

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **INGENIERÍA BÁSICA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 115-34,5 kV PARA LA ALIMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE PROCESOS DE HIDROCARBUROS**

Profesor Guía: Ing. Nerio Ojeda.  
Tutor Industrial: Ing. César Torres.

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por la Br. Briceño V., Wendy C.  
para optar al título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2006

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

# **INGENIERÍA BÁSICA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 115-34,5 kV PARA LA ALIMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE PROCESOS DE HIDROCARBUROS**

Profesor Guía: Ing. Nerio Ojeda.  
Tutor Industrial: Ing. César Torres.

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por la Br. Briceño V., Wendy C.  
para optar al título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2006

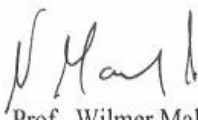
## CONSTANCIA DE APROBACIÓN

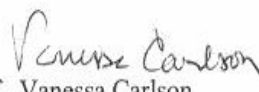
Caracas, 09 de noviembre de 2006

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Wendy C., Briceño V., titulado:


### “INGENIERÍA BÁSICA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 115 – 34,5 kV PARA LA ALIMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE PROCESOS DE HIDROCARBUROS”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

  
Prof. Wilmer Malpica  
Jurado

  
Prof. Vanessa Carlson  
Jurado



  
Prof. Nerio Ojeda  
Prof. Guía

## **DEDICATORIA**

*A mi madre*

*Y a tres de mis mejores amigos  
los Ingenieros*

*Raúl Arreaza  
Nelson MacQuahae  
Christian Murati*

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar agradezco al Profesor Vicente López por brindarme la oportunidad de conocer la compañía en la que labora, y al valioso personal que conforma Empresas Y&V.

Agradezco especialmente a los Ingenieros Saúl López, experto en subestaciones, y a los líderes del proyecto Tomoporo Jorge Kesic, experto en líneas de transmisión, y Carlos Salas, por siempre estar dispuestos a compartir sus valiosas experiencias conmigo y a responder todas las dudas que se presentaron durante estas 25 semanas de pasantía. Agradezco también a mi compañero y amigo Jhonny Paz, que represento un gran apoyo para mí durante esta pasantía larga en Empresas Y&V y a los Ingenieros Reinaldo Sanoja y Daniel Serres, por siempre ser una referencia para mí.

Por último a mis tutores los Ingenieros Cesar Torres y Nerio Ojeda, que me guiaron en la elaboración del presente Trabajo Especial de Grado.

## RESUMEN

Briceño V., Wendy C.

### INGENIERÍA BÁSICA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 115-34,5 kV PARA LA ALIMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE PROCESOS DE HIDROCARBUROS

**Prof. Guía:** Ing. Nerio Ojeda. **Tutor Industrial:** Ing. César Torres. **Tesis.** Caracas. U.C.V. **Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniera Electricista. Opción: Potencia. Institución: Empresas Y&V. 2006. 115h. +anexos.**

**Palabras claves:** Ingeniería básica, Subestación eléctrica, Flujo de carga, Cortocircuito, Arranque de motores, Barras en 115 kV, Alimentadores en 34,5 kV, Puesta a tierra, Protección contra rayos, Sistemas auxiliares, Sistemas de iluminación.

**Resumen.** El siguiente trabajo de grado comprende el conjunto de actividades que fueron necesarias para el diseño eléctrico realizado por Empresas Y&V, a nivel de ingeniería básica de la subestación eléctrica Q propiedad de PDVSA, para la extracción, recolección y transporte del crudo desde el Campo de Tomoporo en el estado Trujillo, hasta el Patio de Tanques de Bachaquero en el estado Zulia. El sistema eléctrico del Área de Tomoporo consta de una subestación fuente, subestación P de PDVSA que se encarga de alimentar a la subestación Q por medio de dos (2) líneas aéreas de transmisión en 115 kV, simple terna; la subestación Q será bajo un esquema de interruptor y medio, inicialmente de cuatro (4) bahías con espacio para dos (2) bahías adicionales, con sus salidas dirigidas a dos (2) centros de distribución de potencia, arreglo secundario selectivo y enlace de barras normalmente abierto, destinados a alimentar una Unidad Principal de Procesos y al área de las Macollas. El diseño de la subestación eléctrica Q comprendió desde la realización de estudios de flujo de carga, cortocircuito y arranque de motores hasta la selección y dimensionamiento de las barras en 115 kV, alimentadores en 34,5 kV, sistema de puesta a tierra, sistema de protección contra rayos, sistemas auxiliares, sistemas de iluminación, especificaciones de los equipos de largo tiempo de entrega, lista de materiales y demás elementos a conectar al sistema eléctrico, bajo los principios de confiabilidad y seguridad estandarizados por PDVSA; además de la realización de un procedimiento de diseño de subestaciones tipo intemperie para el sistema de calidad de Y&V ingeniería y construcción.

# ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	ii
DEDICATORIA .....	iii
AGRADECIMIENTOS .....	iv
RESUMEN.....	v
LISTA DE TABLAS .....	xiv
LISTA DE FIGURAS.....	xvii
LISTA DE PLANOS .....	xviii
SIGLAS .....	xx
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS .....	3
1.1.    Planteamiento del problema.....	3
1.2.    Objetivo general.....	4
1.3.    Objetivos específicos .....	4
1.4.    Metodología .....	5
CAPÍTULO II .....	7
ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA.....	7
2.1.    Introducción .....	7
2.2.    Bases y premisas .....	7
2.3.    Casos bajo estudio.....	10
2.3.1.    Caso N ° 1. Condición normal .....	10
2.3.2.    Caso N ° 2. Contingencia.....	10
2.3.3.    Caso N ° 3 Alimentación por medio de una línea de transmisión .....	10
2.4.    Resultados obtenidos.....	10
2.5.    Recomendaciones.....	13
CAPÍTULO III.....	15
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO .....	15

3.1.	Introducción .....	15
3.2.	Bases y premisas .....	15
3.3.	Casos bajo estudio.....	17
3.3.1.	Cortocircuito trifásico .....	17
3.3.2.	Cortocircuito monofásico.....	17
3.3.	Resultados obtenidos.....	18
3.5.	Análisis de resultados.....	19
3.6.	Recomendaciones.....	20
CAPÍTULO IV .....		21
ESTUDIO DE ARRANQUE DE MOTORES.....		21
4.1.	Introducción .....	21
4.2.	Descripción del sistema eléctrico bajo estudio .....	21
4.3.	Premisas de cálculo .....	22
4.4.	Caso bajo estudio .....	23
4.5.	Resultados obtenidos.....	23
4.5.	Análisis de resultados.....	24
CAPÍTULO V .....		22
CÁLCULO DE BARRAS .....		22
5.1.	Introducción .....	22
5.2.	Bases y premisas generales.....	22
5.3.	Bases y premisas para el cálculo térmico.....	23
5.4.	Metodología para el cálculo térmico.....	24
5.5.	Resultados obtenidos del cálculo térmico .....	25
5.6.	Análisis de los resultados del cálculo térmico .....	25
5.7.	Bases y premisas para el cálculo mecánico.....	25
5.8.	Hipótesis para el cálculo mecánico .....	26
5.9.	Metodología para el cálculo mecánico.....	27
5.9.1.	Ecuación de cambio de estados.....	27
5.9.2.	Esfuerzo debido al viento.....	28
5.9.3.	Flecha del conductor .....	29



5.9.4.	Efecto de cortocircuito sobre el conductor.....	32
5.10.	Resultados obtenidos del cálculo mecánico.....	33
5.11.	Análisis de los resultados del cálculo mecánico.....	34
CAPÍTULO VI.....		35
CÁLCULO DE ALIMENTADORES EN 34,5 kV.....		35
6.1.	Introducción.....	35
6.2.	Descripción de las cargas de los alimentadores.....	35
6.3.	Premisas generales.....	37
6.4.	Premisas para el cálculo por caída de tensión.....	37
6.4.	Metodología para el cálculo por caída de tensión.....	38
6.5.	Resultados obtenidos del calculo por caída de tensión.....	39
6.7.	Premisas para el cálculo térmico.....	39
6.8.	Resultados obtenidos del cálculo térmico.....	40
6.9.	Metodología para la capacidad de cortocircuito.....	42
6.10.	Resultados obtenidos de la capacidad de cortocircuito.....	42
6.11.	Análisis de resultados de la capacidad de cortocircuito.....	43
6.12.	Regulación de tensión.....	43
6.13.	Resultados obtenidos de la regulación de tensión.....	43
6.14.	Análisis de resultados de la regulación de tensión.....	44
6.15.	Recomendaciones.....	44
CAPÍTULO VII.....		46
CÁLCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA.....		46
7.1.	Introducción.....	46
7.2.	Niveles de cortocircuito en la subestación Q.....	46
7.3.	Premisas de cálculo.....	46
7.4.	Procedimiento de cálculo.....	47
7.4.1.	Longitud del conductor de malla.....	47
7.4.2.	Resistencia del sistema de puesta a tierra.....	48
7.4.3.	Impedancia equivalente del sistema de transmisión.....	49
7.4.4.	Máxima corriente de la malla de tierra.....	50

7.4.5.	Conductor de la malla .....	51
7.4.6.	Factor de atenuación de la capa superficial del terreno .....	52
7.4.7.	Máximas tensiones de paso y de toque .....	52
7.4.8.	Tensión de malla de puesta a tierra .....	53
7.4.9.	Tensión de paso de la malla de puesta a tierra .....	54
7.5.	Resultados obtenidos.....	56
7.6.	Recomendaciones.....	56
CAPÍTULO VIII .....		57
PROTECCIÓN CONTRA RAYOS.....		57
8.1.	Introducción .....	57
8.2.	Limitaciones de las áreas .....	57
8.3.	Procedimiento de cálculo .....	58
8.3.1.	Zona de protección a lo largo de un cable de guarda .....	58
8.3.2.	Zona de protección protección entre dos cables de guarda.....	59
8.3.3.	Zona de protección de la punta franklin.....	60
8.3.4.	Zona de protección protección entre dos puntas franklin .....	61
8.4.	Resultados obtenidos.....	62
8.4.1.	Sección 1 .....	62
8.4.2.	Sección 2 .....	62
8.4.3.	Sección 3 .....	63
8.4.4.	Sección 4.....	64
8.5.	Recomendaciones.....	65
CAPÍTULO IX.....		66
SERVICIOS AUXILIARES Y SISTEMAS DE ILUMINACIÓN .....		66
9.1.	Introducción .....	66
9.2.	Sistemas auxiliares en corriente continua .....	66
9.2.1.	Bases y premisas .....	67
9.2.2.	Metodología para el cálculo de baterías.....	67
9.2.3.	Metodología para el cálculo para el cálculo del cargador de batería .....	68
9.2.4.	Recomendaciones .....	69

9.3.	Sistemas auxiliares en corriente alterna .....	69
9.3.1.	Bases y premisas .....	70
9.3.2.	Determinación de los transformadores de servicios auxiliares .....	70
9.3.3.	Recomendaciones .....	71
9.4.	Sistemas de iluminación.....	71
9.4.1.	Bases y premisas de cálculo .....	72
9.4.2.	Procedimiento de cálculo .....	73
9.4.3.	Resultados obtenidos.....	73
9.4.4.	Recomendaciones.....	74
9.4.4.1.	Iluminación exterior del patio de 115 kV .....	74
9.4.4.2.	Iluminación interior de la sala de celdas .....	75
9.4.4.3.	Iluminación interior de la sala de control.....	75
9.4.4.4.	Iluminación interior de la sala de comunicaciones .....	75
9.4.4.5.	Iluminación interior de la sala de servicios auxiliares .....	75
9.4.4.6.	Iluminación interior de la sala de baterías.....	76
9.4.4.7.	Iluminación interior del baño .....	76
9.4.4.8.	Iluminación interior del sótano .....	76
CAPÍTULO X.....		77
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS .....		77
10.1.	Introducción .....	77
10.2.	Transformadores de potencia .....	77
10.2.1.	Tanque.....	78
10.2.1.	Sistema de preservación del aceite aislante .....	78
10.2.3.	Enfriamiento.....	78
10.2.3.1.	Enfriamiento natural (ONAN) .....	78
10.2.3.2.	Enfriamiento forzado (ONAF).....	80
10.2.4.	Devanados.....	80
10.2.5.	Núcleo .....	81
10.2.6.	Aceite aislante .....	81
10.2.7.	Aisladores pasa tapas y terminales.....	82

10.2.8.	Cambiador de tomas.....	82
10.2.9.	Sistema de regulación automática de tensión.....	83
10.2.10.	Caja de control .....	73
10.2.11.	Panel de Alarmas .....	73
10.2.12.	Transformadores de corriente (TC).....	84
10.2.13.	Resistencia de puesta a tierra .....	84
10.2.14.	Accesorios .....	84
10.3.	Equipos compactos.....	86
10.3.1.	Medio de Extinción del arco .....	86
10.3.2.	Supervisión del gas .....	86
10.3.3.	Transformadores de corriente .....	86
10.3.4.	Seccionadores.....	86
10.3.5.	Contactos Auxiliares .....	88
10.3.6.	Indicador de posición y contador de operaciones .....	88
10.3.7.	Mecanismo de Operación.....	89
10.3.8.	Gabinete de control .....	89
10.4.	Transformadores de potencial .....	90
10.4.1.	Devanados.....	90
10.4.2.	Aisladores.....	90
10.4.3.	Caja de terminales.....	90
10.4.4.	Puesta a tierra .....	91
10.4.5.	Válvulas .....	91
10.4.6.	Indicadores de nivel de aceite .....	91
10.4.7.	Número de devanados secundarios .....	92
10.4.8.	Dispositivo de alivio de presión.....	92
10.4.9.	Terminales del primario .....	92
10.4.10.	Conexiones del secundario.....	92
10.4.11.	Acabado de los equipos.....	93
10.4.12.	Medio aislante .....	93
10.5.	Descargadores de sobretensiones.....	93

10.5.1. Aisladores.....	94
10.5.2. Terminales.....	94
10.5.3. Acabado de los equipos .....	95
10.5.4. Accesorios.....	95
CONCLUSIONES .....	96
RECOMENDACIONES.....	98
REFERENCIAS BIBLIGRAFÍCAS.....	100
BIBLIGRAFÍA .....	106
[ANEXO 1.0].....	116
[ANEXO 2.0].....	121
[ANEXO 3.0].....	126
[ANEXO 4.0].....	129
[ANEXO 5.0].....	135
[ANEXO 6.0].....	141
[ANEXO 7.0].....	150
[ANEXO 8.0].....	157

## LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Rangos de tensión tolerables, en volt y porcentaje .....	9
Tabla 2.2. Flujo de carga para el caso 1 con SWG2 en 13,8 kV.....	11
Tabla 2.3. Flujo de carga para el caso 1 con SWG2 en 34,5 kV.....	11
Tabla 2.4. Flujo de carga para el caso 2 con SWG2 en 13,8 kV.....	12
Tabla 2.5. Flujo de carga para el caso 2 con SWG2 en 34,5 kV.....	12
Tabla 2.6. Resultados del flujo de carga para el caso 3 .....	13
Tabla 3.1. Cortocircuito trifásico, ambos enlaces abiertos, condición actual .....	18
Tabla 3.2. Cortocircuito trifásico en 115 kV, condición actual y futura.....	19
Tabla 3.3 Cortocircuito monofásico, ambos enlaces abiertos, condición actual .....	19
Tabla 3.4. Cortocircuito monofásico en 115 kV, condición actual y futura .....	19
Tabla 5.1. Características eléctricas y mecánicas de los conductores.....	26
Tabla 5.2. Corriente de la barra para las hipótesis de operación planteadas.....	28
Tabla 5.3. Valores de tensión de las barras para las hipótesis planteadas .....	33
Tabla 5.4. Valores de flecha de las barras para las hipótesis planteadas .....	33
Tabla 6.1.Descripción de las cargas de los alimentadores .....	36
Tabla 6.2. Características eléctricas de los cables.....	38
Tabla 6.3. Cálculo de kVA por kilómetro a 3% de caída de tensión .....	39
Tabla 6.4. Cálculo de la capacidad térmica de los cables por circuito.....	41
Tabla 6.5. Verificación de regulación de tensión de los cables seleccionados.....	43
Tabla 6.6. Listado de circuitos .....	45
Tabla 7.1. Niveles de cortocircuito monofásicos de la subestación Q.....	46
Tabla 7.2. Parámetros de la malla de tierra.....	56
Tabla 9.1. Estimación de cargas.....	67
Tabla 9.2. Valores de iluminancia mínimas.....	72
Tabla 9.3. Valores de iluminancia promedio a la altura del plano útil .....	73
Tabla 1.0.1. Cargas de la planta Moporo I.....	118

Tabla 1.0.2. Cargas de las Macollas.....	118
Tabla 1.0.3. Cargas de la estación de flujos II .....	118
Tabla 1.0.4. Cargas de las Macollas.....	119
Tabla 4.0.1 Cargas continuas para los equipos de patio en 115 kV .....	130
Tabla 4.0.2. Cargas continuas para los switchgears en 34,5 kV .....	130
Tabla 4.0.3. Cargas momentáneas para los equipos de patio en 115 kV .....	131
Tabla 4.0.4. Cargas momentáneas para los switchgears en 34,5 kV .....	132
Tabla 4.0.5. Estimación de cargas.....	132
Tabla 4.0.6. Tablero de servicios auxiliares de corriente continua N° 2.....	133
Tabla 4.0.7. Tablero de servicios auxiliares de corriente continua N° 3.....	133
Tabla 5.0.1 Patio en 115 kV .....	136
Tabla 5.0.2. Cargas para los servicios de los transformadores TR1 (A y B).....	137
Tabla 5.0.3. Cargas para los servicios de los transformadores TR2 (A y B).....	137
Tabla 5.0.4. Cargas para los servicios del switchgear SWG1 en 34,5 kV .....	138
Tabla 5.0.5. Cargas para los servicios del switchgear SWG2 en 34,5 kV .....	138
Tabla 5.0.6. Cargas para los servicios comunes.....	138
Tabla 5.0.7. Cargas para la casa de control, servicios auxiliares y sala de celdas ....	139
Tabla 5.0.8. Cargas para los tableros de servicios auxiliares 2 y 3.....	139
Tabla 5.0.9. Cargas para el tablero de servicios auxiliares 1 .....	140
Tabla 6.0.1. Características eléctricas de los transformadores de potencia .....	143
Tabla 6.0.2. Especificación de aisladores pasatapas y terminales .....	144
Tabla 6.0.3. Especificación de transformadores de corriente .....	144
Tabla 6.0.4. Especificación del cambiador de tomas .....	145
Tabla 6.0.5. Características técnicas garantizadas de los equipos compactos .....	145
Tabla 6.0.6. Características técnicas garantizadas de los transformadores de potencial .....	147
Tabla 6.0.7. Características de los descargadores de sobretensiones en 115 y 34,5 kV . .....	148
Tabla 6.0.8. Características del cuerpo aislante .....	149
Tabla 7.0.1. Equipos en el patio de 115 kV .....	150

Tabla 7.0.2. Equipos en el patio de 34,5kV .....	151
Tabla 7.0.3. Transformadores de potencia .....	153
Tabla 7.0.4. Servicios auxiliares .....	153
Tabla 7.0.5. Sistemas de protección y control .....	154
Tabla 7.0.6. Sistemas de puesta a tierra .....	155
Tabla 7.0.7. Sistemas de protección contra rayos .....	155
Tabla 7.0.8. Sistemas de iluminación y tomacorrientes.....	156
Tabla 7.0.9. Cables de potencia .....	156
Tabla 8.0.1. Relés más utilizados en subestaciones.....	171



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Esquema del sistema eléctrico de la subestación Q.....	8
Figura 4.1. Esquema del sistema eléctrico del área .....	21
Figura 4.2. Sistema modelado en caso de estudio.....	23
Figura 7.1. Esquema del área de puesta a tierra.....	48
Figura 7.2. Modelo equivalente del sistema eléctrico alrededor de la subestación Q	50
Figura 8.1. Zona de protección a lo largo de un cable de guarda .....	58
Figura 8.2. Zona de protección entre dos cables de guarda .....	59
Figura 8.3. Zona de protección de una punta franklin .....	60
Figura 8.4. Zona de protección entre dos puntas franklin.....	61
Figura 8.5. Llegada de las líneas de 115 kV .....	62
Figura 8.6. Vista de las barras principales y fases de las transversales .....	63
Figura 8.7. Sección 3. Área de los transformadores de potencia .....	64
Figura 8.8. Sección 4. Pórtico en 34,5 kV .....	64
Figura 9.1. Esquema de los servicios auxiliares de corriente continúa.....	67
Figura 9.2. Esquema de los servicios auxiliares de corriente alterna.....	70
Figura 8.0.1 Esquema de los servicios auxiliares de corriente alterna.....	155

## LISTA DE PLANOS

Plano N° 1. Diagrama unifilar general (key one line).....	175
Plano N° 2. Diagramas unifilares funcionales de alta tensión.....	176
Plano N° 3. Diagramas unifilares funcionales de Sistemas CC .....	177
Plano N° 4. Esquemáticos de control de alta tensión (típicos).....	178
Plano N° 5. Esquemáticos de control de media tensión (típicos).....	179
Plano N° 6. Planta general.....	180
Plano N° 7. Disposición de equipos exteriores – planta.....	181
Plano N° 8. Disposición de equipos exteriores – cortes y elevaciones .....	182
Plano N° 9. Disposición de equipos interiores – planta .....	183
Plano N° 10. Disposición de equipos interiores – cortes y elevaciones.....	184
Plano N° 11. Sistema de puesta a tierra – planta.....	185
Plano N° 12. Sistema de protección contra rayos .....	186

## SIGLAS

<b>AAC</b>	All Aluminium Conductor.
<b>ACAR</b>	Aluminium Conductor Alloy Reinforced.
<b>AIS</b>	Air Insulated Substation.
<b>ANSI</b>	American National Standard Institute.
<b>ASTM</b>	American Society for Testing Materials.
<b>CABEL</b>	Industria Venezolana de Cables Eléctricos.
<b>CEN</b>	Código Eléctrico Nacional.
<b>COVENIN</b>	Comisión Venezolana de Normas Industriales.
<b>CONAL</b>	Conductores y Aluminio.
<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission.
<b>ETAP</b>	Electrical Transient Analyzer Program™.
<b>HV</b>	Hight Voltage.
<b>MV</b>	Medium Voltage.
<b>LV</b>	Low Voltage.
<b>CC</b>	Corriente Continua.
<b>CA</b>	Corriente Alterna.
<b>GIS</b>	Gas Insulated Substation.
<b>NFPA</b>	National Fire Protection Association.
<b>NEMA</b>	National Electrical Manufactures Association.
<b>CADAFE</b>	Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico.
<b>OPGW</b>	Optical Ground Wire.
<b>S/E</b>	Subestación.
<b>ENE</b>	Este Norte Este.
<b>MSNM</b>	Metros Sobre el Nivel del Mar.
<b>MCM</b>	Mil Circular Mil.

**PDVSA**      Petróleos de Venezuela S.A.

**BIL**        Basic Impulse Level.

## INTRODUCCIÓN

El proyecto de Tomoporo y el origen de este Trabajo Especial de Grado surgió ante la necesidad del Ente Contratante de la creación de un nuevo campo petrolífero para la extracción, recolección y transporte del crudo desde la región de Tomoporo en el estado Trujillo, hacia el Patio de Tanques de Bachaquero y finalmente hasta Puerto Miranda donde exportará a los mercados internacionales, razón por la cual es requerida la construcción de un nuevo complejo eléctrico para suplir la demanda eléctrica de los equipos necesarios para la extracción del petróleo. Con este fin se llevo a cabo una licitación para elegir la mejor Empresa de Consulta que realizara el diseño del complejo Tomoporo, bajo la mejores prácticas, asegurando el mayor valor para la Compañía Contratante Petróleos de Venezuela S.A y la Nación, en la que Empresas Y&V resultó ganadora.

El presente Trabajo Especial de Grado comprende todas las actividades que fueron necesarias para el diseño, en la rama de electricidad, de la subestación principal que alimentará a las demás subestaciones del Campo Tomoporo, se divide en diez (10) capítulos y conclusiones, recomendaciones, anexos, en los que se describen las actividades realizadas a nivel de ingeniería básica para el diseño de la subestación eléctrica Q.

El capítulo I tiene como finalidad delimitar los puntos a ser desarrollados en este documento y en los siguientes capítulos.

Los capítulos II, III y IV presentan los estudios preliminares necesarios para la selección y dimensionamiento de equipos del sistema de potencia bajo estudio como lo fueron los estudios de Flujo de Carga, Cortocircuito y Arranque de Motores.

En los capítulos V, VI, VII, VIII y IX, presentan los criterios de diseño utilizados para el dimensionamiento de los elementos y equipos del sistema eléctrico de la subestación, como lo son las barras en 115kV, alimentadores en 34,5kV, malla de puesta a tierra, protección contra rayos, sistemas auxiliares y de iluminación.

En el capítulo X en el que se indican las características más importantes de los equipos de largo tiempo de entrega de la subestación como lo son transformadores de potencia, equipo compacto, transformadores de potencial y descargadores de sobretensión.

A este le siguen las Conclusiones y Recomendaciones generales de las actividades descritas y de la experiencia que resultó ser para la autora esta pasantía larga.

En los anexos, se muestra toda aquella información que se consideró pertinente para un mejor entendimiento del contenido desarrollado en los ya mencionados capítulos, entre los que se incluye la lista de equipos y materiales eléctrico para la procura de los mismos; y un resumen del procedimiento desarrollado para el sistema de calidad de Empresas Y&V.

En los planos se muestran los diagramas unifilares, esquemáticos de control y la disposición de equipos dentro de la subestación eléctrica Q.

# CAPÍTULO I

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS

### 1.1. Planteamiento del problema

El caso específico estudiado en este proyecto es el desarrollo de una nueva planta de procesos para la extracción y explotación de crudo en el occidente del país, la cual requirió de la alimentación de energía eléctrica por medio de una subestación (S/E Q) de 115 kV del lado primario y 34,5 kV del lado secundario, pero a pesar de que ello en el capítulo II se consideró la condición operativa de un par de las salidas de la subestación Q en 13,8 kV debido a que el proyecto inicialmente estimaba el diseño de dos (2) subestaciones Q y R en 34,5 y 13,8 kV que luego se unificaron en una sola, en la subestación Q razón por la cual los estudios realizados en el capítulo II fueron realizados en ambos niveles de tensión para decidir las relaciones de transformación nominales definitivas de la subestación Q.

El diseño de ingeniería básica de esta subestación fue realizado por Empresas Y&V Ingeniería y Construcción, en un lapso de 25 semanas aproximadamente, por lo que, se requirió de la participación de un equipo de trabajo, constituido principalmente por ingenieros electricistas junto con el apoyo de ingenieros mecánicos, ingenieros civiles, ingenieros de instrumentación y proyectistas.

En el caso de los ingenieros electricistas, se contó con especialistas en diseño, dimensionamiento y disposición de subestaciones eléctricas en alta tensión, quienes asesoraron a los demás ingenieros de proyecto y pasantes en esta tarea tan compleja. Esa experticia también resultó útil para el desarrollo de un procedimiento

para el diseño de estas instalaciones que fue implementado en el sistema de calidad de Empresas Y&V.

## **1.2. Objetivo general**

Realizar el diseño básico de ingeniería para una subestación eléctrica de 115 –34,5 kV, para la alimentación de una planta de procesos, de la industria petrolera, y desarrollar un procedimiento normativo para diseños de este tipo de instalación, enmarcado dentro de un sistema de calidad corporativo.

## **1.3. Objetivos específicos**

Entre los objetivos específicos planteados para la ejecución de este proyecto tenemos:

- Investigar las normas y prácticas recomendadas para el diseño de subestaciones eléctricas en alta tensión.
- Estudiar las bases y criterios de diseño del proyecto.
- Estudiar las mejores opciones de ingeniería para el diseño de subestaciones eléctricas.
- Realizar la memoria de cálculo de las subestaciones eléctricas que incluya el estudio de flujo de carga, estudio de cortocircuito, dimensionamiento de circuitos alimentadores 34,5 kV, de sistemas auxiliares de corriente alterna y corriente directa, cálculos de iluminación exterior, protección contra rayos y sistemas de puesta a tierra.
- Realizar la especificación de equipos de largo tiempo de entrega.
- Realizar las listas de equipos y materiales eléctricos para la procura de los mismos.



- Realizar las memorias descriptivas, cálculos métricos y planos productos del diseño de la subestación eléctrica.
- Entrevistar al personal de una Corporación de Consultoría en Ingeniería y Construcción para recolectar experiencias.

#### **1.4. Metodología**

La metodología y actividades planteadas para la realización de este proyecto se puede resumir en:

- Conocer la ingeniería conceptual del proyecto, desarrollada. Semana 1.
- Estudiar y analizar de las bases y criterios de diseño planteados para la ingeniería básica de este proyecto. Semana 2.
- Recopilar los datos necesarios para el diseño básico de ingeniería de subestaciones eléctricas de 115 – 34,5 kV. Semanas 3 y 4.
- Realizar los estudios del sistema de potencia requeridos: Estudio de flujo de cargas, estudios de cortocircuito, arranque de motores, entre otros. Semanas 5 y 6.
- Realizar los cálculos necesarios para determinar la capacidad de las barras. Semana 6.
- Realizar la especificación de equipos de largo tiempo de entrega, que incluya: transformadores de potencia, transformadores de tensión, transformadores de corriente, seccionadores, interruptores de potencia, entre otros. Semanas de la 6 a la 9.
- Realizar los cálculos de los alimentadores en 34,5 kV. Semana 9.
- Realizar los cálculos de los servicios auxiliares en corriente alterna y corriente continua. Semana 10.
- Realizar los cálculos de puesta a tierra y protección contra rayos. Semana 11.
- Realizar los cálculos de iluminación exterior. Semanas 12 y 13.

- Realizar las listas de equipos y materiales eléctricos para la procura de los mismos. Semana 14.

Aporte a la realización de los siguientes planos. Semanas de la 15 a la 22.

- Diagrama unifilar general.
- Diagramas unilaterales funcionales de alta tensión.
- Diagramas unilaterales funcionales de Sistemas CC.
- Esquemáticos de control de alta tensión (típicos).
- Esquemáticos de control de media tensión (típicos).

Y en los planos de ubicación de equipos.

- Planta general.
- Disposición de equipos exteriores – planta.
- Disposición de equipos exteriores – cortes y elevaciones.
- Disposición de equipos interiores – planta.
- Disposición de equipos interiores – cortes y elevaciones.
- Sistema de puesta a tierra – planta.
- Sistema de protección contra rayos.

Realizar el informe final del procedimiento y realizar la presentación del mismo al departamento de electricidad de Y&V Ingeniería y Construcción. Semanas 24 y 25.

## **CAPÍTULO II**

### **ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA**

#### **2.1. Introducción**

En este capítulo se presenta el estudio de flujo de carga y perfil de tensiones en las barras de la subestación Q, lo cual permitió definir las capacidades nominales de las barras y otros equipos eléctricos, además de elegir el nivel de tensión en 13,8 ó 34,5 kV para la barra de la unidad principal de procesos de la planta Moporo I.

Para la realización de los cálculos se empleó el programa de análisis de sistemas eléctricos ETAP [34], que permitió obtener los flujos de potencia y perfil de tensiones del sistema de potencia bajo estudio.

#### **2.2. Bases y premisas**

La alimentación de todo el desarrollo se realizó por medio de cuatro (4) transformadores de potencia con cambiadores de tomas, conexión Dy11, neutro aislado y relaciones de transformación dependiendo del caso bajo estudio, dos (2) denominados TR2-A y TR2-B para la planta Moporo I identificada como SWG2 de capacidades nominales ONAN/ONAF de 50/70 MVA, tomadas de las bases y premisas del proyecto [38], que a su vez alimenta una estación de flujo (S/E 61), planta compresora (S/E 60), conjunto de edificaciones (S/E 62) y un desarrollo social (CADELA); y otros dos (2) denominados TR1-A y TR1-B para el centro de distribución que supe a un conjunto de diez (10) macollas con un estimado de 10 pozos cada una y una estación de flujo, identificado como SWG1 de capacidades nominales ONAN/ONAF de 25/30 MVA, tomadas de las bases y premisas del

proyecto [38]. La conexión de ambos centros de potencia se realizó bajo el esquema de secundario selectivo mediante barra simple seccionada, de secciones identificadas como A y B unidas a través de un interruptor de enlace normalmente abierto, como se muestra en la figura 1.1.

