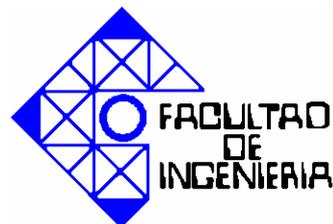




UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA



**DISEÑO DE LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN EN 34.5KV DE
SERVICIOS AUXILIARES ENTRE SUBESTACIONES DE
TRANSMISIÓN.
CASO ESTUDIO: TRAMO S/E LA ARENOSA 765KV A S/E LA
ARENOSA 400KV. CORPOELEC**

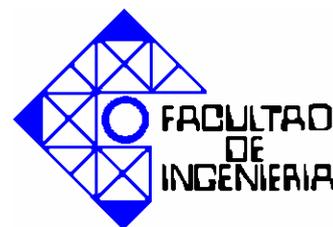
Tutor Académico: Ing. Eva Monagas
Tutor Industrial: Ing. Yonder Guevara

Autores:
Abreu, Santiago
Otero, Antonio

Naguanagua, febrero de 2018



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA



**DISEÑO DE LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN EN 34.5KV DE
SERVICIOS AUXILIARES ENTRE SUBESTACIONES DE
TRANSMISIÓN.
CASO ESTUDIO: TRAMO S/E LA ARENOSA 765KV A S/E LA
ARENOSA 400KV. CORPOELEC**

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE
UNIVERSIDAD DE CARABOBO PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERO
ELECTRICISTA.

Tutor Académico: Ing. Eva Monagas
Tutor Industrial: Ing. Yonder Guevara

Autores:
Abreu, Santiago
Otero, Antonio

Naguanagua, febrero de 2018



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA



CERTIFICADO DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes miembros del jurado asignado para evaluar el trabajo especial de grado titulado **“DISEÑO DE LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN EN 34.5KV DE SERVICIOS AUXILIARES ENTRE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN. CASO ESTUDIO: TRAMO S/E LA ARENOSA 765KV A S/E LA ARENOSA 400KV. CORPOELEC”**, realizado por los bachilleres: Abreu Matute, Santiago Jesús, Cedula de Identidad: 23.411.830, y Otero Navarro, Antonio Ramón, Cedula de Identidad: 22.285.232, hacemos constar que hemos revisado y aprobado dicho trabajo.

Prof. Eva Monagas

TUTOR

Prof. Juan Ataya

JURADO

Prof. Cesar Ruiz

JURADO

Naguanagua, febrero de 2018

DEDICATORIA

- Este trabajo y futuro título de ingeniería está dedicado a mis padres, que han estado a lo largo de mi vida apoyándome y ayudándome a crecer como una mejor persona, siempre atentos y trabajando para poder brindarme las herramientas que necesitaba para cumplir mis objetivos. Sin ustedes nada de esto sería posible, les debo todos mis logros.
- A mi hermana que a pesar de que muy pocas veces compartiéramos materias, fue agradable poder compartir contigo toda esta experiencia, las charlas en el carro camino a la universidad y cada situación que nos tocó afrontar juntos. Estoy muy orgulloso de todo lo que has logrado y que podamos compartir el acto de grado juntos, parte de quien soy hoy en día se debe a ti.
- A mis abuelos que han sido fuente de sabiduría y cariño, que me preguntaban cómo me iba en la universidad cada vez que me veían aunque no tuviera nada nuevo que contarles, una fuente de motivación para mí ha sido que ustedes pudieran vivir esto conmigo y se sintieran orgullosos. Me gustaría que los 4 pudieran estar conmigo, siempre los tendré presentes.
- A mis amigos que hicieron más agradable este tiempo en la universidad, que con cada ocurrencia hicieron que los semestres fueran mejores, que a pesar de dejábamos todo para última hora, siempre se podía contar con su ayuda. Un factor importante para el éxito universitario es un buen grupo de estudio y yo tuve uno bueno.
- A la cátedra del Laboratorio II de Física y Maquinas Eléctricas I, donde me permitieron ejercer el cargo de preparador y a sus profesores me enseñaron la importancia de dar clases y lo gratificante que es cuando se comparte conocimiento, tratando de ayudar siempre con las mejores intenciones.

Santiago Jesus Abreu Matute

DEDICATORIA

Este trabajo es dedicado a mi familia, compañeros y profesores.

Antonio Ramón Otero Navarro

AGRADECIMIENTOS

- A nuestra tutora académica Ing. Eva Monagas, por haber sido orientadora en este trabajo, con sus recomendaciones y sugerencias oportunas. Muchas gracias por su tiempo brindado y haber depositado su confianza en nosotros.
- A nuestro tutor industrial Ing. Yonder Guevara, por permitirnos trabajar con él y todo el conocimiento brindado. Muchas gracias por la ayuda incondicional y siempre haber estado para colaborar en la realización de este trabajo.
- Al técnico Emmanuel Vieira, por la información brindada en la S/E La Arenosa 765kV, así como todo el personal relacionado con la S/E La Arenosa que siempre tuvieron una buena disposición para ayudar, gracias.
- Al Ing. Cesar Ruiz, por habernos permitido usar el software de su autoría SISTRANS. Además de estar siempre dispuesto a colaborar con su gran experiencia en el sector eléctrico, muchas gracias.
- Al Ing. Heberto Rojas, por haber colaborado la propuesta de los montajes, la revisión de las partidas y presupuesto, gracias por compartir tu experiencia con nosotros.
- A todo el Departamento de Potencia de la Universidad de Carabobo, por estar conformado por profesores dedicados y amantes de su profesión, que han brindado a lo largo de nuestros estudios el apoyo y conocimiento que permitió la elaboración de este trabajo, gracias a todos.

Santiago Jesus Abreu Matute
Y
Antonio Ramón Otero Navarro

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
INTRODUCCIÓN	XI
CAPITULO I. EL PROBLEMA	13
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	13
1.2 OBJETIVOS	18
1.2.1 <i>Objetivo General</i>	18
1.2.2 <i>Objetivos Específicos</i>	18
1.3 JUSTIFICACIÓN	19
1.4 DELIMITACIONES	22
1.4.1 <i>Espacio</i>	22
1.4.2 <i>Tiempo</i>	23
1.4.3 <i>Contenido</i>	24
CAPITULO II. MARCO TEORICO	25
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	25
2.2 BASES TEÓRICAS	27
2.2.1 <i>Cálculos térmicos en conductores</i>	28
2.2.1.1 <i>Método de Westinghouse</i>	28
2.2.2 <i>Cálculos mecánicos en conductores</i>	32
2.2.2.1 <i>Ecuación de estados</i>	32
2.2.2.1.1 <i>Hipótesis I</i>	32
2.2.2.1.2 <i>Hipótesis II</i>	34
2.2.3 <i>Hipótesis de carga en conductor</i>	36
2.2.4 <i>Vano crítico</i>	37
2.2.4.1 <i>Hipótesis I</i>	37
2.2.4.2 <i>Hipótesis II</i>	38
2.2.5 <i>Calculo mecánico en los soportes</i>	39
2.2.5.1 <i>Carga transversal</i>	39
2.2.5.2 <i>Carga vertical</i>	39
2.2.5.3 <i>Carga longitudinal</i>	39
2.2.6 <i>Caída de Tensión</i>	40
2.3 BASES CONCEPTUALES	42
2.3.1 <i>Subestación Eléctrica</i>	42
2.3.1.1 <i>Transformador de Potencia</i>	43
2.3.1.2 <i>Disyuntor</i>	45
2.3.1.3 <i>Seccionador</i>	46
2.3.1.5 <i>Servicios Auxiliares</i>	47
2.3.2 <i>Línea de Distribución</i>	48
2.3.2.1 <i>Postes y Estructuras</i>	48
2.3.2.2 <i>Crucetas</i>	49
2.3.2.3 <i>Asiento para Crucetas</i>	50
2.3.2.4 <i>Perno Roscado a Todo lo Largo</i>	51
2.3.2.5 <i>Abrazaderas</i>	52
2.3.2.6 <i>Pletinas</i>	53
2.3.2.7 <i>Grillete</i>	54
2.3.2.8 <i>Seccionador</i>	55
2.3.2.9 <i>Aisladores</i>	56
2.3.2.9.1 <i>Espigas para Aisladores</i>	56
2.3.2.10 <i>Pararrayos</i>	57

2.3.2.11 Barra a Tierra.....	58
2.3.3 <i>Conceptos básicos de líneas aéreas</i>	58
2.3.3.1 Apoyos.....	58
2.3.3.2 Catenaria.....	59
2.3.3.3 Vano Real.....	59
2.3.3.4 Vano normal.....	59
2.3.3.5 Vano ficticio.....	59
2.3.4.6 Flecha.....	59
2.4 SOFTWARES UTILIZADOS.....	60
2.4.1 AutoCAD 2016.....	60
2.4.2 SISTRANS.....	61
2.4.3 LuloWIN.....	61
2.5 BASES LEGALES O NORMATIVAS.....	62
2.5.1 <i>IEEE Std 525: Guía para el Diseño e Instalación de Sistemas Cableados en Subestaciones Eléctricas</i>	62
2.5.2 <i>CADAFE 58-87: Distancias y Separaciones Mínimas</i>	68
2.5.2.1 Separación Mínima Horizontal y Vertical entre Conductores en la misma Estructura.....	69
2.5.2.2 Separación Mínima con Aisladores.....	70
CAPITULO III. MARCO METODOLÓGICO.....	72
3.1 CLASIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	72
3.2 DISEÑO DE LAS FASES METODOLÓGICAS.....	73
3.2.1 <i>Fase I: Diagnostico y evaluación de la situación problema</i>	73
3.2.2 <i>Fase II: Determinación de la propuesta de ingeniería</i>	74
3.2.3 <i>Fase III: Análisis y planteamiento de propuesta de ingeniería</i>	75
3.3 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.....	76
3.4 ANÁLISIS, INTERPRETACIÓN Y PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	77
3.5 UNIDAD DE ESTUDIO Y DE ANÁLISIS.....	79
3.5.1 <i>Población</i>	79
3.5.2 <i>Muestra</i>	79
CAPITULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	80
4.1 DIAGNOSTICO, EVALUACIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL DEL PROBLEMA.....	80
4.1.1 <i>Situación actual</i>	80
4.1.2 <i>Perfil longitudinal</i>	80
4.1.3 <i>Condiciones climatológicas</i>	82
4.2 CÁLCULOS Y DISEÑO DE LA PROPUESTA DE INGENIERÍA.....	83
4.2.1 <i>Selección del conductor</i>	83
4.2.1.1 Ampacidad.....	83
4.2.1.2 Caída de tensión.....	84
4.2.2 <i>Cálculo térmico del conductor</i>	85
4.2.3.1 Distancia mínima a masa.....	86
4.2.3.2 Distancia mínima al terreno.....	87
4.2.3.3 Separación horizontal de conductores para flecha máxima.....	87
4.2.4 <i>Cálculo mecánico del conductor</i>	87
4.2.4.1 Tabla de hipótesis.....	88
4.2.5 <i>Calculo mecánico de los soportes</i>	89
4.2.5.1 Carga vertical critica admisible.....	90
4.2.5.2 Vano máximo por carga del viento.....	92
4.2.5.3 Carga longitudinal.....	92
4.2.5.4 Carga Transversal.....	94
4.2.5.5 Vano máximo para la flecha máxima.....	95
4.2.6 <i>Hoja de Localización</i>	96
4.2.7 <i>Hoja de tensado</i>	96
4.2.8 <i>Dibujo del tendido aéreo</i>	97

4.3 VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS	100
4.3.1 <i>Introducción de información al SISTRANS</i>	100
4.3.2 <i>Resultados Obtenidos</i>	100
4.4 TRAMO SUBTERRÁNEO	101
4.4.1 <i>Patio 765kV</i>	101
4.4.2 <i>Patio 400kV</i>	103
4.5 PROPUESTA ECONÓMICA DEL PROYECTO	104
4.5.1 <i>Materiales y equipos necesarios</i>	104
4.5.2 <i>Análisis de precios unitarios</i>	107
4.5.3 <i>Presupuesto final</i>	108
CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES	110
CONCLUSIONES.....	110
RECOMENDACIONES	113
BIBLIOGRAFÍA	115
ANEXO 1 MINUTA DE REUNION VISITA A S/E ARENOSA.....	118
ANEXO 2 CARTA DE APROBACIÓN PARA EL INGRESO A LA S/E ARENOSA	120
ANEXO 3 DIAGRAMA UNIFILAR DEL CENTRO DE DISTRIBUCIÓN B DE SSAA PATIO 765KV S/E ARENOSA.....	121
ANEXO 4A PERFIL LONGITUDINAL DEL TRAMO AÉREO DE LA LÍNEA 34,5KV DE INTERCONEXIÓN DE SSAA.....	122
ANEXO 4B FUNDACIONES DE LOS SOPORTES.	123
ANEXO 4C PLANO DE PLANTA DE LÍNEA DE 34,5KV DE SSAA.....	124
ANEXO 5A CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS Y ELÉCTRICAS DE CONDUCTOR AAAC 6201 T81 (ARVIDAL)	125
ANEXO 5B CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS Y ELÉCTRICAS DEL CABLE 1P MV-90 PARA 36KV DE CABEL.....	126
ANEXO 6 TABLA DE HIPÓTESIS PARA CÁLCULO MECÁNICO EN EL CONDUCTOR.....	127
ANEXO 7 HOJA DE LOCALIZACIÓN	129
ANEXO 8 HOJA DE TENSADO PARA EL CONDUCTOR	130
ANEXO 9 ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS	132
ANEXO 10 INTERRUPTOR DE POTENCIA SIEMENS 3AF0143.....	141

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: SISTEMA DE ANILLO S/E ARENOSA-S/E HORQUETA-S/E YARACUY.	15
FIGURA 2: DIAGRAMA DE ALIMENTACIÓN PARA SSAA DE LOS PATIOS DE 765kV Y 400kV.....	16
FIGURA 3: TRAYECTO DESDE S/E GURÍ HASTA S/E LA ARENOSA POR LAS LÍNEAS DE 765kV.	19
FIGURA 4: DIAGRAMA DE ISHIKAWA.....	20
FIGURA 5: VISTA SATELITAL DE LA S/E LA ARENOSA.....	23
FIGURA 6. DIMENSIONES DEL CONDUCTOR	31
FIGURA 7. HIPÓTESIS I	32
FIGURA 8. HIPÓTESIS II.....	34
FIGURA 9: DIAGRAMA FASORIAL DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CON UNA CARGA ESTÁTICA.	40
FIGURA 10. IMAGEN DEL PATIO 765kV S/E ARENOSA.	43
FIGURA 11: PARTES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA.	44
FIGURA 12. DISYUNTOR TRIFÁSICO.....	46
FIGURA 13. SECCIONADOR DE UNA SUBESTACIÓN.....	46
FIGURA 14: DIMENSIONES FÍSICAS DE UNA CRUCETA.....	50
FIGURA 15: DIMENSIONES FÍSICAS DE UN ASIENTO PARA CRUCETA.	51
FIGURA 16: DIMENSIONES FÍSICAS DE PERNO ROSCADO A TODO LO LARGO.	52
FIGURA 17: DIMENSIONES FÍSICAS DE UNA PLETINA.....	53
FIGURA 18: DIMENSIONES FÍSICAS DEL GRILLETE Y PASADOR.	54
FIGURA 19: TIPOS DE SECCIONADORES.	55
FIGURA 20. REPRESENTACIÓN DE LÍNEA AÉREA.....	60
FIGURA 21: DIAGRAMA DE FLUJO PARA DISEÑO E INSTALACIÓN DE CABLES EN SUBESTACIONES.	65
FIGURA 22: ESQUEMA DE LAS FASES METODOLÓGICAS.....	76
FIGURA 23: TEMPERATURAS MÍNIMAS Y MÁXIMAS DE LA ZONA DE TRABAJO.	82
FIGURA 24: CALCULO TÉRMICO DEL CONDUCTOR.....	85
FIGURA 25: TENDIDO DEL CONDUCTOR SOBRE EL PERFIL LONGITUDINAL.	99
FIGURA 26: SIMULACIÓN EN EL SOFTWARE SISTRANS.	100
FIGURA 27: DESGLOSE DE CÓMPUTOS MÉTRICOS.....	105
FIGURA 28: RESUMEN DE MATERIALES.	106
FIGURA 29: RESUMEN DE EQUIPOS.	107
FIGURA 30: RESUMEN DE MANO DE OBRA.	107
FIGURA 31: PRESUPUESTO FINAL DE LA OBRA.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: DAÑOS EN LA LÍNEA 34,5kV DE SSAA DE LOS PATIOS DE 400kV A 765kV.....	17
TABLA 2: VALORES DEL COEFICIENTE DE ABSORCIÓN.	29
TABLA 3: VALORES TÍPICOS DE LA RADIACIÓN SOLAR.	29
TABLA 4: VALORES TÍPICOS DE EMISIVIDAD.	30
TABLA 5: CAÍDA DE TENSIÓN PERMITIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.	41
TABLA 6 PARTES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	44
TABLA 7. SÍMBOLOS EMPLEADOS PARA SEÑALAR EL REFRIGERANTE Y SU MODO DE CIRCULACIÓN.	45
TABLA 8: POSTES TUBULARES DE ACERO. CARACTERÍSTICAS REQUERIDAS	49
TABLA 9: DIMENSIONES FÍSICAS DE UNA CRUCETA.	50
TABLA 10: DIMENSIONES FÍSICAS DE UNA CRUCETA.	50
TABLA 11: DIMENSIONES FÍSICAS DE UN ASIENTO PARA CRUCETA.	51
TABLA 12: DIMENSIONES FÍSICAS DE PERNO ROSCADO A TODO LO LARGO.	52
TABLA 13: DIMENSIONES FÍSICAS DE UNA PLETINA.....	53
TABLA 14; DIMENSIONES FÍSICAS DEL GRILLETE Y PASADOR.	55
TABLA 15: DISTANCIAS MÍNIMAS PARA SECCIONADORES TIPO EXTERIOR.	56
TABLA 16: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE PARARRAYOS TIPO VÁLVULA.	57
TABLA 17: CLASE DE HILOS EN CABLES.....	66
TABLA 18: NÚMERO DE HILOS SEGÚN LA CLASE DEL CABLE.	66
TABLA 19: DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE CONDUCTORES Y OTRAS ESTRUCTURAS SOPORTANTES.	69
TABLA 20: DISTANCIA MÍNIMA ENTRE CONDUCTORES EN LA MISMA ESTRUCTURA.	70
TABLA 21: DISTANCIA MÍNIMA VERTICAL ENTRE CONDUCTORES EN LA MISMA ESTRUCTURA.	70
TABLA 22: PERFIL LONGITUDINAL DEL TERRENO.....	81
TABLA 23: DATOS CLIMATOLÓGICOS DE LA ZONA DE TRABAJO.	83
TABLA 24: CAPACIDAD DE CORRIENTE PARA CONDUCTORES NORMALIZADOS.....	83
TABLA 25: CAÍDA DE TENSIÓN PARA CONDUCTORES.....	84
TABLA 26: TEMPERATURAS DE OPERACIÓN SEGÚN ALTITUD.	86
TABLA 27: HIPÓTESIS DE CARGA MECÁNICA EN EL CONDUCTOR.....	88
TABLA 28: DIMENSIONES DE POSTES 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.	89
TABLA 29: CONSTANTES SEGÚN EL TIPO DE SUJECIÓN.	90
TABLA 30: FUERZAS VERTICAL CRÍTICA ADMISIBLE SEGÚN SUJECIÓN.	91
TABLA 31: VANO MÁXIMO POR CARGA DEL VIENTO.	92
TABLA 32: COEFICIENTES DE SEGURIDAD PARA CARGAS LONGITUDINALES.....	93
TABLA 33: CARGAS TRANSVERSALES RESULTANTES.	95
TABLA 34: LONGITUD DEL TENDIDO AÉREO.....	98
TABLA 35: PRUEBAS DE AISLAMIENTO AL TRANSFORMADOR DE SSAA.....	102

