de alivio de presión** tal que actúe lo suficientemente rápido para evitar una violenta explosión. Como una medida de seguridad para otros equipos y para el personal cercano a la ubicación de un apartarrayos, en el evento de una falla.

El dispositivo es calculado sobre la base de una **corriente de corto-circuito** prospectiva en el sistema en la ubicación del apartarrayos.

1.3.5. **Costo e importancia del equipo a proteger.** En los sistemas eléctricos de potencia SEP, existen equipos clave para garantizar el suministro de energía continuamente y que comúnmente son los más importantes y los más caros, por lo que la selección de los apartarrayos también está en función del costo e importancia del equipo a proteger.

B.2. Selección de los Apartarrayos.

La selección de los apartarrayos se hace de acuerdo a los siguientes pasos:

➤ **Obtener de los parámetros del sistema.**

- Máxima tensión de operación continua.
- Forma de conexión a tierra.

- Los voltajes que aparecen en los nodos bajo condiciones de falla a tierra (TOV), estos se comparan con las máximas tensiones de operación continua.

➤ **Como parámetros complementarios.**

- Nivel cerámico en el punto de la instalación o densidad de rayos a tierra.
- La probabilidad de la corriente del rayo y su valor.
- La pendiente de la corriente del rayo.
- La impedancia característica Z_C de la línea.

➤ **Verificación de las condiciones normales de operación del sistema.**

- Máxima tensión que aparece durante los rechazos de carga.
- Voltajes que aparecen en la red en condiciones de contingencia.

- Pérdida de carga.
- Pérdida de transmisión.
- Pérdida de generación.
- Entrada repentina de grandes bloques de carga.
- Entrada/Salida de bancos de capacitores.

B.2.1. Nivel de tensión de la línea V_n .

Se refiere al voltaje nominal del sistema, el cual se define como un valor nominal para designar a un sistema la categoría de voltaje dado [5].

B.2.2. La máxima tensión de operación (V_m) del sistema.

Este es un valor que se reporta de la experiencia de la operación del sistema, pero con frecuencia se desconoce en cada punto de la red, ante esta situación generalmente se recomienda suponer este valor con un 5% ó 10% superior a la tensión nominal.

B.2.3. Condiciones durante la falla a tierra.

El disturbio más común en un sistema eléctrico de potencia, lo representa la falla de línea-tierra, la magnitud de tensión transitoria que se presenta en las dos fases no falladas durante la falla a tierra, depende de la forma de conexión de los neutros a tierra y de los elementos capacitivos instalados en la red. Estos valores se expresan en términos de la relación R_0/X_1 y X_0/X_1 .