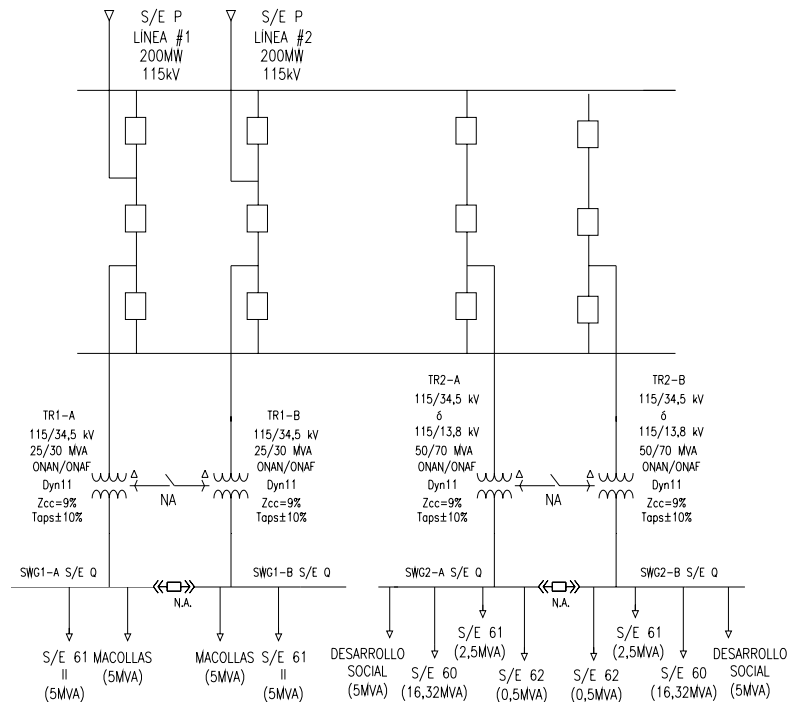


Figura 1.1. Esquema del sistema eléctrico de la subestación Q.

Para el desarrollo de este estudio de flujo de carga, se establecieron las siguientes bases y premisas:

- El método de cálculo utilizado por el ETAP [34] fue el de Newton-Raphson, con una precisión de 0,001 en las iteraciones.
- Se asumió una capacidad de cortocircuito a la entrada de la S/E “P” en 115kV de 23kA, dato suministrado por PDVSA [36].
- Se simularon los cuatro (4) transformadores de potencia con cambiadores de tomas (TAPs) del lado primario, con un rango de variación no nominal, es decir con ajustes del tipo arbitrario

sugeridos por el ETAP [34] en cada corrida para regular las tensiones de barras a sus valores nominales.

- Se estableció un factor de carga de 90% para todos los equipos conectados al sistema y un factor de demanda de 100% para las cargas continuas es decir los motores de procesos, 50% para las cargas intermitentes todas las cargas asociadas a los equipos de servicios auxiliares e iluminación y 10% para las cargas en espera motores de reserva, según la información suministrada por PDVSA [36].
- Se estimaron las impedancias de los transformadores TR2-(A y B) y TR1-(A y B) en 9% con relaciones X/R de 27,3 y 23,7 respectivamente, tomados por el ETAP [34] de la norma ANSI C57.12.10.
- Se compararon los perfiles de tensión en régimen permanente obtenidos con los rangos de tensión tomados por el ETAP [34] de la norma ANSI C84.1, en Volt y porcentaje, para sistemas de potencia en 60Hz, rango A (condición de operación permanente) mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 2.1. Rangos de tensión tolerables, en Volt y porcentaje.

Clase de tensión	Tensión nominal del sistema (V)	Rango de tensión A (V) / A (%)		
		Máximo	Mínimo	
		Tensión de utilización y servicio	Tensión de servicio	Tensión de utilización
LV	480	504/105	458/95	440/90
MV	13.800	14.490/105	13.460/97,5	12.420/90
	34.500	36.200/105	33.640/97,5	---
HV	115.000	121.000/105	---	---

## **2.3. Casos bajo estudio**

El estudio contemplo las distintas condiciones de operación del sistema descritas a continuación.

### **2.3.1. Caso N ° 1. Condición normal**

Operando la barra SWG2 con tensiones nominales de 13,8 y 34,5kV y los enlaces de barra para ambos centros de distribución de potencia SWG1 y SWG2 abiertos.

### **2.3.2. Caso N ° 2. Contingencia**

Este caso se alimentó sólo la unidad principal de procesos SWG2 por medio de un transformador con el enlace de barra cerrado, considerando como tensiones nominales de SWG2 en 13,8kV en un caso y 34,5kV para otro.

### **2.3.3. Caso N° 3. Alimentación por medio de una línea de transmisión**

Se realizó el análisis del flujo de carga, para la contingencia que representaría la salida de una de las líneas de transmisión en 115 kV que alimenta a la subestación Q.

## **2.4. Resultados obtenidos**

A continuación se muestran los resultados de las corridas del flujo de carga en ETAP [34] de los casos bajo estudio en las siguientes tablas:

Tabla 2.2. Flujo de carga para el caso 1 con SWG2 en 13,8 kV.

<b>Equipo</b>	<b>P (MVA)</b>	<b>FP (%)</b>	<b>I (A)</b>	<b>V (%)</b>	<b>TAPS (%)</b>
S/E P	71,37	83,99	358	100	-
S/E Q 115kV	70,34	85,31	358	98,5	-
TR2-A	28,93	83,95	147 *	98,5	-4,38
SWG2-A	28,19	86,13	1117	100,2	-
TR2-B	21,84	84,21	111 *	98,5	-3,75
SWG2-B	21,43	85,87	895	100,2	-
TR1-A	9,79	88,23	50 *	98,5	-3,13
SWG1-A	9,62	89,60	161	99,96	-
TR1-B	9,79	88,23	50 *	98,5	-3,13
SWG1-B	9,62	89,60	161	99,96	-

\* Corriente del lado secundario

Tabla 2.3. Flujo de carga para el caso 1 con SWG2 en 34,5 kV.

<b>Equipo</b>	<b>P (MVA)</b>	<b>FP (%)</b>	<b>I (A)</b>	<b>V (%)</b>	<b>TAPS (%)</b>
S/E P	71,42	84,02	359	100,0	-
S/E Q 115kV	70,44	85,31	358	98,5	-
TR2-A	29	84,0	148 *	98,5	-4,38
SWG2-A	28,25	86,19	473	100,2	-
TR2-B	21,87	84,25	111 *	98,5	-3,75
SWG2-B	21,46	85,91	359	100,2	-
TR1-A	9,79	88,23	49 *	98,5	-3,13
SWG1-A	9,625	89,6	161	99,96	-
TR1-B	9,79	88,23	49 *	98,5	-3,13
SWG1-B	9,625	89,6	161	99,96	-

\* Corriente del lado secundario

Tabla 2.4. Flujo de carga para el caso 2 con SWG2 en 13,8 kV.

<b>Equipo</b>	<b>P (MVA)</b>	<b>FP (%)</b>	<b>I (A)</b>	<b>V (%)</b>	<b>TAPS (%)</b>
S/E P	72,34	82,61	364	100	-
S/E Q 115kV	71,29	83,94	364	98,41	-
TR2-A	51,74	82,17	264 *	98,41	-6,25
SWG2-A	49,30	86,02	2065	99,92	-
TR2-B	0	-	0 *	-	-
SWG2-B	21,27	85,87	890	99,92	-
TR1-A	9,77	88,23	50 *	98,41	-3,13
SWG1-A	9,60	89,6	161	99,87	-
TR1-B	9,77	88,23	50 *	98,41	3,125
SWG1-B	9,60	89,6	161	99,87	-

\* Corriente del lado secundario

Tabla 2.5. Flujo de carga para el caso 2 con SWG2 en 34,5 kV.

<b>Equipo</b>	<b>P (MVA)</b>	<b>FP (%)</b>	<b>I (A)</b>	<b>V (%)</b>	<b>TAPS (%)</b>
S/E P	72,44	82,64	364	100,0	-
S/E Q 115kV	71,39	83,97	362	98,41	-
TR2-A	51,84	82,21	263 *	98,41	-6,25
SWG2-A	49,40	86,07	830	99,92	-
TR2-B	0	-	0 *	-	-
SWG2-B	21,30	86,07	357	99,92	-
TR1-A	9,77	88,23	49 *	98,41	-3,13
SWG1-A	9,61	89,60	161	99,87	-
TR1-B	9,77	88,23	49 *	98,41	-3,13
SWG1-B	9,61	89,60	161	99,87	-

\* Corriente del lado secundario



Tabla 2.6. Resultados del flujo de carga para el caso 3.

<b>Equipo</b>	<b>P (MVA)</b>	<b>FP (%)</b>	<b>I (A)</b>	<b>V (%)</b>	<b>TAPS (%)</b>
S/E P	72,43	82,67	364	100	-
S/E Q 115kV	70,22	85,34	364	96,87	-
TR2-A	28,80	84,0	149 *	96,87	-5,63
SWG2-A	28,07	86,19	471	99,86	-
TR2-B	21,72	84,25	113 *	96,87	-5,0
SWG2-B	21,31	85,91	358	99,86	-
TR1-A	9,85	88,23	51 *	96,87	-5,0
SWG1-A	9,68	89,60	162	100,25	-
TR1-B	9,85	88,23	51 *	96,87	-5,0
SWG1-B	9,68	89,60	162	100,25	-

\* Corriente del lado secundario

## 2.5. Recomendaciones

En todos los casos se obtuvieron niveles de tensión dentro de los valores límites del Rango A de la norma ANSI C84.1 variando la posición de los cambiadores de tomas en los valores indicados en las tablas anteriores, pero para su implementación se recomendaron cambiadores de tomas con un rango de regulación nominal del  $\pm 10\%$  tomado de la norma PDVSA N-252 [1] para ambos transformadores.

Al utilizar el centro de distribución de potencia en 13,8 kV, la máxima corriente obtenida fue de 2.065A, lo que conllevó a la selección de barras de 3.000A y al uso de aproximadamente cinco (5) cables de calibre 750MCM por fase para alimentar a cada transformador, según biblioteca de ETAP [34]. En cambio al utilizar todos los centros de distribución de potencia en 34,5 kV, la máxima corriente obtenida fue de 830A que conllevó al uso de barras de 1.200A y de aproximadamente

cuatro (4) cables de calibre 500 MCM por fase, que resulta más factible para su implementación.

En el anexo 1.0 se verificaron las capacidades nominales de los transformadores de potencia haciendo uso de los resultados obtenidos de los flujos de carga presentados en este capítulo para ambos transformadores de potencia.

## **CAPÍTULO III**

### **ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO**

#### **3.1. Introducción**

La finalidad de este capítulo es presentar y analizar los resultados de los niveles de cortocircuito trifásicos y monofásicos de la subestación eléctrica Q y definir las capacidades nominales de las barras e interruptores en función de los niveles de cortocircuito esperados, además de determinar las características de los dispositivos limitadores de corriente de falla conectados entre los neutros de los transformadores y tierra.

Para realizar los cálculos se empleó el programa de análisis de sistemas eléctricos ETAP [34], el cual permitió obtener los niveles de cortocircuito ante fallas trifásicas equilibradas y monofásicas de medio ciclo.

#### **3.2. Bases y premisas**

La alimentación de todo el desarrollo se realizó por medio de cuatro (4) transformadores de potencia de relaciones de transformación 115 kV a 34,5 kV, dos (2) denominados TR2-A y TR2-B para la planta Moporo I identificada como SWG2 de capacidades nominales ONAN/ONAF de 50/70 MVA y otros dos (2) denominados TR1-A y TR1-B para el centro de distribución que supe a las macollas identificado como SWG1 de capacidades nominales ONAN/ONAF de 25/30 MVA. La conexión de ambos centros de potencia se realizó bajo el esquema de secundario selectivo mediante barra simple seccionada, de secciones identificadas como A y B

unidas a través de un interruptor de enlace normalmente abierto, es decir el mismo de la figura 1.1 del capítulo II.

Para el estudio de cortocircuito, se establecieron las siguientes bases y premisas:

- El programa ETAP [34] utilizó la normativa IEEE C37.10 para el cálculo de corrientes de cortocircuito.
- Se asumió una capacidad de cortocircuito a la salida en 115 kV de la subestación P de 23 kA con una tensión prefalla de 100% en el lado de 115 kV, datos suministrados por PDVSA [36], con una conexión de los transformadores Dy11 con neutro aislado, vale recordar que el ETAP calcula el equivalente eléctrico aguas arriba del lado de 115 kV de la subestación Q, razón por la cual no se requirió especificar la impedancia de los transformadores de la subestación P.
- Se estableció un factor de carga de 90% para todos los equipos conectados al sistema y un factor de demanda de 100% para las cargas continuas es decir los motores de procesos, 50% para las cargas intermitentes todas las cargas asociadas a los equipos de servicios auxiliares e iluminación y 10% para las cargas en espera motores de reserva, según la información suministrada por PDVSA [36].
- Se estimaron las impedancias de los transformadores TR2-A, TR2-B y TR1-A, TR1B del 9% con relaciones X/R de 27,3 y 23,7 respectivamente, tomados del ETAP [34] contenidos de la ANSI C57.12.10.
- Para las líneas aéreas que van desde la subestación P hasta la subestación Q en 115kV, se realizó el cálculo considerando el valor de la reactancia de las líneas ( $X_{Li}$ ) de 0,5  $\Omega$ /km, tomado del proyecto 1286-06 [35].

- El simulador de sistemas de potencia ETAP [34] desprecia la contribución de las bombas y compresores a los niveles de cortocircuito, conectados a través de variadores de velocidad, que representa el caso de la S/E 60.

### **3.3. Casos bajo estudio**

El estudio contempló las siguientes condiciones de operación del sistema.

#### **3.3.1. Cortocircuito trifásico**

Se establecieron seis (6) casos de estudio para cortocircuitos trifásicos, considerando la operación de la planta Moporo I en 34,5 kV con los enlaces de barra en media tensión de la subestación Q abiertos, con fallas en:

- Centro de distribución de potencia que alimenta a la planta Moporo I SWG2, en la secciones de barra A y B bajo condición de operación actual.
- Centro de distribución de potencia que alimenta a las macollas SWG1, en la secciones de barra A y B bajo condición de operación actual.
- Subestación Q en la sección de barra B del patio de 115 kV bajo condición de operación actual y futura.

Considerando como condiciones de operación las descritas a continuación:

- Actual, alimentación de la subestación Q por medio de dos líneas de transmisión simple terna.
- Futuro, alimentación de la subestación Q por medio de cuatro líneas de transmisión simple terna.

### 3.3.2. Cortocircuito monofásico

Para el estudio de fallas monofásicas se presentaron seis (6) casos de estudio, considerando la operación de la planta Moporo I en 34,5 kV, con los enlaces de barra de ambos centros de distribución de potencia abiertos bajo condición de operación actual. No se consideraron fallas en las macollas debido a que una falla en esta sección del sistema eléctrico de Tomoporo es menos significativa que la anterior. Los casos bajo estudio fueron los siguientes:

- Centro de distribución de potencia que alimenta a la planta Moporo I SWG2, secciones de barra A y B.
- Centro de distribución de potencia que alimenta a las macollas SWG1, secciones de barra A y B.
- Barras de 115 kV de la subestación Q en la sección de barra B del patio de 115 kV bajo condición de operación actual y futura.

### 3.4. Resultados obtenidos

A continuación se muestran los resultados obtenidos para los diferentes casos bajo estudio de cortocircuitos trifásico y monofásico descritos en el punto 3.3.

Tabla 3.1. Cortocircuito trifásico, ambos enlaces abiertos, condición actual.

<b>Barra fallada</b>	<b>Corriente de falla simétrica nominal (kA)</b>	<b>Barra sana</b>	<b>Tensión (%)</b>	<b>Barra sana</b>	<b>Tensión (%)</b>
SWG2-A	7,344	SWG2-B	75,67	SWG1-A/B	74,77
SWG2-B	7,344	SWG2-A	75,67	SWG1-A/B	74,77
SWG1-A	4	SWG1-B	85,71	SWG2-A/B	86,22
SWG1-B	4	SWG1-B	85,71	SWG2-A/B	86,22

Tabla 3.2. Cortocircuito trifásico en 115 kV, condición actual y futura.

<b>Barra fallada</b>	<b>Corriente de falla simétrica nominal actual (kA)</b>	<b>Corriente de falla simétrica nominal futura (kA)</b>
S/E Q 115 kV	8,3	16,5

Tabla 3.3 Cortocircuito monofásico, ambos enlaces abiertos, condición actual.

<b>Barra fallada fase a</b>	<b>Corriente de falla simétrica nominal (kA)</b>	<b>Tensión de la barra fallada fase b (%)</b>	<b>Tensión de la barra fallada fase c (%)</b>	<b>Barra sana</b>	<b>Tensión (%)</b>
SWG2-A	0,398	110	111,5	SWG1-A	99,58
SWG2-B	0,398	110	111,5	SWG1-B	99,58
SWG1-A	0,01	173,04	173,03	SWG2-A	100
SWG1-B	0,01	173,04	173,03	SWG2-B	100

Tabla 3.4. Cortocircuito monofásico en 115 kV, condición actual y futura.

<b>Barra fallada</b>	<b>Corriente de falla simétrica nominal actual (kA)</b>	<b>Corriente de falla simétrica nominal futura (kA)</b>
S/E Q 115 kV	6,7	13,3

### 3.5. Análisis de resultados

Luego de haber realizado los estudios respectivos se puede concluir lo siguiente:

- Se obtuvo un nivel de cortocircuito trifásico máximo de 7,34 A para alimentar a la planta Moporo I operando con el enlace de barra abierto, para las condiciones de operación actual. Adicionalmente se obtuvo una máxima

depresión de tensión en las barras sanas durante la falla por debajo del - 25,23% de la tensión nominal, para el peor de los casos.

- En las barras de 115 kV se espera una corriente máxima de cortocircuito trifásico de 16,5 kA para el estado futuro y de 8,3 kA para el actual.
- En el caso de fallas monofásicas se obtuvo una máxima sobretensión en las fases sanas del 173,04 %.
- En las barras de 115 kV se espera una corriente máxima de cortocircuito trifásico de 13,3 kA para el estado futuro y de 6,7 kA para el actual.

### **3.6. Recomendaciones**

De los estudios de cortocircuito se recomendó la instalación de interruptores de potencia de 31,5kA en todos los niveles de tensión de acuerdo con la normalización de PDVSA N-252 [1] para sus interruptores. Además debido a los altos niveles de cortocircuito se recomendó el uso de dos (2) bobinas de supresión para la conexión de neutro a tierra como medio de conexión para el área de las macollas debido a que estas disminuyen significativamente la corriente de secuencia cero por lo tanto la corriente de falla en el caso de fallas monofásicas explicado a mayor detalle en el anexo 2.0. Además de un nivel de aislamiento para los equipos capaz de soportar sobretensiones sostenidas de corta duración de 173%.



## CAPÍTULO IV

### ESTUDIO DE ARRANQUE DE MOTORES

#### 4.1. Introducción

El siguiente capítulo tiene como objetivo presentar los cálculos y resultados del estudio de arranque de motores de la subestación eléctrica Q con la finalidad de verificar que la depresión en la tensión causada por la corriente de arranque de los motores se encuentre dentro de un rango tolerable para el sistema y los motores.

#### 4.2. Descripción del sistema eléctrico bajo estudio

La subestación P en su primera etapa consta de dos (2) transformadores 230/115kV de 200MVA cada uno que se encargan de alimentar por medio de dos (2) líneas aéreas de transmisión con conductor, 750 MCM ACAR, de 20,5 km de longitud a la subestación Q, que a su vez se encarga de alimentar con dos transformadores 115/34,5kV y por medio de un circuito de dos alimentadores subterráneos de 290 m a una estación compresora que contará con seis (6) motores de 7000 HP además de otras cargas, como se muestra en la figura 4.1.

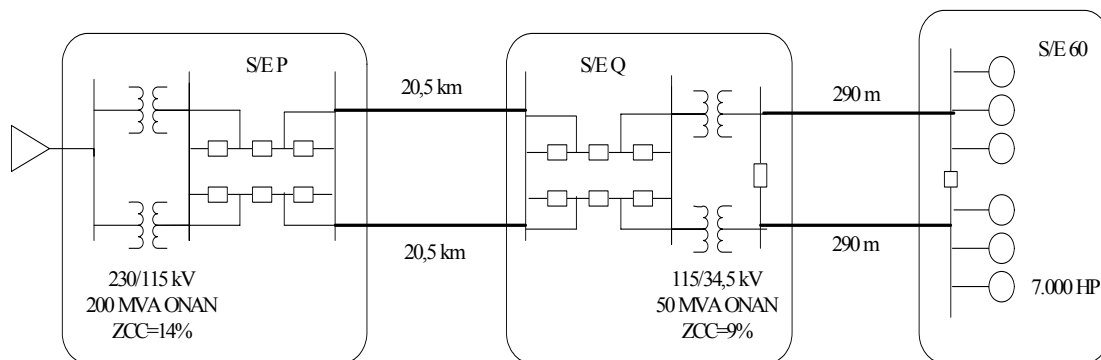


Figura 4.1. Esquema del sistema eléctrico del área.

### 4.3. Premisas de cálculo

A continuación se presentan las premisas de a tomar en cuenta para el cálculo de arranque de motores bajo condición normal de operación de S/E 60 es decir con los enlaces de barra abiertos.

- Se estudió el caso del arranque estático directo de un compresor de 7000 HP conexión estrella, por ser éste el de mayor potencia, a pesar de que su arranque sea controlado mediante variadores de velocidad.
- De acuerdo a la norma NEMA MG1 [2], tabla 11, se utilizó el diseño B para modelar el motor del compresor, con una corriente a rotor trabado entre 600% y 700% de la corriente nominal de carga, tomando como corriente de rotor trabado la del 700% peor caso.
- Se asumió 1kVA por HP para los motores IEEE 399 [3], capítulo 9.
- La subestación Q se asumió bajo la condición de operación de un solo transformador, peor condición de operación, de capacidad ONAN de 50MVA e impedancia de cortocircuito del 9% tomada por el ETAP [34] de la norma ANSI C57.12.10.
- Se asumió una tensión del 100% en la subestación P (230 kV), recomendada de PDVSA, con una impedancia de cortocircuito del 14%, tomada de la Westinhouse Electrical Guide [32].
- Para las líneas aéreas que van desde la subestación P hasta la subestación Q en 115kV, se realizó el cálculo considerando el valor de la reactancia de las líneas ( $X_{L1}$ ) de 0,5  $\Omega$ /km, tomado del proyecto 1286-06 [35].
- Se tomó el valor de reactancia de los circuitos de alimentadores ( $X_{L2}$ ) que van desde la subestación Q hasta los motores de 0,325 $\Omega$ /km, tomado del proyecto de 1286-07 [37].

- Según la norma IEEE 399 [3], capítulo 9, se tomó como valor mínimo permisible de tensión de arranque el 80% de la tensión nominal en los terminales del motor.

#### 4.4. Caso bajo estudio

Se calculó el perfil de tensiones para el arranque de un (1) compresor debido a que la norma PDVSA 90619.1.052 [42] establece que la mejor forma de mantener bajos los requerimientos de arranque es desarrollar una secuencia de arranque por etapas, por lo tanto se realizó el estudio para el arranque del último compresor de la barra e con otros cinco (5) trabajando a corriente nominal con un valor de 1,0 pu en la barra de 230 kV de la subestación P que alimenta a la subestación Q por medio de dos (2) transformadores de 200 MVA y dos (2) líneas aéreas de transmisión de 20,5 km, bajo contingencia de un (1) transformador de 50 MVA alimentando a la subestación Q a través de dos (2) alimentadores subterráneos de 290 m de longitud.

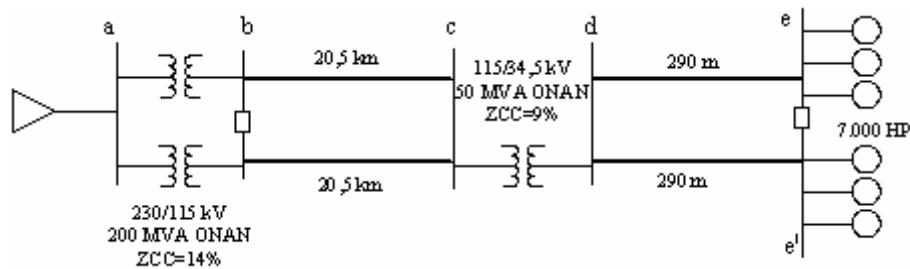


Figura 4.2. Sistema modelado en caso de estudio.

#### 4.5. Resultados obtenidos

Considerando un valor de tensión de prefalla del 100% en la barra **a** de la figura 4.2 para el arranque de un compresor con cinco (5) compresores trabajando bajo condiciones normales de operación, se obtuvo una caída de tensión de las barras

restantes del 97,58% en **b**, 94,91 % en **c**, 82,49% en **d**, por último 82,35% en **e** del y 82,08% en **e'**.

#### **4.6. Análisis de resultados**

Debido a que el perfil de tensiones bajo las premisas propuestas no decayó por debajo del 80% para el arranque de motores en media tensión, según la norma NEMA para motores diseño B, se concluyó que es posible realizar la conexión de la planta compresora (S/E 60) directamente de las barras en 34,5 kV a la subestación Q.

## **CAPÍTULO V**

### **CÁLCULO DE BARRAS**

#### **5.1. Introducción**

El siguiente capítulo tiene como finalidad presentar los cálculos eléctricos y mecánicos realizados para la selección de los conductores a emplear en los juegos de barras para el patio en 115 kV de la subestación Q.

#### **5.2. Bases y premisas generales**

Se denominaron barras principales a las barras colectoras, y como barras transversales, al tendido de conductores entre pórticos asociados a cada circuito de la subestación; con vanos de 53 y 21 m. El conductor usado en las barras transversales fue el mismo de las líneas de transmisión a petición de PDVSA tomado de las bases y premisas del proyecto [38] es decir, el ACAR 750 MCM y para las barras principales se consideró el uso de conductores, desnudos, de aleación de aluminio 1350 AAC como recomendación del Ingeniero Jorge Kesic [25], debido a que los vanos dentro de la subestación son de poca longitud, no requieren el uso de barras reforzadas además de ser un material liviano de muy buena conductividad eléctrica; por lo tanto se realizó el cálculo eléctrico para determinar el calibre del conductor de las barras principales y el cálculo mecánico para ambas barras.

En general, para los todos los cálculos realizados se consideraron las características eléctricas y mecánicas de las barras, tomadas del catálogo de CONAL [33] mostradas en la siguiente tabla.

Tabla 5.1. Características eléctricas y mecánicas de los conductores [33].

Descripción	AAC			ACAR
	Carnation	Gladiolus	Coreopsis	-
Código	1431	1510,5	1590	750
Calibre (MCM)	61	61	61	37
Número de hilos	35,02	35,98	36,09	25,32
Diámetro exterior (mm)	725	765	806	380
Sección (mm <sup>2</sup> )	11123	11641	12230	7071
Tensión de ruptura (kg)	1998	2110	2222	1.048
Peso (kg/km)	6000	6000	6000	6.000
Modulo de elasticidad (kg/mm <sup>2</sup> )	23x10 <sup>-6</sup>	23x10 <sup>-6</sup>	23x10 <sup>-6</sup>	23x10 <sup>-6</sup>
Coeficiente de dilatación lineal (1/°C)	0,0437	0,0416	0,0398	0,0813
Resistencia AC a 25 °C (Ω/km)	0,0513	0,0488	0,0466	0,0964
Resistencia AC a 75 °C (Ω/km)				

También se consideraron los datos de localización de la subestación.

- Altitud sobre el nivel del mar promedio de 10 m.
- Ángulo de ataque del viento en las barras de 90 grados.
- Latitud promedio de la zona de estudio de 09° 49' N.
- Azimut promedio Norte–Sur, 0°.
- Coeficiente de emisividad de 0,5 y de absorción de 0,5.
- Atmósfera limpia, según las condiciones del sitio.

### 5.3. Bases y premisas para el cálculo térmico

Se consideró para el cálculo el uso de conductores desnudos de aleación de aluminio 1350 AAC, con una corriente de barra acotada entre los valores máximos y mínimos que resultaron de las hipótesis A y B planteadas en la norma CADAPE 158 [4].

Hipótesis A. Transmisión de potencia normal, no mayor de 100MW ó 557,83A.

- Temperatura máxima de operación del conductor de 70 °C.
- Temperatura ambiente máxima absoluta de 38,6 °C.

Hipótesis B. Transmisión de potencia firme, no mayor de 358,5MW ó 2.000A para coordinar la capacidad de las barras con los interruptores de potencia.

- Temperatura máxima de operación del conductor de 100 °C.
- Temperatura ambiente máxima media de 32,7 °C.

#### **5.4. Metodología para el cálculo térmico**

Para la selección del conductor de las barras principales se utilizó la ecuación de equilibrio térmico citada en la norma CADAPE 158 [4], bajo la peor condición de operación con sol sin viento.

$$I^2 R_{ac} + Q_s = Q_c + Q_r \quad (5.1)$$

Donde

$I$	Corriente del conductor para la temperatura de operación, A.
$R_{ac}$	Resistencia AC del conductor a la temperatura de operación, $\Omega/m$ .
$Q_s$	Potencia calórica recibida del sol, W/m.
$Q_c$	Potencia calórica de disipación por convección, W/m.
$Q_r$	Potencia calórica de disipación por radiación, W/m.

### 5.5. Resultados obtenidos del cálculo térmico

A partir de la ecuación de equilibrio térmico y bajo las consideraciones hechas en la sección 5.3., se obtuvo la máxima corriente que pueden transportar los conductores preseleccionados por las barras principales.

Tabla 5.2. Corriente de la barra para las hipótesis de operación planteadas.

Código	Hipótesis A		Hipótesis B	
	Corriente (A)	Potencia (MW)	Corriente (A)	Potencia (MW)
Carnation	932,40	166,95	1897,06	339,68
Gladiolus	961,98	172,25	1961,81	351,27
Coreopsis	990,03	177,27	2024,83	362,55

### 5.6. Análisis de los resultados del cálculo térmico

Los tres conductores considerados cumplieron los requisitos de potencia establecidos por ambas hipótesis planteadas en el punto 5.4. Sin embargo, sólo el conductor denominado Coreopsis (1590 MCM) fue el único capaz de manejar una corriente mayor a 2.000 A bajo la hipótesis B, razón por la que fue seleccionado para ser empleado en los juegos de barras principales en 115 kV de la S/E Q.

### 5.7. Bases y premisas para el cálculo mecánico

Para la realización del cálculo mecánico se establecieron las siguientes bases y premisas.

- La máxima temperatura de operación del conductor bajo la condición de máxima transmisión de potencia de 100 °C.
- Se emplearon barras tendidas con un conductor por fase.



- La longitud de los vanos de las barras principales (Coreopsis 1590 MCM) y transversales (ACAR 750 MCM) son de 53 y 21 m.
- Bajo ninguna condición climática los conductores de las barras deben exceder su máxima tensión admisible.
- Para el cálculo mecánico se consideraron todas las cargas verticales, conexiones de los diferentes equipos a la barra y el esfuerzo por cortocircuito, sobre los conductores.
- De acuerdo a la norma CADAPE 158 [4], no se realizaron consideraciones electrostáticas.
- Se tomó el valor de la corriente de cortocircuito trifásico de la subestación P de 23kA (peor caso) de acuerdo a las bases y premisas del proyecto [38], para el diseño de las barras a pesar de que el nivel de cortocircuito dentro de la subestación Q es menor a este.
- La separación entre las fases de las barras principales y transversales de 2,5m dato suministrado por el Ingeniero Jorge Kesic [25].
- Para la sujeción de los conductores de barra se emplearon cadenas de aisladores convencionales con un peso de 80 kg por cadena más 5 kg de los herrajes datos suministrado por el Ingeniero Jorge Kesic [25].
- Se consideró para el cálculo del peso total del conductor, el peso del conductor bajante (igual al de la barra), con sus herrajes así como las cadenas de aisladores.

### **5.8. Hipótesis para el cálculo mecánico**

Las cargas mecánicas aplicadas a los conductores de las barras se realizaron considerando las hipótesis I y II indicadas en la norma CADAPE 158 [4], descritas a continuación.

- Hipótesis I. La máxima flecha permisible a la temperatura máxima de operación normal (70 °C) y sin considerar la acción del viento, no debe exceder el 3% de la longitud del vano para vanos entre 21 y 80 m.
- Hipótesis II. La tensión máxima a la cual puede llegar el conductor es el 80% de la tensión de diseño del pórtico, con un viento de 120 km/h a la temperatura mínima de la zona de 17,9 °C.

Además de otras suposiciones de condiciones de operación como lo son:

- Cortocircuito con viento nulo a temperatura ambiente media 32,7 °C.
- Tendido del conductor con viento nulo a temperatura ambiente media.