ABREVIATURAS

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

S/E: Subestación Eléctrica

CORPOELEC: Corporación Eléctrica Nacional

CADAFE: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico

EDELCA: Electrificación del Caroní

IEEE: Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

ANSI: Asociación Nacional Estadounidense de Estándares

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional

SSAA: Servicios Auxiliares

S: Potencia aparente o compleja (VA)

P: Potencia activa o real (W)

Q: Potencia reactiva o imaginaria (VAR)

Sf: Vano ficticio

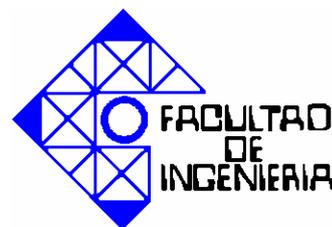
Sm: Vano medio

E.C: Esfuerzo cumbre del poste

A.P.U: Análisis de precio unitario



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA



**DISEÑO DE LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN EN 34.5KV DE
SERVICIOS AUXILIARES ENTRE SUBESTACIONES DE
TRANSMISIÓN.
CASO ESTUDIO: TRAMO S/E LA ARENOSA 765KV A S/E LA
ARENOSA 400KV. CORPOELEC.**

Autores: Abreu, Santiago
Otero, Antonio
Tutor: Ing. Eva Monagas

Fecha: Febrero, 2018

RESUMEN

La confiabilidad y sistemas de respaldo energético en una subestación representan una gran importancia en el sistema interconectado nacional, permitiendo una mayor robustez, lo que llevo a considerar la necesidad de contar con 3 fuentes de respaldo en el patio de 765kV en la S/E Arenosa. Debido a una falla ocurrida y mala ejecución de mantenimiento correctivo, una de estas fuentes de respaldo quedo fuera de servicio. Es por ello que este trabajo tiene como objetivo principal diseñar una línea de distribución operada en 34,5kV que permita la conexión de los servicios auxiliares de los patios de 765kV y 400kV en dicha S/E, permitiendo poner en servicio el sistema de respaldo de energía caído actualmente. Para esto se realizo un diagnostico de los tramos afectados y recopilación de información que conllevo a establecer los criterios de diseño. Completado esto se realizo los cálculos eléctricos y mecánicos al conductor, así como los cálculos mecánicos a los soportes para su localización, se implemento el software SISTRANS para la corroboración de los resultados técnicos obtenidos, requiriendo que el diseño cumpliera con las normativas nacionales vigentes. Finalmente se evalúa una propuesta económica para la ejecución del proyecto, considerando diferentes proveedores y posibilidades de la empresa CORPOELEC.

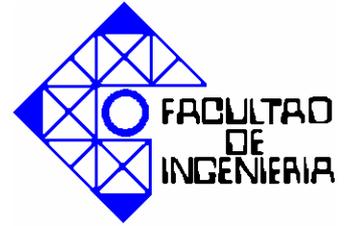
Palabras clave: Subestación Eléctrica, servicios auxiliares, subtransmisión, línea de distribución, sistema de respaldo de energía, CADAPE y EDELCA.

Línea de investigación: Ingeniería Eléctrica Aplicada del Departamento de Potencia de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Carabobo.

Área prioritaria: Energía.



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA



**DESIGN OF A DISTRIBUTION LINE ON 34.5KV OF
AUXILIARIES SYSTEMS BETWEEN TRANSMISSION
SUBSTATIONS.
STUDY CASE: SECTION E/S LA ARENOSA 765KV TO E/S LA
ARENOSA 400KV. CORPOELEC.**

Authors: Abreu, Santiago
Otero, Antonio

Tutor: Ing. Eva Monagas

Date: February, 2018

ABSTRACT

Electrical reliability and energy backup systems in a substation represent a great importance in the national interconnected system, allowing greater robustness, which leads to the need of having 3 backup sources in the E/S La Arenosa 765kV. Due to a fault that occurred and a poor execution of corrective maintenance, one of these backup sources was left out of service. Because of that, the main objective of this paper is the design of a distribution line operated at 34.5kV that allows the connection of the auxiliary services of the 765kV and 400kV yards in said E/S, which allows to put into service the energy backup system currently fallen. For this, a diagnosis of the affected sections and information gathering that led to establishing the design criteria was made. This was completed with the electrical and mechanical calculations to the conductor, as well as the mechanical calculations to the supports for their location, the SISTRANS software was implemented to corroborate the technical results obtained, requiring the design to satisfy with the current national regulations. Finally, an economic proposal for the execution of the project was evaluated, considering different suppliers and possibilities of the company CORPOELEC.

Keywords: Electrical substation, auxiliaries systems, subtransmission, distribution line, energy backup system, CADAPE and EDELCA.

Research line: Applied Electrical Engineering of the Department of Power of the School of Electrical Engineering at the University of Carabobo.

Priority area: Energy

INTRODUCCIÓN

Las subestaciones están formadas por un grupo de equipos encargados de dirigir el flujo de energía en un sistema de potencia, garantizando la seguridad de dicho sistema por medio de dispositivos de protección y la capacidad de redistribuir el flujo de energía en caso de una falla. Por esto es de gran importancia que una subestación proporcione una gran confiabilidad.

La confiabilidad se ha vuelto un aspecto esencial tanto en el diseño como en la práctica, este se expresa como la probabilidad que tiene un determinado sistema de presentar una falla. Por tanto, al ser una subestación la encargada de distribuir la energía en el sistema eléctrico ésta, debe operar de forma correcta ante cualquier tipo de falla y es aquí donde es de vital importancia el correcto funcionamiento y estado de los servicios auxiliares.

Los servicios auxiliares se encargan de suministrar energía a los motores para la operación de interruptores y seccionadores, calefacción/refrigeración de equipos y armarios, relés de protección, circuitos de control, alumbrado, etcétera. Es decir, gracias a estos las fallas se pueden despejar de manera mucho más rápida y segura, permitiendo así que ésta no se propague, e incluso pueden ser capaces de realizar el proceso de redistribución de la energía de manera automática.

En el desarrollo de este trabajo se realiza un diagnóstico del estado actual de la línea de 34.5kV que une los patios de 765kV y 400kV. Para posteriormente realizar un análisis en el cual se valoran algunas posibles soluciones al problema, de manera que finalmente podamos entregar una propuesta de ingeniería que cumpla con la normativa vigente y aceptada por la empresa.

Este trabajo está conformado por cuatro (4) capítulos distribuidos de la siguiente forma, para finalizar con las conclusiones y recomendaciones:

- Capítulo I. EL PROBLEMA; En este capítulo se realiza una explicación detallada sobre la situación actual de la problemática a resolver, se mencionan

los objetivos necesarios para poder llevar a cabo el trabajo, todo esto dentro unas delimitaciones y se presenta la justificación pertinente.

- Capítulo II. MARCO TEORICO; Se realiza una recopilación y explicación detallada de toda la información base necesaria para poder abordar de forma correcta el trabajo.
- Capítulo III MARCO METODOLOGICO; Se determina y explica cual es el tipo de investigación acorde con este trabajo especial de grado, además, se describe el diseño de las fases metodológicas necesarias para poder llevar a cabo los objetivos específicos planteados previamente.
- Capítulo IV. ANALISIS DE RESULTADOS; Consiste en la presentación de los resultados obtenidos tras haber llevado a cabo las fases metodológicas planteadas, se busca cumplir con los objetivos planteadas y se brinda una propuesta de ingeniería basada en fundamentos teóricos y técnicos.
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES; Se presentan las conclusiones del trabajo y se realizan una serie de recomendaciones que pueden ser de utilidad en caso de llevarse a cabo la ejecución de dicho proyecto.

CAPITULO I. EL PROBLEMA

A continuación se explica detalladamente la situación problemática en torno a un sistema de respaldo actualmente fuera de servicio en la empresa caso estudio. Igualmente, se presentan los objetivos generales y específicos que conllevan el diseño de la línea de distribución entre subestaciones vecinas que reactivarán el sistema de respaldo, la justificación de esta investigación, así como los aspectos que delimitan el proyecto.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el comienzo de la electrificación en Venezuela, la gran demanda de potencia eléctrica se encontraba en el sur del país debido a grandes industrias de explotación y conversión de minerales como es el caso de Siderúrgicas del Orinoco (SIDOR), en dicha región se encontraba una cantidad importante de embalses de agua, siendo estas una fuente potencial de energía hidroeléctrica, la cual sería progresivamente aprovechada por medio de la construcción de centros de generación en el Caroní y otras zonas, siendo una de las primeras la central hidroeléctrica Macagua I para ese momento.

Posteriormente, cuando la demanda en la zona central del país inició su aumento debido a la industrialización y las poblaciones que crecían rápidamente, diferentes empresas se vieron en la necesidad de poder transportar grandes bloques de energía a largas distancias del país, esto debido a que a mediados del año 1963 la empresa Electrificación del Caroní (en adelante EDELCA) junto a Kaiser Engineers and Constructors Inc comenzarían las negociaciones y estudios para la elaboración de la primera casa de máquinas de la que sería la central hidroeléctrica (Guri) con la mayor capacidad instalada en el mundo durante un periodo de tiempo, dicha central hidroeléctrica culminaría sus obras en el año 1978 y se ampliaría en 1985, aportando más del 40% de energía generada en el país [1]. Además, se comenzaría la construcción de grandes plantas termoeléctricas como Planta Centro en la década de los 70 en la zona norte del país, planta que operaría 5 unidades que serían alimentadas por una planta desalinizadora y su cercanía al mar [1], por lo que se tuvo la necesidad de poder conectar todos estos elementos, creándose progresivamente el sistema de transmisión venezolano o sistema interconectado.

En base a esta necesidad, la subestación La Arenosa fue puesta en servicio en el año 1977 con el propósito de interconectar esos grandes centros de generación ubicados al sur y norte del país con el resto del sistema eléctrico nacional (en adelante SEN) y ha sido ampliada con el pasar de los años para poder ajustarse al crecimiento poblacional y aumento de demanda, dicha subestación actualmente cuenta con cuatro (4) patios: 765kV, 400kV, 230kV y 115kV. El patio de 765kV está constituido principalmente por 2 bancos de autotransformadores de 3 devanados, operando a tensión de 765kV/230kV/20kV y capacidad instalada en cada banco de 3000MVA y está bajo la operación de EDELCA. En el patio de 400kV se encuentran dos bancos de autotransformadores de 3 devanados operando a tensión de 400kV/230kV/34.5kV con capacidad instalada en cada banco de 450MVA. El patio de 230kV cuenta con 2 autotransformadores trifásicos operando a 230kV/115kV/13.8kV con una capacidad instalada de 200MVA cada uno, el terciario de uno de estos transformadores se utiliza para alimentar los servicios auxiliares del patio de 115kV. Por último, el patio de 115kV se alimenta por los dos transformadores mencionados anteriormente a 2 barras principales acopladas y de estas se transmite a la subestación Yaguara (Cojedes), estos 3 patios se encuentran bajo la operación de la Compañía de Administración y Fomento Eléctrico (en adelante CADAPE).

El patio de 765kV de la S/E La Arenosa conecta con la S/E San Gerónimo e indirectamente con el Gurí, Además dicho patio tiene una conexión con la S/E La Horqueta lo cual permite formar un anillo entre las tres subestaciones mencionadas anteriormente, operando en 765kV y brindándole al sistema eléctrico nacional una mayor robustez. Por último, este patio sirve como paso hacia la S/E Yaracuy, último recinto donde finaliza una de las líneas de 765kV y conecta con todo el sistema Oeste del país. El patio de 400kV se conecta con la S/E planta centro por medio de tres líneas de 65km, la función de estas aéreas en S/E La Arenosa es de trabajar como patios reductores de tensión entre los grandes centros de generación (Planta hidroeléctrica Gurí aproximadamente 10.235MW, planta termoeléctrica del centro aproximadamente 2.000 MW) y las zonas de consumo masivo en el sistema eléctrico nacional, de aquí la importancia del correcto funcionamiento de dichos patios. La subestación La Arenosa recibe mensualmente un promedio de 800.000MWh y esta se reparte en los diferentes patios menores a 765kV, todo esto se puede visualizar en la figura 1.

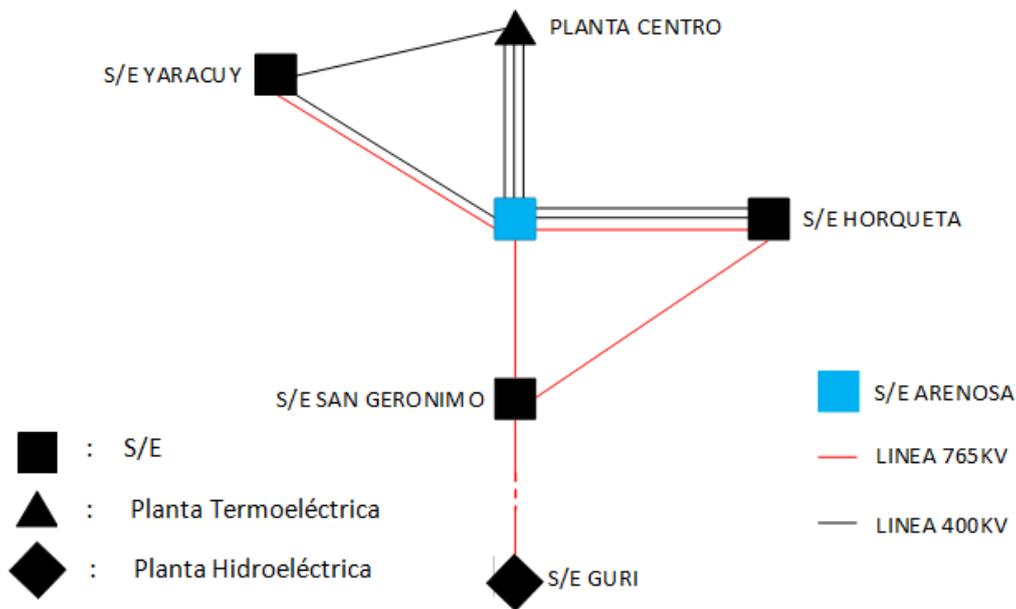


Figura 1: Sistema de anillo S/E Arenosa-S/E Horqueta-S/E Yaracuy.

Cabe destacar que una parte vital en el funcionamiento de una subestación eléctrica son los servicios auxiliares (AC y DC) estos dan energía a una diversidad de elementos los cuales se pueden separarse por cargas críticas como: sistemas de enfriamiento para transformadores, cambiadores de tomas, circuitos de interruptores (control, compresores y motores para accionar), equipos de calentamiento, relés de protección, alarmas, sistema contra incendios, equipos de comunicación, luces de seguridad y cargadores de baterías [2]. Además de cargas no críticas como: iluminación de exteriores e interiores, tomas de uso general en exteriores e interiores, cargas destinadas al mantenimiento (equipos para tratamiento de aceite, equipos de transporte para gas SF6, entre otros) y cargas destinadas a la construcción (soldadoras, taladros, remolques, entre otros) [2].

Así como se evalúan las cargas críticas y no críticas, es importante considerar que existen cargas continuas (sistema contra incendios, entre otros) a las cuales no se les debería dejar sin suministro eléctrico bajo ninguna circunstancia, esto hace que la capacidad de optar por diferentes fuentes de alimentación sea un tema delicado e importante. Buscando tener un sistema confiable y que pueda responder bajo diversas adversidades. Todo esto se lleva a diferentes escalas dependiendo de los valores de operación de la subestación e importancia en el sistema, al ser la S/E La Arenosa una pieza fundamental en el SEN y mover una enorme cantidad de energía, la alimentación y funcionamiento de sus servicios auxiliares debe estar en óptimas condiciones.

Inicialmente los SSAA del patio de 765kV contaba con alimentación principal por medio de los terciarios (20kV) de 2 bancos de autotransformadores una línea de 34.5kV (aproximadamente 600m) que conecta el patio de 765kV y 400kV. Por último, cuenta con un generador diesel de 440V con capacidad de 1500KVA como 3ra fuente de respaldo. El patio de 400kV trabaja con una alimentación principal por medio de los terciarios (34.5kV) de los 2 bancos de autotransformadores y un generador diesel de 1500kVA como 2do respaldo. Es importante resaltar que la línea de interconexión entre patios funciona mediante la conexión por un supervisor de voltaje y un seccionador en el patio de 765kV, mientras que el otro extremo de la línea se encuentra normalmente abierto por medio de un interruptor de bajo volumen de aceite a la barra de SSAA, lo cual permite una ausencia de flujo de potencia cuando se opera con los otros medios de alimentación. Todo esto se visualiza en la figura 2.

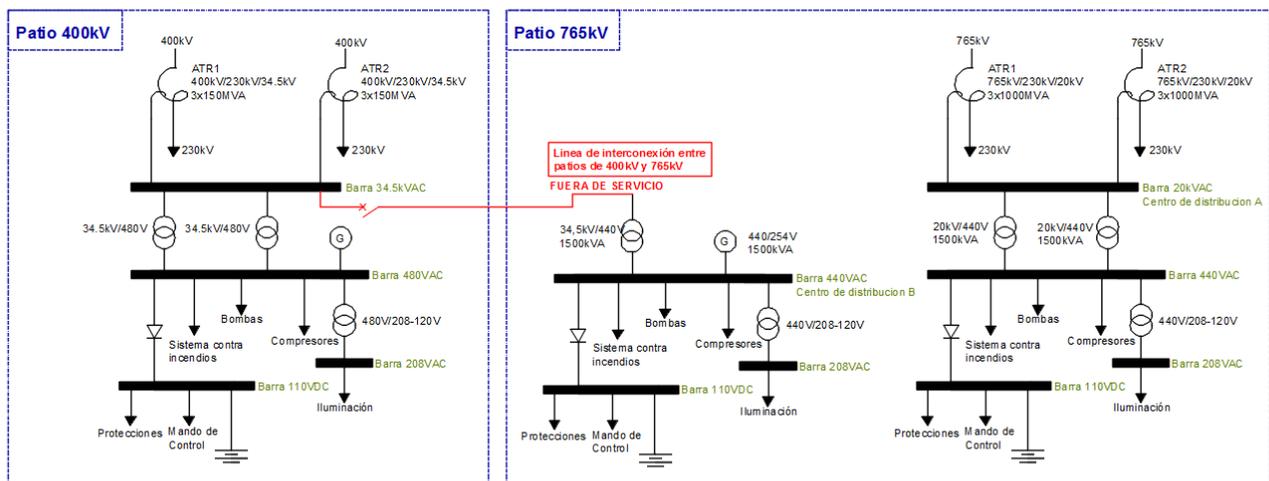


Figura 2: Diagrama de alimentación para SSAA de los patios de 765kV y 400kV.