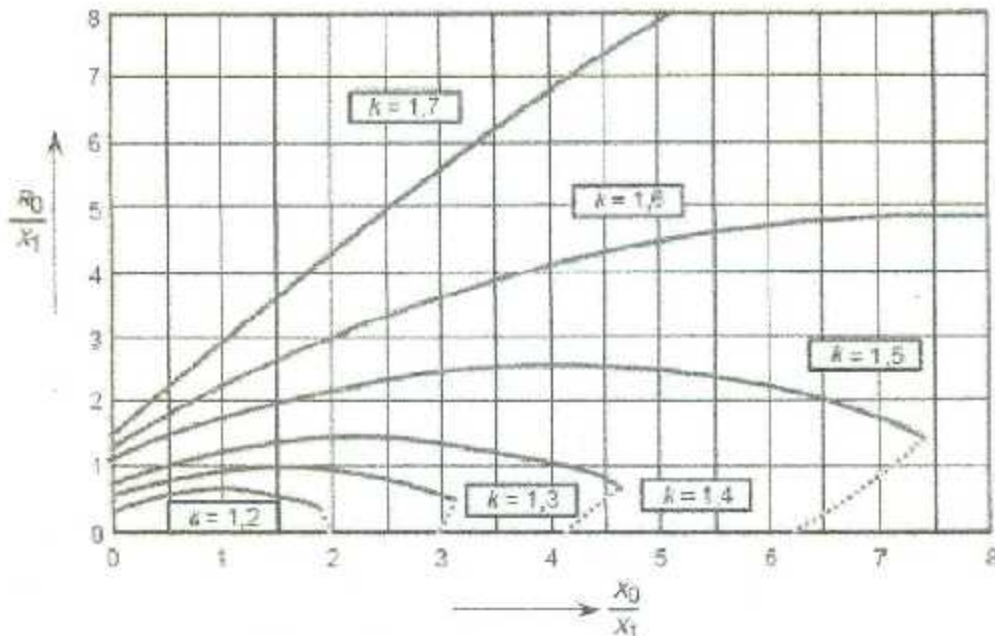


Figura B.2.1. Factor de falla a tierra.

En los sistemas con neutros sólidamente conectados a tierra, la sobretensión que aparece de fase a neutro en las fases no falladas es 80% de la tensión de fase a fase, siempre que la duración del disturbio no exceda de 3 segundos.

En los sistemas con neutros flotantes o neutro resonante, el factor de sobretensión se toma como el 100%.

Los valores anteriores se deben verificar para cambios en la forma de conexión a tierra, por ejemplo, desconexión de neutro a tierra o bien neutros de transformadores con terciarios aterrizados a través de reactancias.

B.2.4. Seleccionar el voltaje máximo de operación continua (MCOV).

En un sistema trifásico con apartarrayos conectados fase-tierra el $MCOV = \frac{V_m}{\sqrt{3}}$. Si el sistema no tiene condiciones de servicio anormales.

El voltaje *MCOV* depende del voltaje del sistema, también como del método de conexión del apartarrayos.

Por ejemplo:

- El voltaje *MCOV* para un apartarrayos conectado entre fases y tierra en un sistema trifásico es:

$$MCOV = \frac{V_m}{\sqrt{3}} \quad (2.1).$$

- Mientras que para un apartarrayos conectado entre fases el *MCOV* es:

$$MCOV = V_m \quad (2.2).$$

B.2.5. Seleccionar la adecuada capacidad TOV.

En general los apartarrayos no son usados para proteger el equipo contra TOV ya que con esto se podría requerir un enorme número de columnas de bloques (ZnO blocks) en paralelo.

Esto puede ser considerado solo en casos de limitación o eliminación de TOV ocasionados por resonancia, en estos casos es requerido un estudio detallado para seleccionar los apartarrayos con adecuada capacidad de energía.

B.2.6. Bajo condiciones de falla a tierra:

Los TOV más comúnmente conocidos son aquellos originados por fallas sencillas de línea-tierra, por lo que la amplitud del TOV es dada por la multiplicación de por el factor K_e el cual es determinado por las condiciones de aterrizado:

$$TOV = K_e \times \frac{V_m}{\sqrt{3}} \quad (2.3).$$

B.2.7. Selección de la tensión nominal del apartarrayos.

El primer paso es la determinación del voltaje máximo del sistema, se puede hacer de acuerdo a dos reglas:

- 1) Se puede tomar como voltaje máximo del sistema (V_m) el valor del voltaje máximo de diseño del equipo.

Ó

- 2) Tomar como voltaje máximo del sistema (V_m), el 5% – 10% sobre el voltaje nominal del sistema.

$$V_{arr} = K_e * V_m \quad (2.4).$$

Siendo V_{arr} el voltaje nominal del apartarrayos.

B.2.8. Determinar los parámetros por maniobras.

Un aspecto importante a considerar en la aplicación de los apartarrayos es su capacidad para absorber energía con ondas de frente lento (maniobra o recierre de interruptores) que se debe principalmente a la energía acumulada en el circuito en el cual se encuentran instalados y a efectos internos de los interruptores como es el fenómeno de arqueo o re-encebado de arco entre contactos de un polo de interrupción.

Los sobrevoltajes potenciales que pueden presentarse en el sistema dependen de los parámetros del sistema como también de la ubicación de los apartarrayos, el tipo de operación de maniobra, de la presencia ó ausencia de resistores de pre-inserción, de la alimentación de la red y de la compensación en paralelo.