### 5.9. Metodología para el cálculo mecánico

El cálculo mecánico se aplicó a los conductores de barras principales y transversales dentro de la subestación, según la metodología descrita a continuación.

#### 5.9.1. Ecuación de cambio de estados

Para determinar las tensiones de las barras se empleó la ecuación de cambio de estado (27') del libro Líneas de Transporte de Energía de Luis Maria Checa [5], suponiendo para todos los casos la hipótesis I como estado inicial con la cual se determinó la tensión final para cada uno de los demás casos bajo estudio.

$$\frac{L^2}{24} \left( \frac{W2^2}{T2^2} - \frac{W1^2}{T1^2} \right) = \frac{T2 - T1}{Ax E} + \alpha (\theta2 - \theta1) \quad (5.2)$$

Donde

$L$	Longitud de vano ficticio, m.
$W1$	Peso lineal resultante del conductor en el estado 1, kg/m.
$W2$	Peso lineal resultante del conductor en el estado 2, kg/m.
$T1$	Tensión del conductor en el estado 1, kg.
$T2$	Tensión del conductor en el estado 2, kg.
$A$	Sección transversal del conductor, mm <sup>2</sup> .
$E$	Módulo de elasticidad del conductor, kg/mm <sup>2</sup> .
$\alpha$	Coefficiente de dilatación térmica del conductor, 1/°C.
$\theta1$	Temperatura del conductor en el estado 1, °C.
$\theta2$	Temperatura del conductor en el estado 2, °C.

### 5.9.2. Esfuerzo debido al viento

Para el cálculo de la presión de viento sobre los conductores flexibles se utiliza la siguiente expresión tomada de la norma CADAFE 158 [4].

$$P_v = 0,0463xV_v^2x\alpha \quad (5.3)$$

Donde

$P_v$	Presión de viento, N/m <sup>2</sup> .
$V_v$	Velocidad del viento, asumida en 120 km/h, hipótesis II.
$\alpha$	Factor de efectividad del viento, 0,6 tomado de la norma CADAFE 158 [4].

La presión de viento resultó de 40,81 kg/m<sup>2</sup> (400 N/m<sup>2</sup>) que equivale a una fuerza del viento de 1,47 y 1,03 kg/m para las barras principales y transversales.

### 5.9.3. Flecha del conductor

La flecha del conductor para vanos menores de 500 m se puede aproximar con la siguiente expresión tomada del libro de Líneas de Transporte de Energía de Luis Maria Checa [5].

$$f = \frac{VD^2 x W}{8xT} \quad (5.4)$$

Donde

$f$	Flecha del conductor en el vano, m.
$VD$	Longitud del vano de diseño, m.
$W$	Peso lineal del conductor, kg/m.
$T$	Tensión del conductor, kg.

### 5.9.4. Efecto de cortocircuito sobre el conductor

La reacción de los conductores flexibles frente a esfuerzos por cortocircuito se calcula según la formula (13b), extraída de la norma CADAPE 158 [4].

$$FCC = 0,39x \frac{ICC^2}{D} \quad (5.5)$$

Donde

$FCC$	Fuerza por unidad de longitud, N/m.
$ICC$	Valor eficaz de la corriente de cortocircuito simétrica de 23 kA.
$D$	Separación entre ejes de conductores de 2,5 m.

Por lo que la fuerza de cortocircuito resultó de 8,42 kg/m (82,52 N/m).

### 5.10. Resultados obtenidos del cálculo mecánico

Para las hipótesis planteadas se determinaron las tensiones en los diferentes estados y su porcentaje de las tensiones con respecto a la carga de ruptura del conductor ( $CR_C$ ), así como el porcentaje de las flechas con respecto al vano, mostradas en las tablas 5.3 y 5.4.

Tabla 5.3. Valores de tensión de las barras para las hipótesis planteadas.

Conductor	Hipótesis I		Hipótesis II		Esfuerzo por cortocircuito		Tensión de tendido	
	Tensión (kg)	% $CR_C$	Tensión (kg)	% $CR_C$	Tensión (kg)	% $CR_C$	Tensión (kg)	% $CR_C$
Coreopsis 1590 MCM	1287,5	10,53	1798,3	14,70	3884,1	31,76	1576,1	12,89
ACAR 750 MCM	881,1	12,46	1192,8	16,87	1783,9	25,23	1070,8	15,14

Tabla 5.4. Valores de flecha de las barras para las hipótesis planteadas.

Conductor	Hipótesis I		Hipótesis II		Condición de cortocircuito		Flecha de tendido	
	Flecha (m)	% del vano	Flecha (m)	% del vano	Flecha (m)	% del vano	Flecha (m)	% del vano
Coreopsis 1590 MCM	1,59	3,00	1,18	2,23	1,48	2,79	1,29	2,43
ACAR 750 MCM	0,63	3,00	0,47	2,24	0,56	2,67	0,51	2,43

### **5.11. Análisis de los resultados del cálculo mecánico**

Para las hipótesis de cálculo mecánico se cumplieron los requerimientos de la norma CADAFE 158, con las siguientes observaciones.

- Ninguna de las tensiones excedió el 50% de la carga de ruptura del conductor, lo que garantiza que bajo las condiciones planteadas, las barras no sufrirán una elongación permanente que afecte su desempeño.
- Según la hipótesis II, la tensión de diseño de los pórticos debe ser mayor o igual de 1491,0 kg para las barras transversales (ACAR 750 MCM) y mayor o igual a 2236,6 para las barras principales (Coreopsis 1590 MCM).
- Los pórticos deberán soportar la aplicación momentánea de una carga tipo impacto, de 3884,1 kg para las barras principales y de 1783,9 kg para las barras transversales.
- La tensión de tendido del conductor debe ser de 1070,8 kg para las barras transversales y de 1576,1 kg para las barras principales.

## **CAPÍTULO VI**

### **CÁLCULO DE ALIMENTADORES EN 34,5 kV**

#### **6.1. Introducción**

El siguiente capítulo tiene como objetivo presentar los criterios, procedimientos y cálculos empleados para la selección de los cables de potencia en 34,5 kV de la subestación Q.

#### **6.2. Descripción de las cargas de los alimentadores**

Para la determinación de las cargas de los alimentadores en 34,5 kV, se establecieron las siguientes premisas.

- La capacidad de los circuitos provenientes de los transformadores de potencia hacia las celdas en 34,5 kV de la subestación, se estimaron sobre la base ONAF de 70.000 y 50.000 kVA de estos, debido a que ésta es la máxima carga que se espera que manejen los alimentadores en condiciones normales de acuerdo al CEN sección 215.2.B(1) [6].
- Para los ocho (8) circuitos de 34,5 kV, cuatro (4) alimentadores doble (2) terna, destinados a alimentar las distintas macollas de producción, se coordinó su capacidad nominal con la de las líneas aéreas equipadas con conductor aluminio 6201 (AAC) calibre 4/0 AWG (20.000 kVA), datos tomados del proyecto 1286-06 [35].
- Para los circuitos destinados para la subestaciones 60, 61 y 62 se consideró la demanda pico estimada más un factor de reserva de 25% de acuerdo al

CEN sección 215.2.B(2) [6], debido a que se tratan de subestaciones con cargas mixtas.

- Los circuitos destinados a cargas sociales (CADELA) se ajustaron a un valor nominal de 10 MVA, según requerimientos de PDVSA.

Para la determinación de los cables de potencia de los diferentes circuitos en 34,5 kV se consideró la ubicación y tipo de instalación de los cables dependiendo de la ruta de estos en sus diferentes tramos dentro de la subestación pudiendo ser directamente enterrados, canal, bandeja o bancadas, mostradas en la tabla 6.1.

Tabla 6.1.Descripción de las cargas de los alimentadores.

<b>Circuito</b>	<b>Capacidad (kVA)</b>	<b>Directamente enterrado</b>	<b>Bancada</b>	<b>Bandeja Canal</b>
TR1-A a sala de celdas de 34,5 kV	30.000	Sí	Sí	Sí
TR1-B a sala de celdas de 34,5 kV	30.000	Sí	Sí	Sí
TR2-A a sala de celdas de 34,5 kV	70.000	Sí	Sí	Sí
TR2-B a sala de celdas de 34,5 kV	70.000	Sí	Sí	Sí
Ocho (8) circuitos desde las celdas de 34,5 kV hacia pórtico de líneas aéreas hacia macollas	20.000	Sí	No	Sí
Dos (2) circuitos entre celdas de 34,5 kV y subestación compresora (60)	40.800	Sí	No	Sí
Dos (2) circuitos entre celdas de 34,5 kV y subestación de flujo (61)	6250	Sí	No	Sí
Dos (2) circuitos entre celdas de 34,5 kV y edificaciones (62)	1.250	Sí	No	Sí
Dos (2) circuitos para alimentar cargas sociales (CADELA)	10.000	Sí	Sí	Sí



### **6.3. Premisas generales**

La selección de los cables de media tensión se realizó considerando el tipo o tipos de canalizaciones utilizadas para cada uno de los alimentadores, bajo su peor condición de operación es decir, aquella de la que resultó el mayor calibre del cable de acuerdo con los siguientes criterios.

- Caída de tensión.
- Capacidad térmica con cargas nominales permanentes.
- Capacidad térmica transitoria frente a corrientes de falla.

Los cables seleccionados para todos los circuitos fueron monopolares de conductor cobre, provistos de armadura, aislamiento de polietileno reticulado (90 °C) información tomada de los cables de CABEL para sobretensiones del 133%, 35 kV nominal, es decir para fallas monofásicas no mayores de una (1) hora según el CEN sección 310.60 [6].

### **6.4. Premisas para el cálculo por caída de tensión**

Se determinaron para diferentes calibres de cable, los kVAxkm bajo las siguientes consideraciones:

- Se mantuvo una regulación de tensión no mayor al 3% de acuerdo con la norma CADAFE 42 [7].
- Se supusieron calibres de cables hasta el 500 MCM, debido a que la instalación de cables de calibres mayores resulta complicada.
- Se estableció como calibre mínimo el 4/0 AWG, ya que sólo CABEL y ELECON son los únicos fabricantes que comercian cables de menor calibre.

- Para la resistencia y reactancia inductiva de los circuitos por unidad de longitud, se supusieron los siguientes valores tomados de la base de datos del programa ETAP [34] basados en la norma IEEE 441 a una temperatura de 90 ° C debido a que no se encontró dicha información en los catálogos de CABEL [28].

Tabla 6.2. Características eléctricas de los cables.

Calibre del Conductor (MCM)	R (ohms/km) @ 90°C	X (ohms/km)
2/0	0,391	0,381
4/0	0,246	0,365
250 MCM	0,200	0,358
300 MCM	0,151	0,341
350 MCM	0,138	0,335
500 MCM	0,115	0,325

### 6.5. Metodología para el cálculo por caída de tensión

Para determinar los kVAxkm por caída de tensión se utilizó la ecuación 3.2 para circuitos trifásicos de las notas de clase del profesor Alberto Naranjo [8].

$$kVAxL = \frac{10x\Delta V(kV)^2}{R\cos\phi + X\text{Sen}\phi} \quad (6.1)$$

Donde.

- $kV$  Tensión nominal de 34,5 kV.  
 $\Delta V$  Máxima caída de tensión a lo largo del circuito del 3%.  
 $R$  Resistencia por unidad de longitud según el calibre ( $\Omega$ /km).  
 $X$  Reactancia inductiva del alimentador ( $\Omega$ /km).

$\varphi$  Angulo de factor de potencia asumido en la carga.

## 6.6. Resultados obtenidos del cálculo por caída de tensión

La siguiente tabla muestra los kVAxkm obtenidos para factores de potencia de 0,85 y 0,90, valores típicos presentados en las tablas de CABEL [28].

Tabla 6.3. Cálculo de kVA por kilómetro a 3% de caída de tensión.

Calibre del Conductor	kVA x L (kVA x km)	
	FP= 0,85	FP= 0,90
2/0 AWG	66.986	68.729
4/0 AWG	88.702	93.474
250 MCM	99.603	106.272
300 MCM	115.925	125.484
350 MCM	121.103	131.471
500 MCM	132.887	145.790

## 6.7. Premisas para el cálculo térmico

Para la realización de los cálculos por capacidad térmica nominal se utilizó el catálogo de cables de CABEL, con información de cables en media tensión en las disposiciones: directamente enterrado, circuitos en conductos de bancada (configuración TRIPLEX) y cables instalados en bandejas y canales, separados en este caso más de un diámetro entre sí y en menos de un diámetro. También se establecieron las siguientes premisas de cálculo.

- Todas las tablas CABEL fueron elaboradas suponiendo temperatura de la tierra (en el caso de cable enterrado) igual a 20 °C y una resistividad térmica del suelo igual a 90 °C-cm/W, valor promedio; por lo que supuso

una temperatura ambiente de 20 °C, a pesar de que estas condiciones pueden ser diferentes en el sitio de ubicación de los cables, se acepta que una temperatura del suelo de 20 °C como una recomendación del Ingeniero Jorge Kesic [25] que argumentó que esta asunción diciendo: “es común hasta en climas tropicales, porque el subsuelo no recibe los rayos del sol directamente y posee una gran inercia térmica que permite conservar la temperatura nocturna durante todo el día”.

- Se estableció una temperatura promedio del aire en 30 °C, para lo cual se usó un factor de corrección de la capacidad de los cables enterrados igual a 0,93 indicado en el catalogo de CABEL [28].
- Para el caso de cables en canales y bandejas, se consideró la condición de cables dispuestos a una distancia menor a su diámetro y además se aplicó un factor de reducción de la capacidad nominal igual a 0,93 para circuitos individuales y de 0,83 para circuitos múltiples, tomando en cuenta los calentamientos mutuos entre las bandejas indicado en el catálogo de CABEL [28].
- Se supuso un factor de carga de los circuitos igual a 0,88 de acuerdo a recomendación de PDVSA [38].
- Se consideran los circuitos que alimentan a las subestaciones 60, 61, 62 y CADELA duplicados, debido a su esquema de secundario selectivo, donde un solo alimentador debe ser capaz de asumir su propia carga y la del otro en el caso de una contingencia.

## **6.8. Resultados obtenidos del cálculo térmico**

La siguiente tabla resume los resultados de la capacidad térmica obtenidos para la selección de los calibres de los cables a instalar y el número de ellos en paralelo por circuito, de acuerdo a la potencia y a su disposición constructiva.

Tabla 6.4. Cálculo de la capacidad térmica de los cables por circuito.

<b>Circuito</b>	<b>Ampère (A) por circuito</b>	<b>Directamente enterrado</b>	<b>Bancada</b>	<b>Bandeja o canal</b>
TR1-A a sala de celdas de 34,5 kV	500	2x4/0AWG (742 A)	2x350MCM (680A)	2x4/0AWG (660 A)
TR1-B a sala de celdas de 34,5 kV	500	2x4/0AWG (742 A)	2x350MCM (680A)	2x4/0AWG (660 A)
TR2-A a sala de celdas de 34,5 kV	1.170	3x350MCM (1.486 A)	4x500MCM (1.312 A)	3x350MCM (1.238 A)
TR2-B a sala de celdas de 34,5 kV	1.170	3x350MCM (1.486 A)	4x500MCM (1.312 A)	3x350MCM (1.238 A)
Ocho (8) circuitos desde las celdas de 34,5 kV hacia pórtico de líneas aéreas hacia macollas	335	1x4/0AWG (371 A)	No	1x4/0AWG (330 A)
Dos (2) circuitos entre celdas de 34,5 kV y subestación compresora (60)	680	2X 4/0 AWG (742 A)	No	2X4/0 AWG (660 A)
Dos (2) circuitos entre celdas de 34,5 kV y subestación de flujo (61)	105	1x4/0AWG (371 A)	No	1x4/0AWG (330 A)
Dos (2) circuitos entre celdas de 34,5 kV y edificaciones (62)	21	1x4/0AWG (371 A)	No	1x4/0AWG (330 A)
Dos (2) circuitos para alimentar cargas sociales (CADELA)	170	1x4/0AWG (371 A)	1x4/0AWG (235 A)	1x4/0AWG (330 A)

## 6.9. Metodología para la capacidad de cortocircuito

A continuación se presenta la verificación de los cables preseleccionados por cortocircuito. Utilizando la figura C1 de la norma PDVSA 90619.1.057 [9], se establecen curvas de estimación de corriente de cortocircuito contra calibre del cable, según el tiempo de duración de la falla, haciendo uso de la siguiente ecuación.

$$\left(\frac{I}{A}\right)^2 t = 0,297 \times \log\left(\frac{T2 + 234}{T1 + 234}\right) \quad (6.2)$$

Donde.

$I$	Corriente de cortocircuito, A.
$A$	Área de la sección transversal del conductor en circular mils.
$t$	Tiempo del cortocircuito, s.
$T1$	Temperatura de operación del cable de 90 ° C.
$T2$	Temperatura máxima de cortocircuito de 250 ° C.

Se supuso una distribución uniforme de la corriente de cortocircuito trifásico el peor caso entre el número de circuitos en paralelo por fase de cada alimentador en 34,5 kV de 7,3 kA.

## 6.10. Resultados obtenidos para la capacidad de cortocircuito

Para el cálculo térmico para todos los cables preseleccionados se obtuvo que estos eran capaces de soportar un tiempo de falla mayor a 100 ciclos superior al tiempo de actuación de las protecciones de la subestación ( $t_s$ ) de 0,5 s es decir de 30 ciclos, por lo tanto los calibres seleccionados cumplen los requerimientos de cortocircuito de la S/E Q.

### 6.11. Análisis de resultados de la capacidad de cortocircuito

El nivel de cortocircuito nominal establecido puede ser manejado por todos los calibres seleccionados dentro de los lapsos de interrupción establecidos tanto para protección principal como para la de respaldo.

### 6.12. Regulación de tensión

En el punto 6.4.3 anterior se estableció una estimación de la capacidad de carga por regulación de tensión con los posibles cables a instalar. Una vez establecidos los verdaderos calibres y cantidad de circuitos en paralelo, se pudo completar la verificación de la regulación de tensión en cada uno para un factor de potencia de 0,9.

### 6.13. Resultados obtenidos de la regulación de tensión

En la siguiente tabla se muestra la caída de tensión para los alimentadores.

Tabla 6.5. Verificación de regulación de tensión de los cables seleccionados.

<b>Circuito</b>	<b>Cableado por Fase</b>	<b>Longitud (km)</b>	<b>kVAxkm</b>
TR1-A a sala de celdas 34,5 kV	2X350 MCM	0,038	1.567/2
TR1-B a sala de celdas 34,5 kV	2X350 MCM	0,038	1.567/2
TR2-A a sala de celdas 34,5 kV	4X500 MCM	0,042	2.625/4
TR2-B a sala de celdas 34,5 kV	4X500 MCM	0,054	3.375/4
Ocho (8) circuitos desde las celdas de 34,5 kV hacia las macollas	1X4/0 AWG c/u	0,015 c/u	281
Dos (2) circuitos entre las celdas de 34,5 kV y la subestación compresora (S/E 60)	2X4/0 AWG c/u	0,160 c/u	6.528/2

Tabla 6.5. Verificación de regulación de tensión de los cables seleccionados  
(continuación).

<b>Circuito</b>	<b>Cableado por Fase</b>	<b>Longitud (km)</b>	<b>kVAxkm</b>
Dos (2) circuitos entre las celdas de 34,5 kV y la estación de flujo I (S/E 61)	1X4/0 AWG c/u	0,260 c/u	910
Dos (2) circuitos entre las celdas de 34,5 kV y la subestación edificaciones (S/E 62)	1X4/0 AWG c/u	0,360 c/u	450
Dos (2) circuitos para alimentar las cargas sociales (CADELA)	1X4/0 AWG c/u	No está determinado	No está determinado

#### **6.14. Análisis de resultados de la regulación de tensión**

En la tabla anterior puede observarse que todos los circuitos cableados poseen una regulación de tensión muy por debajo de los límites establecidos en los circuitos de distribución primaria, esto cuando se compara con los valores de kVAxL máximos permitidos dados en la tabla 6.2.

#### **6.15. Recomendaciones**

La siguiente tabla resume la configuración y calibre de los diferentes circuitos cableados asociados a los alimentadores que emergen de la subestación Q. Los mismos cumplen con los requerimientos de regulación de tensión, capacidad térmica nominal y capacidad frente a cortocircuitos.

Se normalizaron los calibres de cables obtenidos por requerimientos de PDVSA en las bases y premisas del proyecto [38], aquellos seleccionados en los alimentadores hacia sala de celdas provenientes de los TR1-A y TR1-B, se



aumentaron a 500 MCM y los alimentadores dirigidos a cada una de las cargas a calibre 4/0 AWG.

Tabla 6.6. Listado de circuitos.

<b>Circuito</b>	<b>Cableado por Fase</b>
TR1-A a sala de celdas de 34,5 kV	2 X 500 MCM
TR1-B a sala de celdas de 34,5 kV	2 X 500 MCM
TR2-A a sala de celdas de 34,5 kV	4 X 500 MCM
TR2-B a sala de celdas de 34,5 kV	4 X 500 MCM
Ocho (8) circuitos desde las celdas de 34,5 kV hacia pórtico de líneas aéreas hacia macollas	1X4/0 AWG
Dos (2) circuitos entre celdas de 34,5 kV y subestación compresora (60)	2X4/0 AWG
Dos (2) circuitos entre celdas de 34,5 kV y subestación de flujo (61)	1X4/0 AWG
Dos (2) circuitos entre celdas de 34,5 kV y edificaciones (62)	1X4/0 AWG
Dos (2) circuitos para alimentar cargas sociales (CADELA)	1X4/0 AWG

## CAPÍTULO VII

### CÁLCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

#### 7.1. Introducción

En el siguiente capítulo se muestran los resultados obtenidos del diseño de la malla de puesta a tierra de la subestación Q, a la cual se conectan los neutros de los transformadores, pararrayos, cables de guarda, estructuras metálicas de los equipos y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

#### 7.2. Niveles de cortocircuito en la subestación Q

Para el cálculo de la malla de puesta a tierra de la subestación Q, se utilizó la corriente de cortocircuito de falla monofásica a futuro en las barras de 115kV.

Tabla 7.1. Niveles de cortocircuito monofásicos de la subestación Q.

Nivel de tensión	Corriente de cortocircuito monofásico a futuro
115 kV	13,3 kA

#### 7.3. Premisas de cálculo

El cálculo de la malla de tierra se realizó bajo la metodología propuesta por la norma IEEE 80-00, bajo las siguientes consideraciones.

- Se realizaron los cálculos manuales guardando los rangos máximos de seguridad permitidos para una persona de 70 kg.

- Se utilizó el nivel de cortocircuito monofásico a futuro en 115kV, por ser este el peor caso posible:  $I_{cc} = 13,3$  kA y prever expansiones futuras.
- Se asumió la malla de puesta a una profundidad (h) de 0,5m con conductor de malla de calibre mínimo de 4/0 AWG y una resistividad del terreno ( $\rho$ ) de  $100 \Omega\text{m}$  tomada de la norma IEEE 80 [10] debido a las características húmedas del terreno, datos suministrados por PDVSA [38].
- Se supuso un máximo tiempo de falla de 0,5 s, por ser este el tiempo típico de respuestas de las protecciones de PDVSA además se asumió el tiempo de choque ( $t_s$ ) igual al tiempo de falla ( $t_f$ ) como peor caso es decir,  $t_f = t_s = 0,5$  s, en una entrevista realizada a Jorge Kesic [25] considerando que el sistema de reenganche de la subestación es del tipo manual.
- Para la realización de los cálculos se utilizó un conductor de cobre (Cu) según la norma IEEE 80 [10], el especificado como 97% Cu y 100% Cu.
- Se asumió una capa superficial de piedra picada en la subestación de un espesor ( $h_s$ ) de 0,2 m con una resistividad ( $\rho_s$ ) de  $3.000 \Omega\text{m}$ , datos suministrados por PDVSA [38].
- Se definió el uso de un factor de decremento de la corriente de falla  $D_f = 1,026$  que se aproximó a 1, para un tiempo de falla ( $t_f$ ) de 0,5 s, según lo establecido en la norma IEEE 80 [10].
- De acuerdo a los proyectos de líneas de 115 y 34,5 kV [35] y [40] los cables de guarda de las líneas de ambas líneas son del mismo tipo OPWG.

## **7.4. Procedimiento de cálculo**

### **7.4.1. Longitud del conductor de malla**

Se determinó la longitud total del conductor de la malla (L) en función de las dimensiones de la subestación, además del número de conductores paralelos dentro de la malla de puesta de tierra, mostrada en la figura 7.1.

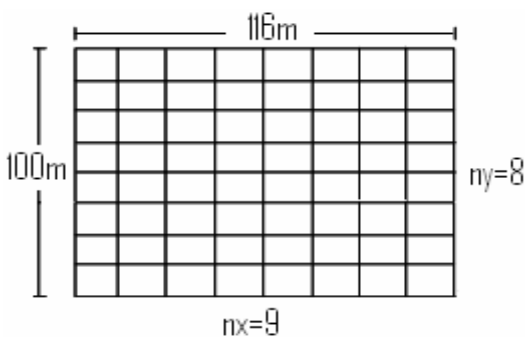


Figura 7.1. Esquema del área de puesta a tierra.

La longitud total del conductor de la malla de tierra se determinó mediante la siguiente ecuación de geometría básica:

$$L = nyX + nxY \quad (7.1)$$

Donde:

$ny$  y  $nx$       N° de conductores paralelos a lo largo y ancho de la malla.

$X$  y  $Y$       Largo y ancho de la sección mallada, m.

Resultando la longitud total del conductor para la malla ( $L$ ) de 1828 m con un área mallada ( $A$ ) de 11600 m<sup>2</sup>.

#### 7.4.2. Resistencia del sistema de puesta a tierra

Se determinó la resistencia de la malla de puesta a tierra remota ( $R_g$ ) para profundidades de la malla entre 0,25 y 2,5 m, haciendo uso de la fórmula de Sverak ecuación 52 de la norma IEEE 80 [10] mostrada a continuación.

$$R_g = \rho \cdot \left[ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot A}} \cdot \left( 1 + \frac{1}{1 + h \cdot \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (7.2)$$

Donde:

- $A$  Área mallada de 11600 m<sup>2</sup>.  
 $\rho$  Resistividad del terreno de 100  $\Omega$ m.  
 $h$  Profundidad a la cual se coloca la malla de 0,5 m.

Resultando una resistencia de puesta a tierra ( $R_g$ ) de 0,47  $\Omega$ .

### 7.4.3. Impedancia equivalente del sistema de transmisión

La impedancia equivalente del sistema de transmisión ( $Z_L$ ) alrededor de la subestación se determinó utilizando la ecuación de Endrenyi IEEE 80-86 [11] mostrada a continuación.

$$Z_L = 0,5 \cdot Z_g + \sqrt{Z_g \cdot R_t} \quad (7.3)$$

Donde

- $Z_g$  Impedancia de los cables de guarda por vano desde la llegada a la subestación de 3,02  $\Omega$ , tomado de los proyectos de líneas de transmisión en 115kV y 34,5kV de Tomoporo [35] y [41].  
 $R_t$  Impedancia promedio de la torre de 5  $\Omega$ , tomado de los proyectos de líneas de transmisión en 115kV y 34,5kV de Tomoporo [35] y [41].

Resultando una impedancia ( $Z_L$ ) de 5,39  $\Omega$ .

#### 7.4.4. Máxima corriente de la malla de tierra

Considerando un factor de decremento por tiempo de duración de la falla ( $D_f$ ) de 1, se determinó la máxima corriente de la malla de tierra a futuro ( $I_G$ ) considerando sólo el vano de la línea adyacente a la subestación, al que convergen ocho (8) líneas, cuatro (4) de 115kV y cuatro (4) de 34,5kV, de un cable de guarda cada una, mostrados en la figura 7.2.

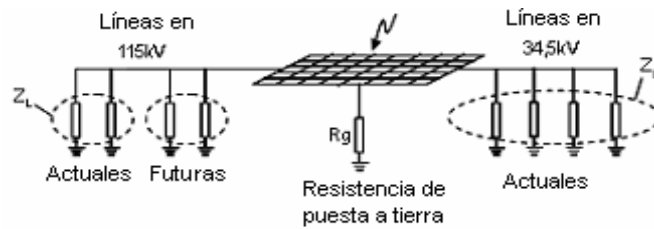


Figura 7.2. Modelo equivalente del sistema eléctrico alrededor de la subestación Q.

Se determinó la máxima corriente de cortocircuito de la malla de puesta a tierra, con el divisor de corriente del equivalente eléctrico de la figura 7.2.

$$I_G = \frac{Z_L/8}{R_g + Z_L/8} ICC \quad (7.4)$$

Donde

$Z_L/8$  Impedancia equivalente de los cables de guarda y torres de transmisión de 0,67  $\Omega$ .

$R_g$  Impedancia de puesta a tierra de 0,47 $\Omega$ .

$ICC$  Máximo nivel de cortocircuito monofásico de 13,3 kA.

Con lo que se obtuvo una máxima corriente de malla de tierra de 7.867,64 A.

#### 7.4.5. Conductor de la malla

Para el cálculo de la sección del conductor de la malla de puesta a tierra se utilizaron los datos contenidos en la norma IEEE 80-00 [10] en su capítulo 11, y la ecuación que se muestra a continuación.

$$A = I / \sqrt{\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{te \cdot \alpha_r \cdot \rho_r} \ln\left(\frac{Ko + Tm}{Ko + Ta}\right)} \quad (7.5)$$

Donde

$I$	Corriente rms de 13,3 kA.
$Tm$	Temperatura máxima permisible de 1083 °C.
$Ta$	Temperatura ambiente de 40 °C.
$\alpha_r$	Coefficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia (20 °C) de 0,00393 1/°C.
$\rho_r$	Resistividad del conductor a la temperatura de referencia (20°C) 1,72μΩ/cm
$te$	Tiempo de duración de la corriente de falla, 0,5 s.
$TCAP$	Factor de capacidad térmica del material de 3,42 J/cm <sup>3</sup> °C.
$Ko$	de 234 °C.

Obteniéndose una sección transversal mínima para el conductor de la malla de puesta a tierra de 33,36 mm<sup>2</sup>, pero que considerando las prácticas recomendadas por PDVSA [38], para la puesta a tierra de subestaciones se recomendó el uso de un

calibre mínimo 4/0 AWG, de sección transversal de 107,2 mm<sup>2</sup> y diámetro de 0,021m, para la malla de puesta a tierra.

#### 7.4.6. Factor de atenuación de la capa superficial del terreno

Para el cálculo del factor de atenuación de tensión (Cs) que provee la capa superficial del terreno, se utilizó la formula empírica 27 tomada de la IEEE 80 [10] que permite el cálculo de Cs, con un margen de error del 5%.

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left( 1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2 \cdot h_s + 0,09} \quad (7.6)$$

Donde

$h_s$             Espesor de la capa de piedra de la superficie de la subestación de 0,2 m.

$\rho_s$             Resistividad de la primera capa de suelo de 3.000 Ωm.

$\rho$               Resistividad de la segunda capa de suelo de 100 Ωm.

Por lo que el factor de atenuación para la capa superficial de terreno de la subestación resultó de 0,82.

#### 7.4.7. Máximas tensiones de paso y de toque

Se calcularon las tensiones máximas de toque ( $E_{TOUCH}$ ) y de paso ( $E_{STEP}$ ) según la norma IEEE 80 [10] para una persona de 70kg.



$$E_{STEP70} = (1000 + 6.Cs.\rho_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (7.7)$$

$$E_{TOUCH70} = (1000 + 1,5.Cs.\rho_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (7.8)$$

Donde

$t_s$  Duración de la corriente de falla de 0,5s.

$\rho_s$  Resistividad de piedra de la superficie de la subestación de 3.000Ωm.

$C_s$  Factor de reducción que depende del factor de reflexión de 0,82.

Obteniéndose una tensión de paso ( $E_{STEP70}$ ) y de toque ( $E_{TOUCH70}$ ) de 3.509 y 1043,77 V.

#### 7.4.8. Tensión de toque de la malla de puesta a tierra

Se cálculo de la tensión de la malla ( $E_m$ ) de acuerdo a la norma IEEE 80 [10] tomando como base de diseño el voltaje generado en las esquinas de la malla, por ser este el más alto.

$$E_m = \frac{\rho K_m K_i I_G}{L_m} \quad (7.9)$$

Donde

$K_m$  Factor de geometría de 1,02.

$K_i$  Factor de corrección por geometría en forma de malla de 1,90.

$I_G$	Corriente máxima de malla de 7.867,65A.
$\rho$	Resistividad del suelo de 100 $\Omega$ m.
$L_m$	Longitud equivalente de paso de 1.828 m, IEEE 80 [10].