En la fecha del 06/10/2006 se deja fuera de servicio a la línea de SSAA que conecta los patios de 765kV y 400kV, esto se debió a una falla en el autotransformador N°2 de 400kV/230kV/34,5kV en la S/E Arenosa de CADAFFE, una sobretensión ocasiono el deterioro de diversos elementos producto de un tiempo largo de despeje de la falla (30 ciclos) [3]. Se pudo observar una vez despejada la falla que debido a la magnitud y tiempo de ocurrencia, los conductores presentaron una elongación alarmante, aunado a esto se realizó la inspección de varios elementos que se detectaron posteriormente como dañados, se realizó una prueba de aislamiento al transformador 34,5kV/440V que conecta la línea con el centro de distribución B de los SSAA en 765kV y esta arrojó

valores normales. En la tabla 1 se puede observar una lista de los elementos afectados por la falla determinados para el año 2006.

Actualmente las condiciones de esta línea se encuentran más deterioradas a las que se especificaron en ese informe, ya que el proyecto de restauración nunca se llevó a cabo se fue desmantelando parte de este sistema de interconexión entre los patios y se presentaron situaciones de hurto en los tramos subterráneos de la línea. Todo este problema planteado ha sido generado por una diversidad de causas que tienen un efecto importante en el manejo actual de los SSAA de la S/E Arenosa, la figura N°4 muestra un diagrama de Ishikawa en el cual se refleja cómo se han realizado estas causas y han establecido el problema.

Tabla 1: Daños en la línea 34,5kV de SSAA de los patios de 400kV a 765kV [3].

Cantidad	Elemento Fallado
3	Seccionadores Contacto Móvil TIPO 4, Contacto Fijo TIPO 5 (daños en sus contactos).
2	Fusibles de In = 40A, Un = 20/36 kV (Actuados en las fases A y B).
3	Copas Terminales para conductor 500 MCM.
3	Pararrayos 34,5kV (Fase B explotado, fase A y C con daños en su punto de conexión superior).
600 m	Conductor Tipo ALVIDAL, calibre 4 Cero (Fase B presenta alongamiento apreciable).
8	Conectores doble para conductor tipo ALVIDAL, calibre 2 Cero.
2	Platos Aisladores de Vidrio tipo U160 F02, para 34,5 kV.
12	Aisladores soporte asociados a los seccionadores y fusibles. (Daños apreciables en la superficie por arco eléctrico)

A reunión de fecha 15/03/2017, entre ingenieros encargados en el mantenimiento y operación de diversas subestaciones en el estado de Carabobo y profesores del departamento de potencia de la Universidad de Carabobo (Anexo 1), se acordó abordar

el problema de la mencionada línea de la S/E La Arenosa perteneciente a CORPOELEC como trabajo especial de grado.

Como fue mencionado anteriormente, cada patio de la S/E La Arenosa cuenta con un sistema de respaldo (generador Diesel) con el cual se puede alimentar cada uno de estos individualmente, es importante resaltar que esta fue una de las razones por la cual no se le dio tanta importancia a la salida de servicio de la línea de interconexión entre los patios de 765kV y 400kV, dado que al contar con un sistema de respaldo en cada uno de estos patios el sistema se veía cubierto ante cualquier falla. Sin embargo, si este problema persiste puede ocurrir el caso en el cual uno de los generadores tenga una falla y no exista un tercer respaldo a los servicios auxiliares, pudiendo ocasionar graves problemas de operación. Es por esto que es imperativa la puesta en servicio de la línea de 34.5kV, logrando así tener otro respaldo a los servicios auxiliares y quedando con los generadores como tercera y última opción de alimentación.

Esta investigación se plantea para diagnosticar cuál es la situación actual de la línea de 34.5kV de servicios auxiliares que une los patios de 765kV y el patio de 400kV, tratando de determinar cuál fue el origen de la falla que ocasiono que esta quedara fuera de servicio para así poder proponer cuál es el diseño acorde a las necesidades existentes debido a esa falla y la situación actual, y responder cuál es la solución económica que genere un aumento en la confiabilidad eléctrica del sistema de servicios auxiliares de cada uno de estos patios, proporcionando una solución duradera y acorde con la normativa existente en Venezuela.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

- Diseñar una la línea de distribución 34.5kV entre los patios de 765kV y 400kV de la S/E La Arenosa para la puesta en servicio de uno de los respaldos requeridos del sistema de servicios auxiliares aprovechando los componentes existentes que puedan ser puestos en operación.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Diagnosticar el estado actual de la línea de 34.5kV que conecta el sistema de servicios auxiliares de los patios de 765kV y 400kV de la S/E La Arenosa a

para la evaluación de los componentes en la existente línea de 34.5kV y posibilidades de uso en un nuevo diseño.

- Calcular la línea de 34.5kV que conecta el sistema de servicios auxiliares de los patios de 765kV y 400kV de la S/E La Arenosa analizando factores económicos, de confiabilidad, condiciones de trabajo y rapidez en su puesta en servicio.
- Realizar la propuesta económica de acuerdo a las características de diseño determinadas para la construcción y puesta en servicio de la línea de 34.5kV que conecta el sistema de servicios auxiliares de los patios de 765kV y 400kV de la S/E La Arenosa.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La S/E La Arenosa desde su concepción fue uno de los pilares del sistema eléctrico nacional, ya que ante la falta de grandes centros de generación en la zona occidental del país, la energía debía ser transportada desde la central hidroeléctrica Simón Bolívar, y la S/E La Arenosa funcionaba como el punto de conexión con mayor capacidad para transportar grandes bloques de energía al occidente del país.

El Sistema de transmisión venezolano cuenta con líneas operando a diferentes niveles de tensión eléctrica, siendo las líneas de 765kV desde la central hidroeléctrica Simón Bolívar (Gurí) al centro del país unas de las más importantes. Debido a su capacidad para transportar una cantidad de energía importante, es imperativo la correcta operación y mantenimiento de las S/E asociadas a ella. Siendo la S/E La Arenosa pieza fundamental en este sistema debido a su ubicación y rol de recibir la energía transmitida por la línea de 765kV y conectarla al resto del sistema troncal. En la figura 3 se observa cómo es la ubicación de la S/E en estudio dentro del SEN [4].

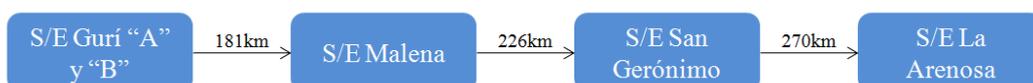


Figura 3: Trayecto desde S/E Gurí hasta S/E La Arenosa por las líneas de 765kV.

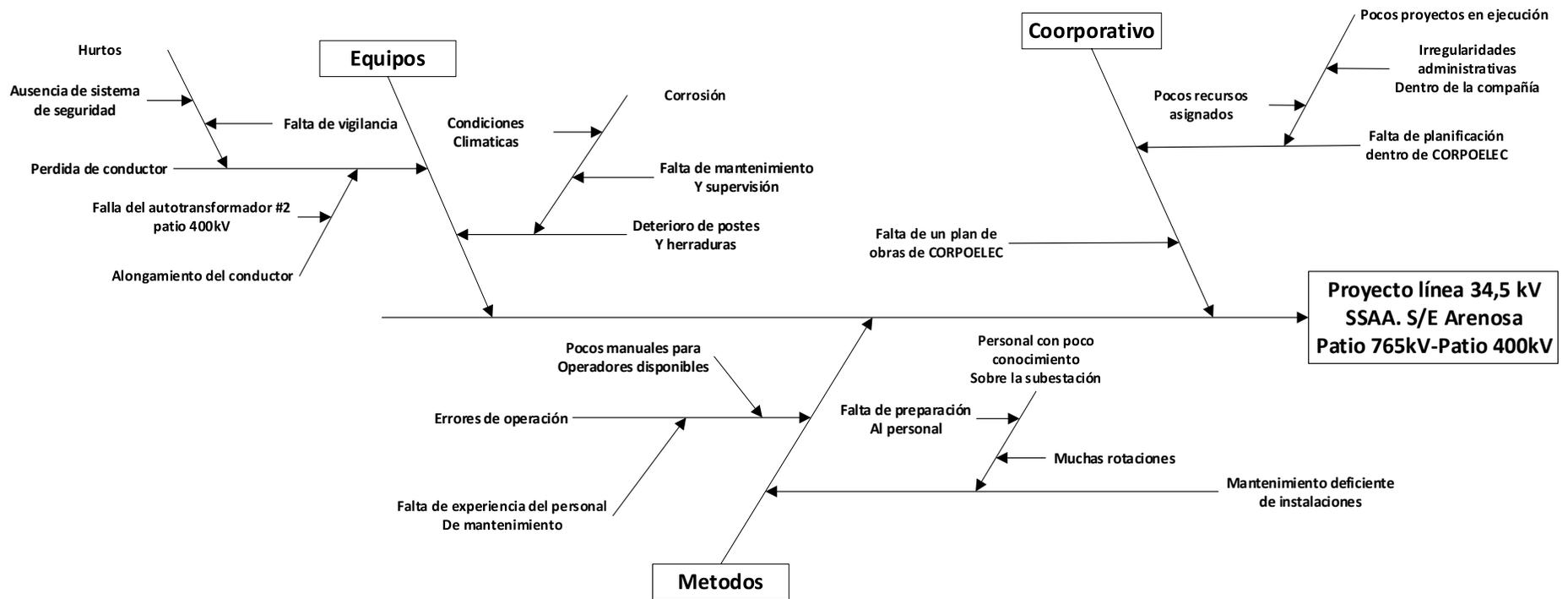


Figura 4: Diagrama de Ishikawa

En la actualidad, dado el alto costo del mantenimiento de plantas termoeléctricas la capacidad de generación de estas ha disminuido, y es por eso los centros de generación hidroeléctrica del bajo Caroní se han vuelto primordiales para el correcto funcionamiento del SEN. La S/E La Arenosa tiene la tarea de seguir realizando las maniobras necesarias para mantener el flujo de energía hacia el occidente y centro del país. Permitiendo proporcionar un servicio continuo y de calidad directamente a 6 estados (Aragua, Carabobo, Cojedes, Lara, Portuguesa y Yaracuy) que representan a 8.978.563 habitantes según el censo demográfico realizado el año 2011 e indirectamente a todo el sistema de transmisión del país.

Esta investigación se realiza con el propósito de poder asegurar el correcto funcionamiento y brindar mayor confiabilidad al sistema de servicios auxiliares de los patios de 765kV y 400kV en la S/E La Arenosa. Mediante una conexión eléctrica entre dichos patios, de forma que en caso de presentarse una falla, contar con diversos respaldos de energía (Generador Diesel, interconexión entre patios) para los servicios auxiliares, evitando que estos se encuentren fuera de servicio, conservando su funcionamiento y el flujo de energía hacia los consumidores. Los servicios auxiliares de cada patio de la S/E deben estar operativos ya que estos se encargan de suministrar energía a los motores para la operación de interruptores y seccionadores, calefacción/refrigeración de equipos y armarios, relés de protección, sistemas de aire comprimido, circuitos de control, alumbrado, entre otros. Es decir, gracias a estos las fallas se pueden despejar de manera mucho más rápida, permitiendo así que ésta no se propague, evitando incidentes como lo ocurrido el 3 de septiembre del 2013, donde por culpa de una falla acontecida en la S/E La Arenosa se afectó el suministro de energía eléctrica a 17 estados del país [5].

Por todo lo previamente detallado se puede concluir la gran importancia tecnológica que tiene este trabajo de grado, permitiendo diagnosticar y estudiar posibles mejoras en cuenta a servicios auxiliares y sistemas de distribución dentro de la S/E La Arenosa, pudiendo ser este trabajo una primera etapa en el futuro desarrollo de un sistema interconectado de servicios auxiliares dentro de la subestación, logrando así una mayor confiabilidad eléctrica a la cual se pretende llegar con este trabajo.

Aunado a esto, se considera que este trabajo tiene una importancia social debido a que existe una relación directa entre el funcionamiento de la subestación estudiada y el correcto funcionamiento del SEN, donde todo esto se junta para que cada persona del país pueda disfrutar del servicio eléctrico. Por lo tanto, los beneficiados de este trabajo serán la empresa encargado de la subestación (CORPOELEC) al tener un sistema más confiable y disminuir posibles pérdidas económicas por fallas no disipadas correctamente. Además, la sociedad venezolana al contar con un sistema eléctrico de calidad.

Aunque cada S/E en Venezuela u otros países puedan tener diferentes condiciones de trabajo y normas a las cuales se rijan, se busca poder describir el diagnóstico y solución en la forma más clara y universal, permitiendo que este trabajo pueda servir como guía para futuros diseños similares en los que se busque obtener una forma de respaldar los sistemas auxiliares en la S/E a pesar de la posibilidad de no contar con los mismos catálogos de materiales y equipos disponibles en la región de trabajo.

Este trabajo se encuentra enmarcado en la línea de investigación de Ingeniería Eléctrica Aplicada del Departamento de Potencia de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Carabobo, asociado al área prioritaria de Energía.

1.4 DELIMITACIONES

1.4.1 Espacio

La S/E La Arenosa abarca aproximadamente 170 mil metros cuadrados, las instalaciones cuentan con 4 patios principales, clasificados según sus voltajes de operación (765kV, 400kV, 230kV y 115kV). Dicho complejo se encuentra ubicado geográficamente en la región central de Venezuela, en la carretera Vía La Arenosa, municipio Libertador, Carabobo.

El presente trabajo se centra en el análisis de una situación actual de la S/E La Arenosa, teniendo que visitarse las diferentes instalaciones y patios de trabajo del lugar, específicamente los patios de 765kV y 400kV siendo estos donde se encuentra el problema a tratar. En la figura 5 se puede observar la disposición física de los equipos en la S/E y como se encuentran ubicados los diversos patios.

Ya que el presente trabajo se enfoca en la línea de servicios auxiliares entre los patios de 765kV y 400kV, no se hará estudio a las líneas de transmisión que operan dentro de la S/E La Arenosa hacia las demás regiones del país.



Figura 5: Vista satelital de la S/E La Arenosa

Fuente: Google Maps

1.4.2 Tiempo

Este trabajo está comprendido para realizarse aproximadamente en un lapso de 6 meses, iniciando en agosto del 2017 y pautando una finalización en febrero del 2018. El trabajo se basa en información recopilada de documentos suministrados por CORPOELEC, principalmente se utilizaran documentos dentro del periodo de funcionamiento normal de la línea de servicios auxiliares estudiada hasta su más reciente falla el 06/10/2006 y parada de servicio.

El trabajo se corresponderá a abordar tomando un periodo inicial de tiempo para realizar reuniones con los tutores del trabajo y una recolección de información teórica y metodológica para así poder tener un diagnóstico y profundo entendimiento del caso de estudio. Posteriormente se procederá al periodo de realización del trabajo de diseño y campo, culminando con un periodo de simulaciones y pruebas para llegar a la conclusión final.

Las propuestas serán realizadas considerando software, equipos y tecnologías disponibles en el mercado actual. Sin embargo, también serán considerados para el estudio los equipos antiguos y existentes en la S/E La Arenosa. Las normativas y guías establecidas por entes reconocidos en el área de ingeniería utilizadas en este trabajo serán las más actuales hasta la fecha de entrega de la propuesta.

1.4.3 Contenido

El presente trabajo está enfocado diagnosticar la línea de 34.5kV que une los servicios auxiliares de los patios de 765kV y 400kV, para reflejar los elementos apropiados para su puesta en servicio, siendo esto los calibres de los conductores, poste o estructuras necesarias, aisladores, sistemas de protección contra tensión y corriente, mejor ruta para la línea, entre otros. Además, se realizara un análisis de operación de la línea con los parámetros ya establecidos, comprobando así el correcto funcionamiento mediante simulaciones.

Ciertos aspectos del trabajo serán realizados con la ayuda de softwares especializados en diferentes áreas de trabajo. El levantamiento de planos y actualizaciones necesarias de los ya existentes, así como el trazado geográfico de la mejor ruta para el tendido eléctrico de la línea de estudio se realizara mediante el software de diseño para dibujo 2D y 3D AutoCAD 2016. El análisis y estudio de la líneas aérea de 34.5kV se realizaran por medio de una herramienta computacional SISTRANS, determinando condiciones térmicas, de tensado en conductores y condición de trabajo de los postes según su localización.

El contenido de este trabajo también está delimitado al uso de las siguientes normas internacionales y nacionales como principal base para la correcta realización del proyecto, se examinaran las normas internacionales: IEEE std 525-2016 *“Guide for the design and installation of cable systems in substations”* y las normas nacionales establecidas en las *“Normas de diseño”* de CADAPE.

CAPITULO II. MARCO TEORICO

A continuación se presenta la recopilación y explicación detallada de toda la información base necesaria para poder abordar de forma correcta el trabajo. Esto incluye antecedentes, bases teóricas y conceptuales. Además, todas las normativas y leyes concernientes.

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Díaz, Domingo. Lleras, Nelson. (1994). **“ANÁLISIS DE LOS SERVICIOS AUXILIARES PARA LAS SUBESTACIONES DE CADAFE”**. Trabajo especial de grado presentado ante la ilustre Universidad de Carabobo, como requisito para optar al título de Ingeniero Electricista. En dicho trabajo se revisa y analiza los modelos de servicios auxiliares existentes en algunas subestaciones de CADAFE, así como la normativa existente para la época. Aporta información detallada sobre la estructura y componentes de estos sistemas y como pueden variar según el tipo de S/E. Posteriormente se establecen ciertas prioridades y criterios para así proponer recomendaciones y mejoras a los modelos existentes, mejorando el nivel de mantenimiento y operación. Toda esta información es de suma importancia para el desarrollo de este trabajo debido al gran aporte de información teórica y conceptual sobre los servicios auxiliares que se encuentran en el país y como están compuestos [6].

Araque, Antonio. (2007). **“CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN A 34.5KV DESDE LA S/E LA LAGUNILLAS, LA S/E LA AZULITA HASTA LA S/E CAÑO ZANCUDO BAJO LAS NORMAS DE CADAFE”**. Trabajo especial de grado presentado ante la ilustre Universidad de los Andes, como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Electricista. Este trabajo consiste en el diseño de una línea área a un nivel de tensión de 34.5kV para unir dos subestaciones de distribución, la S/E La Azulita y la S/E Caño Zancudo. Este diseño se realizo bajo el cumplimiento de las normas de CADAFE, las cuales son la norma nacional base para el trabajo que presentamos en la S/E La Arenosa. En este antecedente se realizo el estudio para seleccionar la ruta con menor impacto ambiental y económico para posteriormente seleccionar los elementos necesarios en el diseño de la línea. Además de presentar los análisis mecánicos a las diferentes estructuras planteadas. Este trabajo especial de grado realizo un estudio similar al propuesto en este

proyecto, con un planteamiento y condiciones de operación parecidas. Es por esto que se considera una referencia bastante relevante durante la realización del proyecto [7].