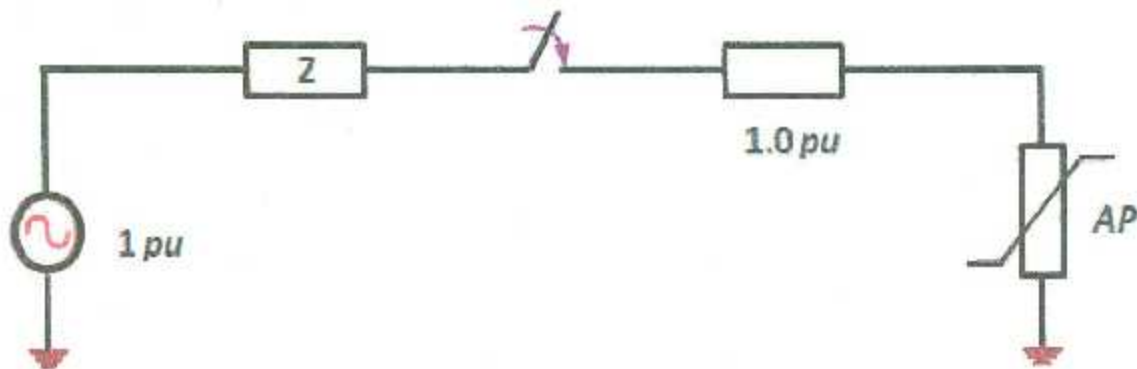


Figura B.2.2. Energía resistente del apartarrayos por maniobra de interruptores.

Se supone que el interruptor cierra en el valor cresta de la onda senoidal, el tiempo de la onda es rápido comparativamente con el del cierre del interruptor, que además del propio tiempo del interruptor, maneja una onda senoidal de baja frecuencia. Por lo que los parámetros que intervienen en la operación de maniobra que afectan al apartarrayos se muestran en la figura B.2.3.

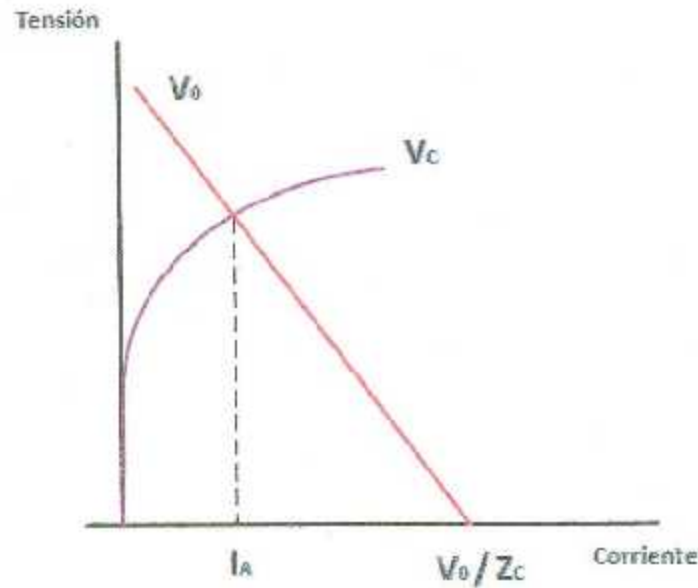


Figura B.2.3. Parámetros que intervienen en la operación de maniobra.

Donde:

- V_0 : Tensión prospectiva.
- V_c : Característica de protección del Apartarrayos.
- I_A : Corriente del Apartarrayos.
- Z_c : Impedancia característica de la línea.

B.2.9. Calcular las sobretensiones prospectivas del sistema.

La tensión prospectiva se refiere al valor en por unidad de la sobretensión que se puede presentar. Algunos valores típicos para ciertas tensiones nominales. Se refieren a las cantidades a que se limitan.