Con

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D+2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{(2 \cdot n)^{-2/n}}{\sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}} \cdot \ln \left( \frac{8}{\pi \cdot (2n-1)} \right) \right] \quad (7.10)$$

$$K_i = 0,656 + 0,172n \quad (7.11)$$

Donde

$n$	Factor de na, nb, nc y nd de 8,47 de la IEEE 80 [10].
$h$	Profundidad de la malla de 0,5 m.
$h_0$	Referencia de la profundidad de la malla de 1 m.
$d$	Diámetro del conductor de 0,021 m.
$D$	Espacio entre conductores paralelos de 14 m.

Obteniéndose una tensión de malla ( $E_m$ ) de 832,48 V.

#### 7.4.9. Tensión de paso de la malla de puesta a tierra

Para un enterramiento de la malla ( $h$ ) entre 0,25 y 2,5m se determinó la tensión de paso de la malla de puesta a tierra ( $E_s$ ) con la siguiente ecuación tomada de la IEEE 80 [10].

$$E_s = \frac{\rho K_s K_i I_G}{L_s} \quad (7.12)$$

Donde

- $K_s$  Factor de geometría de 0,36.  
 $K_i$  Factor de corrección por geometría en forma de malla de 1,90.  
 $I_G$  Corriente máxima de malla de 7.867,65 A.  
 $\rho$  Resistividad del suelo de 100  $\Omega\text{m}$ .  
 $L_s$  Longitud equivalente de toque de 1.371 m, de la IEEE 80 [10].

Con

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad (7.13)$$

$$K_i = 0,656 + 0,172n \quad (7.14)$$

Donde

- $n$  Factor de na, nb, nc y nd de 8,47 de la IEEE 80 [10].  
 $h$  Profundidad de la malla de 0,5 m.  
 $h_0$  Referencia de la profundidad de la malla de 1 m.  
 $d$  Diámetro del conductor de 0,02 m.  
 $D$  Espacio entre conductores paralelos de 14 m.

Obteniéndose una tensión de paso ( $E_s$ ) de 394,26 V.

## 7.5. Resultados obtenidos

Para una separación de los conductores de la malla de tierra (D) de 14 m, enterrados a una profundidad de 0,5 m se presentan los resultados del estudio de las tensiones de paso y de malla del sistema de puesta a tierra realizados para la malla de puesta a tierra de la subestación Q, ante fallas monofásicas en la barra de 115kV.

Tabla 7.2. Parámetros de la malla de tierra.

<b>D (m)</b>	<b>hs (m)</b>	<b>h (m)</b>	<b>NCC (kA)</b>	<b>I<sub>G</sub> (kA)</b>	<b>E<sub>STEP70</sub> (V)</b>	<b>E<sub>TOUCH70</sub> (V)</b>	<b>L (m)</b>	<b>R<sub>g</sub> (Ω)</b>	<b>Es (V)</b>	<b>Em (V)</b>
14	0,2	0,5	13,3	7,87	3.509	1043,77	1.828	0,47	394,26	832,48

De la tabla anterior se observa que la malla propuesta, cumplen con los límites impuestos por la norma IEEE 80, ya que Es es menor que E<sub>STEP70</sub>, y Em es menor que E<sub>TOUCH70</sub>.

## 7.6. Recomendaciones

Para el diseño de la malla de tierra por método propuesto por la norma IEEE 80 se aceptó el uso de conductores 4/0 AWG de cobre paralelos a máxima una distancia (D) de 14 m enterrados a una profundidad (h) de 0,5 m con una capa de piedra picada de un espesor (hs) no menor a 0,2 m pero que debido a la disposición de equipos dentro de la subestación, se dispuso de una separación menor entre conductores siendo el máximo de 12,5 m y el mínimo de 7,05 m, como se observa en el plano N° 11.

## **CAPÍTULO VIII**

### **PROTECCIÓN CONTRA RAYOS**

#### **8.1. Introducción**

En el presente capítulo se presentan los cálculos necesarios para la localización del equipo de protección contra descargas atmosféricas, exigido por PDVSA [38], dentro de la subestación eléctrica Q, en función de la disposición de equipos, en el patio de maniobras en 115 kV, patio de transformación 115/34,5 kV y pórticos de transición cable-línea en 34,5 kV. En el anexo 3.0 se muestra la comprobación de estos cálculos mediante la aplicación de la norma IEEE 998.

Además en el capítulo X y en su respectivo anexo se muestran las especificaciones técnicas de los descargadores de sobretensiones.

#### **8.2. Limitaciones de las áreas**

A continuación se presentan las áreas delimitadas por la disposición de equipos en la subestación “Q”.

- Sección 1. Entre los pórticos de línea de 115 kV y el sector donde se localizan los descargadores de sobretensiones de las líneas de transmisión.
- Sección 2. Entre los pórticos de llegada de línea y los pórticos de los transformadores.
- Sección 3. Entre los pórticos del lado sur del patio de 115 kV y los transformadores de potencia en 115/34,5 kV.
- Sección 4. Salida de las líneas de 34,5 kV.

### 8.3. Procedimiento de cálculo

Para la determinación de las zonas protección de los equipos de la subestación se empleó la metodología propuesta por el Ingeniero Saúl López [12] contenida en la FGH, por sus siglas en alemán, antes denominada SFH, por lo que para todas las configuraciones se verificó si el cable de guarda ofrecía la suficiente protección contra descargas atmosféricas para los equipos y conductores de alta tensión de las secciones bajo análisis. En aquellos casos donde los cables de guarda no resultaron suficientes para la protección requerida se implementó el apantallamiento con puntas franklin (jabalinas), considerando las siguientes configuraciones:

#### 8.3.1. Zona de protección a lo largo de un cable de guarda

La zona comprendida a lo largo de un cable de guarda está limitada por un arco cuyo centro "M" dista tanto del suelo como del cable de guarda el doble de la altura del propio cable de guarda (H).

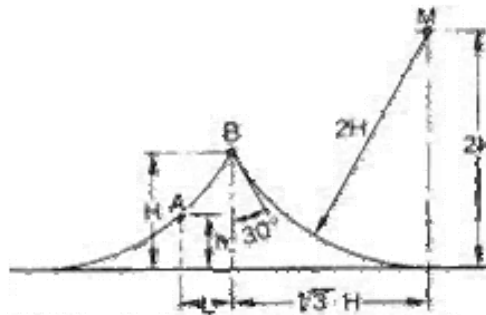


Figura 8.1. Zona de protección a lo largo de un cable de guarda

La ecuación para determinar la altura de cable de guarda, en función de la altura de la instalación y su distancia horizontal con respecto al cable de guarda, viene por la siguiente expresión en función de la configuración de la FGH [13].

$$H = \frac{\sqrt{3xL + 2xh} + \sqrt{4\sqrt{3xLxh} + h^2}}{3} \quad (8.1)$$

Donde

$H$  Altura de cable de guarda, m.

$h$  Altura crítica de un equipo respecto al cable de guarda, m.

$L$  Distancia horizontal del equipo respecto al cable de guarda, m.

### 8.3.2. Zona de protección entre dos cables de guarda

La zona comprendida entre dos cables de guarda cuya separación mutua es de  $C \leq 2H$ , se encuentra limitada por un arco cuyo centro  $M_1$  está a una altura de  $2H$  y en el centro entre ambos cables un arco de radio  $R$ .

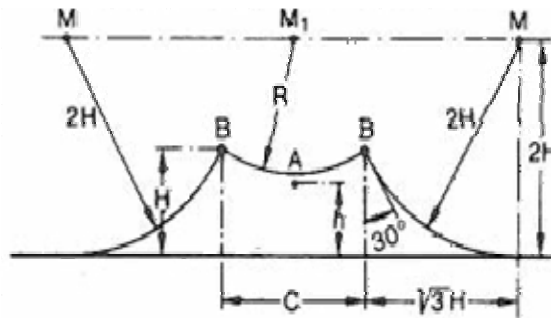


Figura 8.2. Zona de protección entre dos cables de guarda.

La ecuación para determinar la altura de cable de guarda, en función de la altura de la instalación y su distancia horizontal con respecto al cable de guarda, viene por la siguiente expresión en función de la configuración de la FGH [13].

$$H = \frac{4xh + \sqrt{4xh^2 + 3xC^2}}{6} \quad (8.2)$$

Donde

$H$  Altura de cable de guarda, m.

$h$  Altura crítica de un equipo respecto al cable de guarda, m.

$C$  Distancia de separación entre estructuras, m.

### 8.3.3. Zona de protección de la punta franklin

Las puntas pararrayos forman un zona de protección cónica, la cual es limitada por un arco cuyo centro esta a una altura tres (3) veces la altura de la punta franklin, sobre el suelo.

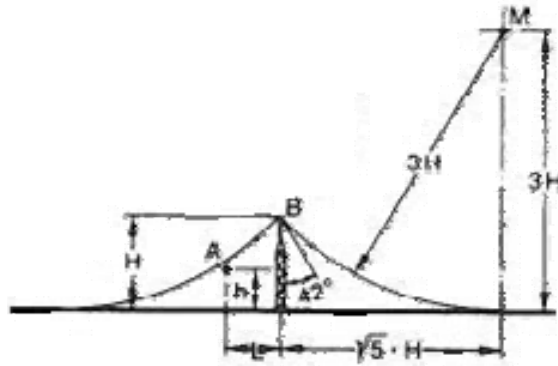


Figura 8.3. Zona de protección de una punta franklin

La expresión para determinar la altura de la punta de pararrayos en función de la altura del elemento a proteger y su distancia al cable de guarda viene por la siguiente expresión en función de la configuración de la FGH [13].

$$H = \frac{\sqrt{5xL + 3xh} + \sqrt{4xh^2 + 6\sqrt{5xLxh}}}{5} \quad (8.3)$$

Donde

$H$  Altura de la punta franklin, m.



- $h$             Altura crítica de un equipo respecto al cable de guarda, m.  
 $L$             Distancia horizontal del equipo respecto a la punta franklin, m.

### 8.3.4. Zona de protección entre dos puntas franklin

La zona de protección comprendida entre dos mástiles de pararrayos, cuya separación es  $C \leq 3H$ , se forma una zona protegida, la cual está limitada por un arco circular, con radio  $R$  y su centro  $M$  a una distancia  $3H$ .

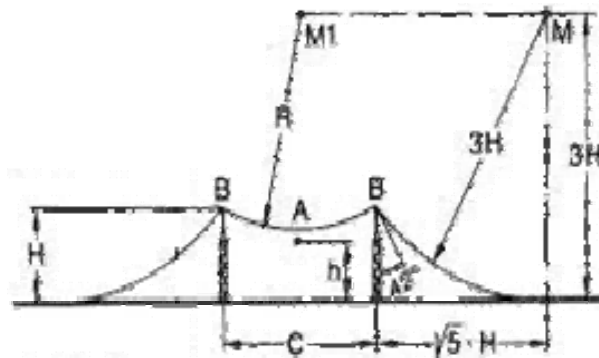


Figura 8.4. Zona de protección entre dos puntas franklin

La ecuación para determinar la altura de la punta de pararrayos, en función de la altura de la instalación y su distancia horizontal con respecto al mástil, viene por la siguiente expresión en función de la configuración de la FGH [13].

$$H = \frac{6xh + \sqrt{16xh^2 + 5xC^2}}{10} \quad (8.4)$$

Donde

- $H$             Altura de la punta franklin, m.  
 $h$             Altura crítica de un equipo respecto al cable de guarda, m.  
 $C$             Distancia de separación entre los dos mástiles, m.

## 8.4. Resultados obtenidos

### 8.4.1. Sección 1

Para esta zona se consideraron los cables de guarda provenientes de las líneas de transmisión en 115 kV para la protección contra descargas atmosféricas de los conductores de fase de las líneas y equipos dentro de esta en la zona. Evaluando la ecuación 8.1 con para (h) de 4,50m y (L) de 4,50m se obtuvo una altura mínima para la instalación de los cables de guarda de 9,82 m, por lo que los cables de guarda instalados a 15,00 m ofrecen resguardo a los equipos ubicados en esta sección.

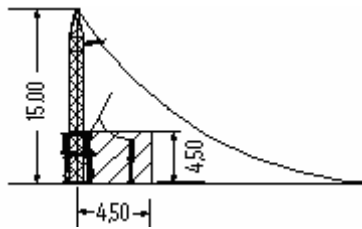


Figura 8.5. Llegada de las líneas de 115 kV.

### 8.4.2. Sección 2

En esta zona se encuentran los equipos de maniobras y de medición de la subestación, así como las barras principales y transversales de la subestación, cuya principal protección la constituyen los cables de guarda, instalados entre los castilletes de los pórticos. En esta sección los equipos más susceptibles a impactos atmosféricos son las barras transversales, instaladas a mayor altura que las barras principales y con mayor probabilidad de recibir descargas atmosféricas, razón por la que se calculó la protección contra rayos para éstas.

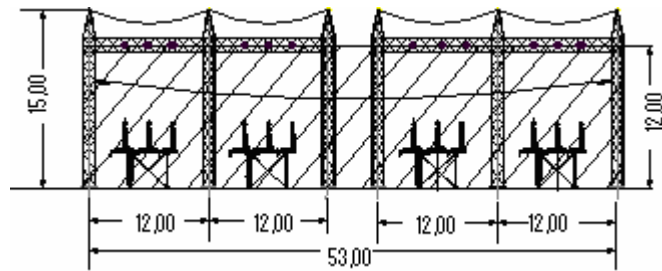


Figura 8.6. Vista de las barras principales y fases de las transversales.

De acuerdo con la ecuación 8.2, para la altura mínima requerida para una altura crítica de los equipos ( $h$ ) de 12,00m y una distancia entre estructuras ( $C$ ) de 12,00 m para la instalación de los cables de guarda ( $H$ ) resultó de 13,29 m por lo que las barras transversales se consideraron protegidas por los cables de guarda, instalados a una altura mayor de 15,00m.

### 8.4.3. Sección 3

En esta sección se encuentran los transformadores de potencia de 115/34,5 kV y sus correspondientes descargadores de sobretensiones, donde el equipo más crítico desde el punto de vista de su ubicación y dimensiones lo fueron los transformadores de potencia, con su punto más vulnerable a una distancia ( $L$ ) de 11,00 m desde el eje de instalación del cable de guarda y a una de altura ( $h$ ) de 6,40 m, por lo que la altura a la mínima de instalación del cable de guarda ( $H$ ) resultó de 18,28 m según la ecuación 8.1 razón por la que fue necesaria para la protección de los transformadores el uso de puntas franklin (jabalinas).

Para la instalación de las jabalinas se aprovecharon las estructuras del sistema de alumbrado exterior, a una altura 20,00 m en las que se consideró el uso de puntas franklin de una altura aproximada de 3,00 m, lugar donde ofrecen una mayor

altura de protección (H) que mínima necesaria obtenida de la ecuación 8.3 de 18,95 m para la protección de los transformadores de potencia contra descargas atmosféricas.

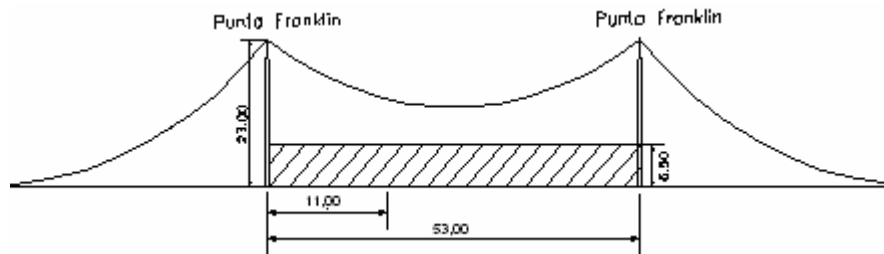


Figura 8.7. Área de los transformadores de potencia.

#### 8.4.4. Sección 4

En la sección de los pórticos se evaluó la ecuación 8.2 para una altura crítica de los equipos (h) de 11,50m y una distancia entre estructuras (C) de 3,00 y 4,50 m para los cuales se obtuvieron como alturas mínimas (H) para la instalación de los cables de guarda de 11,59 y 11,71 m por lo que los cables de guarda de las líneas de salida en 34,5kV, que se conectan a los castilletes del pórtico de transición, proporcionan la protección requerida para los conductores y equipos en esta sección.

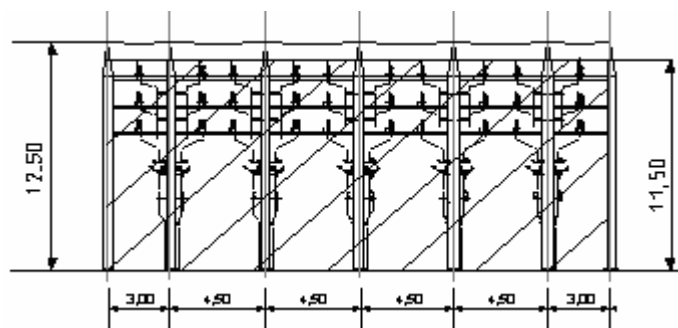


Figura 8.8. Sección 4. Pórtico en 34,5 kV.

## **8.5. Recomendaciones**

Para las secciones 1, 2 y 4 se recomendó solo la instalación de cables de guarda entre los pórticos de las estructuras como sistema de protección contra descargas atmosféricas. En cambio para la sección 3 (patio de transformadores) además del tendido de los cables de guarda se recomendó la implementación del sistema de protección contra rayos con puntas franklin (jabalinas) instaladas en las estructuras de iluminación exterior, en la cual además de garantizar la protección de los equipos en esta zona se protegen las mismas luminarias contra impactos atmosféricos.

## **CAPÍTULO IX**

### **SERVICIOS AUXILIARES Y SISTEMAS DE ILUMINACIÓN**

#### **9.1. Introducción**

El propósito de este capítulo es mostrar los cálculos que fueron necesarios para definir las características básicas de los equipos del sistema de servicios auxiliares en corriente continua y alterna, que se utilizan para alimentar sistemas de control, protección y alumbrado, etc., así como también definir el sistema de iluminación normal exterior e interior de la subestación Q.

#### **9.2. Sistemas auxiliares en corriente continua**

El sistema de servicios auxiliares en corriente continua de la subestación Q consta de tres tableros de distribución, un (1) tablero principal, alimentado por dos (2) bancos de baterías de 125Vdc cada una con su propio cargador y que a su vez alimentan un sistema de transferencia manual de dos (2) barras a las que se conectan a dos (2) tableros secundarios destinados a suplir los servicios auxiliares de la subestación en 34,5 y 115 kV cada uno.

Se exigieron por parte de PDVSA baterías de plomo ácido tal que cubran la carga de las dos (2) barras simultáneamente, por lo que al quedar fuera de servicio uno de los bancos de baterías el sistema de transferencia manual debe suplir de energía ambos servicios auxiliares con un solo banco de baterías.

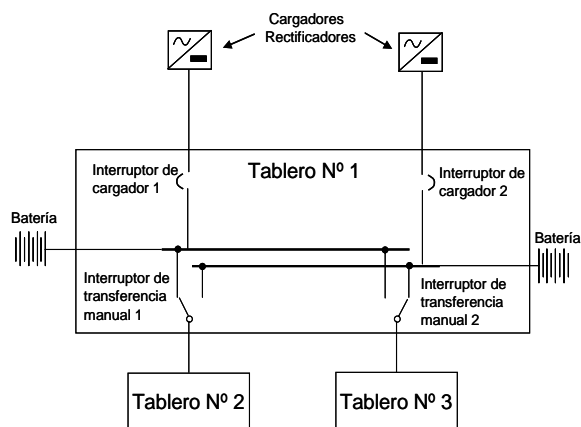


Figura 9.1. Esquema general de los servicios auxiliares de corriente directa.

### 9.2.1. Bases y premisas

Para el cálculo de los servicios en corriente continua se establecieron las siguientes bases y premisas:

- Se estimó un tiempo de recarga de las baterías de 8 horas, según lo especificado por el manual PDVSA 90619.1.056 [14].
- Para el cálculo de las baterías y su respectivo cargador se utilizó la estimación de carga del anexo 4.0 resumida en la tabla 9.1.

Tabla 9.1. Estimación de cargas.

Equipo	Carga continua		Carga momentánea	
	Potencia (W)	Corriente (A)	Potencia (W)	Corriente (A)
Patio 115 kV	1300,4	10,40	11336	90,69
Switchgear SWG1 34,5 kV	874	6,99	4940	39,52
Switchgear SWG2 34,5 kV	758,8	6,07	4284	34,27

Carga total continua de los servicios auxiliares (2.933,2W) 23,46 A

Carga total momentánea de los servicios auxiliares (20.560 W) 134,48 A

### 9.2.2. Metodología para el cálculo de baterías

El valor nominal mínimo en amperios-hora de la batería, requerida con base a un ciclo de trabajo de 8 horas, se calculó a partir de la siguiente ecuación tomada de la norma PDVSA 90619.1.056 [14].

$$AH = 0,65 \times N1 \times I1 + 8 \times N2 \times I2 \quad (9.1)$$

Donde.

$N1 \times I1$  Corriente total consumida por las cargas momentáneas, de un (1) minuto de 134,48A.

$N2 \times I2$  Corriente total consumida por las cargas continuas de 23,462A.

Obteniéndose un banco de batería de capacidad de 294,62 AH ó de 300 AH valor comercial.

### 9.2.3. Metodología para el cálculo del cargador de batería

El valor nominal mínimo del cargador en amperios requerido se calculó con la siguiente ecuación PDVSA 90619.1.056 [14].

$$A = L + \frac{1,1 \times C}{H} \quad (9.2)$$

Donde.



<i>H</i>	Número de horas de tiempo de recarga de 8 horas.
<i>C</i>	Descarga de emergencia de 294,62A-H.
<i>L</i>	Demanda continua del sistema de 23,46 A.

La salida de corriente continua del cargador se multiplicó por un factor de 1,2 de acuerdo a lo indicado en el punto 2.2 de la norma PDVSA 90619.1.056 [14] para asegurar que sea capaz de reemplazar la energía extraída de las baterías en el tiempo requerido. Obteniéndose un cargador de baterías de 76,76 A ó de 100 A nominales (valor comercial).

#### **9.2.4. Recomendaciones**

Se recomendó el uso de dos (2) bancos de baterías de capacidad 300 AH, con su respectivo cargador de 100 A de capacidad para cada uno.

### **9.3. Servicios auxiliares en corriente alterna**

El sistema eléctrico de servicios auxiliares conformado por tres (3) tableros de distribución, dos (2) destinados a alimentar los servicios auxiliares de la subestación en 34,5 y 115 kV respectivamente, y un tablero principal con un sistema de transferencia automática que permite la incorporación de toda la carga a un solo alimentador en caso de falla en alguna de las barras.

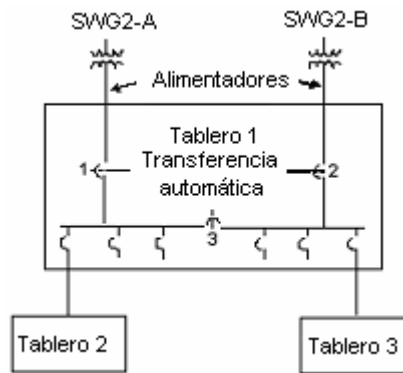


Figura 9.2. Esquema de servicios auxiliares en corriente alterna.

### 9.3.1. Bases y premisas

Para el cálculo de los transformadores de servicios en corriente alterna se asumieron las siguientes bases y premisas de diseño.

- Se consideraron los alimentadores primarios de los transformadores en trincheras con una separación de 60 cm.
- Una carga total para los transformadores trifásicos 34.500/208-120V de 193,5 kVA, calculada con los factores de demanda y diversidad de la norma CADAFE 161 explicada detalladamente en el anexo 5.0.

### 9.3.2. Determinación de los transformadores de servicios auxiliares

Para los transformadores de servicios auxiliares 34.500/208-120V se consideró una reserva del 20% sobre la carga nominal (202,5 kVA) de acuerdo a la norma PDVSA N-252 [1], resultó una potencia de 243 kVA, que aproximando su capacidad nominal a una normalizada se obtuvo una capacidad nominal de 300 kVA para los transformadores de servicios auxiliares.

Alimentadores primarios. Para la determinación de los alimentadores tripolares en 34,5 kV de 8,70 A de corriente nominal, desde las celdas en media tensión en trincheras hasta los transformadores de servicios auxiliares con un factor de carga del 100%, según el CEN tabla 310.85 [6] correspondió un conductor 2/0 AWG con un aislamiento 133% de 35 kV.

Alimentadores en 208-120 V. Para una tensión secundaria de 208-120 V, desde los transformadores a la sala de baterías, control, etc., instalados en bandejas se obtuvo una corriente nominal de 830A, que de acuerdo a la tabla 310.16 de capacidades de corriente para conductores de cobre y tensiones nominales menores de 2.000V del CEN [6], son necesarios tres (3) conductores de 500 MCM a una temperatura de operación de 75 °C y aislamiento THW.

### **9.3.3. Recomendaciones**

Se recomendó la instalación de transformadores de 300 kVA de capacidad con la instalación de alimentadores para los transformadores de servicios auxiliares en 34,5 kV de 4/0 AWG (aproximando el 2/0 AWG al calibre más comercial) con un aislamiento 133%, 35kV en 208 V y tres (3) alimentadores 500 MCM con aislamiento THW de 600V.

### **9.4. Sistema de iluminación**

El alumbrado de la subestación Q está compuesto por el sistema de iluminación exterior para el patio de 115kV y el sistema de iluminación interior para los cuartos del edificio de la subestación

### 9.4.1. Bases y premisas de cálculo

El diseño de la iluminación de la subestación Q se realizó considerando.

- En el patio del área de 115kV se calculó la iluminación para el diseño existente, es decir, no se iluminó la ampliación a futuro.
- La caseta de control se divide en siete (7) cuartos: la sala de celdas, la sala de control, la sala de servicios auxiliares, la sala de comunicaciones, la sala de baterías, el baño de una altura de 2,70 m y el sótano de cables de una altura de 2,50m.

Los cálculos se realizarán tomando como base:

- Los niveles de iluminancia requeridos en la gama A (mínima) y B (promedio) según COVENIN 2249 [15] recomendados en la norma PDVSA N-201 [16] mostradas en la siguiente tabla.

Tabla 9.2. Valores de iluminancia mínimas.

Descripción	Iluminancia (Lux)
Sala de equipos auxiliares: sala de baterías.	200/300
Sala de control: tablero principal, paneles auxiliares.	200/300
Sótano de cables (Bajo el nivel de operación)	100/150
Máxima iluminación exterior requerida en el patio de 115kV	-- / 50

- Las curvas fotométricas suministradas por Crouse–Hind [39] con un factor de mantenimiento se tomó en 0,75 y el plano horizontal de trabajo estará a 80 cm sobre el piso, según lo establecido en la Guía de Ingeniería de PDVSA 90619.1.087 [17].

### 9.4.2. Procedimiento de cálculo

Se utilizó el programa DIALUX [43] para realizar los cálculos de los niveles de iluminación disponiendo de la manera más conveniente, las luminarias en cada una de las zonas a iluminar. Para el diseño de la iluminación exterior se importó el plano de planta de la disposición de equipos exteriores, considerando las torres de iluminación y la zona en el diseño. Los planos de todas las áreas interiores de la caseta de control de la subestación fueron creados con el programa DIALUX [43], basados en los planos de planta de los equipos interiores y de sus cortes y elevaciones.

### 9.4.3. Resultados obtenidos

A continuación se muestran los niveles de iluminación promedio obtenidos de la disposición de lámparas propuestas mediante el uso del programas DIALUX, empleado para el cálculo de la iluminación.

Tabla 9.3. Valores de iluminancia promedio a la altura del plano útil.

<b>Descripción</b>	<b>Tipo de luminaria</b>	<b>Área X y Y (mxm)</b>	<b>Potencia por luminaria (W)</b>	<b>Nº de luminarias</b>	<b>Iluminancia promedio (Lux)</b>
Patio 115kV	Reflectores	66,00 114,24	1087	20	50
Sala de celdas	Fluorescente	24,80 13,30	96	18	328
Sala de control	Fluorescente	10,70 5,05	64	6	300
Sala de comunicaciones	Fluorescente	6,06 5,45	64	4	414

Tabla 9.3. Valores de iluminancia promedio a la altura del plano útil (continuación).

<b>Descripción</b>	<b>Tipo de luminaria</b>	<b>Área X y Y (mxm)</b>	<b>Potencia por luminaria (W)</b>	<b>Nº de luminarias</b>	<b>Iluminancia promedio (Lux)</b>
Sala de servicios auxiliares	Fluorescente	6,06 5,45	64	3	348
Sala de baterías	Incandescente	3,29 5,45	300	4	201
Sótano de cables	Reflectores	34,15 13,30	100	6	137
Baño	Fluorescente	3,29 0,31	64	1	238

#### **9.4.4. Recomendaciones**

Se recomendó la disposición y selección de las siguientes luminarias de acuerdo a los resultados obtenidos de los niveles de iluminación de la tabla 9.3.

##### **9.4.4.1. Iluminación exterior del patio de 115 kV**

La disposición de cuatro (4) torres de iluminación en el patio de la subestación, cada una con cinco (5) reflectores de vapor sodio de 1000 W a 208V, que de acuerdo a los resultados obtenidos proveen de un flujo luminoso de 107000Lm.

##### **9.4.4.2. Iluminación interior de la sala de celdas**

La utilización de dieciocho (18) luminarias de lámparas fluorescentes de 3x32 W a 120 V con dos (2) balastos electrónicos, un (1) balasto para iluminación de

emergencia de uso industrial para la sala de celdas a una altura de montaje aproximada de 2,70 m de una iluminancia promedio de 328 Lux.

#### **9.4.4.3. Iluminación interior de la sala de control**

La instalación de seis (6) luminarias de 2x32 W a 120V con un (1) balasto electrónico, un (1) balasto para iluminación de emergencia, a una altura de montaje de 2,7m; con una iluminancia promedio en el plano útil de 300 Lux.

#### **9.4.4.4. Iluminación interior de la sala de comunicaciones**

La colocación de cuatro (4) luminarias de 2x32 W a 120 V con un (1) balasto electrónico, un (1) balasto para iluminación de emergencia, a una altura de montaje de 2,7m; con una iluminancia promedio en el plano útil de 414 Lux.

#### **9.4.4.5. Iluminación interior de la sala de servicios auxiliares**

La instalación de tres (3) luminarias de 2x32 W a 120 V cada una con un (1) balasto electrónico, un (1) balasto para iluminación de emergencia, a una altura de montaje de 2,7m; con una iluminancia promedio en el plano útil de 348 Lux.

#### **9.4.4.6. Iluminación interior de la sala de baterías**

La instalación de cuatro (4) lámparas con bombillos incandescentes de 300 W a 120V cada una, que deberán ser: clase 1, división 1; con una iluminancia promedio en el plano útil de 201 Lux.

#### **9.4.4.7. Iluminación interior del baño**

En el cuarto de baño se colocó una (1) luminaria de 2x32 W a 120 V con un (1) balasto electrónico, un (1) balasto para iluminación de emergencia a una altura de montaje de 2,7m, que resultó en una iluminancia promedio en el plano útil de 238 Lux.

#### **9.4.4.8. Iluminación interior en el sótano**

Para el sótano de cables se utilizaron seis (6) reflectores de Metal Halide de 100 W a 208 V cada una, colocadas en la pared a una altura de montaje de 2,50m debido a que estas no ser suspendidas del techo donde se encuentran las llegadas y salidas de los circuitos de 34,5kV, que resultó en una iluminancia promedio de 137 Lux.



## CAPÍTULO X

### ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

#### 10.1. Introducción

El siguiente capítulo tiene como finalidad presentar los requerimientos técnicos para el diseño y fabricación de los equipos de largo tiempo de entrega, a ser instalados en el patio de 115 kV de la subestación Q, que se describen a continuación.

- Cuatro (4) transformadores de potencia trifásicos de relación de transformación 115kV-34,5kV; dos (2) de capacidades nominales ONAN/ONAF de 50/70 MVA suministrados con sus resistencias de puesta a tierra y otros dos (2) de 25/30 MVA
- Doce (12) equipos compacto, compuesto por interruptor, transformadores de corriente y sus respectivos seccionadores.
- Doce (12) transformadores de potencial monofásicos tipo capacitivo.
- Dieciocho (18) supresores de sobretensiones en 115kV y veinticuatro (24) en 34,5 kV

Todas las características garantizadas se resumen en el anexo 6.

#### 10.2. Transformadores de potencia

Los transformadores de potencia deben ser del tipo inmerso en aceite mineral para uso en intemperie, con un tanque principal construido con láminas de acero soldadas, formando una estructura rígida que contenga en su interior el núcleo, los devanados y el aceite aislante, además debe contar con un tanque

conservador/diafragma, cambiadores de tomas bajo carga, un sistema automático de regulación de tensión y una (1) bobina de puesta a tierra, para limitar la máxima corriente simétrica de cortocircuito, de conexión Dy11 como especifica la norma PDVSA N-252 [1]. La impedancia de fuga nominal de los transformadores debe ser igual a 9% sobre la base ONAN de potencia de acuerdo a ANSI C57.12.00.