Martínez, Cynthia. (2012). **“PLAN DE MANTENIMIENTO DE SERVICIOS AUXILIARES DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN”**. Informe final de pasantía presentado ante la ilustre Universidad Simón Bolívar, como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Electricista. En este informe se propone un plan de mantenimiento unificado para los servicios auxiliares de las S/E de toda la nación, todo esto basándose en análisis de mantenimiento predictivo a diferentes equipos de las instalaciones, presentando procedimientos y técnicas de interés en el área. Además, se propone un sistema para la recolección de registros y reportes de mantenimiento, permitiendo una mayor facilidad en el acceso a la información y un control en las labores de mantenimiento. Esta información es relevante para saber cuáles son las labores comunes en el mantenimiento de los servicios auxiliares de la S/E La Arenosa, permitiendo así poder realizar un mejor diagnóstico e identificar cuáles fueron las posibles causas que generaron la falla en la línea de 34.5kV ya existente. Aunado a esto, se podrán hacer recomendación a futuro para el mantenimiento de los equipos relacionados a la línea de interconexión a diseñar, disminuyendo la probabilidad de una falla que ocasione que esta quede fuera de servicio [8].

Gutiérrez, Vidal. (2010). **“DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE LOS SERVICIOS AUXILIARES EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS”**. Informe final de pasantía presentado ante la ilustre Universidad Simón Bolívar, como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Electricista. Este trabajo se realizó considerando normas de la IEEE y normas de PDVSA, en el se describe el funcionamiento y los equipos de los servicios auxiliares de corriente alterna y continua, se establecen criterios de diseño, estimaciones de demanda, dimensionamiento de equipos, además de especificar niveles de cortocircuito, calibres de conductores y protecciones asociados diferentes circuitos. Por último, se toman dos ejemplos prácticos para demostrar la validez de la metodología. Esta información es relevante ya que permite entender los servicios auxiliares y como están conformados, cuestión primordial para el correcto desarrollo de este trabajo [9].

Hernández, Héctor. Malavé, Miguel (2002) **“CALCULO COMPUTARIZADO ESTRUCTURAS SOPORTES TRANSMISION”**. Trabajo especial de grado presentado ante la ilustre Universidad de Carabobo, Venezuela como requisito para optar al título de Ingeniero Electricista. En este trabajo se realiza una aplicación de software capaz de realizar una gran variedad de cálculos para el diseño de líneas de transmisión o distribución, cálculos que en muchos casos son complejos y repetitivos, por lo cual se presenta una solución que permita realizar estos cálculos de manera sencilla y rápida [10].

Arévalo, Wilian. Benavides, Darío. (2015). **“ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS, RESPECTO DE LA FUENTE DE ALIMENTACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES DE LA CENTRAL MAZAR”**. Trabajo especial de grado presentado ante la ilustre Universidad de Cuenca, Ecuador como requisito para optar al título de Ingeniero Electricista. El trabajo se basa en el estudio de los servicios auxiliares de la central hidroeléctrica Mazar y la selección de la fuente de alimentación idónea para estos servicios. Una vez realizada una inspección al caso de estudio se plantean la diferente configuración y fuentes posibles, elaborando un estudio de confiabilidad para cada una de ellas. Esta información resulta valiosa debido a las especificaciones y recomendaciones realizadas para diferentes formas de alimentar los servicios auxiliares, considerando que en la S/E La Arenosa se encuentran 3 fuentes diferentes, es de suma importancia comprender como estas afectan la confiabilidad del sistema [11].

2.2 BASES TEÓRICAS

Como el objetivo de esta investigación es el diseño de una línea de distribución para servicios auxiliares en subestaciones de transmisión, a continuación se presentan los aspectos teóricos claves para el cálculo, análisis y consideraciones en estos casos. A tal fin se ha considerado abordar tanto el cálculo de conductores (térmico, mecánico, por caída de tensión), como el de las estructuras y soportes en líneas de distribución y transmisión, así como una descripción constructiva de los diferentes herrajes y elementos necesarios para su construcción.

2.2.1 Cálculos térmicos en conductores

Al desarrollar proyectos de diseño de líneas de distribución es importante conocer la capacidad de corriente que podrá circular por un determinado conductor sin que se vean afectadas sus propiedades físicas. Para esto se analizan las distintas fuentes de energía que influyen sobre los conductores, clasificándose las mismas en dos tipos:

1. Potencia absorbida por el conductor
 - a. Efecto Joule
 - b. Energía solar
2. Potencia disipada por el conductor
 - a. Potencia disipada por radiación
 - b. Potencia disipada por convección

Para seleccionar el conductor adecuada para transportar cierta carga, debemos suponer que la potencia absorbida, es igual a la potencia disipada. Uno de los métodos más utilizados es el método de Westinghouse, que explicaremos a continuación.

2.2.1.1 Método de Westinghouse

Partiendo de la ecuación de equilibrio térmico (Potencia absorbida = Potencia disipada) la ecuación resultante será [12]:

$$R * I^2 + a * S * \left(\frac{A}{2}\right) = (w_r + w_c) * A$$

Donde:

- I*: Corriente del conductor (A)
- R*: Resistencia efectiva del conductor (Ω/Pie)
- a*: Coeficiente de absorción solar
- S*: Intensidad de radiación (W/Pulg^2)
- A*: Área transversal del conductor por unidad de longitud (Pulg^2/Pie)
- w_r*: Potencia disipada por radiación (W/Pulg^2)
- w_c*: Potencia disipada por convección (W/Pulg^2)

El valor de la resistencia efectiva del conductor suele encontrarse en las tablas de los fabricantes a diferente valor de temperatura. Debido a esto el valor de la resistencia vendrá dado por la siguiente ecuación:

$$R_{Tc} = R_{Tt} * (1 + \alpha * (Tc - Tt))$$

Donde:

α : Coeficiente de resistencia térmica

Tc : Temperatura de operación de conductor ($^{\circ}C$)

Tt : Temperatura a la cual el fabricante realizo el cálculo ($^{\circ}C$)

El coeficiente de absorción solar depende del color de la superficie externa del conductor, algunos de sus valores típicos son:

Tabla 2: Valores del coeficiente de absorción [12].

Material	Conductor Nuevo	Conductor viejo
	Coeficiente Absorción solar (α)	Coeficiente Absorción solar (α)
Cobre	0.28	0.9
Aluminio y aleaciones	0.27	0.9
ACSR	0.3	0.9

Para el caso de la radiación solar para simplificar los cálculos utilizaremos los valores suministrados en la guía de la materia transmisión de energía II, del profesor José Raga. Dichos valores serán:

Tabla 3: Valores típicos de la radiación solar [12].

Tipo de clima	$S \quad [mW/cm^2]$
Invierno	85
Verano	90
Clima tropical	105

La potencia disipada por radiación (w_r) se obtiene a partir de la ecuación de Stefan - Boltzmann:

$$w_r = 36,8 * E * \left[\left(\frac{T_c}{1000} \right)^4 - \left(\frac{T_a}{1000} \right)^4 \right]$$

Donde:

T_a : Temperatura absoluta del ambiente ($^{\circ}\text{K}$)

T_c : Temperatura absoluta del conductor ($^{\circ}\text{K}$)

E : Emisividad relativa de la superficie del conductor

La emisividad (E) es la proporción de radiación térmica emitida por una superficie u objeto debida a su temperatura. se define como la razón entre la intensidad emitida por la superficie en una dirección particular y la intensidad que sería emitida por un cuerpo negro a la misma temperatura y longitud de onda.

$$E = \frac{\text{Radiacion emitida por una superficie}}{\text{Radiacion emitida si fuera un cuerpo oscuro}}$$

Algunos valores típicos de emisividad son:

Tabla 4: Valores típicos de emisividad [12].

Material	Conductor Nuevo	Conductor viejo
	Emisividad (E)	Emisividad (E)
Cobre	0.4	0.7
Aluminio y aleaciones	0.38	0.9
ACSR	0.45	0.9

La potencia disipada por convección (w_c) se obtiene a partir de la ecuación de Schurig – Frick:

$$w_c = (T_c - T_a) * \frac{0.0128 * \sqrt{P * V}}{T_m^{0.123} * \sqrt{\phi}}$$

Donde:

T_c : Temperatura absoluta del conductor ($^{\circ}\text{C}$)

T_a : Temperatura absoluta del ambiente ($^{\circ}\text{C}$)

P : Presión atmosférica (Atm)

V : Velocidad del viento (Pie/s)

\emptyset : Diámetro del conductor (Pulg)

T_m : Temperatura media ($^{\circ}\text{K}$)

$$T_m = \frac{(T_c + 273) + (T_a + 273)}{2}$$

El área del conductor por unidad de longitud se determina de la siguiente manera:

$$A = 12 * \pi * \emptyset \quad [\text{Pulg}^2/\text{Pie}]$$



Figura 6. Dimensiones del conductor

Ahora a partir de la ecuación de equilibrio térmico:

$$R * I^2 + a * S * \left(\frac{A}{2}\right) = (w_r + w_c) * A$$

Despejamos (I), para obtener el valor de corriente máxima que podrá circular por el conductor:

$$I = \sqrt{\frac{\left((w_r + w_c) - \frac{a * S}{2}\right) * A}{R}}$$

2.2.2 Cálculos mecánicos en conductores

2.2.2.1 Ecuación de estados

Para establecer la ecuación de estado se parten de dos (2) hipótesis, las cuales para ser planteadas se debe tener conocimiento sobre las características generales del conductor, algunas de estas características son:

- Sección total (A)
- Diámetro (D)
- Módulo de elasticidad (E)
- Coeficiente de dilatación (α)
- Peso (W)
- Carga de rotura (CR)

2.2.2.1.1 Hipótesis I

En este primer planteamiento el conductor descansa en el suelo entre dos puntos (Soportes) separados por una distancia $L1$ la cual es igual al vano. Y se evalúa el efecto que tiene la variación de temperatura y la variación de tensión mecánica sobre el conductor.

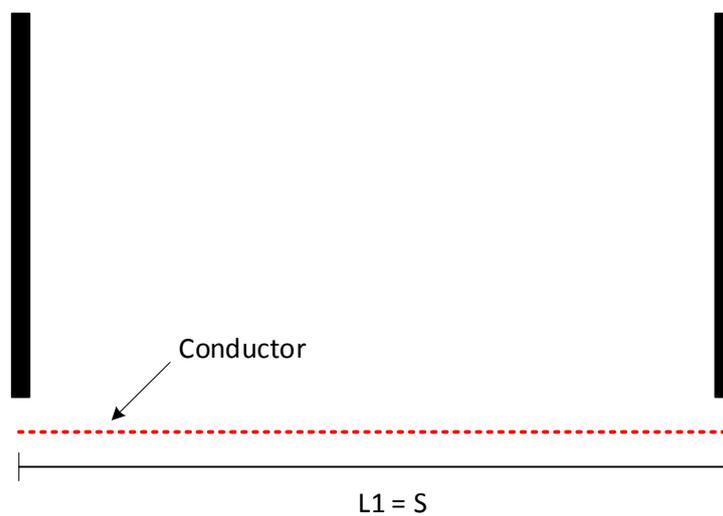


Figura 7. Hipótesis I

- Variación de temperatura

Una variación de temperatura en un material provoca un efecto conocido como dilatación o contracción térmica, que no es más que una variación de la longitud de dicho material por efecto de la temperatura. Viene definido por la ecuación:

$$\Delta L = \alpha * L * \Delta\theta$$

Donde:

ΔL : Variación de longitud (m)

α : Coeficiente de dilatación ($1/^{\circ}\text{C}$)

$\Delta\theta$: Variación de temperatura ($^{\circ}\text{C}$)

Al aplicar esto sobre el conductor evaluado:

$$\Delta L = L1 * \alpha * (\theta2 - \theta1)$$

- Variación de tensión mecánica

En este caso supondremos que se amarra el conductor a los soportes ubicados en los extremos del mismo, como existe una variación de la longitud del conductor por efecto de la temperatura (la cual fue estudiada en el paso previo), esto conlleva a una variación de tensión en los extremos del conductor. Estas variaciones de tensión obedecen la siguiente ecuación.

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} = \frac{L1 * t}{A * \Delta L}$$

Como se busca la variación de longitud debido a una variación de tensión, nuestra ecuación será:

$$\Delta L = \frac{L1 * (t2 - t1)}{A * E}$$

Es importante mencionar que muchos conductores son una aleación de distintos materiales por que el valor del módulo de elasticidad vendrá dado por:

$$E = \frac{E_1 * A_1 * \alpha_1 + E_2 * A_2 * \alpha_2}{E_1 * A_1 + E_2 * A_2}$$

Para la primera hipótesis el valor de la variación de longitud será:

$$\Delta L = L_1 * \alpha * (\theta_2 - \theta_1) + \frac{L_1 * (t_2 - t_1)}{A * E}$$

2.2.2.1.2 Hipótesis II

En este planteamiento el conductor se encuentra suspendido entre los soportes.

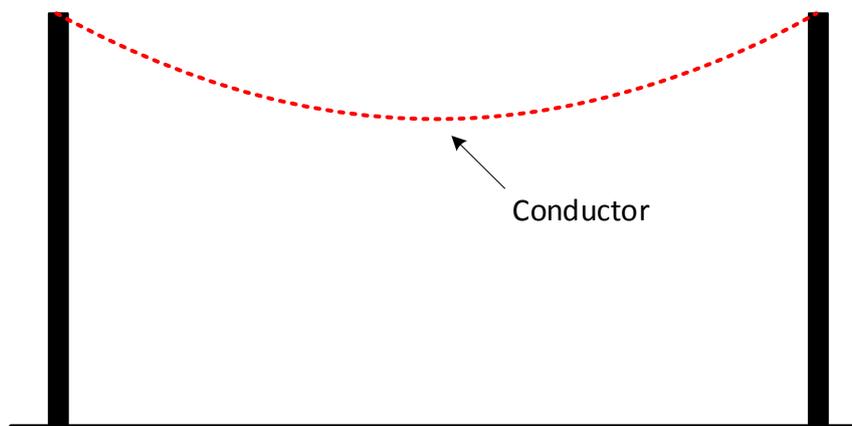


Figura 8. Hipótesis II

La longitud del conductor en esta viene dada por:

$$L = S * \left(1 + \frac{S^2 * w}{24 * t^2} \right)$$

La longitud inicial del conductor será:

$$L_1 = S * \left(1 + \frac{S^2 * w_1}{24 * t_1^2} \right)$$

Donde:

w_1 : Peso de estado inicial

t_1 : Tensión de estado inicial

La longitud final del conductor será:

$$L_2 = S * \left(1 + \frac{S^2 * w_2}{24 * t_2^2} \right)$$

Donde:

w_2 : Peso de estado final

t_2 : Tensión de estado final

La variación de longitud será:

$$\Delta L = \frac{S^3 * (w_2 - w_1)}{24 * (t_2^2 - t_1^2)}$$

Para que se cumpla el equilibrio estático se debe cumplir que ΔL de la hipótesis I es igual ΔL de la hipótesis II.

$$L1 * \alpha * (\theta_2 - \theta_1) + \frac{L1 * (t_2 - t_1)}{A * E} = \frac{S^3 * (w_2 - w_1)}{24 * (t_2^2 - t_1^2)}$$

Recordar que en la hipótesis I fue establecido que la longitud del conductor esta igual al vano ($L1=S$)

$$\alpha * (\theta_2 - \theta_1) + \frac{(t_2 - t_1)}{A * E} = \frac{S^2 * (w_2 - w_1)}{24 * (t_2^2 - t_1^2)}$$

Partiendo de la ecuación anterior, se obtienen 4 ecuaciones:

$$KB = \frac{A * E * S^2 * w_2^2}{24 * t_2^2}$$

$$KA = \frac{A * E * S^2 * w_1^2}{24 * t_1^2} + A * E * \alpha * (\theta_2 - \theta_1) - t_1$$

Calculo de la tensión para el estado final (t_2):

$$KB = t_2^2 * [t_2 + KA]$$

Flecha, para cada uno de los estados (inicial y final):

$$f = \frac{S^2 * w}{8 * t}$$

La tensión longitudinal de los conductores será para el estado (inicial y final):

$$T = t + w * f$$

Se pudiera considerar el fenómeno del Creep en la ecuación de estados de hacerlo esta sería:

$$(e_2 - e_1) + \alpha * (\theta_2 - \theta_1) + \frac{(t_2 - t_1)}{A * E} = \frac{S^2 * (w_2 - w_1)}{24 * (t_2^2 - t_1^2)}$$

El Creep Es una deformación plástica dependiente del tiempo que ocurre en sólidos sometidos a tensión sin sobrepasar el límite elástico. El Creep se revela en un incremento de la flecha, lo cual tiene una incidencia directa sobre la altura de las torres y por tanto incide en costo de la línea, ya que deben ser mantenidas las distancias mínimas a tierra.

2.2.3 Hipótesis de carga en conductor

Las tensiones que aparecen en un conductor varían permanentemente a raíz de los cambios de temperatura, de la presencia de viento o de la combinación de ambas condiciones, y entonces, es importante definir valores máximos que puedan ocurrir como: tensión del conductor o distancia más cercana al suelo; para el caso de la distancia mínima al suelo se harán las hipótesis de cargas solamente de peso propio del conductor y máxima temperatura.

Para el caso de tensión en el conductor, se deben fijar los topes como porcentaje de carga de rotura a determinadas solicitaciones de viento, o de hielo si hubiere, y a determinadas temperaturas. Como estas condiciones pueden considerarse extremas, su aplicación sobre los soportes puede resultar muy elevada si no se considera un coeficiente de seguridad más bajo, por tal razón, debe definirse unas condiciones

intermedias para las cuales se aplican coeficientes más severos. La combinación de todas estas condiciones da la verdadera utilización en un momento dado y de esos factores dependerá el resultado económico del conjunto conductor - estructura.

A continuación, se describirán hipótesis de cargas utilizadas por CADAFE 55-87 [13]:

- Tensión final a viento máximo, módulo de elasticidad final, temperatura mínima no mayor del 50 % C.R. (U.T.S.)

Sin amortiguadores

- Tensión final sin viento a temperatura mínima del conductor no mayor del 25 % C.R.
- Tensión final sin viento a temperatura media del conductor no mayor del 21 % C.R.

Con amortiguadores

- Tensión final sin viento a temperatura mínima del conductor no mayor del 28 % C.R.
- Tensión final con viento cero a temperatura media ambiente no mayor del 25 % de la C.R.

Las hipótesis de carga para el cable de guarda se obtendrán de las fijadas para el conductor y partiendo que la flecha para el cable de guarda es el 80 % la flecha para el conductor en el mismo vano.

2.2.4 Vano crítico

Es el vano que delimita dos hipótesis que serán tomadas como estado básico para la realización de los cálculos mecánicos del conductor. Para vanos menores al vano crítico regirá una de las hipótesis y para vanos mayores regirá la otra. Dichas hipótesis se muestran a continuación:

2.2.4.1 Hipótesis I

Sin viento y temperatura mínima del conductor no mayor del 28% C.R., valores conocidos:

- Tensión inicial
- Temperatura inicial
- Temperatura final
- Peso inicial
- Peso final

$$\frac{A * E * S^2 * w_A^2}{24} = t_{2A}^4 * \left[t_2 + \frac{A * E * S^2 * w_1^2}{24 * t_1^2} + A * E * \alpha * (\theta A - \theta 1) - t_1 \right]$$

2.2.4.2 Hipótesis II

Con viento promedio horario a temperatura media del conductor no mayor al 25% C.R., valores conocidos:

- Tensión inicial
- Temperatura inicial
- Temperatura final
- Peso inicial
- Peso final

$$\frac{A * E * S^2 * w_B^2}{24} = t_{2B}^4 * \left[t_2 + \frac{A * E * S^2 * w_1^2}{24 * t_1^2} + A * E * \alpha * (\theta B - \theta 1) - t_1 \right]$$

Restando ambas expresiones queda:

$$t_{2B} = t_{2A} = t$$

$$\frac{A * E * S^2 * (w_A^2 - w_B^2)}{24} = t^2 * [A * E * \alpha * (\theta A - \theta B)]$$

El vano critico será:

$$S = t * \sqrt{\frac{24 * \alpha * (\theta A - \theta B)}{(w_A^2 - w_B^2)}}$$

2.2.5 Calculo mecánico en los soportes

Las cargas que actúan sobre los soportes de las líneas aéreas se calculan de la siguiente manera

2.2.5.1 Carga transversal

La carga transversal debida al viento, soplando horizontalmente y en ángulo recto a la dirección de la línea, sobre la estructura, conductores, cables de guarda y accesorios. La carga transversal sobre la estructura, debida al viento que actúa sobre los conductores y cable de guarda, se deberá calcular tomando en consideración el vano medio.