La siguiente tabla muestra valores típicos para diferentes voltajes del sistema:

Voltajes del Sistema V_m (kV)	Impedancia Transitoria Z_c (Ohm)	Sobrevoltaje Prospectivo sin apartarrayos V_p (pu)
Debajo de 145	450	3
de 145 a 345	400	3
de 362 a 525	350	2.6
765	300	2.2

Tabla B.2.1. Valores típicos de voltajes de sistemas eléctricos de potencia.

En un sistema de 230 kV, una sobretensión prospectiva de 3 pu equivale a:

$$V_0 = \frac{230 \text{ kV}}{\sqrt{3}} * \sqrt{2} * 3 = 563.38 \text{ kV} \quad (2.5).$$

El valor de la capacidad de energía que puede soportar un apartarrayos, se refiere al efecto térmico que se produce cada vez que descarga o tiene varias descargas sucesivas sin que exista enfriamiento entre estas. Se calcula entonces a partir de los siguientes factores.

- La sobretensión prospectiva del sistema (V_0).
- La impedancia característica de la línea en que se conecta el apartarrayos (Z_C).
- El tiempo recorrido de la onda en la línea (t) que es el cociente de la longitud de la línea entre la velocidad de propagación de la onda.
- El número de descargas consecutivas (n) sin enfriamiento.

B.2.10. Cálculo de la energía del apartarrayos (durante sobrevoltajes por maniobra).

La energía absorbida por el apartarrayos, es dada por la siguiente ecuación:

$$W = \frac{2V_r * (V_0 - V_r) * t}{Z_C} \quad (2.6).$$

Donde t (duración del impulso de maniobra), es:

$$t = \frac{\text{Longitud de la línea km}}{300 \text{ m } / \mu\text{s}} \quad (2.7).$$

W = Energía absorbida por el apartarrayos.

V_r = voltaje residual del apartarrayos en (kV).

V_0 = Sobretensión prospectiva sin apartarrayos.

t = Tiempo de viaje de la onda.

Z_C = Impedancia característica de la línea.

B.2.11. Seleccionar un apartarrayos con la adecuada capacidad energética.

La capacidad de absorción de energía para sobretensiones de maniobra debe ser probada en las pruebas de descarga de línea. Los fabricantes proporcionan al usuario los valores energéticos que puede soportar determinado apartarrayos en kJ/kV, como se muestra en la tabla B.2.2.

Capacidad Energética de Apartarrayos GE.				
Voltaje Nominal del Apartarrayos (kV rms)	Tipo de Cubierta	Tipo de Apartarrayos	Max. Corriente (Amps)	kJ/kV de MCOV
3 - 36kV	Polimero	Distribución	300	1.4
3 - 36kV	Polimero	Distribución	450	2.2
3 - 36kV	Polimero	Distribución	650	3.4
3 - 144kV	Polimero	Intermedio	650	3.4
3 - 144kV	Polimero	Estación	1000	4.9
3 - 48kV	Porcelana	Estación	1000	4.9
54 - 360kV	Porcelana	Estación	1500	8.9
396 - 612kV	Porcelana	Estación	2400	17

Tabla B.2.2. Capacidad energética para una serie de apartarrayos (marca Tranquell GE).

Una vez calculada la energía absorbida por el apartarrayos (W) se divide entre el Máximo voltaje de operación continua ($MCOV$), este valor se compara con el del fabricante, el valor calculado debe ser menor que el proporcionado por el fabricante, de no ser así se debe seleccionar un $MCOV$ mayor o en su defecto probar otro tipo de apartarrayos.

B.2.12. Margen de protección.

Este valor de acuerdo a normas se puede expresar en por-ciento referido al nivel de protección del apartarrayos.



Figura B.2.4. Tensión de aguante del aislamiento, Nivel de protección del Apartarrayos.

Margen de Protección MP.