Los transformadores deben poder resistir los esfuerzos térmicos y electromecánicos originados por las corrientes de cortocircuito de hasta dos (2) segundos de duración, de acuerdo a PDVSA N-252 [1] en su sección 3.24.

### **10.2.1. Tanque**

La cubierta del tanque principal de los transformadores en aceite debe ser construida de láminas soldadas con la suficiente rigidez para soportar sin deformación permanente los esfuerzos debidos a llenado de aceite de la unidad bajo condiciones de pleno vacío y elevación en grúa, además debe ser capaz de soportar sin filtración ni distorsión un pleno vacío y una sobrepresión interna 25% mayor que la presión máxima de operación, de acuerdo a IEEE 32 [18], sección 6.3. Para la inspección y mantenimiento de componentes internos, especialmente cambiadores de tomas, el tanque debe incluir bocas de acceso de tamaño adecuado, con tapas fijadas a través de pernos y selladas con empaaduras.

### **10.2.2. Sistema de preservación del aceite aislante**

Según la norma PDVSA N-352 [19] en su sección 5.7.2., el sistema de preservación del aceite debe ser del tipo tanque conservador, con depósitos de expansión montados sobre el tanque principal y un respiradero deshidratante con un conservador para el tanque principal y otro para el cambiador de tomas bajo carga,

conectados a través de una válvula de cierre automático, un relé Buchholz, una válvula de by-pass y una de aislamiento. La capacidad del tanque conservador entre sus niveles más alto y más bajo no será inferior al 7,5% del volumen total del aceite aislante frío en el transformador y del equipo de enfriamiento, con un indicador de nivel del aceite aislante. El respiradero deshidratante debe tener un depósito de sílica gel, diseñado de modo que:

- La humedad sea separada a través del sílica gel
- El aire externo no esté en contacto con el sílica gel
- El cambio de color de los cristales del sílica gel pueda observarse fácilmente.

El sistema de preservación de aceite debe evitar el contacto del aceite aislante con la atmósfera por medio de un diafragma instalado dentro del tanque conservador, que no sea afectado por el contacto con el aceite aislante caliente y capaz de resistir los esfuerzos mecánicos en sus niveles máximo y mínimo.

### **10.2.3. Enfriamiento**

El transformador de potencia tendrá sistemas de enfriamiento con una capacidad suficiente para que el transformador pueda operar continuamente a su correspondiente carga nominal sin exceder los aumentos de temperatura indicados.

#### **10.2.3.1. Enfriamiento natural (ONAN)**

El sistema de enfriamiento natural consiste en radiadores desmontables, dispuestos en grupos y fijados al tanque principal, mediante válvulas aislantes. Los radiadores deben ser diseñados para resistir el pleno vacío y ser provistos de válvulas de drenaje y purga ANSI C57.12.00 [20].

### **10.2.3.2. Enfriamiento forzado (ONAF)**

El sistema de enfriamiento por aire forzado consiste en ventiladores instalados a un lado de los radiadores. El número de ventiladores debe ser tal, que la falla de cualquiera de ellos no reduzca la capacidad continua del transformador en más de 5% PDVSA N-352 [19]. El mando de los ventiladores deberá ser manual y automático con un sistema de protección para la sobrecarga, cortocircuito, dispositivos de desconexión y contactos de la alarma. Todos los dispositivos de control del sistema de enfriamiento deben estar alojados en una caja de control tipo NEMA 4X.

El mando automático debe estar constituido por uno o varios interruptores de temperatura en los devanados con un indicador de temperatura y sus contactos auxiliares para el control de los equipos del sistema de enfriamiento y alarmas por alta temperatura.

### **10.2.4. Devanados**

Según la norma PDVSA N-352 [19] en su sección 7.5. Los devanados deberán construirse de forma tal que se prevean las expansiones y contracciones debidas a los cambios de temperaturas, deben ser fabricados con conductor de cobre con un 98% de conductividad. El aislamiento será hecho con papel o esmaltando los conductores, en ambos casos el aislamiento deberá ser diseñado para operar con una elevación de temperatura de 80°C en el punto más caliente y de 65°C de aumento promedio de temperatura, medida mediante variación de resistencia según ANSI 57.12.00 [20] en su sección 5.11.1.1.

El punto neutro del devanado en estrella debe estar plenamente aislado y con un aislador pasa tapa en la caja de conexiones correspondiente. El neutro será diseñado de forma tal que soporte al menos 50% de la carga de los conductores de fase asociados.

#### **10.2.5. Núcleo**

El núcleo deberá ser de hojas de acero silicio de grano orientado, laminado en frío, de alta permeabilidad, con juntas ranuradas para reducir las corrientes parásitas. El núcleo deberá ser instalado de manera que prevenga y soporte cualquier desplazamiento, bajo los esfuerzos de cortocircuito y condiciones sísmicas especificadas, así como para reducir las vibraciones durante su operación ANSI C57.12.00 [20].

La base del circuito magnético, (núcleo y accesorios) estará puesta a tierra en un solo punto a través de una conexión de cobre, removible, conectada en el exterior del tanque, por lo que se deberá proveer un aislador pasa tapas o dispositivo similar adecuado a través del tanque. El ruido audible no deberá exceder los niveles estipulados en la norma NEMA-TR1.

#### **10.2.6. Aceite aislante**

De acuerdo a PDVSA N-252 [1] la elevación de la temperatura del aceite en el tope del tanque no debe exceder 65°C, de acuerdo a la norma ANSI C.57.12.00 [20] Todos los aceites serán sometidos a ensayos para la detección de bifenilos policlorinados (PCB's) por la norma ASTM D4059, y estar certificados de no tener niveles detectables de PCB's. No se aceptarán aceites como Askarel, Pyranol,

Clophen, Piralene, ni ningún otro con contenido de PCB's. El aceite aislante deberá cumplir con los requerimientos de la norma ASTM D3487, Tipo II.

#### **10.2.7. Aisladores pasa tapas y terminales**

Los pasa-tapas en 115kV deben ser del tipo condensador, sellados con papel impregnado en aceite, para uso intemperie, de toma capacitiva, con ojales de izamiento, montados sobre la cubierta del tanque. Los pasa tapas en 34,5kV deben ser del tipo sólido, para uso en intemperie, ubicados en una caja de conexión aislada en aire ubicada en una de las paredes del tanque. Todas recomendaciones del ingeniero Jorge Kesic [25].

Los cables a ser utilizados desde los conectores o terminales serán monopolares, de cobre, armados, calibre 500 MCM por fase con aislamiento para 35 kV.

#### **10.2.8. Cambiador de tomas**

Según PDVSA N-252 [1] en su sección 3.2.8. Los transformadores deberán venir equipados en el lado de alta tensión con un cambiador de tomas que permita ajustes en la tensión de  $\pm 10\%$  de operación manual/automática, local/remota, simultánea para todas las fases, con el transformador sufriendo una carga máxima del 120% de su corriente nominal. El cambiador de tomas debe poder resistir sin daño alguno los efectos térmicos y dinámicos de cortocircuito durante su operación.

### **10.2.9. Sistema de regulación automática de tensión**

Será suministrado un sistema de regulación de tensión para transformadores con cambiador de tomas bajo carga, incluyendo los siguientes equipos a petición de PDVSA en el documenten las bases y premisas del proyecto [38]:

- Relé principal de regulación de tensión.
- Suiche selector manual/automático y local/remoto.
- Voltímetro.
- Terminales de prueba de tensión y corriente.
- Sistema de señalización de alarmas.

### **10.2.10. Caja de control**

Según PDVSA N-352 [19] en su sección 7.2., en este gabinete deben estar contenidos los relés de control, contactores e interruptores de conmutación de operación automática o manual del sistema de refrigeración y cambiador de tomas bajo carga, así como los relés de alarmas del transformador, dimensionados con un 20% de puntos de reserva en la bornera y para aceptar cables N° 8 AWG.

### **10.2.11. Panel de Alarmas**

Según PDVSA N-352 [19] en su sección 7.3., el panel de alarmas consiste en un panel anunciador con reposición manual e indicación visible de operación dividido en alarmas críticas y no-críticas, donde cada señal de alarma activara una sola señalización, diseñado para trabajar en 125Vdc suministrados desde una fuente externa debe contemplar las siguientes indicaciones, contenidas en la sección 7.1 de esta misma norma [19].

- Protección Buchholz.
- Alta temperatura del aceite y del devanado.
- Bajo nivel de aceite en tanque y cambiador de tomas.
- Falla de energía en cambiador de tomas y sistema de enfriamiento.
- Falla en la tensión de alimentación.
- Falla del ventilador y del diafragma.
- Falla operación paso a paso.

#### **10.2.12. Transformadores de corriente (TC)**

Según la norma PDVSA N-201 [16] en su sección 7.5.24. Para la protección de los transformadores de potencia se tendrá un terminal del secundario puesto a tierra para el cual se debe suministrar un transformador de corriente en el neutro del secundario y los relés de protección de falla a tierra.

Los transformadores serán de tipo toroidal para uso en intemperie y deberán ser instalados en los aisladores pasa tapa del lado primario de los transformadores de potencia, con sus terminales y puntos de polaridad debidamente identificados, deberán diseñados de tal manera que no se saturen para el valor máximo de corriente de falla esperado y ser capaces de soportar, sin sufrir daño alguno, las corrientes de cortocircuito pico y de corta duración de su equipo asociado.

#### **10.2.13. Accesorios**

De acuerdo a la norma PDVSA N-352 [19] en su sección 5.1. Los transformadores de potencia deberán venir equipados, con los siguientes equipos y accesorios debidamente calibrados para sus condiciones de operación.



- Indicador del nivel de aceite, de los niveles máximo y mínimo correspondientes a las temperaturas extremas de operación.
- Termómetro indicador de la temperatura de aceite.
- Detector de temperatura de los devanados, del tipo de imagen térmica, calibrado para medir la temperatura del punto más caliente del devanado.
- Válvula de seguridad (aliviador de presión mecánico), para aliviar presiones excesivas, con auto-reposición de cierre y diafragma.
- Válvulas de cierre-apertura, en la entrada y salida del circuito de aceite de cada radiador o unidad de enfriamiento, con indicador de posición.
- Relé detector de aumento súbito de presión, en caso de presión interna excesiva o incremento súbito de la misma.
- Manómetro de rango variable, para medir presiones de vacío y positivas.
- Drenaje de presión de vacío, para mantener la presión interna dentro de los límites de operación, equipado con válvula para toma de muestras.
- Relé Buchholz o instrumento equivalente que combine un detector de acumulación de burbujas y relé de tasa de aumento de presión de aceite.
- Válvula de cierre automático, instalada en la tubería de enlace entre el tanque principal y el conservador, abierta para el flujo de aceite en la condición normal de servicio, y de cierre en caso de ruptura en los aisladores pasa-tapa, para prevenir la pérdida de aceite del conservador y evitar riesgo de incendio.
- Válvula de aislamiento a ambos lados del relé Buchholz y de la válvula de cierre automático.
- Dispositivo para muestras de gas, instalado en la tubería de enlace entre el tanque principal y el conservador.
- Válvula de by-pass, en la tubería de enlace entre el tanque principal y el conservador, que permita el montaje y desmontaje del relé Buchholz sin tener que vaciar o drenar el aceite del conservador.
- Válvulas de drenaje, filtrado y muestreo de aceite del tanque principal y del conservador.

### **10.3. Equipos compactos**

En general los equipos compactos deben contener un interruptor de potencia, seccionadores, transformadores de corriente para su uso en medición / protecciones y los bushings, tripolares con dispositivos de medición en cada uno de los polos y operar para frecuencias nominales de 60 Hz con sus respectivas tolerancias. Para la especificación de estos equipos se utilizó la hoja de características técnicas del COMPASS de ABB junto a las especificaciones de las normas EDELCA ETGS-EEM-110, EDELCA ETGS-EEM-120, EDELCA ETGS-EEM-135 además de entrevistas realizadas a Jorge Kesic.

El equipo debe estar diseñado para su uso normal en intemperie con un grado de protección IP 44 o mayor y operar dentro de un rango de temperatura ambiente oscilante entre los 15 y los 40 ° C con una humedad relativa del 100% y radiación solar menor a 1000 W/m<sup>2</sup> como se indica en el manual COMPASS [21].

#### **10.3.1. Medio de extinción del arco**

El equipo compacto debe ser aislado en gas, preferiblemente SF<sub>6</sub> o alguna mezcla certificada de aislamiento mejor, cuando se garantice el suministro y la instalación de dicho gas como se indica en la norma EDELCA ETGS-EEM-110 [22].

Debe ser capaz de soportar una tensión de 230 kV para eventos transitorios menores de un (1) minuto a frecuencia nominal, tener un nivel de aislamiento certificado para su uso con tensiones nominales de 115 kV, en general se debe comprobar que sea capaz de soportar 123 kV según EDELCA ETGS-EEM-110 [22] a frecuencia nominal. Los equipos también deben soportar una tensión de 550 kV para eventos transitorios producidos por impulsos de descargas atmosféricas menores a un (1) segundo.

### **10.3.2. Supervisión del gas**

El equipo deberá estar provisto de manómetros de precisión 3% compensados por temperatura. Los medidores de presión deberán tener contactos auxiliares para dos alarmas y un bloqueo al interruptor. Adicionalmente al medidor de presión compensado por temperatura cada polo del equipo deberá estar supervisado en forma permanente por un manómetro o densímetro. El manómetro o densímetro podrá ser removido o reemplazado sin que por ello exista pérdida de gas durante la operación. Por esta razón se deberá proveer con una válvula que pueda ser manejada manualmente o una válvula del tipo autosellante de acuerdo a EDELCA ETGS-EEM-110 [22] y a una entrevistas realizadas a Jorge Kesic [25].

El gas utilizado para el aislamiento del equipo, debe garantizar una fuga anual menor al 1% ETGS-EEM-110 [22]. El indicador de presión de gas SF<sub>6</sub>, debe ser fácilmente visible a distancia para su lectura por parte del personal operativo.

### **10.3.3. Transformadores de corriente**

En el caso de los transformadores de corriente, deben ser con relación de corriente de 2000-1500/5 A o cualquier otra que se considere necesaria con su respectiva justificación y deben cumplir con el estándar IEC 60044-1 [23]. El equipo debe poder soportar sin daños todos los esfuerzos debidos a condiciones de operación normales y anormales, corto circuitos e influencias del ambiente indicados en el punto 5 de esta misma norma [23].

### **10.3.4. Seccionadores**

Los contactos y partes que conducen corriente deberán proyectarse y construirse de modo que su capacidad térmica y de conducción de corriente nominal

bajo las condiciones indicadas en la norma IEC 62271-102 [24]. Los seccionadores de línea deberán ser capaces de abrir o cerrar, sin deterioro de sus contactos, circuitos por el cual circulen corrientes de pequeña magnitud o cuando estén presentes pequeñas diferencias de tensión entre los extremos donde se conecta la cuchilla del seccionador. Los seccionadores de puesta a tierra vendrán equipados con cuchilla de puesta a tierra, la cual deberá estar diseñada para soportar la misma corriente máxima de corta duración de los seccionadores de fase, con un enclavamiento mecánico que impida el cierre de la cuchilla de tierra, cuando la de fase esté cerrada.

#### **10.3.5. Contactos auxiliares**

Para propósitos de control, protección, señalización remota, etc., los equipos deberán tener un juego de contactos auxiliares acoplados mecánicamente, intercambiables entre sí. Se requiere como un mínimo de 15 contactos normalmente abiertos y 15 contactos normalmente cerrados adicionales a los contactos usados para el control y funcionamiento interno, de acuerdo a EDELCA ETGS-EEM-110 [22].

#### **10.3.6. Indicador de posición y contador de operaciones**

Cada equipo deberá estar provisto con un indicador de la posición mecánico, conectado sólidamente al eje de operación para saber cuando el interruptor está "abierto" o "cerrado." adicionalmente, se deberá proveer un contador de operaciones que no permita tomar decisiones para el mantenimiento. Ambos dispositivos deberán estar convenientemente ubicados de manera que se puedan leer fácilmente desde el piso en cualquier momento de acuerdo a EDELCA ETGS-EEM-110 [22].

### **10.3.7. Mecanismo de operación**

El mecanismo de operación para la apertura y cierre del interruptor deberá ser de accionamiento por resortes. El diseño para el mecanismo de operación deberá estar acorde con el diseño del equipo para garantizar la apertura o cierre simultáneo de las tres fases del circuito correspondiente. Cualquiera de estas unidades deberán ser fácilmente reparables y/o reemplazables, al igual que deberá permitir el ajuste separadamente sin dificultad alguna, de acuerdo a EDELCA ETGS-EEM-110 [22].

La orden de disparo deberá ser recibida, bien sea cuando los contactos principales estén completamente cerrados o en cualquier posición parcialmente abierto. El fabricante debe describir en detalle el sistema de operación ofertado, sus limitaciones, número de dispositivos de seguridad incluidos y la capacidad de energía-almacenada, el número de operaciones de cierre y apertura del interruptor permisibles, sin necesidad de recargar del mecanismo.

### **10.3.8. Gabinete de control**

El gabinete debe ser a prueba de alimañas, polvo e intemperie estar provisto de manillas y puertas que permitan el fácil acceso a los componentes internos. Las puertas deben tener las juntas necesarias para impedir la entrada de humedad y previsión para cerradura o candado. Debe tener un calentador anti condensación controlado por termostato y un contador de operaciones visible desde el exterior, de acuerdo a EDELCA ETGS-EEM-110 [22].

Los cables de suministro de energía se conectarán directamente a los interruptores auxiliares, sin terminales intermedios además de ser posible la interconexión con los suministros de otros equipos de la subestación.

## **10.4. Transformadores de potencial**

Los transformadores de potencial deben ser capacitivos, del tipo intemperie, de tanque sellado y montaje vertical; monofásicos, con un aumento de temperatura máximo hasta 65° C, sumergidos en aceite, IEEE C57.13 [26] con una elevación de temperatura del punto más caliente del devanado de 55°C [26].

Para la realización de esta especificación se consultó la norma EDELCA ETGS-EEM-130, por no encontrarse referencias de ello en las normas de PDVSA disponibles en Y&V.

### **10.4.1. Devanados**

Los devanados, deberán resistir los esfuerzos térmicos y mecánicos producidos por la corriente de corto circuito especificada en el capítulo II.

### **10.4.2. Aisladores**

Los transformadores de potencial deberán equiparse con aisladores de porcelana con superficie vitrificada, de color gris (IEEE/ANSI 70). La porcelana exterior de los aisladores será de una sola pieza, provista de una distancia de fuga extendida para mejorar su comportamiento en zonas de elevada contaminación atmosférica.

### **10.4.3. Caja de terminales**

La caja de terminales del secundario cumplirá con hermeticidad NEMA 4X, también será provista de una salida adecuada para la canalización del cableado de los

secundarios, a través de la tubería flexible metálica prevista en 2 ½ pulgadas de diámetro, con posibilidad de conectar cables de control de cobre calibre 10 AWG THW, apantallado. La caja estará ubicada en la parte inferior del transformador.

#### **10.4.4. Puesta a tierra**

Los transformadores de potencial se conectarán en estrella, con su neutro efectivamente puesta a tierra a través de sus los terminales de puesta a tierra y de conexión a fase, adecuados para conductores de cobre desnudo calibre No 4/0 AWG.

#### **10.4.5. Válvulas**

Deberán proveerse válvulas de drenaje y de llenado, como también de medios convenientes para tomar muestras de aceite con la unidad en servicio. Adicionalmente se deberán suministrar dos (2) juegos de acople en los puntos de muestreo para la toma de muestra de aceite. Deberán disponerse de medios adecuados para reponer el aceite extraído para análisis sin necesidad de aplicar vacío al transformador, de acuerdo a EDELCA ETGS-EEM-130 [27].

#### **10.4.6. Indicadores de nivel de aceite**

Los transformadores de potencial deberán estar provistos de “Indicadores de Nivel de Aceite”, y de un visor para inspeccionar el nivel de aceite preferiblemente de vidrio u otro material que no degrade la luz ultravioleta y otras condiciones de medio ambiente, de acuerdo a EDELCA ETGS-EEM-130 [27].

#### **10.4.7. Número de devanados secundarios**

Los transformadores de potencial deben ser suministrados con dos (2) devanados secundarios independientes, sin conexión permanente a tierra. Los devanados podrán ser usados indistintamente para protección o medición, de acuerdo a EDELCA ETGS-EEM-130 [27].

#### **10.4.8. Dispositivo de alivio de presión**

Debe suministrarse con cada unidad un dispositivo de alivio de presión para prevenir la ruptura de la porcelana o garantizar que el diseño soportará esfuerzos superiores al 150% del calculado para equipos con dispositivos de alivio, de acuerdo a EDELCA ETGS-EEM-130 [27].

#### **10.4.9. Terminales del primario**

Los terminales deberán ser de cobre de alta conductividad, completa y uniformemente estañados, o de acero galvanizado, ambos tipos compatibles con conductores de aluminio.

#### **10.4.10. Conexiones del secundario**

Toda toma de conexión secundaria deberá ser llevada al exterior a través de conduits o conductos hacia la caja o cajetín de terminales a prueba de intemperie, adosados al transformador de potencial, con un grado de protección IP 34 de acuerdo con la más reciente edición de la norma IEC 60947-1. Cada transformador de potencial debe estar provisto de una caja de conexiones secundarias a prueba de intemperie, con puertas de bisagra, de acuerdo a EDELCA ETGS-EEM-130 [27].



#### **10.4.11. Acabado de los equipos**

Todas las partes metálicas que estén expuestas a la corrosión atmosférica, serán adecuadamente construidas, tratadas y protegidas para resistir durante toda la vida útil del equipo, el trabajo en ambiente altamente agresivo. Para tal efecto, todas las partes metálicas serán recubiertas con una capa de galvanizado en caliente, de espesor mínimo 100 micras. El equipo debe ser también diseñado para evitar la acumulación de humedad, de acuerdo a EDELCA ETGS-EEM-130 [27] y entrevista con Jorge Kesic [25].

#### **10.4.12. Medio aislante**

El aceite aislante debe ser aceite mineral. Todos los aceites serán sometidos a ensayos para la detección de bifenilos policlorinados (PCB's) según la norma ASTM D4059, y estar certificados de no tener niveles detectables de PCB's. No se aceptarán aceites minerales como Askarel, Pyranol, Clophen, Piralene, ni ningún otro con contenido de PCB's. El transformador deberá tener una identificación en dónde se indique la ausencia de PCB's en su aceite aislante.

### **10.5. Descargadores de sobretensiones**

Para la realización de esta especificación se consultó la norma EDELCA ETGS-EEM-140 [40], por no encontrarse referencias de ello en las normas de PDVSA disponibles en Y&V.

Los descargadores de sobretensiones deberán ser de tecnología óxido metálico, clase estación. El diseño a la intemperie deberá ser tal, que asegure una distribución uniforme de potencial a lo largo de la unidad, a pesar de la existencia de

campos electrostáticos externos, de la niebla, agua o secado irregular de las superficies de porcelana. No deberá producirse ninguna acción química ni signo de deterioro como resultado de la operación normal.

La distancia de fuga del diseño para 115 kV será la apropiada para la contaminación atmosférica especificada en el anexo 6.0, y no menor a 3.100mm, por su parte para 34,5 kV esta distancia no deberá ser inferior a 800mm, como se indica en el punto 10.5 de la norma ANSI C62.11 [26].

Los descargadores de sobretensiones tendrán incorporados un sistema de alivio de presión, para operar bajo corrientes de fallas según se indica en las tablas de los requerimientos técnicos particulares, de este documento. Las pruebas de alivio de presión se realizaran con base a la norma ANSI C62.11 [26].

#### **10.5.1. Aisladores**

En 115 kV, el cuerpo aislante será fabricado de porcelana de superficie vitrificada, de una sola pieza o multietapa, de alta resistencia mecánica, de color marrón oscuro ANSI C62.11 [26]. Los descargadores destinados para 34,5 kV podrán poseer recubrimiento polimérico exclusivamente a base de silicona. No se aceptarán propuestas con recubrimiento de gomas de hidrocarburos, ANSI C62.11 [26].

#### **10.5.2. Terminales**

Los terminales de la línea en 115 kV los de fase deberán ser de construcción robusta, adecuados para soportar las condiciones eléctricas y mecánicas de servicio, deberán de ser tipo paleta NEMA 4, de acero o hierro galvanizado en caliente, para un conductor de aluminio calibre 1.590 MCM. Por su parte en 34,5 kV el terminal

será para conductor 4/0 AWG de cobre y los terminales de puesta a tierra de ambos diseños deberán ser adecuados para la conexión con un conductor de cobre trenzado 4/0 AWG. Alternativamente se permitirán terminales de aluminio siempre que no existan uniones bimetálicas de acuerdo a EDELCA ETGS-EEM-140 [40].

### **10.5.3. Acabado de los equipos**

Todas las partes metálicas que estén expuestas a la corrosión atmosférica, serán adecuadamente construidas, tratadas y protegidas para resistir durante toda la vida útil del equipo, el trabajo en ambiente altamente húmedo y sujeto a la acción de pesticidas, fertilizantes y emisiones propias de la actividad petrolera. Para tal efecto, todas las partes de acero o hierro serán recubiertas con una capa de galvanizado en caliente, de espesor mínimo 100 micras.

### **10.5.4. Accesorios**

Con cada descargador se deberá suministrar un contador de descargas, con una base aislante y un medidor de corriente de fuga del tipo para instalación a la intemperie. Poseerán indicación del número de descargas, y estar colocados de manera que sus lecturas sean fácilmente visibles desde el suelo.

## CONCLUSIONES

El presente Trabajo Especial de Grado representó un primer acercamiento al campo laboral en el ámbito de la ingeniería, en el cual se realizó el diseño a nivel de ingeniería básica de la subestación eléctrica Q, para la alimentación del complejo petrolífero de Tomoporo. Tan importante como las actividades ya descritas en los capítulos de este documento, lo fue este primer acercamiento en el ámbito de la ingeniería a nivel de consultoría, donde convergen un gran número de profesionales con un fin común, satisfacer los requerimientos impuestos por el Cliente bajo los más altos estándares de calidad y confiabilidad. En este caso particular regirán las bases de la ingeniería de detalle del proyecto Tomoporo, como resultado de una constante interacción Empresa-Cliente respecto a los productos ofrecidos, considerando las observaciones de este, con la finalidad de que los productos se adapten lo mejor posible a sus necesidades.

Cada una de las actividades realizadas en este proyecto permitió la visualización de los pasos necesarios para la elaboración de productos, desde la recopilación de los datos particulares de diseño, bibliografía, etc., hasta la obtención de los productos finales después de sus respectivas revisiones.

Para la realización de este trabajo fue necesaria la puesta en práctica de algunos de los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera en algunas asignaturas como plantas y subestaciones, sistemas de potencia, etc., y de otros de carácter teórico y práctico adquiridos en el ínterin de la elaboración y entrega de productos, a través de la revisión de normas, catálogos y consulta a expertos de Empresas Y&V, como lo fue el caso para el diseño de la malla de tierra, del cual no

se tenía ninguna experiencia previa al proyecto y que fue posible su ejecución por medio de la revisión de las normas IEEE 80 en sus publicaciones de los años 1986 y 2000 junto a la asesoría de los expertos de Empresas Y&V.

Durante el tiempo estipulado para este Trabajo Especial de Grado se observó la importancia del uso de herramientas computacionales de uso frecuente para la realización del diseño eléctrico como lo son: el ETAP, cuyos métodos de cálculo y sugerencias están sustentadas en normas internacionales, con el cual fue posible la realización de los flujos de carga y de cortocircuito; y el DIALUX, que permitió el diseño de los sistemas de iluminación exterior e interior de la subestación Q, donde se modelaron los espacios a iluminar, y que junto con las curvas isolux de las lámparas utilizadas permitieron chequear los niveles de iluminación en el plano útil de trabajo para compararlos con los mínimos requeridos, y así asegurar los niveles de iluminación permitidos en cada una de las áreas. Además del uso de los ya mencionados programas para el diseño en la rama de electricidad, se observó el uso común por parte de los ingenieros de todas las disciplinas del programa de dibujo AUTOCAD para la elaboración de planos.

Se reconoció la importancia de la realización de una correcta especificación de equipos y de la elaboración de listas y materiales eléctricos para la procura de los mismos. Para la primera se deben tomar en cuenta tanto las condiciones ambientales, eléctricas y mecánicas a las que estarán expuestos estos, así como también lo son los requerimientos necesarios para la construcción de los mismos, esto de acuerdo a normas internacionales o propias del Cliente. Y la segunda que compila en una lista todos los equipos necesarios para la instalación de la subestación. En el caso particular de los equipos compactos estos fueron exigidos por el cliente debido a razones de confiabilidad y a la reducción del espacio físico de la subestación para su implementación.

## RECOMENDACIONES

Las recomendaciones generales extraídas de la realización de este Trabajo Especial de grado son:

- Realizar una investigación previa de la ingeniería que se haya realizado aguas arriba de la que se este efectuando y seguir los lineamientos de la Empresa Contratante para tomarlos como punto de arranque en la ejecución del proyecto a realizar.
- Realizar una investigación de las normativas recomendadas por el cliente relacionadas con las actividades a efectuar durante la ejecución del proyecto y establecer cuales serán las más adecuadas para la realización del mismo.
- Consultar y discutir con los expertos e ingenieros de proyectos en el área los posibles métodos a emplear en el diseño eléctrico y tomar en cuenta sus sugerencias en función de las limitantes o dudas que se puedan presentar durante la ejecución del mismo, como por ejemplo el método empleado para la localización del sistema de protección contra rayos de la subestación en el cual el Ingeniero Saúl López experto en subestaciones, sugirió la utilización del procedimiento mostrado en el capítulo VIII, basado en el método electrogeométrico que fue verificado en el anexo 3.0 con el uso de la norma IEEE 998 en el que resulto un grado de exposición a descargas atmosféricas de los equipos dentro de la subestación Q menor a un 0,1%, por lo cual el procedimiento utilizado para la localización del sistema de protección contra rayos fue ampliamente aceptado por el Cliente en sus productos.
- Para la realización de diagramas unifilares, esquemáticos de control y planos en general se recomienda tener conocimientos básicos de AUTOCAD,

debido a que es una herramienta ampliamente utilizada en todas las ramas de la ingeniería, ya que en los planos es posible visualizar de una manera rápida las descripciones realizadas en los productos (documentos) dirigidos al Cliente.

- Para la realización del diseño eléctrico se recomienda la familiarización por parte de los ingenieros de proyectos y pasantes en el área de electricidad de programas computacionales de uso frecuente como lo son por ejemplo el ETAP y el DIALUX con los cuales es posible obtener cálculos de alta precisión de una manera rápida y libre de errores una vez modelado el sistema bajo estudio y se establezcan los respectivos casos bajo estudio.
- La actualización constante de la información manejada dentro de la dinámica del proyecto, la cual afecta los productos a ser entregados al Cliente en las subsecuentes revisiones de los mismos, que en algunos casos involucran la realización de nuevos cálculos y la actualización de otros ya realizados.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

[1] PDVSA N-252. *General Specification For Electrical Engineering Design*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 1996. p.p. 20, 21, 19, 19, 20.

[2] NEMA MG1. *Information Guide for General Purpose Industrial AC Small Medium Squirrel-Cage Motor Standars*, (Norma).—Virginia: Estados Unidos, 1998. p. 27.

[3] IEEE 399. *Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis*, (Norma).—New York: Estados Unidos, 1997. p.p. 240, 232.

[4] CADAFE 158. *Presentación de Proyecto de Subestaciones de Transmisión. Guía Técnica para Cálculo de Juego de Barras. Distancia de Seguridad*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 1988. p.p. 6-7, 11, 7, 9,19, 20, 19.

[5] Checa, Luís María. *Líneas de Transporte de Energía*, (Libro).—Barcelona: España: Marcombo Boixareu. Editores, 1979. p.p. 147, 144.

[6] FONDONORMA. *Código Eléctrico Nacional*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 2000: 2004. p.p 35, 35, 141, 155, 133.

[7] CADAFE 42. *Normas de Diseño de Líneas de Alimentación y Redes de Distribución*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 1987. p.13.



[8] Naranjo E , Alberto. *Sistemas de Distribución I*, (Guía).—Caracas: Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Departamento de Potencia. P..23.

[9] PDVSA 90619.1.057. *Selección de Cable*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 1993. p. 12.