De este modo la carga transversal por conductores y cables de guarda, es igual al vano medio multiplicado por su carga unitaria debida al viento; entendiéndose por carga unitaria del viento, el producto de la presión del viento, por el área unitaria proyectada del conductor o cable de guarda. La carga de viento sobre postes debe calcularse considerando su área proyectada, perpendicular a la dirección del viento.

Cuando la línea cambia de dirección, la carga transversal resultante sobre la estructura, se debe considerar igual al vector suma de la resultante de las componentes transversales de las tensiones mecánicas máximas en los conductores y cables de guarda, originada por el cambio de dirección de la línea, más la carga debida a la acción del viento actuando perpendicularmente sobre todos los cables y sobre la estructura.

2.2.5.2 Carga vertical

La carga vertical sobre los soportes, se deberá considerar como el peso de crucetas, aisladores y accesorios de sujeción de los conductores y cables de guarda más el de los conductores, cables de guarda y equipo que soporten, teniendo en cuenta los efectos que puedan resultar por diferencias de nivel entre los soportes de los mismos.

2.2.5.3 Carga longitudinal

Se generan debido a las componentes de las tensiones mecánicas máximas de los conductores o cables, ocasionadas por desequilibrio a uno y otro lado del soporte, ya sea por cambio de tensión mecánica, remate o ruptura de los mismos. En general, no es necesario considerar carga longitudinal en los soportes comprendidos en tramos rectos

de línea, donde no cambia la tensión mecánica de los conductores y cables de guarda a uno y otro lado de los soportes, excepto en el caso de estructuras de remate en tangente.

2.2.6 Caída de Tensión

Uno de los aspectos más importantes en un sistema de potencia o sistema industrial, es poder asegurar en las cargas un nivel de tensión adecuado bajo un margen de error aceptable, siendo así tan importante dicha condición que estos márgenes se encuentran normalizados por diferentes entes legales. En esta sección se hará una breve explicación de cómo se ve afectada la caída de tensión según diversos parámetros como son la carga, impedancia de la línea y tensión de trabajo.

Para esta explicación, se utilizara como ejemplo una carga estática inductiva con un factor de potencia φ , la tensión en dicha carga (U_2) se considerara como referencia en el diagrama fasorial, estará conectada a una línea de transmisión con resistencia y reactancia R_L y X_L , este sistema estará alimentado con una tensión U_1 . El dato interesante a hallar es la tensión aplicada a la carga, lo que será la suma fasorial de U_1 y las tensiones aplicadas a Z_L , el diagrama fasorial que representa este sistema se encuentra descrito en la figura 9.

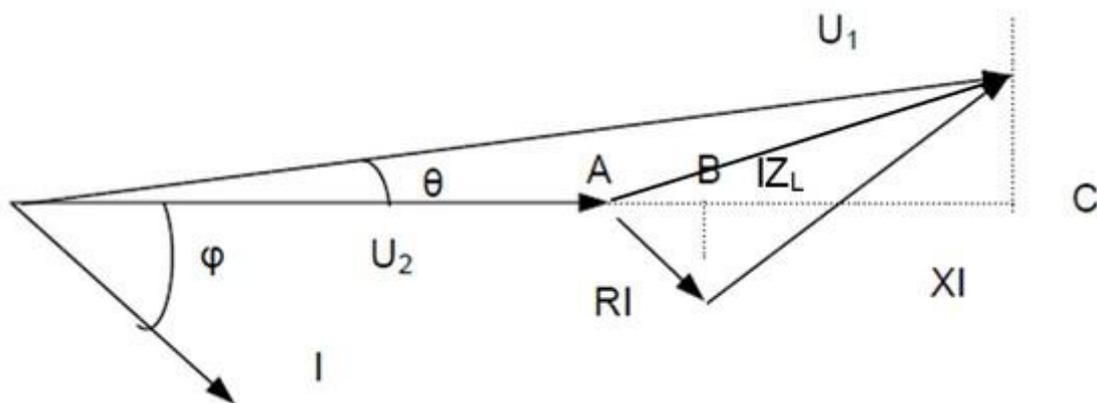


Figura 9: Diagrama Fasorial de una Línea de Transmisión con una Carga Estática.

Si se considera el ángulo θ pequeño (menor a 1 grado), la proyección de los vectores de caída de tensión sobre la referencia y la tensión aplicada a la carga se puede asumir igual en magnitud que la tensión de alimentación al sistema (U_1) [14], lo que permite hallar la siguiente expresión:

$$U_2 = U_1 + I * R_L * \cos(\varphi) + I * X_L * \sin(\varphi)$$

$$\Delta V = U_2 - U_1 = I * R_L * \cos(\varphi) + I * X_L * \sin(\varphi)$$

Si expresamos la ecuación en términos de porcentuales:

$$\% \Delta V = \frac{I * R_L * \cos(\varphi) + I * X_L * \sin(\varphi)}{V} * 100$$

Si r y x son resistencias y reactancias por unidad de longitud, es correcto considerar $R=r*L$ y $X=x*L$, en un sistema trifásico se tiene que $I = \frac{KVA}{\sqrt{3}*KV}$. Por último, si se quiere expresar la ecuación en función a la tensión de línea del sistema, se considera lo siguiente $V = \frac{1000 * KV}{\sqrt{3}}$. Dando como resultado lo siguiente:

$$\% \Delta V = \frac{KVA * L * (R_L * \cos(\varphi) + X_L * \sin(\varphi))}{10 * KV^2} * 100 \rightarrow \% \Delta V = Kd * KVA * L$$

Esta ecuación es conocida como “Ecuación de Distribución” es de suma importancia para los sistemas de potencia ya que permite determinar la caída de tensión conociendo 3 factores, la potencia de la carga (KVA), la distancia entre la carga y la alimentación (L) y la constante de distribución (Kd), la cual se basa en la tensión nominal de trabajo y factores constructivos del conductor [14].

Tabla 5: Caída de Tensión Permitida en Redes de Distribución.
Fuente: Norma 42-87 CADAPE.

%ΔV	SISTEMA	DISTRIBUCIÓN SUBTERRANEA	DISTRIBUCIÓN AÉREA URBANA	DISTRIBUCIÓN AÉREA RURAL
	TENSIÓN EN EL PRIMARIO (V _p)	2	3.5	5
	TENSIÓN EN EL TRANSFORMADOR	3.5	2.5	2
	TENSIÓN EN EL SECUNDARIO (V _s)	3.5	3	2.5
	TENSIÓN EN LA ACOMETIDA (V _a)	1	1	0.5

En la tabla 5 se muestra los valores permitidos de caída de tensión en una red de distribución cuya alimentación en alta es de 13800V según lo establecido en las normas de diseño de CADAPE: regulación de tensión en una red de distribución [15]. En esta tabla se especifican los valores según el tipo de sistema y los puntos de interés.

2.3 BASES CONCEPTUALES

2.3.1 Subestación Eléctrica

Las subestaciones eléctricas son instalaciones conformadas por un conjunto de equipos que se encargan de controlar el flujo de energía dentro de un sistema de potencia, garantizando la seguridad tanto del personal que labora dentro de la instalación como la del sistema de potencia del que forma parte, existen varios tipos de subestaciones eléctricas, estas son:

- **Subestaciones Elevadoras:** Usualmente se ubica en las cercanías de los centros de generación, se encargan de elevar los niveles de tensión con el objeto de disminuir las pérdidas del sistema.
- **Subestaciones Reductoras:** Usualmente ubicadas cerca de los centros de consumo, su objetivo es disminuir los niveles de tensión para mediante los sistemas de distribución correspondiente entregar energía a los usuarios.
- **Subestaciones de Interconexión:** Destinadas a controlar algunas zonas especiales de los sistemas, tales como puntos de conexión entre sistemas diferentes o en medio de largas líneas de transmisión de muy alto voltaje,

Debemos mencionar que es posible conseguir subestaciones que cumplan las dos últimas funciones simultáneamente, esto como consecuencia de su ubicación cerca de grandes centros de consumo. Las subestaciones también se pueden clasificar de acuerdo con el equipamiento eléctrico esta clasificación estaría formado por tres grupos [16]:

- **Sistemas Principales:** Todos los elementos de alta tensión presentes en la subestación; transformadores de potencia, seccionadores, disyuntores, etc.
- **Sistemas Secundarios:** Aquellos elementos de la subestación que permiten realizar labores de medición y control dentro de esta, como los Transformadores de medición.
- **Sistemas Auxiliares:** Se entiende por servicios auxiliares, al conjunto de instalaciones en baja tensión (110 V o 48 V DC, y menores a los 1000 V AC), que permiten suministrar la energía necesaria a los

sistemas de mando, control, protección, registros, señalización, mediciones, alarmas, alumbrado, etc.



Figura 10. Imagen del patio 765kV S/E Arenosa.

Otra forma de clasificar las subestaciones es la siguiente [6]:

- **Subestaciones de Tipo Radial:**
 - Radial I: Subestación reductora, desde 34.5 kV a 13.8 kV.
 - Radial II: Subestación reductora, desde 115 kV a 34.5 kV, 13.8 kV y eventualmente 24 kV.
- **Subestaciones de Tipo Nodal:**
 - Nodal III: Subestación reductora, desde 115 kV a 34.5 kV, 13.8 kV y eventualmente 24 kV.
 - Nodal II (115 TD): Subestación reductora, desde 115 kV (cuenta con barra de transferencia a 115 kV) a 34.5 kV, 13.8 kV y eventualmente 24 kV.
 - Nodal I (230 T): Subestación a 230 y 115 kV con autotransformadores 230/115 kV y transformadores reductores desde 115Kv a tensiones de 13.8 kV A 34.5 kV.
 - Nodal 400 T: es una subestación con un autotransformador 400/230/34.5 kV y esquema barra doble.

2.3.1.1 Transformador de Potencia

El transformador es una maquina eléctrica estática, formado por de dos o más devanados, los cuales mediante inducción electromagnética transfieren energía de uno a otro devanado, con el objetivo principal de variar los niveles de tensión en un

determinado circuito. Podemos decir que un transformador es de potencia cuando su capacidad nominal supera los 500KVA, transformadores de ese tipo se utilizan en el manejo de alta tensión y podemos encontrarlos en subestaciones [17].

Un transformador de potencia consta de las siguientes partes principales:

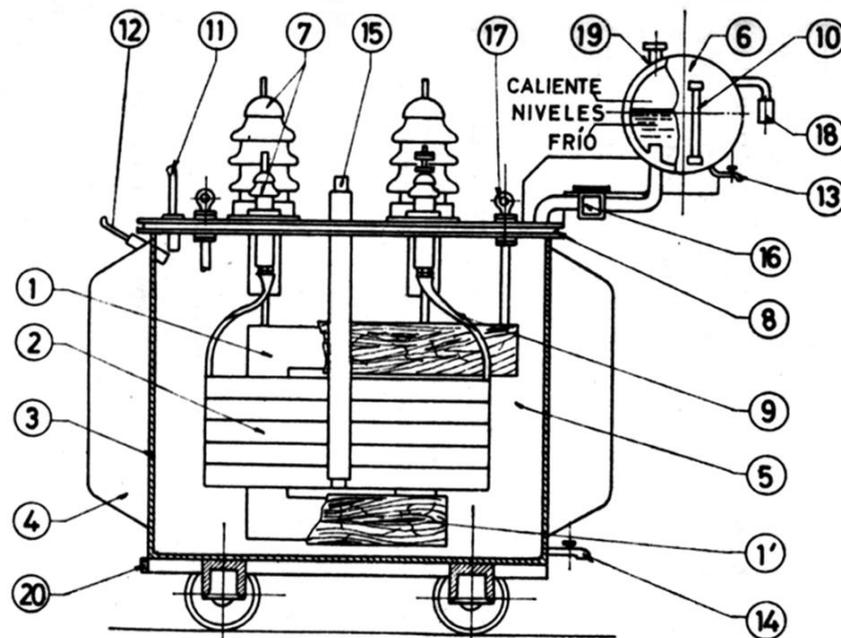


Figura 11: partes de un transformador de potencia [17].

El sistema de refrigeración es uno de los parámetros más importantes a controlar en los transformadores es su temperatura, el control adecuado de este parámetro permite preservar la vida útil de dicha máquina, ya que un incremento de su temperatura podría causar daños irreversibles en el material aislante de sus devanados.

Tabla 6 Partes de un transformador de potencia

1	Núcleo	6	Depósito de expansión	de	11	Termómetro	16	Relé Bucholz
2	Devanado	7	Bushings		12	Termómetro	17	Pernos de transporte
3	Cuba	8	Junta		13	Grifo de vaciado	18	Desecador de aire

4	Aleta de enfriamiento	9	Conexiones	14	Grifo de vaciado	19	Tapón de llenado
5	Aceite	10	Nivel de aceite	15	TAP	20	Puesta a tierra

El tipo de refrigeración de un transformador se designa según las normas IEC por cuatro letras. Las dos primeras se refieren al tipo de refrigerante en contacto con los arrollamientos y a la naturaleza de su circulación. Las otras dos letras se refieren al refrigerante, en contacto con el sistema de refrigeración exterior y a su modo de circulación. Los símbolos empleados se muestran en la tabla 7.

Tabla 7. Símbolos empleados para señalar la naturaleza del refrigerante y su modo de circulación.

Naturaleza del refrigerante	Símbolo	Naturaleza de la circulación	Símbolo
Aceite mineral	O	Natural	N
Pyraleno	L	Forzado	F
Gas	G		
Agua	W		
Aire	A		
Aislante solido	S		

2.3.1.2 Disyuntor

El disyuntor es un equipo de maniobra el cual es capaz realizar operaciones de conexión o desconexión del sistema de potencia en el que se encuentre, estas operaciones pueden ser realizadas con carga debido a su capacidad para disipar arcos eléctricos. Los elementos fundamentales de este equipo son la cámara de interrupción y el mecanismo de mando.

En la cámara de interrupción encontramos un mecanismo que permite realizar operación de apertura y cierre mediante dos contactos uno de ellos fijo y el otro móvil, su diseño queda condicionado por el medio aislante que utilice:

- SF₆
- Vacío
- Aire comprimido
- Aire dieléctrico

Por otra parte, el mecanismo de mando es el encargado de generar una perturbación que permita al sistema ejecutar la acción de apertura o cierre de dicho interruptor:

- Aire comprimido
- Hidroneumático
- Resorte



Figura 12. Disyuntor trifásico

2.3.1.3 Seccionador

El seccionador es un equipo de maniobra que a diferencia del disyuntor debe realizar las operaciones de apertura o cierre en vacío, podemos decir que el seccionador opera como un elemento de seguridad, el cual permite aislar una zona para que el personal pueda realizar labores de operación o mantenimiento, es importante acotar que su costo es inferior al de un disyuntor.



Figura 13. Seccionador de una subestación

2.3.1.5 Servicios Auxiliares

Se conoce por servicios auxiliares al grupo de sistemas que permiten el correcto funcionamiento de los equipos existentes dentro de una subestación, dichos sistemas pueden requerir corriente alterna o corriente continua. Algunos de los sistemas auxiliares de corriente alterna presentes dentro de una subestación eléctrica son:

- El sistema de iluminación interno de la subestación.
- Los tomacorrientes presentes en el espacio de la subestación.
- Los accionamientos de los seccionadores, disyuntores y los cambiadores de toma de los transformadores de potencia.
- El sistema de enfriamiento del o los transformadores de potencia existentes en la subestación.
- Sistemas de seguridad de la subestación (cámaras, cerco eléctrico, etc.)

Normalmente estos sistemas se alimentan mediante el terciario de un transformador (niveles de tensión de distribución 34.5kV o 13.8kV), aunque para aumentar su confiabilidad suelen tener más de una fuente de alimentación, en algunos casos mediante un generador DIESEL, en otros mediante una línea interconexión con el sistema de distribución de 34.5kV o 13.8kV que puede existir dentro de la subestación.

Es importante mencionar que el nivel de tensión manejado en sistemas auxiliares de corriente alterna suelen ser menores a los 600V, es decir estos sistemas operan a baja tensión (menor a los 1000V). Por tanto, deben existir dentro de la subestación bancos de transformadores que permitan disminuir los niveles de tensión de distribución a los niveles de tensión que requieran los servicios auxiliares.

Algunos de los sistemas auxiliares de corriente continua presentes dentro de una subestación eléctrica son los siguientes:

- Los sistemas de protección y control de la subestación.
- Sistemas de señalización
- Alarmas
- El sistema de telecomunicaciones (Sistema de onda transportadora, fibra óptica, etc.)

Normalmente estos sistemas se alimentan de cargadores rectificadores los cuales proporcionan energía a dos niveles de tensión (110V y 48V), en caso de presentarse una falla en el sistema de alimentación principal de los servicios auxiliares de corriente continua, la subestación debe contar con uno o dos bancos de baterías (uno para cada nivel de tensión) capaz de surtir energía a los sistemas auxiliares mientras se resuelve la falla del sistema principal.

2.3.2 Línea de Distribución

Es necesario entender los diferentes elementos que se encuentran en una línea de distribución de 34.5kV, a continuación se procede a hacer una breve explicación sobre la composición y funcionamiento de los elementos que se pueden considerar como los más importantes, aunado a esto se hará referencia a la información pertinente establecida en normas que regulan el tipo, características y uso de estos elementos, asegurando así una línea de distribución segura y funcional.

2.3.2.1 Postes y Estructuras

Estos suelen ser de tipo tubular metálico, La selección de este se realiza tomando en cuenta el comportamiento de los postes ante la peor situación hipotética que estos puedan presentar, como por ejemplo la rotura de un conductor, vientos muy fuertes, la rotura de todos los conductores de un mismo lado del poste, etc.

La norma 449-05: Postes de secciones tubulares de acero, perteneciente a las normas de CADAPE [18], dicta los requisitos mínimos que deben cumplir los postes de sección tubular y los métodos de ensayo para verificar su rigidez. Esta norma establece que el material utilizado para la fabricación de este elemento es el acero procesado bajo métodos convencionales, la unión de las diferentes secciones tubulares, se realizara mediante el proceso de embutido o empotramiento caliente, la tapa debe ser de hoja de acero al igual que el maguillo, la primera debe ser soldarse al extremo superior de la sección tubular, mientras el maguillo debe ir soldado en sentido longitudinal al poste, todo debe ser recubierto utilizando el método de galvanización en caliente con un espesor de 100 micras, además debe presentar una resistencia de tracción de 42.2 Kg/mm^2 . A continuación se muestran las dimensiones especificadas en la norma que deben cumplir los postes, se considera una tolerancia de $\pm 1\%$ para el diámetro externo de la sección tubular y la longitud total especificada, en cuanto a la longitud de las secciones $\pm 0.3\%$.