Los límites del margen de protección para la coordinación, según se especifica en ANSI/C62.22 son:

Se calculan los márgenes de protección para los tres tipos de sobretensiones estudiadas, utilizando las ecuaciones que se muestran a continuación:

MP₁ es el margen de protección para la región de frente rápido:

$$MP_1 = \left[\frac{CWW}{FWPL} - 1 \right] \times 100 \quad (2.8).$$

CWW = Chopped Wave Withstand

FWPL = Front of Wave Protective Level

MP₂ es el margen de protección para la región de frente lento:

$$MP_2 = \left[\frac{BIL}{DV} - 1 \right] \times 100 \quad (2.9).$$

BIL = Basic Insulation Level

DV = Discharge Voltage

MP₃ es el margen de protección para sobretensiones de maniobra:

$$MP_3 = \left[\frac{BSL}{SSPL} - 1 \right] \times 100 \quad (2.10).$$

BSL = Basic Surge Withstand Level

SSPL = Switching Surge Protective Level

B.2.13. Comprobar que el apartarrayos garantice la protección del aislamiento.

Una vez calculados los márgenes de protección se debe corroborar que cumplan con las condiciones que se presentan en la siguiente tabla:

Aislamiento del Equipo	Mínimo Margen de Protección Recomendado
CVW	20%
BIL	20%
BSL	15%

Tabla B.2.3. Valores de protección recomendados según la norma ANSI C62.22.

Si alguno de estos márgenes no se cumple es necesario seleccionar otro valor de MCOV o escoger otro tipo de apartarrayos.

B.2.14. Calcular las distancias máximas de protección.

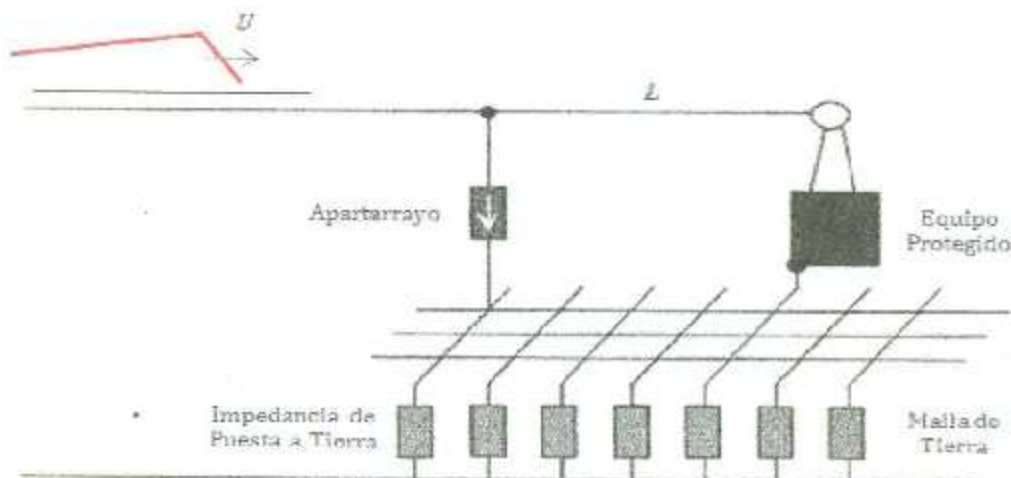


Figura B.2.5. Distancia de instalación o de protección del apartarrayos al equipo Protegido.

Para calcular la distancia máxima de la protección se utiliza la siguiente ecuación:

$$L = \frac{V_{BIL} - V_T}{2 \cdot S} \times v \quad (2.11).$$

Donde:

L : distancia máxima de separación del apartarrayos al equipo a proteger

V_{BIL} : Nivel básico de aislamiento del equipo en kV

V_r : Voltaje residual para sobretensiones de maniobra del apartarrayos en kV

S : Pendiente de la onda de sobretensión (aprox. 1,200kV/ μ s)

v : Velocidad de propagación de la onda (Línea aérea 300m/ μ s, Cable 150m/ μ s)

El margen de protección se asocia a la distancia de instalación o de protección del apartarrayos. El **concepto básico** establece que el margen de protección mayor se obtiene a la menor distancia con respecto al objeto protegido y el problema es entonces encontrar la distancia óptima considerando la disposición del equipo en la subestación y los equipos por proteger.