[10] IEEE 80. *Guide for Safety in AC Substation Grounding*, (Norma).—New York: Estados Unidos, 2000. p.p.53, 42, 65, 85, 65, 43, 23, 27, 91, 94,93, 94, 94, 93.

[11] IEEE 80. *Guide for Safety in AC Substation Grounding*, (Norma).—New York: Estados Unidos, 1986. p.102.

[12] Entrevista realizada al Ingeniero Saúl López en Empresas Y&V.

[13] Manual de instalaciones de distribución de energía eléctrica. *Asociación alemana de investigación para la tecnología de alta tensión y grandes intensidades, FGH*, (Libro).— Madrid: España: Urmo, SA. Editores, 1983. p.p. 390, 391, 392, 393, 394.

[14] PDVSA 90619.1.056. *Batería de la estación y equipos asociados*, (Norma). —Caracas: Venezuela, 1993. p.p. 1, 2, 3, 3, 4.

[15] COVENIN 2249. *Iluminancias en Tareas y Áreas de Trabajo*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 1993. p.24-25-34.

[16] PDVSA N-201. *Obras Eléctricas*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 1994. p.p. 137, 72.

[17] PDVSA 90619.1.087. *Niveles de Iluminación para Diseño*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 1993. p. 1.

[18] IEEE 32. *Standard Requirements, Terminology, and Test Procedure for Neutral Grounding Devices*, (Norma).—New York: Estados Unidos, 1972.

[19] PDVSA N-352. *Technical Specification for immersed transformers up to 230 kV. 60 MVA (OA)*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 2000. p.p. 13, 10, 15, 15-16, 14, 16-17, 11-12.

[20] IEEE C57.12.00. *Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*, (Norma).—New York: Estados Unidos, 2000. p.p. 22-23, 19.

[21] ABB. COMPASS. *Solutions for High Voltage Substations*, (Catálogo).— Ginebra: Suiza, 2006. p. 12.

[22] EDELCA ETGS-EEM-110. *Especificaciones Técnicas Generales de Subestaciones. Interruptores de Potencia para tensiones iguales o superiores a 115 kV*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 1997. p.p. 16, 4, 12, 11, 8, 7-9, 8, 8.

[23] IEC 60044-1. *Instrument Transformers - Part 1: Current Transformers*, (Norma).—Ginebra: Suiza, 2003. p.p. 31, 35-45.

[24] IEC 62271-102. *Alternating Current Disconnectors And Earthing Switches*, (Norma).—Ginebra: Suiza, 2001. p.39.

[25] Entrevista realizada al Ingeniero Jorge Kesic en Empresas Y&V.

[26] IEEE C57.13. *Standard Requirements for Instrument Transformers*, (Norma).—New York: Estados Unidos, 1993. p.p. 9, 15.

[27] EDELCA ETGS-EEM-130. *Especificaciones Técnicas Generales de Subestaciones. Transformadores y dispositivos de Potencial*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 2000. p.p 6, 7, 8, 8, 9, 9.

[26] ANSI C62.11. *Standard for Metal Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits (>1kV)*, (Norma).—New York: Estados Unidos, 1999. p.p. 55, 39-40, 42, 44.

[27] H. Wayne Beaty. *Standard Handbook for Electrical Engineers*,(Libro).—New York: Estados Unidos, McGraw-Hill, 1987.

[28] CABEL. *Catálogo general de cables*, (Catálogo).—Caracas: Venezuela, 1984. AT 2, AT 16, 2.2.01.01.

[29] IEEE 998. *Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations*, (Norma).—New York, Estados Unidos. 1996. p.p. 52, 52, 52, 53, 52, 52.

[30] CADAFE 161. *Presentación de Proyecto de Subestaciones de Transmisión. Diseño de los Servicios Auxiliares de Corriente Alterna*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 1988. p.p. 14-15.

[31] PDVSA 90619.1.053. *Subestaciones Unitarias*, (Norma).—Caracas: Venezuela SA, 1993. p. 9.

[32] Central Station Engineers of The Westinghouse Electric Corporation of the Westinghouse Electric Corporation. *Westinghouse Electrical Specification Guide*, (Libro).— Pensilvania: Estados Unidos, 1980-1981. p.42.

[33] CONAL. Pd Wire & Cable.: *Conductores y Aluminio*, (Catálogo).— Valencia: Venezuela,1998. p. 16, 16.

[34] ETAP. *Electrical Transient Analyzer Program™. Versión 5.0.3.* (Programa). —Estados Unidos, 2000.

[35] Empresas Y&V. Proyecto Tomoporo (1286). Subproyecto (1286-06) Líneas de transmisión de 115 kV. *Diseño básico*, (documento).— Caracas: Venezuela, 2006. p.p. 2, 3, 4, 10.

[36] Correo electrónico enviado por PDVSA Maracaibo el del día 24 de marzo del presente año.

[37] Empresas Y&V. Proyecto Tomoporo (1286). Subproyecto (1286-04) Subestación compresora 60. *Bases y premisas*, (documento).— Caracas: Venezuela, 2006. p. 7.

[38] Empresas Y&V. Proyecto Tomoporo (1286). Subproyecto (1286-05) Subestación Q. *Bases y premisas*, (documento).— Caracas: Venezuela, 2006. p.p. 1, 2, 3, 4, 5, 11, 7.

[39] COOPER. Crouse – Hinds. *Product Catalog*, 7.000 Edition (catálogo).—California: Estados Unidos, 2000. p. 728-788.

[40] EDELCA ETGS-EEM-140. *Especificaciones Técnicas Generales de Subestaciones. Pararrayos*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 2000. p. 6.

[41] Empresas Y&V. Proyecto Tomoporo (1286). Subproyecto (1286-06) Líneas de transmisión de 34,5 kV. *Diseño básico*, (documento).— Caracas: Venezuela, 2006. p.p. 2, 3, 4, 10.

[42] PDVSA 90619.1.052. *Generadores de emergencia*, (Norma).—Caracas: Venezuela, 2000. p. 2.

[43] DIALUX. *DIAL Light building, software. Version 4.1*. (Programa). — Alemania, 2005.

## **BIBLIOGRAFÍA**

### **Normas**

ANSI C57.12.10. 230 kV and below 8333/958 through 8333/ 10 417 kVA, single phase, and 750/962 through 60.000/90.000/100.000 kV, three phase without load tap changing; and 3.750/4.687 through 60.000/80.000/100.000 kVA with load tap changing – safety requirements.—New York: American National Standard Institute, 1988.

ANSI C62.11. Standard for Metal Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits (>1kV).—New York: American National Standard Institute, 1999.

ANSI C84.1. Electric Power Systems and Equipment - Voltage Ratings (60 Hertz).—New York: American National Standard Institute, 1995.

ASTM D-4059. Standard Test Method for Analysis Polychlorinated Biphenyls in Insulate Liquids by Gas Chromatography.—New York, American Society for Testing Materials, 2005.

CADAFE 42. Normas de Diseño de Líneas de Alimentación y Redes de Distribución.—Caracas: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, 1987.

CADAFE 109. Presentación de Proyecto de Subestaciones de Transmisión. Sistemas de Puesta a Tierra.—Caracas: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, 1992.

CADAFE 156. Presentación de Proyecto de Subestaciones de Transmisión. Subestaciones normalizadas de Cadafe.—Caracas: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, 1988.

CADAFE 158. Presentación de Proyecto de Subestaciones de Transmisión. Guía Técnica para Cálculo de Juego de Barras. Distancia de Seguridad.—Caracas: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, 1988.

CADAFE 160. Presentación de Proyecto de Subestaciones de Transmisión. Diseño de los Servicios Auxiliares de Corriente Continúa.—Caracas: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, 1988.

CADAFE 161. Presentación de Proyecto de Subestaciones de Transmisión. Diseño de los Servicios Auxiliares de Corriente Alterna.—Caracas: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, 1988.

CADAFE 162. Presentación de Proyecto de Subestaciones de Transmisión. Diseño de los Sistemas de Iluminación y Tomacorrientes.—Caracas: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, 1988.

CADAFE 165. Presentación de Proyectos para Subestaciones de Transmisión. Diseño de sistema de Sincronismo.—Caracas: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, 1988.

CADAFE 280. Presentación de Proyectos para Subestaciones de Transmisión. Sistemas de Enclavamientos Avisos y Maniobras.—Caracas: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, 1991.

CADAFE. Diseños Normalizados de Subestaciones. Sistemas de Protección. Tomos I Y II.—Caracas: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, 1980

COVENIN 2249. Iluminancias en Tareas y Áreas de Trabajo.—Caracas: Comisión Venezolana de Normas Industriales, 1993.

EDELCA ETGS-EEM-110. Especificaciones Técnicas Generales de Subestaciones. Interruptores de Potencia para tensiones iguales o superiores a 115 kV.—Caracas: Electrificación del Caroní, 1997.

EDELCA ETGS-EEM-120. Especificaciones Técnicas Generales de Subestaciones. Seccionadores para tensiones iguales o superiores a 115 kV.—Caracas: Electrificación del Caroní, 1997.

EDELCA ETGS-EEM-130. Especificaciones Técnicas Generales de Subestaciones. Transformadores y dispositivos de Potencial.—Caracas: Electrificación del Caroní, 2000.

EDELCA ETGS-EEM-135. Especificaciones Técnicas Generales de Subestaciones. Transformadores de Corriente.—Caracas: Electrificación del Caroní, 2000.



EDELCA ETGS-EEM-140. Especificaciones Técnicas Generales de Subestaciones. Pararrayos.—Caracas: Electrificación del Caroní, 2000.

FONDONORMA. Código Eléctrico Nacional.—Caracas: Fondo para la Normalización y Certificación de la Calidad / Comité de electricidad – Codelectra, 2000: 2004.

IEC 60051. Direct Acting Indicating Analogue Electrical Measuring Instruments and their Accessories Part 1: Definitions and General Requirements Common to All Parts.—Ginebra: International Electrotechnical Commission, 1997.

IEC 60258. Direct Acting Recording Electrical Measuring Instruments and Their Accessories. —Ginebra: International Electrotechnical Commission, 1968.

IEC 60044-1. Instrument Transformers - Part 1: Current Transformers.—Ginebra: International Electrotechnical Commission, 2003.

IEC 60059. Standard Current Ratings.—Ginebra: International Electrotechnical Commission, 1999.

IEC 62271-100. High-Voltage Alternating Current Circuit-Breakers.—Ginebra: International Electrotechnical Commission, 2003.

IEC 62271-102. Alternating Current Disconnectors And Earthing Switches.—Ginebra: International Electrotechnical Commission, 2001.

IEC 60687. Alternating Current Static Watt- Hour Meters For Active.—Ginebra: International Electrotechnical Commission, 1992.

IEC 60688-1. General Purpose Transducers.—Geneva: International Electrotechnical Commission, 1980.

IEEE 32. Standard Requirements, Terminology, and Test Procedure for Neutral Grounding Devices.—New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1972.

IEEE C37.10. Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis.—New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1999.

IEEE 141. Electric power distribution for industrial plants.—New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1999.

IEEE C57.12.00. Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.—New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000.

IEEE C57.13. Standard Requirements for Instrument Transformers.—New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1993.

IEEE C57.19.00. Standard General Requirements and Test Procedure for Power Apparatus Bushings.—New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2004.

IEEE C62.22. Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems.—New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1997.

IEEE 80. Guide for Safety in AC Substation Grounding.—New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000.

IEEE 80. Guide for Safety in AC Substation Grounding.—New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1986.

IEEE 399. Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis.—New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1997.

IEEE 998. Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations.—New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1996.

NEMA MG1. Information Guide for General Purpose Industrial AC Small Medium Squirrel-Cage Motor Standards.—Virginia: National Electrical Manufacturers Association, 1998.

NEMA TR1. Transformers, Regulators and Reactors.—Virginia: National Electrical Manufacturers Association, 1993.

PDVSA N-201. Obras Eléctricas.—Caracas: Petróleos de Venezuela SA, 1994.

PDVSA N-252. General Specification For Electrical Engineering Design.—Caracas: Petróleos de Venezuela SA, 1996.

PDVSA N-352. Technical Specification for immersed transformers up to 230 kV. 60 MVA (OA).—Caracas: Petróleos de Venezuela SA, 2000.

PDVSA 90619.1.052. Generadores de Emergencia.—Caracas: Petróleos de Venezuela SA, 1993.

PDVSA 90619.1.053. Subestaciones Unitarias.—Caracas: Petróleos de Venezuela SA, 1993.

PDVSA 90619.1.056. Batería de la estación y equipos asociados.—Caracas: Petróleos de Venezuela SA, 1993.

PDVSA 90619.1.057. Selección de Cables.—Caracas: Petróleos de Venezuela SA, 1993.

PDVSA 90619.1.087. Niveles de Iluminación para Diseño.—Caracas: Petróleos de Venezuela SA, 1993.

PDVSA 90619.1.084. Ductos Subterráneos – Efecto de Calentamiento sobre el calibre de los Conductores.—Caracas: Petróleos de Venezuela SA, 1993.

PDVSA 90619.1.088. Cálculos de Niveles de Iluminación.—Caracas: Petróleos de Venezuela SA, 1993.

### **Libros**

Central Station Engineers of The Westinghouse Electric Corporation of the Westinghouse Electric Corporation. Westinghouse Electrical Specification Guide. Estados Unidos, 1980-1981.

Checa, Luís María. Líneas de Transporte de Energía. 2da Ed, España: Marcombo Boixareu Editores, 1979.

Manual de instalaciones de distribución de energía eléctrica. FSH. Asociación alemana de investigación para la tecnología de alta tensión y grandes intensidades. BBC. Brown Boveri. Primera edición en Español. Urmo, SA ediciones. España, 1983.

H. Wayne Beaty. Standard Handbook for Electrical Engineers. McGraw-Hill. Estados Unidos, 1968.

Fuerza Aérea Venezolana. Estadísticas Climatológicas de Venezuela – Período 1960/90, 1ra Ed., Venezuela: Ministerio de la Defensa, 1993.

### **Guías**

Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Departamento de Potencia. Sistemas de Distribución II. Notas de Clase preparadas por el Profesor Alberto Naranjo E.

### **Catálogos**

ABB. Compass. Solutions for High Voltage Substations.—Estados Unidos: Asea Brown Boveri, .

CABEL. Catálogo general de cables. Caracas: Industria Venezolana de Cables Eléctricos, 1984.

CONAL. Pd Wire & Cable. Valencia: Conductores y Aluminio,1998.

COOPER. Crouse – Hinds. Product Catalog, 7.000 Edition (catálogo), 2000.

### **Otros documentos de referencia**

Proyecto Tomoporo (1286). Subproyecto (1286-06) Líneas de transmisión de 115 kV. *Diseño básico*. Empresas Y&V.—Venezuela, 2006.

Proyecto Tomoporo (1286). Subproyecto (1286-04) Subestación compresora 60. *Bases y premisas*, Empresas Y&V.—Venezuela, 2006.

Proyecto Tomoporo (1286). Subproyecto (1286-05) Subestación Q. *Bases y premisas*, Empresas Y&V.—Venezuela, 2006. p.p. 1, 2, 3, 4, 5, 11, 7.

Proyecto Tomoporo (1286). Subproyecto (1286-06) Líneas de transmisión de 34,5 kV. *Diseño básico*, Empresas Y&V.— Caracas: Venezuela, 2006.

Correo electrónico enviado por PDVSA Maracaibo el del día 24 de marzo del presente año.

### **Entrevistas**

Entrevista realizada al Ingeniero. Jorge Kesic en Empresas Y&V, junio, 20006.

Entrevista realizada al Ingeniero. Saúl López en Empresas Y&V, mayo 20006.

## [ANEXO 1.0]

# ESTIMACIÓN DE CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA 115 / 34,5 kV DE SUBESTACIÓN Q

### 1.0.1. Introducción

La subestación Q poseerá en su primera etapa cuatro (4) transformadores 115/34,5 kV de los cuales dos (2) estarán destinados a alimentar las cargas eléctricas ubicadas en planta Moporo I y los otros dos (2) para alimentar las cargas ubicadas fuera de la planta, tales como macollas de pozos, la estación de flujo denominada con el número dos y eventualmente bombas de agua.

### 1.0.2. Descripción del sistema eléctrico

Para la planta Moporo 1 se plantea la alimentación de las siguientes cargas.

- Subestación compresora (S/E 60) de seis (6) compresores de 7.000 HP, cada uno, junto con sus ventiladores, bombas de aguas, efluentes etc., manteniendo un compresor de reserva.
- Estación de flujo 1 (S/E 61) de una variedad de bombas de 300 HP.
- Subestación de edificaciones (S/E 62) corresponden con unos transformadores estimados en 1 MVA nominales.
- Desarrollo social, consistente en un máximo de 10 MVA de apoyo a las comunidades vecinas en acuerdo con CADELA filial de CADAFE.
- Servicios auxiliares de la subestación Q de iluminación, ventiladores, etc., se estimada en 200 kVA pico [38].



Por otra parte, las cargas de macollas consisten en un máximo de 50 bombas electrosumergibles o BES, de acuerdo al estimado máximo de pozos activos simultáneos. La estación de flujos número dos, poseerá dos trenes. Existe también la posibilidad de dos bombas de agua de alrededor de 2.500 HP cada una (principal y reserva), las cuales serían alimentadas desde el grupo de circuitos de macollas.

### **1.0.3. Estimado de cargas y capacidades**

Para determinar la capacidad requerida de los transformadores, se necesitó englobar las cargas pico, individuales de acuerdo a los factores de diversidad, para los dos (2) grupos de transformadores Macollas y Moporo I.

De acuerdo con la norma PDVSA N-201 [16], punto 7.5.2 se indica que la relación entre las potencias ONAF y ONAN de un transformador de más de 10.000 kVA, será no menor a 1,33.

Según la norma PDVSA N-252 [1], punto 3.2.3, la capacidad de los transformadores deberá basarse en su potencia a 65 grados Celsius auto enfriado ONAN, y será igual o mayor que la máxima carga multiplicada por 1,20.

Para la estimación de la capacidad nominal de los transformadores, se consideró un factor de diversidad de 1,1 para subestaciones y de 1,15 para circuitos alimentadores tomados alimentadores de Standard Handbook for Electrical Engineers [27], capítulo 2.

#### 1.0.4. Bases y premisas

Para este estudio de cargas se establecieron las siguientes premisas obtenidas del flujo de carga.

Tabla 1.0.1. Cargas de la planta Moporo I.

<b>Carga</b>	<b>kVA pico</b>	<b>kW</b>	<b>kVAr</b>	<b>FP</b>
S/E 60	33.891	29.481	16.668	0,87
S/E 61	4.881	4.307	2.217	0,89
CADELA	10.000	8.000	6.000	0,80
S/E 62	800	640	480	0,80
Servicios auxiliares S/E Q	200	160	120	0,80
Carga total de la S/E	49.772	42.588	25.485	0,86

Tabla 1.0.2. Cargas de las Macollas.

<b>Carga</b>	<b>kVA pico</b>	<b>kW</b>	<b>kVAr</b>	<b>FP</b>
S/E de una macolla	1.600	1.440	704	0,90

Tabla 1.0.3. Cargas de la estación de flujos II.

<b>Carga</b>	<b>kVA pico</b>	<b>kW</b>	<b>kVAr</b>	<b>FP</b>
S/E Estación de flujos II	2.728	2.401	1.296	0,88
Bombas de agua	2.500	2.250	1.100	0,90

#### 1.0.5. Resultados obtenidos

Planta Moporo I al aplicar un factor de diversidad de 1,1 a la carga total se la tabla 1.0.1 se obtuvieron 45.247 kVA que con una reserva del 1,20 PDVSA N-252 [1] resultó en una capacidad ONAN para los transformadores de la planta Moporo I

de 54.296 MVA que a su vez resulto en una capacidad ONAF de los mismos de 72.214 MVA.

Para los transformadores que suplen de energía a las a las macollas se les asignó una factor de diversidad de un 1,15 acorde con Standard Handbook for Electrical Engineers [27] que luego le fue sumado a la carga total de la estación de flujo II obteniéndose los siguientes resultados.

Tabla 1.0.4. Cargas de las Macollas.

<b>Carga</b>	<b>kVA pico</b>	<b>kW</b>	<b>kVAr</b>	<b>FP</b>
S/E de diez (10) macollas	14.000	12.600	6.160	0,90
S/E Estación de flujos II	2.728	2.401	1.296	0,88
Bombas de agua	2.500	2.250	1.100	0,90
Carga total de la S/E	19.256	17.251	8.556	0,90

A estos se le aplicó un factor de diversidad de 1,1 obteniéndose 17.505MVA que asumiendo una factor de reserva de 1,20 PDVSA N-252 [1] resultó en una capacidad ONAN para de las Macollas de 21.006 MVA que a su vez resulto en una capacidad ONAF de 27.937MVA.

### **1.0.6. Selección de los transformadores**

Conviene utilizar potencias típicas normalizadas de transformadores debido a que se logran economías con el fabricante. Las potencias típicas en el entorno de carga que se maneja aquí son: 20 MVA; 25 MVA; 30 MVA; 37 MVA; 50 MVA, 60 MVA y 70 MVA.

Para el caso de las unidades destinadas a planta Moporo I, se recomendó entonces, capacidad ONAF 70 MVA típica. Considerándose unidades 50/70 MVA ONAN/ONAF

Para las unidades destinadas a la alimentación de las macollas, la capacidad ONAF típica recomendada es de 30 MVA. Resultando en unidades 25/30 MVA ONAN/ONAF

## [ANEXO 2.0]

### **PUESTA A TIERRA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA 115 kV – 34,5 kV**

#### **2.0.1. Introducción**

El presente anexo describe las razones por las cuales se requiere instalar bobinas de supresión de arcos para la puesta a tierra en los neutros de los secundarios de ambos transformadores que alimentan a las Macollas y Estación de Flujos II. Vale la pena resaltar que PDVSA exigió un sistema sólidamente puesto a tierra para sus otros dos (2) transformadores de potencia que alimentan a la planta Moporo I.

#### **2.0.2. Descripción de la red**

Para las macollas se prevé la instalación de bobinas petersen para neutralizar la corriente de secuencia cero en el caso de fallas monofásicas a tierra, y reducir así las corrientes de cortocircuito monofásicas sin interrumpir el suministro de energía.

#### **2.0.3. Premisas de cálculo de la bobina petersen**

Para el cálculo de los valores nominales del reactor a especificar:

- Se consideró la condición de contingencia como caso bajo estudio. Esto es, condición de falla en el circuito primario, en cualquiera de los dos transformadores, con el segundo transformador manejando toda la carga y el interruptor de enlace cerrado.

- Se tomó una susceptancia capacitiva por fase y por unidad longitud de 3,16  $\mu\text{S}/\text{km}$ , obtenida del proyecto de líneas de transmisión en 34,5 kV [35].
- Se consideraron las líneas de distribución sin pérdidas.
- Para el cálculo de la capacitancia de las líneas de transmisión se consideró la longitud total de las líneas doble terna en 34,5 kV como la sumatoria de la longitud de todas las líneas de distribución desde las barras en 34,5 kV de la S/E Q, hasta las macollas y estación de flujo 2, de 26 km, que equivale a 52 km de líneas simple terna.

#### 2.0.4. Metodología de cálculo de la bobina petersen

##### 2.0.6.1. Cálculo del valor del reactor

Para el cálculo de la bobina Petersen en henrios y en ohmios se utilizaron las ecuaciones básicas de circuitos eléctricos.

$$L = \frac{1}{3\omega^2 C} \quad (2.0.1)$$

$$XL = \omega L \quad (2.0.2)$$

Donde

$L$  Inductancia Petersen (H).

$XL$  Reactancia de la bobina Petersen ( $\Omega$ ).

$C$  Capacitancia parásita por fase de las líneas de distribución ( $\mu\text{F}$ )

$\omega$  Frecuencia angular del sistema de potencia bajo estudio (rad/s).

### 2.0.6.2. Cálculo de la capacidad nominal de la bobina petersen

Para el cálculo de la capacidad de la bobina Petersen en MVAR se utilizó la siguiente ecuación

$$QL = K \frac{V_{LN}^2}{XL} \quad (2.0.3)$$

Donde

$QL$  Potencia reactiva de la bobina Petersen (MVAR).

$XL$  Reactancia de la bobina Petersen ( $\Omega$ ).

$V_{LN}$  Tensión línea neutro del sistema de potencia bajo estudio (kV)

$K$  Factor de reserva de 1,25.

### 2.0.6.3. Evaluación de la reactancia capacitiva y capacitancia de las líneas aéreas por fase

A partir de los valores de la capacitancia por fase y unidad de longitud de las líneas y de la longitud total de estas, desde las barras en 34,5 kV hasta las macollas, es posible determinar el valor de la reactancia capacitiva de las líneas por fase en ohmios ( $k\Omega$ ) a través de la ecuación:

$$Xc = (X_{unidad\ de\ longitud} * l)^{-1} = \left( 3,1645 \frac{\mu S}{km} * 52km \right)^{-1} = 6,08k\Omega$$

Luego el valor de la capacitancia de las líneas por fase

$$C = \frac{1}{\omega X_c} = \frac{1}{377 \frac{\text{rad}}{\text{s}} 6,08 \text{k}\Omega} = 0,54 \mu\text{F}$$

#### 2.0.6.4. Inclusión de capacitancia por fase de cables

Los cables de media tensión 34,5 kV tendidos a la salida de los transformadores 115/34,5 kV hacia el centro de distribución de potencia y luego entre este último y el pórtico de salidas de líneas aéreas hacia las macollas, representó una capacitancia importante a considerar en el estimado de las bobinas.

La capacitancia de un cable monopolar viene dada por la siguiente expresión tomada del catálogo CABEL [28] para cables armados con aislamiento reticulado de 90°C

$$C = \frac{0,02414 \varepsilon_r}{\log(r_2 / r_1)} \mu\text{F/km} \quad (2.0.4)$$

Donde

- $\varepsilon_r$  Permitividad relativa del aislamiento (2,5 para los polímeros reticulados)
- $r_2$  Radio externo del aislamiento principal en la sección transversal del cable, de 9,67 mm para aislamiento 133% para neutro no efectivamente puesto a tierra.
- $r_1$  Radio interno del aislamiento principal en la sección transversal del cable, de 9 mm para calibre 500 MCM.

De esta manera la capacitancia por kilómetro de un cable de estas características es: 0,178  $\mu\text{F}$  por lo tanto la cantidad estimada de circuitos trifásicos



cables es de 10, con una longitud promedio de 100 metros lo que equivale a un kilómetro de cable monopolar con una capacitancia por fase igual a  $0,178 \mu\text{F}$ . Esta capacitancia debe agregarse a aquella calculada para una fase de las líneas ( $0,54 \mu\text{F}$ ) de forma tal que la capacitancia total por fase será  $0,72 \mu\text{F}$ .

### **2.0.5. Resultados obtenidos**

En función de las ecuaciones descritas anteriormente se obtuvo una bobina Petersen de  $3,26$  Henrios con una reactancia de  $1,228 \text{ k}\Omega$  y  $407 \text{ kVAr}$  de capacidad.

### **2.0.6. Recomendaciones**

El valor calculado como base para la especificación de las bobinas Petersen a utilizar es de  $400 \text{ kVAr}$  en los neutros del secundario de los transformadores de  $115\text{kV}$  a  $34,5 \text{ kV}$ , conexión delta-estrella, como sistema de puesta a tierra de neutro en media tensión a fin de reducir las corrientes de falla a tierra de secuencia cero.

## [ANEXO 3.0]

# VERIFICACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

### 3.0.1. Introducción

El presente anexo tiene como finalidad verificar el sistema de protección contra rayos de la subestación Q propuesto en el capítulo VIII, por el método de las curvas empíricas de la IEEE 998.

### 3.0.2. Bases y premisas de cálculo

Para la verificación del sistema contra rayos descrito en el capítulo VIII por el método de las curvas empíricas, basado en pruebas de laboratorio descrito en la IEEE 998 apartado 4.3, se asumieron todas las configuraciones y distancias a verificar definidas en el capítulo VIII

### 3.0.3. Resultados obtenidos

#### 3.0.3.1. Sección 1

En la sección entre los pórticos de línea de 115 kV y el sector donde se localizan los descargadores de sobretensiones protegidos por los cables de guarda de la líneas de transmisión instalados a una altura (h) de 15m, se utilizó la figura A.5 de la norma IEEE 998 [29] considerando una distancia horizontal desde el cable de guarda al descargador más vulnerable de recibir impactos de rayos (x) de 4,5 m, instalados a una distancia sobre el nivel del suelo (d) de 4,5m, para lo que se

obtuvieron las relaciones  $x/h$  y  $d/h$  de 0,3 que en la curva empírica para un cable de guarda simple se obtuvo un nivel de exposición a descargas atmosféricas por debajo de un 0,1%.

### **3.0.3.2. Sección 2**

En esta sección los equipos crítico lo construyeron las barras transversales protegidos por lo cables de guarda instalados a una altura sobre el nivel del suelo ( $h$ ) de 15m, para las cuales se utilizo la figura A.5 de la norma IEEE 998 [29], con una distancia horizontal desde el cable de guarda hasta la fase ( $x$ ) de 0m y una altura de las fases de 12m para los cuales se obtuvo un grado de exposición contra descargas atmosféricas de menos de 0,1%.

### **3.0.3.3. Sección 3**

En la sección donde se ubican los transformadores de potencia se consideró la protección entre dos (2) puntas franklin, con una separación ficticia ( $s'$ ) de la mitad de la separación real, como se indica en el punto 4.3.1 de la norma IEEE 998, y un solapamiento ( $x'$ ) de 9m tomado de la figura 4.5 para una diferencia de alturas ficticia transformador-punta franklin ( $y$ ) de 7,62 m extraída de la figura 4.7 para la cual se obtuvo un grado de exposición a descargas atmosféricas, utilizando la figura A 4 de la norma IEEE 998 [29], menor a un 0,1 %.

### **3.0.3.4. Sección 4**

En la sección de los pórticos de 34,5 kV donde los cables de guarda protegen a las líneas de salida de la subestación en 34,5 kV, para lo cual se consideraron los cables de guarda instalados a una altura ( $h$ ) de 12,5m, se utilizó la figura A.5 de la

norma IEEE 998 [29] considerando las fases instaladas justo debajo de los cables de guarda es decir a una distancia horizontal ( $x$ ) de 0m, instalados a una altura sobre el nivel del suelo ( $d$ ) de 11,5m, para lo que se obtuvieron las relaciones  $x/h$  y  $d/h$  de 0 y 0,92 correspondientes a un nivel de exposición a descargas atmosféricas de las fases en 34,5 kV por debajo de un 0,1%.

#### **3.0.4. Análisis de resultados**

Para todos los casos se obtuvo un nivel de protección por debajo del 0,1% de exposición a sufrir un impacto de rayo, por lo que el sistema utilizado para la protección contra rayos dentro de la subestación Q es válido.

## [ANEXO 4.0]

### ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA EN CORRIENTE CONTINUA

#### 4.0.1. Introducción

Las cargas en corriente continua y alterna de la subestación están definidas por cada uno de los equipos que componen el sistema. Para la estimación de la demanda de los servicios auxiliares se tomo como referencia la carga de equipos similares a los que serán adquiridos para esta instalación.

#### 4.0.2. Descripción de las cargas en corriente continua

En forma general, las cargas eléctricas estimadas en corriente continua son las siguientes:

- Control y mando interruptores en 115 kV.
- Motor de accionamiento para carga de resorte de interruptores de 115 kV
- Control y mando interruptores 34,5 kV.
- Transformador de Potencia TR1-A 115/34,5 kV.
- Transformador de Potencia TR1-B 115/34,5 kV.
- Transformador de Potencia TR2-A 115/34,5 kV.
- Transformador de Potencia TR2-B 115/34,5 kV.
- Gabinete de protección circuito de línea 1 115 kV
- Gabinete de protección circuito de línea 2 115 kV
- Gabinete de protección circuito transformador TR1-A
- Gabinete de protección circuito transformador TR1-B

- Gabinete de protección circuito transformador TR2-A
- Gabinete de protección circuito transformador TR2-B
- Anunciador de CC.

#### 4.0.3. Estimación de cargas de los sistemas auxiliares en corriente continua

A continuación se realiza la descripción de las cargas a alimentar por los servicios auxiliares.

Tabla 4.0.1 Cargas continuas para los equipos de patio en 115 kV.

<b>Equipo</b>	<b>N°xCarga (W)</b>	<b>Carga total (W)</b>
Interruptores de potencia	18x12	216
Circuito control transformadores 115/34,5kV	4x50	200
Luces indicadoras	18x10	180
Seccionadores tripolares	12x12	144
Relés auxiliares	72x3,2	230,4
Relés de supervisión circuito de disparo	4x2,5	10
Protección de línea	6x30	180
Protección de barra	2x10	20
Protección de transformadores 115/34,5 kV	6x20	120

Carga total continua para los equipos de patio en 115 kV: 1300,4 W

Tabla 4.0.2. Cargas continuas para los switchgears en 34,5 kV.