Tabla 8: Postes tubulares de acero. Características requeridas

Altura TOTAL (M)	Lon EM P (M)	Diámetro			Espesor Secc.			Long. Sección			Juntas		Carga en cumbr e (kg)	Pes o (kg)
		D1 mm	D2 mm	D3 mm	E1 m m	E2 m m	E3 m m	L1 M	L2 M	L3 M	J1 m m	J2 m m		
8.23	1.40	114. 3	88.9	--	5.5	4.5	--	4.9 9	3.2 4	--	229	--	116	99
8.23	1.40	139. 7	114. 3	--	5.5	5.5	--	4.9 9	3.2 4	--	305	--	178	147
9.14	1.50	139. 7	114. 3	88.9	5.5	5.5	4.5	4.8 8	2.1 3	2.1 3	305	229	159	151
9.14	1.50	168. 3	139. 7	114. 3	6.3	5.5	5.5	4.8 8	2.1 3	2.1 3	356	305	266	190
9.75	1.50	168. 3	139. 7	114. 3	6.3	5.5	5.5	5.1 7	2.2 9	2.2 9	356	305	246	203
10.67	1.70	168. 3	139. 7	114. 3	6.3	5.5	5.5	5.6 5	2.5 1	2.5 1	356	305	223	222
10.67	1.70	177. 8	139. 7	114. 3	7.0	5.5	5.5	5.6 5	2.5 1	2.5 1	356	305	327	230
11.28	1.70	168. 3	139. 7	114. 3	6.3	5.5	5.5	5.9 4	2.6 7	2.6 7	356	305	211	235
12.20	1.80	177. 8	139. 7	114. 3	7.0	5.5	5.5	6.2 6	2.9 7	2.9 7	356	305	282	262
12.20	1.80	219. 1	168. 3	139. 7	7.0	6.3	5.5	6.2 6	2.9 7	2.9 7	356	305	282	262
13.72	2.00	177. 8	139. 7	114. 3	7.0	5.5	5.5	7.0 2	3.3 5	3.3 5	356	305	250	294
13.72	2.00	219. 1	168. 3	139. 7	7.0	6.3	5.5	7.0 5	3.3 5	3.3 5	406	356	388	399

2.3.2.2 Crucetas

Es una pieza fabricada con un ángulo de acero laminado, la cual posee diferentes dimensiones de longitud como: 1.8m, 2.4m y 3m. Este elemento está provisto de diferentes orificios por los cuales se puede fijar al poste y los distintos accesorios o equipos presentes en la red de distribución.

La norma 274-91: Crucetas, perteneciente a las normas de herrajes de distribución de CADAFE [19], dicta los requisitos mínimos que debe cumplir la cruceta y los métodos de ensayo para verificarlo. Esta norma establece que el material utilizado para la fabricación de este elemento es de acero laminado en caliente fundición grado SAE-1010. La superficie del herraje debe ser galvanizado con espesor mínimo de 55 micras y debe presentar una superficie sin deformaciones, libre de grietas, asperezas o irregularidades perjudiquen la vida útil del elemento y su funcionamiento, los agujeros deben presentar un superficie libre de rebabas, por último el herraje deberá soportar en el ensayo de flexión 2500kgf. A continuación se muestran las dimensiones especificadas en la norma las cuales deben cumplir el herraje, se considera una tolerancia de $\pm 1\%$.

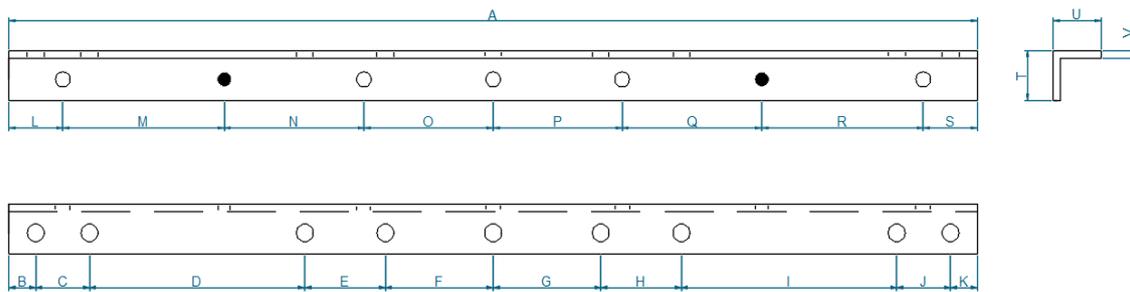


Figura 14: Dimensiones Físicas de una Cruceta.

Tabla 9: Dimensiones Físicas de una Cruceta.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1800	50	100	400	150	200	200	150	400	100	50
2400	75	200	575	150	200	200	150	575	200	75
3000	100	300	750	150	200	200	150	750	300	100

Tabla 10: Dimensiones Físicas de una Cruceta.

L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V
100	300	260	240	240	260	300	100	75	75	8
100	540	260	300	300	260	540	100	75	75	8
100	780	260	360	360	260	780	100	75	75	8

2.3.2.3 Asiento para Crucetas

Es una pieza fabricada con acero laminado en caliente la cual su función es adaptar la superficie plana de la cruceta a la superficie cilíndrica del poste, permitiendo tener una mayor rigidez en la instalación.

La norma 269-91: Asiento para Crucetas, perteneciente a las normas de herrajes de distribución de CADAPE [20], dicta los requisitos mínimos que debe cumplir esta pieza y los métodos de ensayo para verificarlo. Esta norma establece que el material utilizado para la fabricación del asiento de la cruceta deberá ser acero al carbono fundición grado SAE-1010, laminado en caliente. La superficie del herraje debe recubierta mediante el proceso de galvanizado en caliente y deberá presentar una superficie sin deformaciones, libre de grietas, rebabas, asperezas o irregularidades perjudiquen la vida útil del elemento y su funcionamiento. A continuación se muestran las dimensiones especificadas en la norma las cuales deben cumplir el herraje, se considera una tolerancia de $\pm 1\%$.

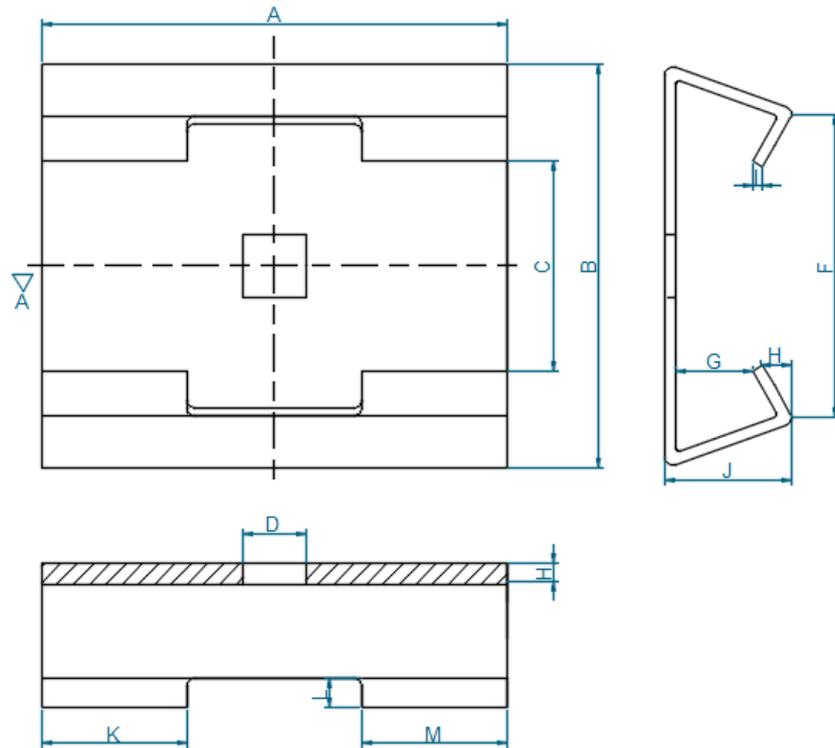


Figura 15: Dimensiones Físicas de un Asiento para Cruceta.

Tabla 11: Dimensiones Físicas de un Asiento para Cruceta.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
128	112	52	17.5	83	83	21	21	3	40	40	8	40

2.3.2.4 Perno Roscado a Todo lo Largo

Es una pieza fabricada con una barra cilíndrica lisa de acero laminado en caliente, roscada a todo lo largo y cuya longitud puede ser 239mm (5/8" x 9") o 304.8mm (5/8" x 12"), este elemento cuenta con cuatro arandelas planas y cuatro tuercas, todo esto con el propósito de poder fijar entre si las dos crucetas y en sus extremos la tuerca de ojo.

La norma 276-91: Perno roscado a todo lo largo, perteneciente a las normas de herrajes de distribución de CADAPE [21], dicta los requisitos mínimos que debe cumplir la pieza y los métodos de ensayo para verificarlo. Esta norma establece que los pernos roscados deben ser fabricados de acero al carbono laminados en caliente redondas y lisas con fundición grado SAE-1010. Todos los elementos deben ser recubiertos mediante el proceso de galvanizado en caliente y el roscado del perno será realizado previamente. Todos los elementos debe estar sin deformaciones, libres de grietas, asperezas e irregularidades en su superficie, el perno deberá tener las puntas

biseladas. Por último, este elemento debe poder soportar a todo lo largo una carga de tracción mínima de 3500kgf y la rosca del perno deberá soportar un torque de 6.53cm/g. A continuación se muestran las dimensiones especificadas en la norma las cuales deben cumplir el herraje, se considera una tolerancia de $\pm 1\%$.

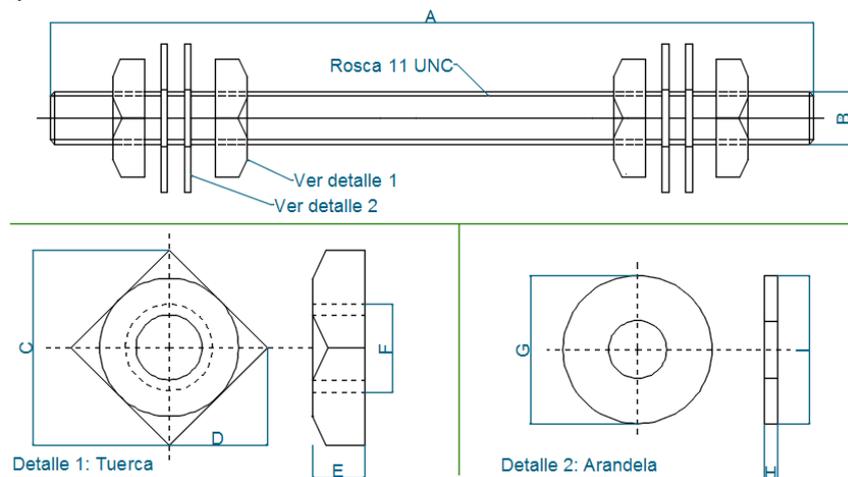


Figura 16: Dimensiones Físicas de Perno Roscado a Todo lo Largo.

Tabla 12: Dimensiones Físicas de Perno Roscado a Todo lo Largo.

A	B	C	D	E	F	G	H	I
230	15.9	33	25.4	13.5	15.9	44.5	3	17.5
410	15.9	33	25.4	13.5	15.9	44.5	3	17.5

2.3.2.5 Abrazaderas

Es una pieza fabricada en acero laminado en caliente constituida por dos pletinas, dobladas en forma arqueada las cuales poseen orificios para dos, tres y cuatro tornillos dependiendo del uso. Esta pieza cumple la función de poder fijar al poste otro tipo de herrajes.

La norma 265-88: Abrazadera universal, perteneciente a las normas de herrajes de distribución de CADAPE [22], dicta los requisitos mínimos que debe cumplir las abrazaderas y los métodos de ensayo para verificarlo. Establece que la abrazadera debe ser de acero laminado en caliente y los tornillos de acero templado y enfriado por inmersión, todas pieza debe ser galvanizada por inmersión en caliente cuyo espesor debe ser de 55 micras para la abrazadera y 53 micras para los tornillos. Por último, la abrazadera universal debe poder soportar al menos una tensión mecánica de 4000kg a 7200kg sin dañarse.

2.3.2.6 Pletinas

Es una pieza fabricada de perfil plano de acero, está clasificada por 3 dimensiones: 600mm, 700mm y 800mm. Cuenta con un orificio en cada extremo, la aplicación de este elemento mantener estable y sostener las crucetas, manteniéndolas en ángulo recto con el poste o estructura.

La norma 264-91: Pletina, perteneciente a las normas de herrajes de distribución de CADAFE [23], dicta los requisitos mínimos que debe cumplir la pletina y los métodos de ensayo para verificarlo. Esta norma establece que el material utilizado para la fabricación de este elemento es de acero al carbono fundición grado SAE-1010. La superficie del herraje debe ser galvanizado con espesor mínimo de 55 micras y debe presentar una superficie sin deformaciones, libre de grietas, burbujas y otros acabados que perjudiquen la vida útil del elemento, por último el herraje deberá cumplir los requerimientos mecánicos de 24.6Kg/mm sin deformarse. A continuación se muestran las dimensiones especificadas en la norma las cuales deben cumplir el herraje, se considera una tolerancia de $\pm 2\%$.

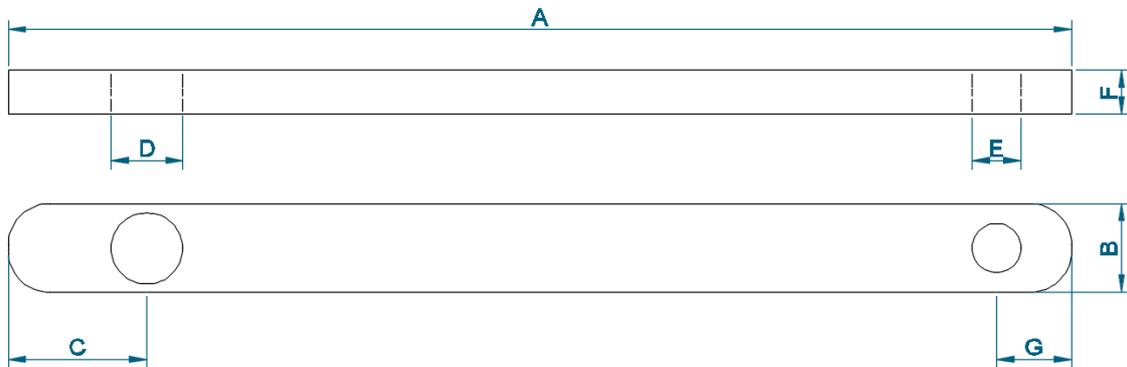


Figura 17: Dimensiones Físicas de una Pletina.

Tabla 13: Dimensiones Físicas de una Pletina.

A	B	C	D	E	F	G
600						
700	31.8	28.8	17.5	11.1	6.4	25.5
800						

2.3.2.7 Grillete

Es una pieza fabricada con una barra de acero cilíndrica lisa, doblada en forma de “U”, con dos orificios en sus extremos por donde se introduce el pasador con cupilla que sujeta a la cruceta. Se emplea para fijar las cadenas de aisladores de suspensión.

La norma 259-91: Grillete, perteneciente a las normas de herraje de herrajes de distribución de CADAFE [24], dicta los requisitos mínimos que debe cumplir el grillete y los métodos de ensayo para verificarlo. Esta norma establece que el material utilizado para la fabricación de este elemento es de acero laminado en caliente o acero maleable de fundición grado SAE-1010 para el grillete y pasador, la cupilla de seguridad debe ser en bronce, cobre u otro material anticorrosivo. La superficie del herraje debe ser galvanizado con espesor mínimo de 55 micras y debe presentar una superficie lisa, sin bordes cortantes, libre de manchas, burbujas o grietas que afecten la durabilidad del elemento, por último el herraje deberá soportar mecánicamente al menos una tensión de 4000kgf sin deformarse. A continuación se muestran las dimensiones especificadas en la norma las cuales deben cumplir el herraje, se considera una tolerancia de $\pm 1\%$.

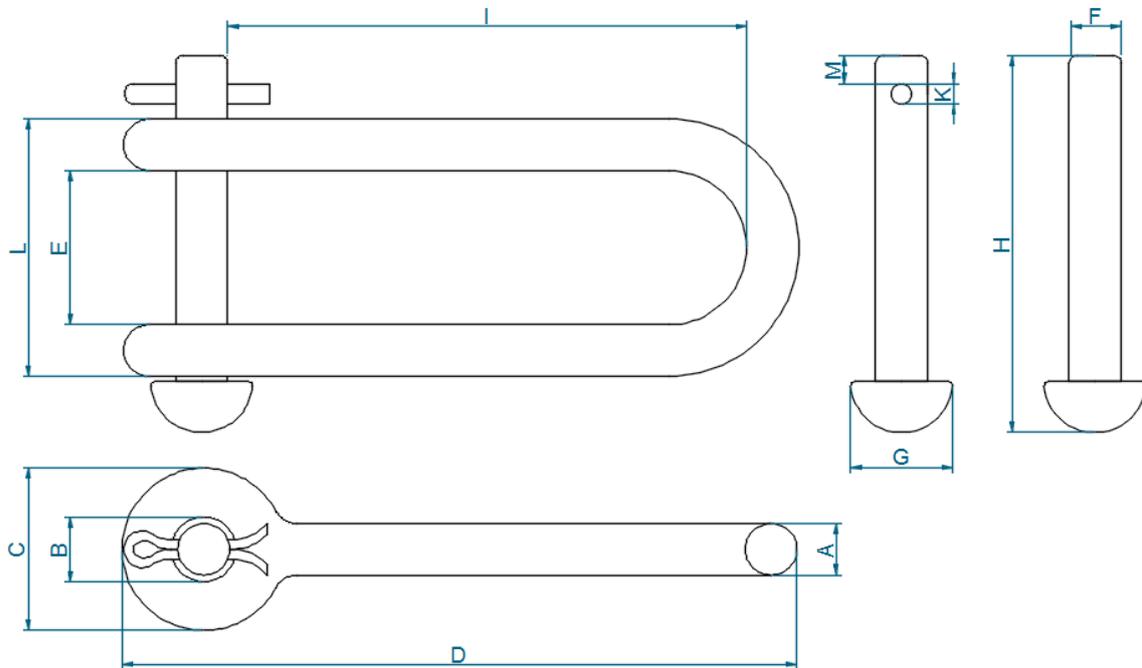


Figura 18: Dimensiones Físicas del Grillete y Pasador.

Tabla 14; Dimensiones Físicas del Grillete y Pasador.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
12.7	15.9	40	166	38	12.7	25	93	125	9.5	5	634	7	25

2.3.2.8 Seccionador

El seccionador es un equipo de maniobra que otorga una apertura visible del circuito, están formados por una cuchilla de material conductor montada sobre un soporte aislado que puede conectar o desconectar dos puntos de un sistema de potencia, su accionamiento puede ser de tipo manual, neumático o mediante un motor eléctrico. Existen diferentes tipos de seccionadores, que pueden distinguirse en los siguientes grupos:

1. Seccionadores con conexión en un plano horizontal
 - a. Seccionador a tres columnas.
 - b. Seccionador de dos columnas giratorias.
 - c. Seccionador de apertura vertical con brazo rígido.
2. Seccionadores que conectan dos conductores superpuestos
 - a. Seccionadores de cierre vertical con brazo rígido y pinzas.
 - b. Seccionador semipantógrafo.
 - c. Seccionador Pantógrafo.

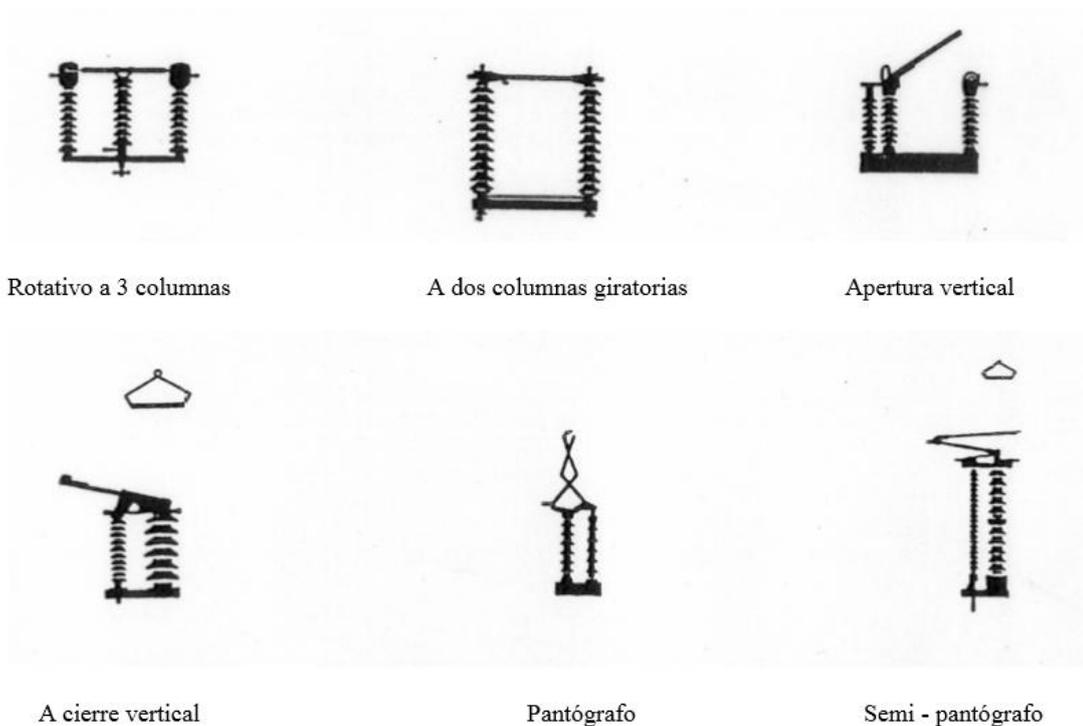


Figura 19: Tipos de Seccionadores [16].

La norma 39-87: Especificaciones técnicas para seccionadores y sus accesorios, perteneciente a la norma CADAPE [25], establece los requerimientos que deben cumplir los seccionadores para ser instalados en subestaciones y líneas en Venezuela. En dicha norma nos permite determinar el nivel de aislamiento, las tasas mínimas de separación entre conductores, los niveles de temperatura permitidos, además de los criterios de diseño para estos.

Tabla 15: Distancias mínimas para seccionadores tipo exterior.

Tensión nominal de operación (kV)	Tensión máxima de utilización (kV)	Distancias mínimas de partes vivas (mm)		
		A la tierra	Entre polos	A través de la distancia de seccionamiento
13.8	17.5	260	400	500
34.5	36	330	500	580
115	123	1100	2500	1500
230	245	2200	4000	2670
400	430	3500	7000	4000
765	800	-----	-----	-----

2.3.2.9 Aisladores

Estos elementos se utilizan con el objetivo de mantener separados los conductores de las estructuras de soporte, se dividen en dos tipos

- **Aisladores soporte:** Son columnas rígidas de porcelana o materiales plásticos utilizados para mantener separados los conductores de la estructura de soporte.
- **Cadena de aisladores:** Estos elementos están destinados al anclaje en las estructuras de los conductores aéreos tendidos en las subestaciones o en las líneas. Esta permite cierta libertad de movimiento, debido a la necesidad de absorber los esfuerzos mecánicos que se producen en una línea de transmisión ya sean por influencia externa o como consecuencia de cortocircuitos.

2.3.2.4 Espigas para Aisladores

Es una pieza fabricada en acero forjado que cuenta con una cabeza roscada de plomo en la parte superior, esta le permite insertarse en el aislador, además cuenta con una rosca en la parte inferior para fijarse a la cruceta, por lo que el elemento puede

cumplir la función de soportar los aisladores de espiga donde se encuentran las líneas de distribución, esta pieza también se conoce como palillo.

La norma 26-01: Espigas para Aisladores, perteneciente a las normas de herrajes de distribución de CADAFE [26], dicta los requisitos mínimos que debe cumplir las espigas para aisladores y los métodos de ensayo para verificarlo. Esta norma establece que la base para la espiga para aisladores debe ser cuadrada o hexagonal. Los palillos deben ser galvanizados por inmersión en caliente y estos deben poder soportar al menos un esfuerzo de tensión de 1000kg sin pandearse más de 10 grados.

2.3.2.10 Pararrayos

Es un dispositivo de protección contra sobretensiones, este cumple la función de atraer las descargas eléctricas de la atmosfera y descargarlas a tierra, evitando daños a estructuras o equipos debido a grandes circulaciones de corriente, además de brindar seguridad a las zonas cercanas, disminuyendo drásticamente la posibilidad de accidentes de electrocución o incendios. Estos elementos están constituidos por un metal conductor ya sea cobre o aluminio y un cabezal el cual puede ser en forma de punta, semiesférico o esférico. Se debe colocar estos dispositivos en a la mayor altura posible, sobresaliendo entre los demás elementos.

La norma 46-87: Protecciones del sistema de distribución contra sobretensiones, perteneciente a las normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución de CADAFE [27], es la encargada de regular las condiciones mínimas que deben contar los pararrayos en los sistemas de distribución (13.8kV) y subtransmision (34.5kV) en el territorio Venezolano, esta establece que todos los postes con transformadores, bancos de condensadores, reconectadores y seccionalizadores deberán protegerse pararrayos convencionales tipo válvula, mientras que en equipos de redes subterráneas y transiciones línea aérea-subterránea se debe emplear pararrayos especiales tipo válvula. En la siguiente tabla se muestran las características de los pararrayos requeridos.

Tabla 16: Características Eléctricas de Pararrayos Tipo Válvula.

PARARRAYOS	TENSION NOMINAL (kV)	TENSION DE OPERACIÓN (kV)	TENSION RESIDUAL A 10kA (kV)
Convencional	12	49 a 60	43 a 53
Especial	12	46 (máximo)	45 (máximo)

2.3.2.11 Barra a Tierra

Es el elemento final por donde se drenara cualquier corriente de falla o disipar cargas estáticas hacia el suelo. La barra más utilizada es la barra Cooperweld, esta está constituida por un núcleo de acero que permite soportar grandes esfuerzos mecánicos a la hora de ser enterrada y una capa de cobre el cual posee gran conductividad eléctrica y protegerá al elemento de corrosión, la capa de cobre tiene un espesor entre 0.254mm a 0.330mm. La barra de puesta a tierra puede tener una longitud de 1.8m, 2.4m y 3m. Sin embargo, es posible contar con una puesta a tierra más larga gracias a la posibilidad de utilizar conectores roscados entre barras, indudablemente mientras mayor sea la longitud de la barra se tendrá mejores características de puesta a tierra.

La norma 109-92 [28]: Sistemas de puesta a tierra, perteneciente a las normas de presentación de proyectos de subestaciones de transmisión de CADAFE, se encarga de establecer los criterios de diseño para puestas a tierra en subestaciones con niveles de tensión entre 13.8kV a 765kV, lo que la convierte en una buena referencia para las diferentes situaciones en las que se necesite aterrizar un elemento o área.

2.3.3 Conceptos básicos de líneas aéreas

2.3.3.1 Apoyos

Soporte físico, poste o torre, erigido verticalmente desde el suelo con la finalidad de sostener, amarrar el conductor, estos se clasifican en:

- Apoyo de alineación: Su función es solamente soportar los conductores; son empleados en alineaciones rectas.
- Apoyo de anclaje: Su finalidad es proporcionar puntos firmes en la línea, que limiten e impidan la destrucción total de la misma cuando por cualquier causa se rompa un conductor o apoyo.
- Apoyos de ángulo: empleados para sustentar los conductores en los vértices o ángulos que forma la línea en su trazado. Además de soportar las fuerzas propias de flexión, en esta clase de apoyos aparece la composición de las tensiones de cada dirección.
- Apoyos de fin de línea: Soportan las tensiones producidas por la línea; son su punto de anclaje de mayor resistencia.

2.3.3.2 Catenaria

Un conductor de peso uniforme, sujeto entre dos apoyos por los puntos A y B situados a la misma altura, forma una curva llamada catenaria. Como se muestra en la figura 24.

2.3.3.3 Vano Real

Se llama vano a la distancia entre los dos puntos de amarre A y B, distancia “a” en la figura 20.

2.3.3.4 Vano normal

Valor máximo de vano para cierto tipo de estructura y teniendo en cuenta la distancia libre sobre el suelo, para terrenos planos. Viene definido por la siguiente ecuación:

$$S_N = S * \frac{P * L}{f}$$

S_N : Vano normal

S : Vano ficticio

P : Altura de fijación del conductor

L : Distancia libre del suelo

f : Flecha para un vano ficticio

2.3.3.5 Vano ficticio

Se obtiene a partir de la ecuación de estados y es el vano con el cual se realizarán los cálculos de variación de tensión de los conductores, viene dado por:

$$S = \sqrt{\frac{S_1^3 + S_2^3 + S_3^3 + S_4^3 + \dots + S_n^3}{S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + \dots + S_n}}$$

2.3.4.6 Flecha

La distancia entre el punto más bajo situado en el centro de la curva y la recta AB. Que une los apoyos, recibe el nombre de flecha. Distancia “f” de la figura 20.

2.4.2 SISTRANS

SISTRANS es un software creado para realizar estudios y diseños de líneas de transmisión y subtransmisión eléctrica, contando con una base de datos de diferentes conductores y cables que permiten determinar condiciones de servicio como son cálculos térmicos y cálculos mecánicos en los conductores. Dicho programa cuenta con la posibilidad de importar perfiles longitudinales y establecer alturas mínimas para los conductores, partiendo de esto se puede localizar diferentes tipos de soportes a lo largo del tramo, cambiar ubicaciones, añadir y eliminar postes según desee el usuario.

La facilidad para usar el programa, junto con una interfaz grafica amigable al usuario permite que este sea una herramienta bastante útil al momento de realizar la localización de soportes ya que se puede observar gráficamente como varia el tendido eléctrico al modificar los vanos o tipos de soporte, pudiendo así asegurar que nunca se irrespete las condiciones críticas de altura.

Este fue diseñado por el Ing. Cesar Rodolfo Ruiz, director de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Carabobo e ingeniero con una gran trayectoria y experiencia en diferentes aéreas como son la transmisión, distribución y sistemas eléctricos industriales, llegando a ejercer el cargo durante un periodo de tiempo como director de ELEOCCIDENTE y realizar varios proyectos de líneas de transmisión en 115kV con la ayuda de este programa computacional, lo que permite asegurar que este es una herramienta confiable y aceptada en el sector eléctrico nacional .

2.4.3 LuloWIN

Es un software diseñado en Venezuela para la realización de presupuestos de construcción y actividades afines, el programa cuenta con una interfaz grafica bastante amigable al usuario, lo que permite un uso bastante sencillo además de ser una herramienta bastante completa en el área administrativa. Esta cuenta con la capacidad de trabajar los presupuestos según los precios unitarios de las partidas existentes o creadas, permite el control y flexibilidad a la hora de generar reportes para diferentes necesidades, ya sea organismos públicos o privados, adaptándose a las normas establecidas en el país. Alguna de las herramientas más importantes que cuente este programa son las siguientes:

- Elaboración de presupuestos con análisis de precios unitarios.

- Reconsideraciones de precios.
- Elaboración de presupuestos por capítulos.
- Resumen de gastos por insumos de la obra.
- Calculo del rendimiento.
- Cuadro de avances de la obra.
- Elaboración de memorias descriptivas.

Este programa será de suma utilidad para este trabajo especial de grado a la hora de realizar la propuesta definitiva de la solución de ingeniería para la puesta en servicio de la línea de 34.5kV para servicios auxiliares, permitiendo conocer y presentar de forma adecuada cuanto será la inversión necesaria, además de una especificación detallada de todos los elementos requeridos para la construcción.

2.5 BASES LEGALES O NORMATIVAS

2.5.1 IEEE Std 525: Guía para el Diseño e Instalación de Sistemas Cableados en Subestaciones Eléctricas

El estándar 525 de la IEEE es una guía para los ingenieros encargados de subestaciones eléctricas, cuya principal función es el diseño, instalación y mantenimiento de todo tipo de cableado en el área de trabajo, estos pueden incluir cables de baja y media tensión, cables de fibra óptica, entre otros. Se establecen prácticas para instalación de cables y deja con claridad que dicha norma no debe ser tratada para sistemas industriales. Este documento extrae información de otras fuentes relacionadas al área como el Std 825: Standard power cable ampacity tables de la IEEE. A continuación se muestra el objetivo general de este estándar:

“This document is a guide for the design, installation, and protection of insulated wire and cable systems in substations with the objective of helping to minimize cable failures and their consequences. Cable systems with voltages greater than 35 kV are not covered in this guide.” [29].

Como se menciona anteriormente, esta estándar habla de una diversidad de cables llegando como punto final a cables de media tensión (1kV a 35kV), el documento esta dividido por diferentes capítulos que tratan cables de control e instrumentación, cables metálicos para comunicación, cables de fibra óptica, cables para

baja tensión (0 a 1kV) pudiendo tratarse de corriente alterna o continua y por último, cables de media tensión cuyo tema es el de interés para este trabajo especial de grado, es por esto que esta sección solo tratara ese capítulo del estándar.

La figura 21 muestra los pasos recomendados a seguir según el estándar, en este se detalla cada condición de trabajo y procedimientos que se deben asegurar para poder realizar el diseño e instalación del cableado en una subestación de forma exitosa y confiable. Ya que en este trabajo no se necesitan cables de comunicación, separaciones eléctricas, cables de redundancia o nuevas canalizaciones, no se explicaran los anexos relacionados a estos tópicos.

Las condiciones de servicio establecen los parámetros ambientales y requerimientos físicos que deber soportar el cable para poder desempeñar su correcto trabajo en la subestación, esto implica que para poder operar en condiciones normales se debe establecer las condiciones ambientales y temperaturas del área de trabajo, los cables deben poder operar en condiciones secas o húmedas, dependiendo del tipo de instalación (aérea, bancadas, enterrados directamente, bandeja portacable, entre otros), su diseño debe permitir una vida útil al menos igual en tiempo de servicio del equipo que está alimentando o al tiempo de diseño de la subestación, además debe tomarse en cuenta la posible operación del cable con cargas de emergencia o soportar condiciones de falla.

En el anexo B de esta norma se encuentran las tablas de clasificación para el nivel de protección de los cables, detallando el código IP asignado y qué condiciones abarca, ya sea protección contra diferentes grados de polvo, salpicaduras de agua, inmersión temporal de agua, entre otros.

Para así hacer referencia a la norma NEMA pertinente a cada caso. Cuenta con una tabla de parámetros climáticos como rangos de temperatura al que se expondrá el cable, gradientes de temperatura, humedad y radiación solar, esta clasificación es de suma importancia ya que se hace referencia a los estándares IEEE necesarios a considerar dependiendo de las consideraciones.

Por último se encuentra una tabla de parámetros ambientales como descargas electrostáticas, campos magnéticos de baja y alta frecuencia a los que se expondrá el cable, radiaciones AM, EFT y diferencia de potencial transitoria a tierra.

La selección de cable se basa en el material a utilizar, requerimientos de ampacidad, caída de tensión y niveles de cortocircuito, cuando se escoge el cable a utilizar se debe asegurar que la selección sea la más eficiente posible en términos de perdidas en el conductor y costo de instalación.

En el cableado se utilizan normalmente dos elementos con una alta conductividad eléctrica, esos son el cobre y el aluminio. Los conductores de cobre tienen la característica de ser muy buenos conductores. Sin embargo, el costo de este material es elevado, mientras que los conductores de aluminio a pesar de tener una conductividad de 61% con respecto a la del cobre, su precio es mucho, además tienen la cualidad que para diámetros iguales de conductor, la masa del conductor de aluminio es 20% menor a la del cobre, permitiendo un mejor manejo mecánico. Uno de los inconvenientes que se deben considerar al diseñar en base a conductores de aluminio es que las terminaciones requieren un tratamiento especial.

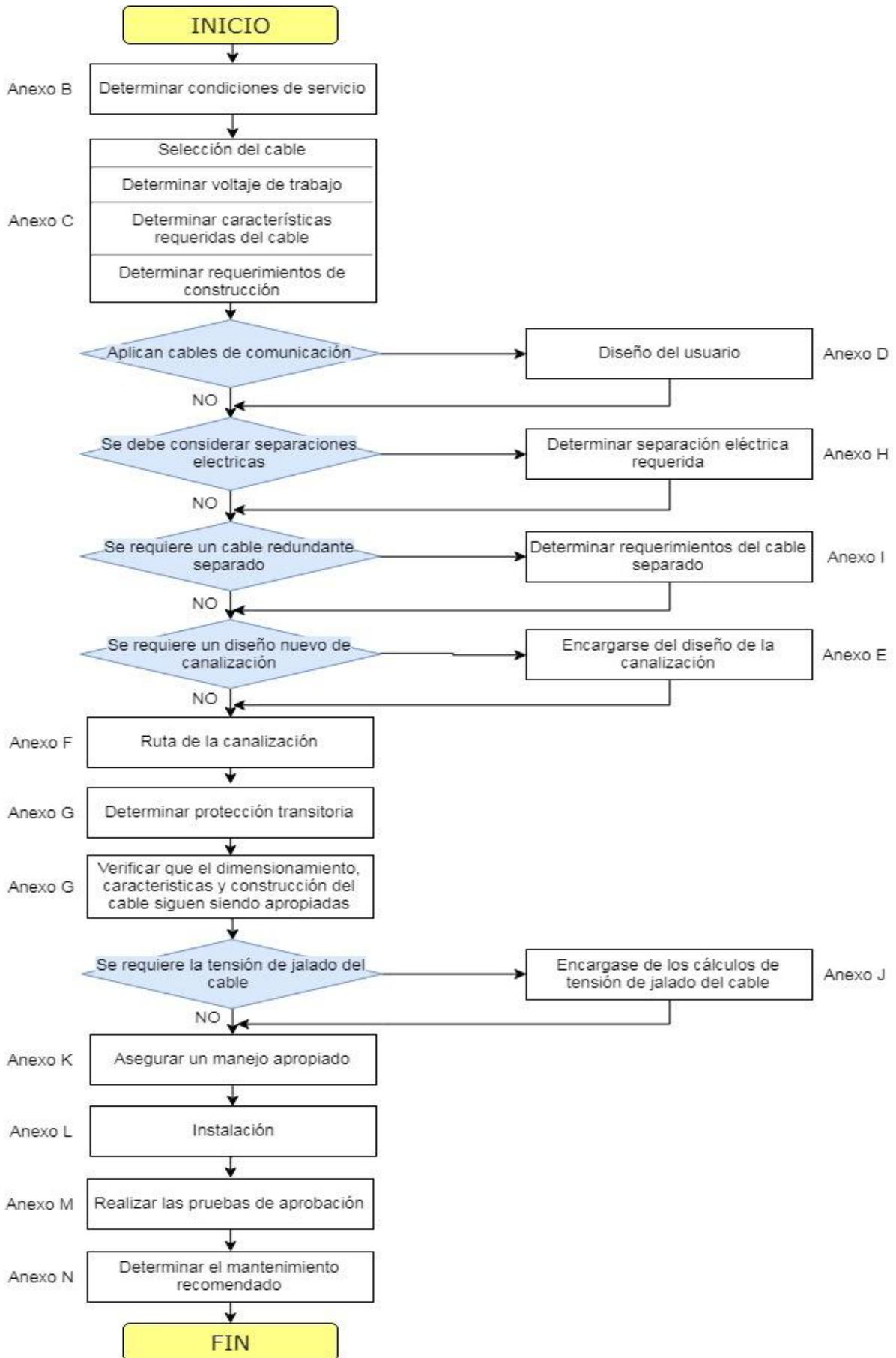


Figura 21: Diagrama de Flujo para Diseño e Instalación de Cables en Subestaciones.