<b>Equipo</b>	<b>SWG1</b>		<b>SWG2</b>	
	<b>N°xCarga (W)</b>	<b>Carga total (W)</b>	<b>N°xCarga (W)</b>	<b>Carga total (W)</b>
Interruptores de potencia	15x12	180	13x12	156

Tabla 4.0.2. Cargas continuas para los switchgears en 34,5 kV (continuación).

Equipo	SWG1		SWG2	
	N°xCarga (W)	Carga total (W)	N°xCarga (W)	Carga total (W)
Relés auxiliares	120x3,2	384	104x3,2	332,8
Luces indicadoras	15x10	150	13x10	130
Relé de protección llegada en 34,5 kV	2x10	20	2x10	20
Relé de protección de barra 34,5 kV	2x10	20	2x10	20
Relé de circuito de salida en 34,5 kV	12x 10	120	10x10	100

Carga total continúa para el switchgear SWG1 en 34,5 kV: 874 W

Carga total continúa para el switchgear SWG2 en 34,5 kV: 758,8 W

Tabla 4.0.3. Cargas momentáneas para los equipos de patio en 115 kV.

Equipo	N°xCarga (W)	Carga total (W)
Relés antibombeo	18x8	144
Bobina de apertura/cierre	18x500	9000
Motor de accionamiento	18x1000	1800
Relés de supervisión circuito de disparo	4x8	32
Protección de línea	2x50	100
Protección de barra	4x20	80
Protección de transformadores 115/34,5 kV	4x45	180

Carga total momentánea para los equipos de patio en 115 kV: 11336 W

Tabla 4.0.4. Cargas momentáneas para los switchgears en 34,5 kV.

Equipo	SWG1		SWG2	
	N°xCarga (W)	Carga total (W)	N°xCarga (W)	Carga total (W)
Bobina de apertura/cierre	15x300	4500	13x300	3900
Relés antibombeo	15x8	120	13x8	104
Relé de protección llegada en 34,5 kV	2x20	40	2x20	40
Relé de protección de barra 34,5 kV	2x20	40	2x20	40
Relé de circuito de salida en 34,5 kV	12x20	240	10x20	200

Carga total momentánea para el switchgear SWG1 en 34,5 kV: 4940 W

Carga total momentánea para el switchgear SWG2 en 34,5 kV: 4284 W

#### 4.0.4. Resultados obtenidos de la estimación de carga en corriente continua

A continuación se muestra una tabla resumen de cargas continuas y momentáneas para el cálculo de los servicios auxiliares en corriente continua de la subestación Q.

Tabla 4.0.5. Estimación de cargas en corriente continúa.

Equipo	Carga continua		Carga momentánea	
	Potencia (W)	Corriente (A)	Potencia (W)	Corriente (A)
Patio 115 kV	1300,4	10,4	11336	90,69
Switchgear SWG1 34,5 kV	874	6,99	4940	39,52
Switchgear SWG2 34,5 kV	758,8	6,07	4284	34,27



#### 4.0.5. Estimación de cargas de los tableros de servicios auxiliares en corriente continua

A continuación se realiza la descripción de cargas de los tableros de servicios auxiliares.

Tabla 4.0.6. Tablero de servicios auxiliares de corriente continúa N° 2.

<b>Equipo</b>	<b>N°xCarga (W)</b>	<b>Carga total (W)</b>
Interruptores de bahías	12x1542,8	18.514
Protección de líneas	2x80	160
Protección de transformadores de potencia	4x65	260
Protección de barras 115kV	1x30	30

Carga total del tablero N° 2: 18.964 W (152 A)

Tabla 4.0.7. Tablero de servicios auxiliares de corriente continúa N° 3.

<b>Equipo</b>	<b>N°xCarga (W)</b>	<b>Carga total (W)</b>
Interruptores de celdas de SWG1	10x355,6	3.556
Interruptores de celdas de SWG2	12x355,6	4.267
Otros servicios de celdas	6x357,3	2.144
Protección de barras 115kV	1x30	30

Carga total del tablero N° 3: 9.997 W (80 A)

#### 4.0.6. Resultados obtenidos de la estimación de carga de los tableros de servicios auxiliares

Se recomendó una corriente nominal para los tableros 2 y 3 de 200 A, valores comerciales. Luego para el tablero de transferencia automática, se estima que

maneje una corriente los dos (2) interruptores de cargadores de 100A, tomada del capítulo IV y la carga de los dos interruptores de los tableros 2 y 3 de 200A cada uno por lo que se tiene una corriente neta para el tablero e interruptor 1 de 600 A valor comercial correspondió a un tablero de capacidad nominal de 1.000A.

## [ANEXO 5.0]

### ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA EN CORRIENTE ALTERNA

#### 5.0.1. Introducción

Las cargas en corriente alterna de la subestación están definidas por cada uno de los equipos que componen el sistema. Para la estimación de la demanda en corriente alterna se estimaron las cargas por no conocerse con exactitud los equipos a ser adquiridos, previendo un margen de reserva.

#### 4.0.7. Descripción de las cargas en corriente alterna

En el patio de 115 kV:

- Interruptores de potencia.
- Seccionadores.
- Calentadores de espacios en gabinetes tipo intemperie.
- Tomacorrientes Patio.
- Alumbrado Exterior.

En el patio de transformadores de potencia:

- Servicios Transformador de Potencia TR1-A; 115/34,5 kV.
- Servicios Transformador de Potencia TR1-B; 115/34,5 kV.
- Servicios Transformador de Potencia TR2-A; 115/34,5 kV.
- Servicios Transformador de Potencia TR2-B; 115/34,5 kV.

En 34,5 kV:

- Interruptores de potencia.
- Alumbrado y tomacorrientes caseta de celdas en 34,5 kV.
- Aire Acondicionado casa de control y caseta de celdas en 34,5 kV.
- Alumbrado y tomacorrientes casa de control y servicios auxiliares.
- Cargadores de Baterías 125 VDC.
- Cargador de Baterías 48 VDC.

#### 4.0.8. Estimación de la demanda para los transformadores de servicios auxiliares

Para la determinación de la demanda, se estimó su factor de demanda y su factor de diversidad tomados de la norma CADAFE 161 [30], que se muestra en las siguientes tablas.

Tabla 5.0.1 Patio en 115 kV.

<b>Equipo</b>	<b>N°xCarga (kVA)</b>	<b>Factor de demanda</b>	<b>Factor de diversidad</b>	<b>Carga total (kVA)</b>
Motor de seccionador	6x0,75	1	1	4,5
Calentadores de espacio de seccionador	6x0,2	1	1	1,2
Iluminación de gabinetes de seccionador	6x0,1	1	1	0,6
Calentadores de espacio de interruptores	18x0,2	1	1	3,6
Iluminación gabinetes de interruptores	18x0,1	1	1	1,8
Calentador de ambiente de tablero de repartición	6x0,2	1	1	1,2
Iluminación tablero de repartición	6x0,1	1	1	0,6

Tabla 5.0.1 Patio en 115 kV (continuación).

<b>Equipo</b>	<b>N°xCarga (kVA)</b>	<b>Factor de demanda</b>	<b>Factor de diversidad</b>	<b>Carga total (kVA)</b>
Alumbrado exterior	20x1,5	1	1	30
Tomacorrientes de patio	10x5	0,5	0,5	12,5

Carga total para los equipos de patio en 115 kV                      56 kVA

Tabla 5.0.2. Cargas para los servicios de los transformadores TR1 (A y B).

<b>Equipo</b>	<b>N°xCarga (kVA)</b>	<b>Factor de demanda</b>	<b>Factor de diversidad</b>	<b>Carga total (kVA)</b>
Motores de ventiladores	8x0,75	1	1	6
Motor de cambiador de tomas bajo carga	1x1	1	1	1
Motor bobina Petersen	1x1,5	1	1	1,5
Calentador de ambiente	1x0,2	1	1	0,2
Iluminación tablero de control	1x0,1	1	1	0,1

Carga total por transformador    8,8 kVA

Tabla 5.0.3. Cargas para los servicios de los transformadores TR2 (A y B).

<b>Equipo</b>	<b>N°xCarga (kVA)</b>	<b>Factor de demanda</b>	<b>Factor de diversidad</b>	<b>Carga total (kVA)</b>
Motores de ventiladores	8x0,75	1	1	6
Motor de cambiador de tomas bajo carga	1x1	1	1	1
Calentador de ambiente	1x0,2	1	1	0,2
Iluminación tablero de control	1x0,1	1	1	0,1

Carga total por transformador    7,3 kVA

Tabla 5.0.4. Cargas para los servicios del switchgear SWG1 en 34,5 kV.

<b>Equipo</b>	<b>N°xCarga (kVA)</b>	<b>Factor de demanda</b>	<b>Factor de diversidad</b>	<b>Carga total (kVA)</b>
Motor de carga de Interruptor de potencia	15x0,75	1	0,5	5,6
Calentador de ambiente	1x0,2	1	1	0,2
Iluminación de gabinete	17x1	1	1	1,4

Carga total para el switchgear SWG1 en 34,5 kV: 7,23 kVA

Tabla 5.0.5. Cargas para los servicios del switchgear SWG2 en 34,5 kV.

<b>Equipo</b>	<b>N°xCarga (kVA)</b>	<b>Factor de demanda</b>	<b>Factor de diversidad</b>	<b>Carga total (kVA)</b>
Motor de carga de Interruptor de potencia	13x0,75	1	0,5	4,87
Calentador de ambiente	1x0,2	1	1	0,2
Iluminación de gabinete	15x0,1	1	1	1,5

Carga total para el switchgear SWG2 en 34,5 kV: 6,57 kVA

Tabla 5.0.6. Cargas para los servicios comunes.

<b>Equipo</b>	<b>N°xCarga (kVA)</b>	<b>Factor de demanda</b>	<b>Factor de diversidad</b>	<b>Carga total (kVA)</b>
Aire Acondicionado	2x30	1	1	60
Cargador de batería 125 V	2x12,5	1	1	25
Cargador de batería 48 V	2x6	1	1	12

Carga total para los servicios comunes: 97 kVA

Tabla 5.0.7. Cargas para la casa de control, servicios auxiliares y sala de celdas.

<b>Equipo</b>	<b>N°xCarga (kVA)</b>	<b>Factor de demanda</b>	<b>Factor de diversidad</b>	<b>Carga total (kVA)</b>
Alumbrado	20x0,08	1	1	1,6
Tomacorrientes	24x0,15	0,5	0,5	0,9

Carga total para los servicios comunes: 2,5 kVA

### 5.0.2. Estimación de la demanda para los tableros de servicios auxiliares e interruptores de principales del sistema de transferencia automática

De acuerdo a los esquemas de operación de los servicios auxiliares y a la estimación de carga de algunos de ellos se estimaron las cargas a ser alimentadas por los tableros de servicios auxiliares.

Tabla 5.0.8. Cargas para los tableros de servicios auxiliares 2 y 3.

<b>Equipo</b>	<b>N°xCarga (kVA)</b>	
	<b>SACA 2</b>	<b>SACA 3</b>
Interruptores	4x5,4	28x1,05
Toma corrientes exteriores	2x6,25	-
Alumbrado y tomacorriente casa de control	3,4	10,5
Cargador de baterías de 125Vdc	12,5	12,5
Cargador de baterías 48 Vdc	6	6
Equipo de aire acondicionado	61	61
Seccionadores	6x1,05	-

Carga total para el tablero 2: 116,80 kVA (516 A)

Carga total para el tablero 3 e interruptor de enlace 3: 122,35 kVA (573 A)

Tabla 5.0.9. Cargas para el tablero de servicios auxiliares 1.

<b>Equipo</b>	<b>N°xCarga (kVA)</b>
Servicios auxiliares TR1	2x8,8
Servicios auxiliares TR2	2x7,3
Tablero auxiliar 2	116,8
Tablero auxiliar 3	122,35

Carga total para el tablero 1 e interruptores 1 y 2: 269,85kVA (751 A)

### **5.0.3. Resultados obtenidos**

Realizando la sumatoria de todas las cargas en corriente alterna de la estimación de la demanda para los transformadores se obtuvo una carga total de 193,5kVA. Para los tableros de servicios auxiliares 1,2 y 3 se estimo una corriente nominal para todas las barras de 800A junto a los interruptores 1,2 y 3 de corriente nominal de 1600, 1600 y 800 A, según lo indicado en PDVSA 90619.1.053 [31].



## [ANEXO 6.0]

### HOJA DE ESPECIFICACIONES TECNICAS

#### 6.0.1. Introducción

El presente anexo tiene como finalidad mostrar la hoja de especificaciones técnicas requeridas para los equipos de largo tiempo de entrega de la subestación Q.

#### 6.0.2. Datos metéoreológicos de la zona

Se utilizaron los datos del resumen climatológico el Servicio de Meteorología (Sistema CLICOM) de la Fuerza Aérea Venezolana, para el período 1961-90, correspondiente a la Estación Mene Grande, cercana a la zona bajo estudio.

##### 6.0.2.1. Altitud

Altitud sobre el nivel del mar                      10m (s.n.m.)

##### 6.0.2.2. Temperatura

Máxima absoluta:                                      38,6 °C.

Media máxima:                                        32,7 °C.

Mínima absoluta:                                      17,9 °C.

##### 6.0.2.3. Velocidad del viento

Velocidad máxima:                                   24,0 m/s.

Dirección prevaleciente:                           ENE.

##### 6.0.2.4. Humedad

Humedad relativa                                    95%.

#### **6.0.2.5. Nivel cerámico**

Nivel cerámico anual: 125 días.

#### **6.0.2.6. Contaminación**

Ambiente general Industrial

#### **6.0.2.7. Datos Sísmicos de la zona**

Zona sísmica 4

Nivel de actividad Intermedio

### **6.0.3. Características del sistema eléctrico**

#### **6.0.3.1. Sistema 115 kV**

Tensión nominal 115 kV.

Nivel básico de impulso 550 kV<sub>pico</sub>.

Neutro sin neutro (delta primaria).

Frecuencia 60 Hz.

#### **6.0.3.2. Sistema 34,5 kV**

Tensión nominal 34,5 kV.

Nivel básico de impulso 200 kV<sub>pico</sub>.

Neutro de las macollas Bobina petersen.

Neutro de Moporo I Sólidamente puesto a tierra.

Frecuencia 60 Hz.

#### **6.0.3.3. Tensiones auxiliares de servicio**

Corriente continua 125 V.

Corriente alterna 208/120 V, 60 Hz, trifásico.

#### 6.0.4. Transformadores de potencia

Los transformadores deberán ser diseñados de tal forma que permitan la fácil instalación. La entrada será por la parte superior por medio de líneas aéreas, la salida será por la parte inferior a través de cables de potencia. Los transformadores poseerán las características eléctricas mostradas a continuación, de acuerdo a la norma ANSI C57.12.00.

Tabla 6.0.1. Características eléctricas de los transformadores de potencia.

<b>Sistema de enfriamiento</b>	<b>ONAN</b>
Tensión nominal primario (kVrms)	115
Tensión nominal secundario (kVrms)	34,5
Diseño	Tipo núcleo
Aislamiento	Sumergido en aceite mineral
Tipo de tanque	Tanque conservador/diafragma
Número de fases	3
Frecuencia (Hz)	60
Impedancia nominal en ONAN (%)	9
Número de devanados	2
Grupo de conexión	Dyn11
Régimen de trabajo	Paralelo
Tensión máxima primario (kVrms)	121
Tensión máxima secundario (kVrms)	38
Nivel de ruido promedio (dB)	80
BIL Primario (kVpico)	550
BIL Secundario (kVpico)	200
Elevación de temperatura promedio en aceite (°C)	65°C
Máxima elevación de temperatura en devanado (°C)	80°C

Tabla 6.0.1. Características eléctricas de los transformadores de potencia (continuación).

<b>Sistema de enfriamiento</b>	<b>ONAN</b>
Servicios auxiliares en corriente alterna (Vac)	208-120
Servicios auxiliares en corriente continua (Vcc)	125
Sistema de enfriamiento de aire forzado (Vca)	208

Tabla 6.0.2. Especificación de aisladores pasatapas y terminales.

<b>Descripción</b>	<b>Característica requerida</b>		
	<b>Primario</b>	<b>Secundario</b>	<b>Neutro</b>
Clase de aislamiento (kVrms)	121	34,5	25
BIL del aislador (kVpico)	550	200	150
Distancia externa de fuga mínima (mm)	2.010	560	432
Tipo de aislador	Condensador	Sólido	Sólido
Color	ANSI 70	ANSI 70	ANSI 70
Ubicación	Tapa de tanque	Caja de conexión posterior	Caja de conexión posterior
Terminal	Perno cilíndrico bimetálico	Paleta NEMA 4 bimetálico	Paleta NEMA 2 bimetálico

Basado en la norma IEEE C57.19.01.

Tabla 6.0.3. Especificación de transformadores de corriente.

<b>Servicio</b>	<b>Característica requerida</b>		
	<b>Primario</b>	<b>Secundario</b>	<b>Neutro</b>
Tipo	Toroidal	Toroidal	Toroidal
Frecuencia (Hz)	60	60	60
Tensión nominal (kVrms)	115	34,5	20
Tensión máxima (kVrms)	121	38	25

Tabla 6.0.3. Especificación de transformadores de corriente (continuación).

Servicio	Característica requerida		
	Primario	Secundario	Neutro
Relación (A/A)	600:400:300/5	1200:1500:2000/5	600:400:300/5
N° de núcleos protección	2	1	1
N° de núcleos medición	1	1	1
Precisión medición	0,6	0,6	0,6
Precisión protección	C200	C200	C200

Basado en la norma IEEE C57.13

Tabla 6.0.4. Especificación del cambiador de tomas.

Descripción	Característica requerida
Rango de regulación (%)	±10
Tomas	±9
Superior	9x+1,11%
Inferior	9x-1,11%
Ubicación	Lado primario
Relé de regulación de tensión	Sí
Compensador de caída por impedancia de línea	Sí

Basado en la norma PDVSA N-252

### 6.0.5. Equipos compactos

Estas especificaciones se realizaron bajo las normas IEC 56 y el catálogo de ABB.

Tabla 6.0.5. Características técnicas garantizadas de los equipos compactos.

Descripción	Característica requerida
Tensión nominal (kV)	115
Frecuencia nominal (Hz)	60

Tabla 6.0.5. Características técnicas garantizadas de los equipos compactos (continuación).

<b>Descripción</b>	<b>Característica requerida</b>
Tensión resistente a descargas atmosféricas (kV)	550
Tensión resistente a frecuencia industrial (kV)	230
Corriente nominal (Arms)	1600
Capacidad de Cortocircuito (kArms)	31,5
Duración del cortocircuito nominal (s)	1
Corriente de cortocircuito momentánea (kApico)	65
Discordancia de polos(ms)	5
Aislamiento de los interruptores	SF6
Accionamiento	Por resorte
Tiempo máximo de interrupción (ms)	50
Tiempo mínimo de apertura (ms)	40
Tiempo total de cierre (ms)	90
Secuencias de operación manual del interruptor	0-0,3s-CO-1 min- CO
Estabilidad de los seccionadores a frecuencia industrial (kV)	265
Contactos auxiliares para los seccionadores de fase	2NO+2NC
Contactos auxiliares para los seccionadores tripolares	4NO+4NC
Corriente nominal del transformador de corriente (A)	2000-1500 / 5
Nº de núcleos de transformadores de corriente de protección	5
Clase de precisión según IEC para el núcleo de medición	2,2
Clase de precisión según IEC para el núcleo de protección	10P20
Tensión nominal de las bobinas de cierre (Vcc)	125
Elementos calentadores (Vac)	120
Tensión de servicios auxiliares (Vac)	125

### 6.0.6. Transformadores de potencial

Estas especificaciones se realizaron bajo la norma IEEE C57.13 para transformadores de instrumentación.

Tabla 6.0.6. Características técnicas garantizadas de los transformadores de potencial.

Descripción	Característica requerida
Construcción.	Vertical
Tipo.	Capacitivo
Uso.	Intemperie
Hermeticidad.	NEMA 4X
Tensión Nominal del primario (kV).	115
Tensión máxima red del primario(kV).	121
Tensión nominal del secundario (V).	120
Frecuencia Nominal (Hz).	60
N° de devanados secundario para protección.	2
N° de devanados secundario para medición	2
N° de relaciones por devanado	2
N° de fases.	1
Tensión resistente al impulso atmosférico o BIL (kV).	550
Tensión resistente a frecuencia industrial, 1 minuto.	265
Esquema de operación trifásica.	Estrella con neutro efectivamente puesto a tierra.
Potencia nominal por devanado, medición y protección (VA).	200
Material de los devanados	Cobre
Clase de precisión para medición	0,3Z
Clase de precisión para protección	0,3Z
Color	IEEE/ANSI 70

Tabla 6.0.6. Características técnicas garantizadas de los transformadores de potencial (continuación).

<b>Descripción</b>	<b>Característica requerida</b>
Distancia de fuga mínima (mm)	2.600
Terminal de fase	NEMA 4 compatible con conductores de aluminio.
Terminal de tierra	Conductor de cobre calibre 4/0 AWG.

### 6.0.7. Descargadores de sobretensión

Estas especificaciones se realizaron bajo la norma ANSI C62-11 para descargadores clase estación tipo estación de óxido de zinc (ZnO) sin explosores.

Tabla 6.0.7. Características de los descargadores de sobretensiones en 115 y 34,5 kV.

<b>Descripción</b>	<b>Característica requerida</b>	
	<b>115 kV</b>	<b>34,5 kV</b>
Tensión nominal (kV)	115	34,5
Frecuencia nominal (Hz)	60	60
Tensión nominal del descargador o Duty cycle rating (kV)	120 (neutro no efectivamente puesto a tierra)	36,2 (neutro no efectivamente puesto a tierra en un caso y sólidamente puesto a tierra para otro)
MCOV (kV)	96-98	29
Máxima tensión residual, onda de 8 / 20 $\mu$ S (kVpico)	266 con 5 kA 283 con 10 kA 315 con 20 kA	84 con 5 kA 90 con 10 kA 100 con 20 kA
Máxima tensión residual con onda frente escarpado o Front of Wave (kVpico)	311 con 10 kA	101 con 10 kA



Tabla 6.0.7. Características de los descargadores de sobretensiones en 115 y 34,5 kV  
(continuación).

Descripción	Característica requerida	
	115 kV	34,5 kV
Máxima tensión residual con onda de impulso de maniobra o Switching (kVpico)	231 con 1.000A	70 con 500A
Contador de descarga	Con base aislante y medición de corriente de fuga.	Con base aislante y medición de corriente de fuga.
Terminal de línea	Paleta NEMA 4	Conductor 4/0 AWG
Conector para puesta a tierra y base de fijación	Calibre 4/0 AWG. Base de acero galvanizado, circular con tres tornillos de fijación	Cobre calibre 4/0 AWG. Base de acero galvanizado, forma circular con tres tornillos de fijación.

Tabla 6.0.8. Características del cuerpo aislante.

Descripción	Característica requerida	
	115 kV	34,5 kV
Entrada	Superior aérea	Superior aérea
Salida	Inferior	Inferior
Material	Porcelana con superficie vitrificada	Cubierta de polímero de silicona.
Resistencia mecánica mínima a la flexión o Cantiliver (m-kN)	10	8
Distancia de fuga mínima (mm)	3.100	800
Capacidad del mecanismo de alivio de presión (kA)	40-65	40-65
Nivel de aislamiento a la onda de choque de 1,0 x 40 $\mu$ S (kVpico)	550	200

Basados en la norma EDELCA ETGS-EEM-140.

## [ANEXO 7.0]

### LISTAS DE EQUIPOS Y MATERIALES ELÉCTRICOS

#### 7.0.1. Introducción

El siguiente anexo tiene por objetivo presentar el listado de los equipos y materiales nuevos a instalarse en la subestación eléctrica Q, encargada del suministro eléctrico del desarrollo del área Tomoporo, al sur del estado Zulia, norte del estado Trujillo.

#### 7.0.2. Listas de equipos y materiales eléctricos de la subestación

Q

Tabla 7.0.1. Equipos en el patio de 115 kV.

Descripción	Unidad	Cantidad
Equipo compacto (Interruptor y transformador de corriente)	Unidad	12,00
Seccionador de línea; 115kV, 1600A, motorizados con puesta a tierra	Unidad	2,00
Seccionador de línea ; 115kV, 1600A, motorizados sin puesta a tierra	Unidad	4,00
Aislador soporte 115kV	Unidad	20,00
Transformadores de potencial monofásicos, tipo capacitivos; 115/0,120kV; 200VA	Unidad	12,00
Tablero para intemperie, con protecciones y regleta, de transformadores de potencial	Unidad	4,00
Descargadores de sobretensión en 115kV. Con neutro efectivamente puesto a tierra	Unidad	18,00
Cadena de amarre simple 115kV para calibre 750MCM	Unidad	54,00
Cadena de amarre simple 115kV para calibre 1590MCM (Coreopsis)	Unidad	12,00

Tabla 7.0.1. Equipos en el patio de 115 kV (continuación).

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Conectores		
Conector tipo T; Run:cable ACAR 750MCM, Tap: cable ACAR 750MCM	Unidad	54,00
Conector tipo T; Run:cable AAC 1590MCM, Tap: cable ACAR 750MCM	Unidad	18,00
Conector tipo T; Run:cable AAC 1590MCM, Tap: cable AAC 1590MCM	Unidad	24,00
Conector terminal para equipo compacto	Unidad	72,00
Conector terminal seccionador de línea	Unidad	36,00
Conector terminal de pararrayo	Unidad	18,00
Conector terminal para soporte de barra	Unidad	12,00
Estructuras metálicas		
Pórtico de línea de tres columnas y dos vigas en 115kV	Unidad	6,00
Pórtico de Barra de dos columnas y una vigas en 115kV	Unidad	4,00
Estructura de aislador soporte, altura h=5m	Unidad	12,00
Estructura de aislador soporte, altura h=4m	Unidad	8,00
Estructura soporte de seccionador tripolar en 115kV	Unidad	6,00
Estructura soporte de transformador de tensión monofásico 115kV	Unidad	12,00
Estructura soporte de descargador de sobretensión en 115kV	Unidad	18,00
Conductores		
Conductor desnudo tipo AAC 1590MCM (Coreopsis)	m	620,00
Conductor desnudo tipo ACAR 750MCM	m	500,00

Tabla 7.0.2. Equipos en el patio de 34,5kV.

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Estructura metálica de pórtico de transición de 10 circuitos en 34,5kV	Unidad	1,00
Aislador soporte 34,5kV	Unidad	30,00

Tabla 7.0.2. Equipos en el patio de 34,5kV (continuación).

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Cadena de aisladores 34,5kV	Unidad	60,00
Descargadores de sobretensión en 34,5kV para neutro efectivamente puesto a tierra.	Unidad	12,00
Descargadores de sobretensión en 34,5kV para neutro puesto a tierra a través de bobina petersen.	Unidad	12,00
Copa terminal para cable 34,5kV para interiores		
Conjunto de copa terminal tripolar termocontractil para calibre 4/0 AWG	Unidad	16,00
Conector a compresión para cable 4/0 AWG	Unidad	48,00
Conjunto de copa terminal tripolar termocontractil para calibre 500 MCM	Unidad	8,00
Conector a compresión para cable 500 MCM	Unidad	24,00
Conjunto de copa terminal tripolar termocontractil para calibre 350 MCM	Unidad	6,00
Conector a compresión para cable 350 MCM	Unidad	18,00
Copa terminal para cable 34,5kV para exteriores		
Conjunto de copa terminal tripolar termocontractil para calibre 4/0 AWG	Unidad	8,00
Conector a compresión para cable 4/0 AWG	Unidad	24,00
Conjunto de copa terminal tripolar termocontractil para calibre 500 MCM	Unidad	8,00
Conector a compresión para cable 500 MCM	Unidad	24,00
Conjunto de copa terminal tripolar termocontractil para calibre 350 MCM	Unidad	4,00
Conector a compresión para cable 350 MCM	Unidad	12,00
Celdas en 34,5kV		
Celdas 34,5kV switchgear 1, 1 enlace, 2 llegadas (2000A), 10 salidas (600A)	Unidad	1,00
Celdas 34,5kV switchgear 2, 1 enlace, 2 llegadas (2000A), 12 salidas (4x1200A, 8x600A)	Unidad	1,00
Bandejas portacables		

Tabla 7.0.2. Equipos en el patio de 34,5kV (continuación).

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Bandeja portacables tipo escalera de acero galvanizado pesado ancho 400mm. Tramo recto (2,4m)	Unidad	88,00
Bandeja portacables tipo escalera de acero galvanizado pesado. Ancho 400mm. Curva vertical interna de 90°.	Unidad	22,00
Bandeja portacables tipo escalera de acero galvanizado pesado. Ancho 400mm. Curva horizontal de 90°.	Unidad	17,00
Bandeja portacables tipo escalera de acero galvanizado pesado ancho 800mm. Tramo recto (2,4m)	Unidad	21,00
Bandeja portacables tipo escalera de acero galvanizado pesado. Ancho 800mm. Curva vertical interna de 90°.	Unidad	4,00
Bandeja portacables tipo escalera de acero galvanizado pesado. Ancho 800mm. Curva horizontal de 90°.	Unidad	2,00

Tabla 7.0.3. Transformadores de potencia.

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Transformadores de potencia 115/34,5kV; 37/50MVA.	Unidad	2,00
Transformadores de potencia 115/34,5kV; 25/33MVA	Unidad	2,00
Bobina Petersen, 20kV, 400KVA	Unidad	2,00

Tabla 7.0.4. Servicios auxiliares.

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Transformadores tipo pedestal (Pad-Mounted) 34,5/0,208kV; 300KVA para servicios auxiliares	Unidad	2,00
Baterías estacionarias		
Rectificador/Cargador 125Vdc, 100A	Unidad	2,00
Rectificador/Cargador 48Vdc, 20A	Unidad	1,00
Banco de Baterías 300AH, 125Vdc, plomo ácido, 60 celdas	Unidad	2,00
Banco de Baterías 50AH, 48Vdc, plomo ácido, 24 celdas	Unidad	2,00
Tablero de distribución en corriente alterna, autosoportado, 208V, 3 fases, 4 hilos, 500A, Barras de cobre, Ncc: 25kA	Unidad	2,00

Tabla 7.0.4. Servicios auxiliares (continuación).

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Tablero de distribución en corriente continua, autoportado, 125Vdc, 2 fases, 200A, Barras de cobre, Ncc: 10kA	Unidad	2,00
Tablero de distribución en corriente continua, autoportado, 48Vdc, 2 fases, 100A, Barras de cobre, Ncc: 10kA	Unidad	1,00
Tablero de transferencia automática en corriente alterna, autoportado, 208V, 3 fases, 4 hilos, 1400A, Barras de cobre, Ncc: 25kA	Unidad	1,00
Tablero de transferencia manual en corriente continua, autoportado, 125Vdc, 2 fases, 400A, Barras de cobre, Ncc: 10kA	Unidad	1,00
Tablero de iluminación y tomacorrientes, empotrado, 208V, 500A, Barras de cobre, Nc: 25kA	Unidad	1,00

Tabla 7.0.5. Sistemas de protección y control.

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Tablero de protección de líneas 1 y 2 (87L, 21, 67N)	Unidad	4,00
Tablero de protección de TRX de potencia (87T, 50/51)	Unidad	4,00
Tablero de protección de unión de barras A y B (87B)	Unidad	1,00
Equipo de control numérico	Unidad	1,00
Equipo de comunicaciones	Unidad	1,00
Cables de control		
cobre, 4 conductores #12AWG (PT,s)	m	1.650,00
cobre, 10 conductores #12AWG (seccionador puesta tierra)	m	375,00
cobre, 4 conductores #12AWG (seccionador AC)	m	780,00
cobre, 14 conductores #12AWG (seccionador DC)	m	780,00
Cable control de equipo compacto		
Cable de cobre, 2 conductores #12AWG, PVC-PVC, 600V	m	8.500,00
Cable de cobre, 4 conductores #12AWG, PVC-PVC, 600V	m	10.200,00
Cable de cobre, 10 conductores #12AWG, PVC-PVC, 600V	m	3.400,00

Tabla 7.0.5. Sistemas de protección y control (continuación).

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Cable de cobre, 4 conductores #10AWG, PVC-PVC, 600V	m	6.800,00

Tabla 7.0.6. Sistemas de puesta a tierra.

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Molde conexión tipo T entre conductores	Unidad	9,00
Molde conexión tipo X entre conductores	Unidad	3,00
Molde conexión entre barra y conductor	Unidad	1,00
Molde conexión entre conductor y superficie	Unidad	6,00
Cartucho de 150 para conexión tipo T	Unidad	197,00
Cartucho de 200 para conexión tipo X	Unidad	73,00
Cartucho de 150 para conexión entre conductor y superficie	Unidad	130,00
Conductor desnudo 4/0 AWG para malla de tierra	m	2.500,00
Conector a compresión de dos orificios para conductor trenzado calibre 4/0AWG.	Unidad	50,00
Conector apernado para sujeción de conductor a estructura	Unidad	100,00
Conector apernado para conexión a poste de cerca perimetral	Unidad	70,00
Conector apernado para conexión a alambre de cerca perimetral	Unidad	100,00

Tabla 7.0.7. Sistemas de protección contra rayos.

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Cable de guarda Alumoweld 7 conductores #9	m	330,00
Herrajes para cable de guarda	Unidad	26,00
Grapas de sujeción	Unidad	78,00
Conductor bajante de cobre desnudo 4/0 AWG	m	41,00
Puntas franklin 5/8" x96"	Unidad	4,00
Base para puntas franklin 5/8" x24"	Unidad	4,00

Tabla 7.0.8. Sistemas de iluminación y tomacorrientes.

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Luminarias fluorescentes 120V, 3x32 W, 2 balastos electrónicos, 1 balasto para iluminación de emergencia	Unidad	18,00
Luminarias fluorescentes 120V, 2x32 W, 1 balasto electrónico, 1 balasto para iluminación de emergencia	Unidad	14,00
Luminaria incandescentes para área clasificada, clase 1 división 2, 120V, 300 W	Unidad	4,00
Modulo de iluminación 50 W, 12Vdc, a base de baterías para iluminación de emergencia	Unidad	8,00
Reflectores 280V, 100 W, Metal Halide	Unidad	6,00
Reflectores 208V, 1000 W, Vapor de sodio	Unidad	20,00
Tomacorrientes dobles para interiores, 120V,20A, 2 polos, Tierra	Unidad	13,00
Tomacorrientes sencillos para intemperie, 208V, 50A, 3 polos	Unidad	4,00
Cable monopolar THW, calibre #12 AWG, 7 hilos, 600V (interior)	m	1.100,00
Cable tripolar PVC-PVC, calibre #6 AWG, 600V (exterior)	m	570,00

Tabla 7.0.9. Cables de potencia.

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
500 MCM monopolar, 35kV, armado, nivel de aislamiento 133%	m	1.400,00
350 MCM monopolar, 35kV, armado, nivel de aislamiento 133%	m	600,00
4/0 AWG monopolar, 35kV, armado, nivel de aislamiento 133%	m	7.400,00



## [ANEXO 8.0]

### PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE SUBESTACIONES

#### 8.0.1. Introducción

El siguiente anexo tiene por objetivo explicar brevemente el procedimiento para el diseño de subestaciones tipo intemperie en media y alta tensión, a nivel de **ingeniería básica**, en el marco de la elaboración de procedimientos operativos y de trabajo del sistema de calidad de Empresas Y & V Ingeniería y Construcción.

Dicho procedimiento comprende un conjunto de actividades que van desde la selección del esquema de la subestación a instalar, disposición física y la selección de los equipos constitutivos del patio de conexiones a instalar, todo esto tomando en consideración las condiciones, eléctricas y mecánicas del sistema a alimentar. Es conveniente aclarar que algunos de los puntos tratados en el procedimiento se encuentran desarrollados en la biblioteca de documentos y procedimientos de la empresa, y además de la existencia de normas internacionales bases del documento de diseño.

#### 8.0.2. Aclaratorias del flujograma

Antes de efectuar el proyecto de la subestación es necesario revisar la ingeniería conceptual previa, es decir del anteproyecto aceptado, además se requiere más información preliminar que complementa a la proporcionada por el anteproyecto, para la puesta en marcha del proyecto definitivo de diseño de la subestación. Algunos de estos datos son:

Localización de la subestación.

Datos de diseño.

- Lado de alta y de baja tensión: tensión nominal en kV, tipo de conexión de los bancos de transformadores, secuencia de rotación de las fases.
- Transformadores: número de unidades, capacidad por unidad, tensiones de transformación, conexiones, en alta, en baja y en el terciario si existe.
- Líneas de transmisión: número de circuitos, calibre del conductor y número de conductores por fase, capacidad de corriente por fase.
- Arreglos de la subestación: en cada una de las áreas de alta / media y baja tensión,
- Capacidad del cortocircuito monofásico a tierra y trifásico: lado de alta y baja tensión.
- Requerimientos de compensación del sistema en el punto de la subestación.
- Requerimientos de estabilidad del sistema.
- Tiempo máximo de actuación de las protecciones en el lado de alta tensión.
- Resistividad del terreno.

Condiciones geográficas.

- Temperaturas promedio máximas y mínimas anuales y registradas.
- Humedad relativa.
- Viento. Velocidad máxima en kilómetros por hora, con un factor de seguridad.
- Lluvia. Cantidad máxima en centímetros por hora y duración en número de horas.
- Nivel cerámico del lugar.
- Altura sobre el nivel del mar.
- Intensidad sísmica.
- Contaminación.

### 8.0.3. Flujograma

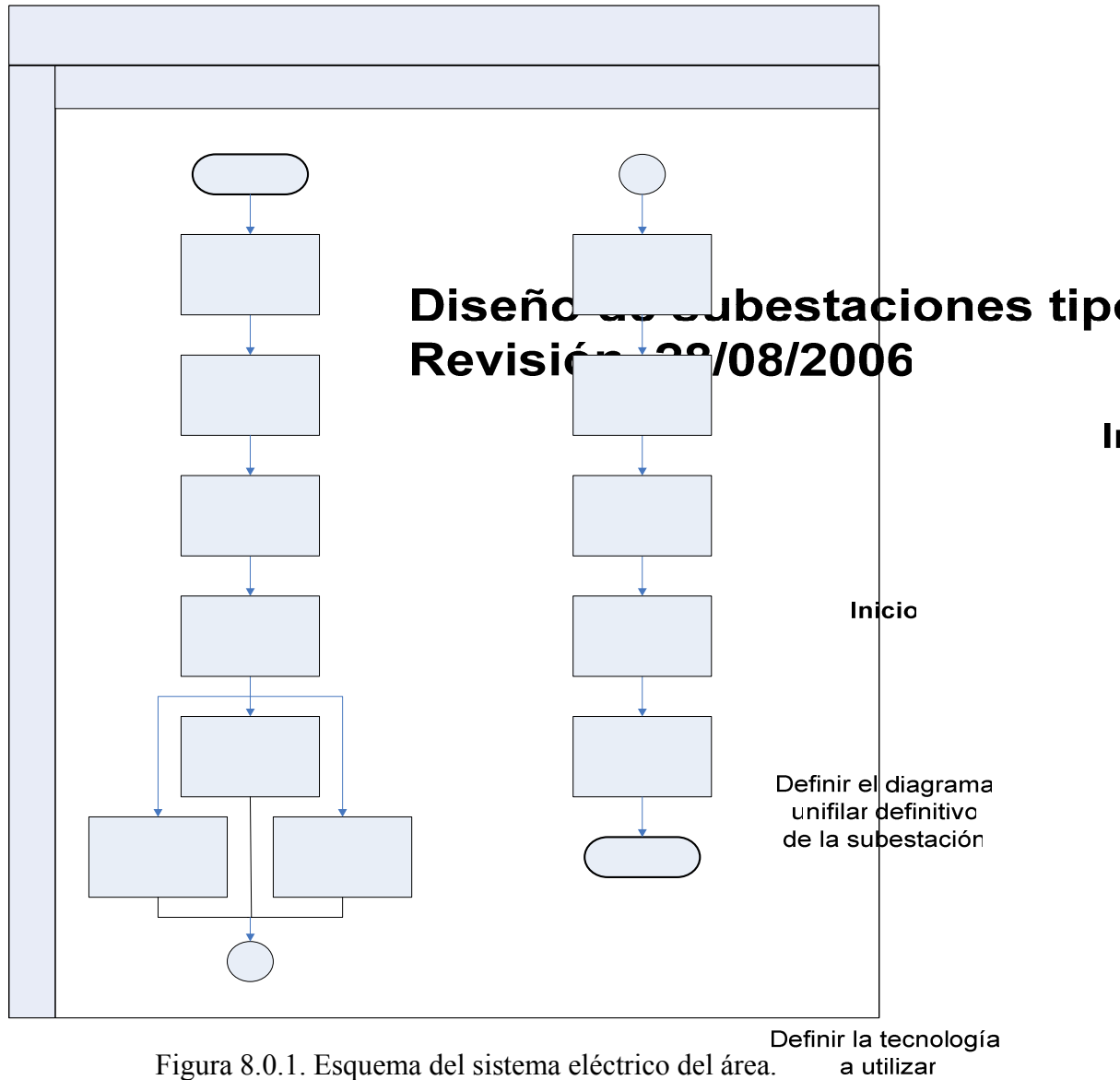


Figura 8.0.1. Esquema del sistema eléctrico del área.

### 8.0.4. Diagrama unifilar elemental

Se partió de la evaluación de los siguientes factores para la selección del esquema de conexión de la subestación, comparando para cada una de las diferentes disposiciones constructivas la flexibilidad, confiabilidad, seguridad, facilidad de ampliaciones, mantenimiento, simplicidad y el esquema de protección y control,

Definir los equipos de largo tiempo de entrega

Definir la disposición de equipos en patio

- T
- In
- S
- S
- D
- T
- T
- E

área disponible, costo, impacto ambiental, etc. Además de otros aspectos como son las características específicas del sistema eléctrico al que estará conectada la subestación, fuentes de potencia del sistema eléctrico, proximidad a otras subestaciones existentes, niveles de tensión dentro de la subestación, función que desempeña en el sistema eléctrico, cargas presentes y futuro. Se recomendó la tabla 1 de la norma CADAFE 156. PRESENTACIÓN DE PROYECTOS PARA SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN. SUBESTACIONES NORMALIZADAS DE CADAFE. 1988., donde se establecen algunos de los esquemas de conexión usados por CADAFE considerando la función de la subestación para diferentes niveles de tensión.

#### **8.0.5. Definición de la tecnología a utilizar**

En esta sección se explicaron las ventajas y usos más frecuentes de los tipos de subestaciones a implementar en un proyecto AIS, GIS o esquemas híbridos. Siendo las AIS instaladas en la trayectoria de líneas de larga distancia en su mayoría en áreas rurales, con más espacio disponible que para las GIS, que dan respuesta a una serie de requerimientos y condiciones que se puedan presentar en el sitio de instalación de la subestación, como lo son poco espacio, mayor contaminación ambiental, menor mantenimiento, etc., estando sus principales áreas de aplicación en áreas industriales o urbanas. Por último se explicaron los esquemas híbridos donde algunos equipos son convencionales, mientras otros son aislados en gas resultando los costos de la subestación, excluyendo el montaje en el sitio y la obra civil, menores que para una totalmente aislada en SF<sub>6</sub>, la selección de este tipo de esquema depende en su mayoría de factores económicos, de seguridad y confiabilidad en la instalación de algunos equipos.

Dichos aspectos resultan fundamentales para la decisión del tipo de subestación a instalar.

### **8.0.6. Especificaciones de los equipos de largo tiempo de entrega**

En esta sección se realizó una breve explicación de los ítems más importantes para lograr una correcta especificación de los equipos de largo tiempo de entrega de una subestación. Los equipos a los que se hizo referencia y sus especificaciones fueron las siguientes.

- Transformadores de potencia. Capacidad, cambiadores de tomas (taps), devanados, tanque, impedancia, requerimientos dieléctricos, conexión, operación en paralelo de transformadores, capacidad de corto circuito, magnitud de la corriente de cortocircuito, niveles de sonido.
- Interruptores de potencia. Mecanismo de operación, medio de extinción del arco, presión de gas, supervisión del gas, tensión nominal y Niveles de aislamiento, interrupción en oposición de fases, recierre, corriente continua y de cortocircuito nominal, constantes de tiempo de la corriente de cortocircuito.
- Seccionadores. Tipos de seccionadores, tensión nominal y niveles de aislamiento, corriente nominal y corriente de cortocircuito, esfuerzos mecánicos nominales sobre los terminales, mecanismos de operación, terminales, contactos.
- Switchgears. Tensión nominal y niveles de aislamiento, corriente nominal, corriente momentánea de cortocircuito, barras de principales, barras de puesta a tierra, cableado de control, contadores, instrumentos, transductores y relés de protección, panel anunciador.
- Descargadores de sobretensiones. Tensión nominal y máxima tensión de operación, corriente de descarga, sistema de alivio de presión, distancia de fuga, aisladores, terminales, acabado de los equipos, accesorios.

- Transformadores de tensión. Aceite, dispositivos y accesorios, conexiones y terminales, tensión nominal primaria y niveles de aislamiento, valor típico de la respuesta transitoria, carga nominal (burden), clase de precisión, número de devanados secundarios, tolerancia de la constante de tiempo.
- Transformadores de corriente. núcleo, arrollados, terminales, tensión nominal y nivel de aislamiento, corriente(s) y relación(es) nominales, carga nominal o burden, clase de precisión para medición, clases de precisión para protección.

#### **8.0.7. Disposición de equipos en el patio**

Para la cual se deben considerar las corrientes nominales y de cortocircuito, para seleccionar el tipo de barras más apropiado (rígida o flexible) para la subestación, la orientación de las líneas respecto a las barras, para determinar si en la disposición física debe preverse salida de circuitos a ambos lados de las barras o por el contrario a un solo lado; las distancias mínimas de seguridad, que se determinan a partir de los niveles de tensión y de aislamiento de los equipos de alta tensión se cito como referencia la norma CADAFE 158 PRESENTACIÓN DE PROYECTOS PARA SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN. GUÍA TÉCNICA PARA CALCULO DE JUEGO DE BARRAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD. 1988., tabla 1 para consultar las distancias mínimas de seguridad mínima a masa, masa tierra, entre fases, para instalaciones tipo intemperie.

#### **8.0.8. Localización de los sistemas de protecciones contra rayos**

En caso de ser necesario o por exigencias del cliente para asegurar la protección en contra de descargas atmosféricas directas, a través de la instalación de cables de guarda y puntas franklin en la parte superior de las estructuras de soporte a lo largo de la subestación.

Para determinar la posiciones de las estructuras apantalladas, respecto a los objetos a proteger y la altura de cada uno de estas respecto a la tierra, se utilizo el método el utilizado en el proyecto, propuesto por la Asociación alemana de investigación para la tecnología de alta tensión y grandes intensidades. BBC. Brown Boveri. Primera edición en Español. Urmo, SA ediciones .España. 1983. bajo las siguientes configuraciones.

- Zona de protección a lo largo de un cable de guarda
- Zona de protección entre dos cables de guarda
- Zona de protección de la punta franklin
- Zona de protección entre dos puntas franklin

#### **8.0.9. Cálculo de barras**

El procedimiento para el diseño de barras y selección de barras, se realizó considerando los esfuerzos estáticos y dinámicos, a los que estén sometidas las barras, y a las necesidades de corriente, disposiciones físicas de estas en la subestación, etc.

En el procedimiento se realizaron consideraciones del tipo permanentes y dinámicas que actúan bajo ciertas condiciones sobre la barra, entre las que se incluyeron, las debidas a expansiones de temperatura, condiciones de carga y a esfuerzos del tipo electromagnético producidos por las corrientes de cortocircuito, para los cuales el conductor debe tener la suficiente rigidez dieléctrica para resistir dichos esfuerzos. En este punto se referenció y explico la metodología propuesta por norma CADAFE 158-88 para el cálculo de juego de barras de subestaciones, bajo las premisas y formulaciones hechas en el capítulo 5.

### **8.0.10. Malla de tierra**

En este punto se describieron los pasos necesarios para realizar el diseño de la malla de tierra basados en las recomendaciones de la norma IEEE 80-00 para el diseño de sistemas de puesta a tierra, en función de la cantidad y longitud de las varillas del sistemas mallado, además de otros factores como lo son la resistividad del terreno, considerando datos ambientales como temperatura, humedad, tipo de terreno, profundidad, para determinar las tensiones de paso y de toque tolerables para garantizar la seguridad del personal que labore dentro de la subestación.

Además de otros aspectos propios del sistema eléctrico como lo son los valores de las corrientes de fallas monofásicas a tierra y trifásica a tierra, que ocasionan el máximo flujo de corriente y por lo tanto la mayor elevación de potencial de la subestación poniendo en riesgo al personal operativo de la misma y el máximo valor efectivo de la corriente simétrica de falla a tierra que junto a los factores de corrección por la componente continua de cortocircuito (factor de decremento) y de seguridad por crecimiento entre otros, determinan el calibre mínimo del conductor de la malla estas a su vez a las tensiones de paso y toque de la malla de puesta a tierra.

El método de mallado más usado actualmente que consiste en el uso del cable de cobre (de un calibre de 4/0 AWG) conectado a electrodos de varillas de copperweld a partes más profundas, enterrados a una profundidad aproximada de 0,5 a 0,8 m, para buscar zonas de menor resistividad.

### **8.0.11. Cálculo de alimentadores**

En esta sección se explicó el procedimiento para la selección de los alimentadores en media tensión, en función de tres factores caída de tensión,



calentamiento de circuitos agrupados, capacidad de corto circuito dependiendo de la carga continua conectada, longitud del alimentador y el método de instalación.

Para el cálculo de los cables por caída de tensión se indicó verificar los límites de regulación de tensión permitidos para los alimentadores dependiendo del tipo de carga y de la máxima caída de tensión.

Capacidad de corriente bajo la peor condición en bancadas, en función de la carga y su factor de carga, se sugirió la consulta de la norma PDVSA 90619.1.084, para determinar el número equivalente de ductos cargados en la bancada en función del calibre de cable y los amperes por conductor que se estiman manejar definiendo así definir la disposición física de los cables en la bancada.

Y por ultimo la capacidad de cortocircuito o resistencia del cable a la sobrecarga teniendo en cuenta la temperatura la corriente de cortocircuito trifásico y el tiempo de duración de la falla, de acuerdo a la norma PDVSA 90619.1.057.

#### **8.0.12. Iluminación**

Abarca toda la subestación a nivel del suelo y sobre las superficies verticales de los equipos, utilizando luminarias instaladas en el perímetro de la subestación, estructuras o postes para la iluminación exterior; y luminarias de haz dirigido para la iluminación interior, que ofrezcan un nivel máximo de iluminación sobre tableros, etc., para lo que se deben tomar en cuenta los niveles de iluminación normal y de emergencia, referenciados CADAFE 162-88 PRESENTACIÓN DE PROYECTOS PARA SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN. DISEÑOS DE LOS SISTEMAS DE ILUMINACIÓN Y TOMACORRIENTES. 1988., de acuerdo a las características del ambiente a iluminar y en función de las tareas a ser realizadas en dicho ambiente.

En instalaciones que ocupan grandes superficies de terreno se recomendó utilizar lámparas de vapor de sodio para la iluminación de exteriores y lámparas fluorescentes para el alumbrado interior de los edificios. La ubicación de las lámparas debe ser tal que permita su limpieza y reemplazo.

Para la realización del cálculo de los niveles de iluminación se propusieron los métodos expuestos en la norma PDVSA 90619.1.088 y en el capítulo 2 del Westinghouse Lighting Handbook o bien el uso de programas de iluminación como el DiaLux.

### **8.0.13. Diagramas unifilares de los servicios auxiliares**

El diagrama unifilar debe indicar los circuitos que salen de las barras, los interruptores utilizados y las cargas que alimentan. La instalación de los servicios auxiliares en baja tensión se realiza desde los transformadores de servicios auxiliares de la subestación que alimentan el tablero principal. Este último, alimenta al tablero secundario, que a su vez alimenta a los sistemas de corriente directa.

Para los sistemas auxiliares en corriente continua (CC) se citó el esquema utilizado en el proyecto del presente trabajo de grado, donde el diagrama unifilar de los sistemas auxiliares en CC consta de tres tableros de distribución, un (1) tablero principal, alimentado por dos (2) baterías de 125Vdc cada una con su propio cargador y que a su vez alimentan un sistema de transferencia manual de dos (2) barras a las que se conectan a dos (2) tableros secundarios destinados para suplir de energía a los servicios auxiliares de la subestación en sus dos (2) niveles de tensión.

De igual manera para los sistemas auxiliares en corriente alterna (CA) se citó el esquema utilizado en el proyecto del presente trabajo de grado, donde los servicios

auxiliares están conformados por tres (3) tableros de distribución, dos (2) destinados a alimentar los servicios auxiliares de la subestación en sus dos niveles de tensión, y un tablero principal con un sistema de transferencia automática que permite la incorporación de toda la carga a un solo alimentador que caso de falla en alguna de las barras.

Se remendaron las normas CADAFE 160. Presentación de proyectos para subestaciones de transmisión. Diseños de los sistemas auxiliares de corriente continúa. 1988. y CADAFE 161. Presentación de proyectos para subestaciones de transmisión. Diseños de los sistemas auxiliares de corriente alterna. 1988., así como las normas PDVSA N-201, PDVSA 90619.1.053. y PDVSA 90619.1.056 para realizar los cálculos de los servicios auxiliares en CC y CA.

#### **8.0.14. Especificación de los equipos de servicios auxiliares**

En esta sección se realizó una breve explicación de los ítems más importantes de los principales equipos de servicios auxiliares en CA y CD de la subestación como lo son.

- Bancos de baterías. Tipos de baterías, construcción, características eléctricas, tensión de carga, mantenimiento y mínima por celda, capacidad en AH, métodos de cálculo de estos en función del ciclo de carga.
- Cargador de baterías. Características de tensión, grado de protección, regímenes de carga flotante y rápida (de descarga de la batería), capacidad nominal mínima y máxima, mecanismo de operación, Flotante, para suministrar la carga normal de la subestación y las pérdidas internas de la batería, control del cargador automático y de desconexión.

- Generadores de emergencia Revisar la norma PDVSA 90619.1.052 para realizar el dimensionamiento del generador, capacidad nominal, caída de tensión, método y secuencia de arranque.

#### **8.0.15. Sistemas de protección**

Para el diseño del esquemático de protección, seleccionar los relés para las protecciones primaria, secundaria y de respaldo. Considerando los siguientes criterios.

Protección primaria diseñada de manera que se desconecte en el menor tiempo posible la mínima cantidad de elementos del sistema de potencia, a fin de minimizar los daños en los equipos en caso de fallas, aislando el elemento fallado tomando en cuenta que cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada deberá disparar todos los interruptores que envíen energía a esa zona, considerando como zonas de solapamiento, a los interruptores de potencia, de manera que en el caso de producirse una falla en esta zona, se accionen todos los interruptores asociados al interruptor bajo estudio, además se consideran a los transformadores de corriente como elementos que físicamente delimitan todas las zonas de protección, colocados a ambos lados de cada interruptor o solo de uno.

Protección de respaldo remoto, idéntica a la protección primaria en muchos casos pero ajustada a un tiempo de actuación mayor a la primera, que en el caso de fallar la protección primaria esta despeja la falla; por último la protección de respaldo, opera en el caso de falla de las dos primeras, activando las protecciones de subestaciones cercanas.

En este procedimiento se explicaron los protecciones primarias en una subestación, en caso de se no se encuentren normalizados los esquemas de protección

para la compañía a la cual se presten servicios, como lo es el caso para CADAFE que en su norma DISEÑOS NORMALIZADOS DE SUBESTACIONES. SISTEMAS DE PROTECCION. TOMOS I Y II. 1980, especifica las protecciones que se deben utilizar. En caso contrario se sugieren en resumen las siguiente protecciones.

#### **8.0.15.1. Protección de transformadores**

La protección principal comúnmente usada para proteger transformadores de potencia es la diferencial (87T). La protección diferencial se complementa con relés de sobrecorriente tanto de fase como residuales (51/51N) y del tipo instantáneo y tipo inverso, donde los relés de fase se consideran más una protección contra fallas externas al transformador.

Cuando el neutro del transformador se conecta a tierra, en forma directa o a través de una inductancia, se usa una protección de sobrecorriente de tierra, de tipo direccional (67-N), como complemento al respaldo de la protección de fase.

Adicionalmente se tienen las protecciones propias del transformador, como térmica (49), para sobrecargas; la Buchholz (63B) y de presión (63P) para fallas internas; el nivel de aceite (71) para detectar perdidas de aceite, etc. También relés auxiliares de disparo (86X), (86R) de reposición manual, que sirven como auxiliares de las protecciones primarias y de respaldo.

#### **8.0.15.2. Protección de barras**

El esquema de protección diferencial puede ser de dos tipos, alta impedancia o baja impedancia. En el esquema de alta impedancia el relé diferencial es un relé de tensión, mientras que en el esquema de baja impedancia es un relé de corriente. Otros

criterios de protección como el de comparación direccional de corrientes, también se usan normalmente.

### **8.0.15.3. Protección de líneas**

Los sistemas de protección de líneas pueden ser de diferentes tipos. Los más comunes son protección de distancia (21), tipo impedancia o admitancia teniendo estos últimos la propiedad de direccionalidad que permite medir la impedancia de la línea en un solo sentido, es una protección relativamente selectiva, debido a que la selectividad se alcanza sin una comparación del extremo remoto, no requiere de ningún sistema de telecomunicación para su función básica; protección diferencial y protección por comparación direccional.

Sistema de protección por comparación de fase por portadora (78) mide de la diferencia del ángulo de fase de la corriente entre los terminales de la línea protegida. Si el ángulo es pequeño se trata de una falla externa de corriente de carga y si el ángulo es grande existe una falla interna. Necesita de un sistema de telecomunicaciones entre los terminales de la línea.

Sistema de protección diferencial de línea (87L) absolutamente selectivo, mide la magnitud y ángulo de las corrientes que entran en el área de protección, requiere telecomunicación entre los terminales de línea.

Otras recomendaciones dadas en este amplio tema de las protecciones dentro de la subestación contemplaron la protección de reactores en derivación, alimentadores de distribución y de respaldo local contra falla de interruptor. Además se realizó una tabla, los números de la norma ANSI con que se designan, en forma

convencional, los relés más utilizados en subestaciones, líneas, así como una breve descripción de la función a la que más se adaptan.

Tabla 8.0.1. Relés más utilizados en subestaciones.

<b>Numero ANSI</b>	<b>Descripción del relé</b>	<b>Función que realiza en el sistema de protecciones</b>
21	Distancia – Impedancia.	Protección de respaldo en barras remotas de subestaciones adyacentes.
21-G	Distancia-Falla tierra monofásica.	Protección de respaldo para fallas fase tierra.
50	Sobrecorriente, instantáneo.	Detecta sobrecorrientes de fase.
50G	Sobrecorriente instantáneo y tiempo inverso temporizado.	Detecta sobrecorrientes de tierra.
51	Sobrecorriente instantáneo y temporizado. Tiempo inverso.	Protección de respaldo de fallas a tierra en bancos.
51-T	Relé de tiempo.	Retardar el disparo de un relé de distancia.
63	Detector de gas.	Protección primaria o de respaldo, para bancos de transformadores.
67	Sobrecorriente direccional instantáneo y temporizado.	Protección de respaldo en líneas, para fallas entre fases.
67-N	Sobrecorriente direccional instantáneo y temporizado.	Protección de disparo en las líneas para protecciones de fase a tierra.
86	Auxiliar de disparo, reposición manual.	Auxiliar para el disparo de las protecciones primarias y de respaldo.
87-T	Diferencial para banco de transformadores, con tres bobinas.	Protección primaria para bancos de transformadores.
87-B	Diferencial de barras.	Protección diferencial de barras de alta velocidad.
87-C	Comparación de fases, con canal de corriente portadora.	Protección primaria para líneas de transmisión.

### 8.0.16. Diagramas de control

Basados en la combinación de los esquemas recomendados por los fabricantes de interruptores, cuchillas, así como los diagramas de relés, son regularmente utilizados para la preparación de los diagramas elementales de control de cada sistema luego se procede a efectuar la lista de conexiones y el diagrama de alambrado indicando sobre el la disposición física del equipo con que se cuenta cada sección. Además se describieron los el sistema de control convencional para subestación.

- Unidades terminales remotas (UTR). Realiza la supervisión y el telemando del sistema de potencia y permite la operación de dicho sistema en forma integrada desde un centro de control. En sistemas de control integrado, los computadores de campo o el central, según sea el esquema forman las funciones de la UTR. Señales de datos medidas de entrada y salida típicas para el UTR de una subestación son: Tensión (V), Corriente (A), Potencia activa (MW), Energía activa (MWh), Energía reactiva, (MVARh), Factor de Potencia (FP) de líneas, transformadores. Tipos de UTR dependiendo de su función existen tres tipos, el primero que adquiere y distribuye datos, el segundo que adquiere y controla automáticamente datos, trabajado como un controlador programable y el tercero que adquiere y controla datos independientemente o en conjunto.
- Registrador de secuencia de eventos (SOE) que realiza el registro secuencial, sistemático, ordenado de eventos en el tiempo (con precisión de milésimas de segundos) de la ocurrencia de cambios de estado en las señales digitales cableadas hasta la UTR.
- Tablero mímico que contiene los elementos necesarios para la visualización y toma de decisiones de la subestación para su comando.
- Contadores de energía que miden la energía activa y reactiva por medio de vatímetros y varímetros, del tipo electromecánicos o de estado sólido. Con



una precisión o clase para los electromecánicos de 0,5; 1 y 2 según la norma IEC 521 y de 0,2 y 0,5 según la norma IEC 687. ALTERNATING CURRENT STATIC WATT-HOUR METERS FOR ACTIVE. 1992, para los electrónicos.

- Localizadores de falla que registran la distancia de la falla en una línea energizada, estando su operación condicionada a la operación de los relés de distancia.
- Registradores de fallas, que se dividen en módulos para señales analógicas y módulos para señales digitales. Los módulos de entradas analógicas vienen directamente de los transformadores de instrumentación, muestreadas y digitalizadas para permitir su manejo y almacenamiento, registro de tensiones y corrientes. Mientras los módulos de entradas digitales registran el cambio de estado de los contactos de las protecciones del sistema, interruptores y de las señales de teleprotección.
- Sistema de alarmas (anunciadores) equipado con tres pulsadores, uno para prueba de lámparas, otro para el reconocimiento de las alarmas y el tercero para reposición de estas. En este punto se describieron las alarmas típicas de los circuitos de la subestación, como lo son por baja presión de SF<sub>6</sub>, falla de mecanismo de operación del interruptor, de fusibles secundarios de los transformadores de tensión, etc.
- Transductores, utilizados en los circuitos de medida tensión (en serie con los transformadores de medida y los instrumentos indicadores o registradores) como en la interfaz entre los instrumentos de medida y las unidades terminales remotas, aprovechando sus propiedades y condiciones de operación, donde en la norma IEC 688-1. GENERAL PURPOSE TRANSDUCERS. 1980. se presenta los valores normalizados para seleccionar un transductor.
- Relés de interposición para el acople y aislamiento galvánico entre los equipo de patio y la UTR en lo que se requiere a mandos e indicaciones. Los relés de interposición para indicación de cambio de estado

generalmente se alimentan con la misma tensión continua de la subestación, mientras que los utilizados para mando de equipos deben ser alimentados por la tensión continua de la UTR.

- Instrumentos Indicadores deben cumplir con las normas IEC 51. DIRECT ACTING INDICATING ANALOGUE ELECTRICAL MEASURING INSTRUMENTS AND THEIR ACCESSORIES PART 1: DEFINITIONS AND GENERAL REQUIREMENTS COMMON TO ALL PARTS. 1997. y IEC 258. DIRECT ACTING RECORDING ELECTRICAL MEASURING INSTRUMENTS AND THEIR ACCESSORIES. 1968., pueden ser conectados directamente a los secundarios de los transformadores de instrumentación o después de sus respectivos transductores, instalándose los siguientes elementos: tres amperímetros por circuito, un voltímetro por circuito por barra con selector de medida entre fases y fase neutro, un vatímetro por circuito y un voltímetro para cada tensión de servicios auxiliares.
- Equipos de comprobación de sincronismo para efectuar la verificación visual de la condiciones de sincronismo entre el circuito y la barra de conexión, utilizados en situaciones de reenganche de la subestación, se recomendó revisar la norma CADAFE 165. PRESENTACIÓN DE PROYECTOS PARA SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN. DISEÑO DE SISTEMA DE SINCRONISMO. 1988.
- Sistemas de enclavamientos por medio de lógica alambrada (contactos de posición de equipos conectados en serie o en paralelo), o de control integrado son efectuadas por medio de lógica programable en los equipos de cómputo y proceso digital, para esta sección se recomendó revisar la norma CADAFE 280. PRESENTACIÓN DE PROYECTOS PARA SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN. SISTEMAS DE ENCLAVAMIENTOS AVISOS Y MANIOBRAS. 1991.