Los conductores pueden ser sólidos o entorchados, lo común es no utilizar conductores sólidos cuando se requiere un calibre muy grande debido a la dificultad para maniobrar con el conductor, el ASTM 8 establece el número de hilos por conductor y su diámetro según el tipo de aplicación que se necesite, lo común para aplicación de potencia en subestaciones es utilizar conductores tipo B. A continuación se muestran las tablas pertinentes.

TABLA 17: CLASE DE HILOS EN CABLES.

CLASE	APLICACIÓN
B	Cables de potencia
C	Cables de potencia donde se requiere una flexibilidad mayor a la de clase B
D	Cables de potencia con extra flexibilidad
G	Cables para uso portátil
H	Cables donde se requiere una extrema flexibilidad
I	Cables para terminales de motores
K	Cables compuestos por hilos de cobre 30AWG
M	Cables compuestos por hilos de cobre 34 AWG

Tabla 18: Número de Hilos Según la Clase del Cable.

CLASE	14 AWG a 2 AWG	1 AWG a 4/0 AWG	250kcmil a 500kcmil
B	7	19	37
C	19	37	61
D	37	61	91
G	49	133	259
H	133	259	427
K	41 (14 AWG) 65 (12 AWG)	-	-

La determinación de ampacidad del cable es uno de los factores más fundamentales del cable, ya que establece la corriente que puede soportar el conductor sin sufrir graves daños, para este valor se debe considerar la temperatura ambiente, el tipo de canalización donde se encuentra el cable, si este se encuentra cercano a otros cables, reduciendo la capacidad de disipación de calor del mismo y otros factores. Una vez determinado este aspecto se procede a realizar los cálculos de caída de tensión, para esto se utiliza la ecuación mostrada en la sección 2.2.3 de este trabajo, los valores normales para una subestación son 3% desde la fuente al centro de carga y un 5% desde el centro de carga a la carga. Para poder realizar este cálculo es necesario la impedancia del conductor y la corriente de trabajo, normalmente se procede a considerar la corriente nominal. Sin embargo, es posible utilizar una carga de 60% considerando la diversidad de cargas, ya sean de alumbrado o circuitos especiales. Cuando se determina la

impedancia del cable es recomendable considerar la máxima temperatura de operación, ya que esta dará la peor condición y así se podrá asegurar valores correctos de ampacidad y caída de tensión bajo cualquier circunstancia

El anexo C de esta norma incluye una tabla con valores de resistencia y reactancia comunes para cables de 600V. Sin embargo ya que este trabajo tratara un nivel de voltaje mayor, estos valores de impedancia se obtendrán mediante catálogos y datos suministrados por proveedores del área. También el estándar especifica el método teórico para calcular estos parámetros (R y X), obteniendo primero el valor de resistencia DC considerando el material y temperatura de operación, posteriormente se obtiene la resistencia AC es el resultado total de considerar la resistencia DC, el efecto pelicular, efecto de proximidad de otros conductores, perdidas por corrientes parasitas y corrientes en la armadura del cable. Por último, se obtiene la reactancia que depende la posición de los conductores del sistema.

El aislamiento del cable y la chaqueta deben estar acordes a los establecido en las condiciones de servicio, en la chaqueta se debe imprimir ciertas características importantes del cable como el fabricante, año de producción, voltaje, tipo y calibre del conductor.

Para la instalación del cableado una vez determinado los parámetros adecuados se deben seguir ciertos procedimientos y recomendaciones, uno de estos es asegurarse que la temperatura de los cables este entre los parámetros establecidos por el fabricante, si el cable está muy frio en el momento de tensarse o al pasar por una curva se tendrá la posibilidad de que este se dañe. Si es necesario utilizar lubricante para cables al momento de hacer el jalado por lugares muy estrechos, es necesario asegurarse que sea compatible con la cubierta del cable y que este no sea inflamable, cualquier maquinaria utilizada para jalar debe tener la capacidad necesaria para brindar una tensión constante en el proceso. Aunado a esto se debe estar utilizando instrumentos para medir la tensión mecánica en los momentos a los cuales se está acercando al valor calculado o un valor limite.

Si el cable será instalado en áreas cerradas como ductos subterráneos, antes de colocar el cable se debe asegurar que el ducto no tenga ningún tipo de suciedad o

estorbos en el camino, se debe eliminar cualquier superficie filosa u elemento que pueda dañar al cable. Los ductos y cajas de paso deben ser de los tamaños establecidos por la norma y adecuados para el calibre del conductor, evitando así una presión peligrosa en este, se debe dejar una reserva de cable por si es necesario a futuro debido a una nueva instalación o expansión del circuito. Por último, los extremos del cable deben estar marcados de forma permanente para poder identificarse según sean los criterios del diseñador, además se debe sellar estos extremos para evitar cualquier posible daño por humedad o cambio de temperatura.

El mantenimiento del cable dependerá del tipo de uso, condiciones ambientales y de trabajo. Sin embargo, se recomienda en el estándar realizar una inspección visual al menos una vez al año, los cables que se encuentre en condiciones extremas de temperatura o humedad deberán ser inspeccionados con más frecuencia. Dependiendo del nivel de contaminación del área y como se exponga el cable a estas condiciones será necesario realizar un mantenimiento frecuente a las terminaciones, se recomienda preguntar al productor que método es el recomendado, en algunos caso se realiza con agua a alta presión. Sin embargo, se hace énfasis en evaluar los diferentes tipos de mantenimiento.

2.5.2 CADAFE 58-87: Distancias y Separaciones Mínimas

La norma de diseño de distancias y separaciones mínimas de CADAFE entro en vigencia en el año 1985 y a pesar de ser un documento bastante antiguo todavía se considera actualmente. Como se menciona al inicia del documento, su objetivo y campo de aplicación es el siguiente.

“Esta norma definirá las distancias y separaciones mínimas entre conductores energizados, conductor neutro, conductor a masa, y conductor a tierra a fin de asegurar un diseño y construcción adecuados de las líneas de distribución primarias y secundarias, teniendo en cuenta el resguardo de las personas durante su construcción, operación y mantenimiento.” [30]

Esta norma trata diversos escenarios como sistemas de distribución en áreas urbanas, cercanas a viviendas y aéreas de paso peatonal, zonas rurales,

situaciones que involucren conductores de fuerza eléctrica y comunicación y cruces de líneas con diferente nivel de tensión. Para fines de este marco teórico solo se hará mención a información relevante y necesaria para realización de este trabajo.

Una especificación que señala la norma es la distancia mínima horizontal y vertical que debe tener los cables o conductores de otras estructuras soportantes, dichos valores se muestran en la tabla 19.

Tabla 19: Distancias Mínimas entre Conductores y otras Estructuras Soportantes.

DISTANCIA HORIZONTAL		DISTANCIA VERTICAL (m)	
Conductores con tensiones iguales o menores a 50kV	1.5 m	Conductores con tensiones inferiores a 15kV	1.8 m
		Conductores con tensiones entre 15kV y 50kV	2.1 m

Así como la norma hace referencia a una distancia mínima vertical entre conductores o cables de línea a elementos metálicos no energizados o equipos en diferentes niveles de la misma estructura, esta separación es de 1 metro para tensiones entre 0 a 8.7kV y 1.5 metros para tensiones entre 8.7kV y 50kV. Es importante resaltar que se establece la posibilidad de reducir dichas distancias a 0.75 metros si el equipo esta efectivamente aterrado.

2.5.2.1 Separación Mínima Horizontal y Vertical entre Conductores en la misma Estructura

Se establece que la distancia mínima horizontal entre conductores en la misma estructura se debe determinar de 2 formas diferentes que se explicaran a continuación, la distancia definitiva para el diseño debe ser la de mayor valor. El primer procedimiento será mediante las siguientes ecuaciones.

Para calibres menores al N° 2 AWG:

$$S = 0.762 * kV + 7x\sqrt{0.85 * F - 51.61}$$

Para calibres mayores al N° 2 AWG:

$$S = 0.762 * kV + 3.68x\sqrt{F}$$

Donde kV representa la tensión de línea en kV, F es la flecha del conductor en cm y S es separación mínima horizontal en cm. Una vez obtenido este valor se procede a obtener la segunda opción de distancia, esta se determina a partir de la tabla 20 y se selecciona la distancia que haya dado un mayor valor.

Tabla 20: Distancia Mínima entre Conductores en la Misma Estructura.

CONDUCTORES DE ALIMENTACION		SEPARACIÓN (cm)
Mismo Circuito	O a 8,7kV	30.5
	8.7kV a 50kV	30.5+1 por cada kV encima de 8.7kV
Diferentes Circuitos	O a 8,7kV	30.5
	8.7kV a 50kV	30.5+1 por cada kV encima de 8.7kV

Para la separación mínima vertical entre conductores que operen tensiones entre 0 y 50kV en la misma estructura a diferentes niveles se establece en la tabla 21.

Tabla 21: Distancia Mínima Vertical entre Conductores en la Misma Estructura.

CABLES SUPERIORES	CONDUCTORES DE LINEA, CABLES DE ALIMENTACION ATERRADOS Y AISLADOS DE TODOS LOS VOLTAJES (cm)	CONDUCTORES DE LINEAS AEREAS Y CABLES DE CUALQUIER VOLTAJE			
		750V a 8.7kV (cm)	8.7kV a 15kV (cm)	15kV a 50kV (cm)	
				MISMA EMPRESA DE SERVICIO	DIFERENTES EMPRESAS DE SERVICIO
0 a 750V	40	40	100	100	100
750 a 8.7kV	-	40	100	100	150
8.7kV a 15kV	-	-	100	100	150
15kV a 50kV	-	-	-	100	100

2.5.2.2 Separación Mínima con Aisladores

Cuando el diseño de la línea emplea aisladores de suspensión que no están impedidos de movimiento, se debe cumplir que una cadena de aisladores pueda oscilar transversalmente a un ángulo máximo sin que esto provoque que se reduzca la

separación mínima horizontal indicada en la sección anterior, para esto se determina el ángulo máximo de inclinación, el cual viene dado por la siguiente formula.

$$Fl = \tan^{-1}\left(0.2453 * V5mm * \frac{d}{P} * \frac{V_m}{V_g}\right)$$

Donde Fl es el ángulo máximo de inclinación permitido expresado en grados, V5mm es la velocidad de viento estacionaria máxima (5 minutos) para un periodo de retorno de 50 años expresado en km/h, d es el diámetro de conductor, Vm el vano medio y Vg el vano gravante, estas 3 magnitudes anteriores expresadas en m. Por último, P hace referencia al peso del conductor en kg/m.

Si se trata de aisladores de espiga, los cuales tienen como consecuencia que los conductores se encuentren en soportes fijos, la distancia mínima horizontal no debe ser menor a la establecida en la sección anterior (2.5.3.1 Separación mínima horizontal y vertical entre conductores en la misma estructura).

CAPITULO III. MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se explicara el tipo de investigación acorde con este trabajo especial de grado y el diseño de las fases metodológicas necesarias para poder llevar a cabo los objetivos específicos planteados.

3.1 CLASIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La naturaleza de este trabajo especial de grado es una investigación de campo, según lo que define el manual de la UPEL (2015):

“Se entiende por Investigación de Campo, el análisis sistemático de problemas en la realidad, con el propósito bien sea de describirlos, interpretarlos, entender su naturaleza y factores constituyentes, explicar sus causas y efectos, o predecir su ocurrencia, haciendo uso de métodos característicos de cualquiera de los paradigmas o enfoques de investigación conocidos o en desarrollo.” [31]

Para la realización de este proyecto se deberá recolectar de forma directa información propia de la S/E Arenosa, así como datos de equipos, esquemas de operación, circuitos y manuales. Todo esto permite relacionar esta investigación con la definición antes planteada de una investigación de campo. Las investigaciones de campo pueden ser clasificadas según los objetivos planteados, el carácter que más se relaciona con este trabajo corresponde a una investigación descriptiva, la cual está definida según Hernández, Fernández y Baptista *“Busca especificar propiedades, características y rasgos importantes de cualquier fenómeno que se analice.” [32]*. Con los datos recolectados en campo se buscará analizar e interpretarlos para su posterior utilización en el diseño requerido, describiendo la situación actual y futura al proyecto, especificando las variables a tomar en cuenta y mediante simulaciones y cálculos poder detallar los elementos requeridos en la línea de interconexión de los patios de 765kV y 400kV para los servicios auxiliares.

Por último, el presente trabajo titulado **“Estudio de la línea 34.5kV de servicios auxiliares para su recuperación y puesta en servicio. Tramo S/E Arenosa 765kV a S/E Arenosa 400kV”** se considera un proyecto factible ya que este es aquel donde se elabora una propuesta viable para la solución del problema planteado, estableciendo un

diagnóstico, fundamentos teóricos y recursos necesarios para su ejecución, brindando un análisis y conclusiones sobre la realización del proyecto [31]. Para este trabajo se cuenta con la accesibilidad a toda la información relacionada con la S/E Arenosa, pudiendo abordar el problema y con las herramientas disponibles lograr cumplir los objetivos especificados.

3.2 DISEÑO DE LAS FASES METODOLÓGICAS

Un aspecto importante para la realización adecuada de esta investigación es la planificación y desglosamiento de actividades a seguir, debido a esto es necesario crear un plan o estrategias cuyo fin sea obtener la información y resultados deseados, esto está enmarcado en el diseño de las fases metodológicas. Este diseño permite guiar y señalar al investigador en la dirección correcta y los pasos a seguir para cumplir los objetivos específicos planteados. Por lo tanto, cumpliendo así con el objetivo general de la investigación.

Para poder llevar a cabo el desarrollo y cumplimiento de los objetivos planteados en el capítulo I de este trabajo especial de grado se deben realizar las siguientes fases metodológicas.

3.2.1 Fase I: Diagnóstico y evaluación de la situación problema

Diagnóstico del estado actual de la línea 34.5kV que conecta el sistema de servicios auxiliares de los patios de 765kV y 400kV en la S/E Arenosa con el propósito de reconocer los elementos que pueden ser reutilizados y las mejoras a implementar en lo que respecta características constructivas y de funcionamiento en la línea existente, además es necesario conocer la situación actual del sistema por lo que la recolección de información es un aspecto fundamental en esta fase.

Fase 1.1. Conformación de los requisitos necesarios para el ingreso a la empresa a fin de hacer recorrido conjunto con personal encargado de la S/E Arenosa para el inicio de la recopilación de información.

Fase 1.2. Recopilación de información de planos, diagramas unifilares de los servicios auxiliares, patios de la S/E Arenosa, planos de la línea de 34.5kV de interconexión entre servicios auxiliares, plano de corte del terreno de la línea de 34.5kV, etc. Necesarios para el cálculo de los conductores.

Fase 1.3. Recopilación de información de componentes de la red existente, proyecto original, informes de fallas relacionadas con la puesta fuera de servicio de la línea 34.5kV de interconexión de servicios auxiliares de los patios de 765kV y 400kV en la S/E Arenosa para la revisión posterior en campo.

Fase 1.4. Constatación de las condiciones actuales de funcionamiento de equipos y componentes de la línea original para la determinación de los componentes que pueden ser reutilizados, los que deben ser desincorporados, así como la identificación de características, fabricantes y especificaciones.

3.2.2 Fase II: Determinación de la propuesta de ingeniería

Determinación de la propuesta adecuada considerando factores económicos, de confiabilidad, condiciones de trabajo y rapidez en su puesta en servicio de la línea de 34.5kV de interconexión de servicios auxiliares de los patios de 765kV y 400kV en la S/E Arenosa de CORPOELEC. Todo esto con el propósito de determinar todos los parámetros necesarios y valores de diseño acordes con las normas pertinentes y criterios de diseño.

Para esta fase del trabajo especial de grado se trabajara con el software de diseño de líneas aéreas SISTRANS desarrollado por el Ing. Cesar Rodolfo Ruiz, el cual es una herramienta computacional reconocida a nivel nacional y la cual se puede encontrar amplia información de ayuda en la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Carabobo. La licencia y ayuda para el uso del software fue otorgado por el Ing. Cesar Rodolfo Ruiz.

Fase 2.1. Revisión de las normas nacionales e internacionales que aplican para el diseño de la línea.

Fase 2.2. Fijación de criterios de diseño a considerar, justificarlos y determinar que estos sean los más óptimos para la solución buscada.

Fase 2.3. Cálculo para la especificación de la línea de 34.5kV de interconexión entre servicios auxiliares. Todo esto mediante las herramientas

que se consideren más adecuadas y conocimiento recolectado en la fase I de la investigación.

Fase 2.4. Comprobación de los resultados obtenidos en el paso anterior por medio de la herramienta computacional SISTRANS, permitiendo conocer con certeza que el diseño obtenido es el más adecuado y se encuentra correcto.

Fase 2.5. Elaboración de un informe técnico en el cual se encuentren toda la información relevante sobre el diseño, así como planos y especificaciones técnicas de interés.

3.2.3 Fase III: Análisis y planteamiento de propuesta de ingeniería

Planteamiento de la propuesta económica al diseño realizado para su posterior construcción y puesta en servicio de la línea de 34.5kV de interconexión de servicios auxiliares de los patios de 765kV y 400kV en la S/E Arenosa de CORPOELEC, buscando lograr dar la solución más adecuada en cuanto a operatividad y presupuesto, permitiendo así que se solucione de forma rápida y efectiva la problemática que se encuentra planteada en este trabajo especial de grado.

En esta fase de la investigación se utilizara el software para realización de presupuesto de obras LuloWIN, el cual es ampliamente utilizado en el país y permite realizar análisis de precio unitarios, desglose de partidas ya normalizadas en el país y estudiar cada aspecto de la obra de forma individual como en total, logrando así determinar la propuesta más adecuada en aspectos tecno-económicos.

- Buscar catálogos de los equipos necesarios, seleccionado cada elemento según las especificaciones requeridas por diseño y su costo.
- Ordenar y establecer todas las cantidades de elementos y equipos requeridos para la construcción y puesta en servicio de la línea de 34.5kV de interconexión de servicios auxiliares.
- Elaborar el presupuesto, análisis de precios unitarios y obtener el informe económico final por medio del software LuloWIN.

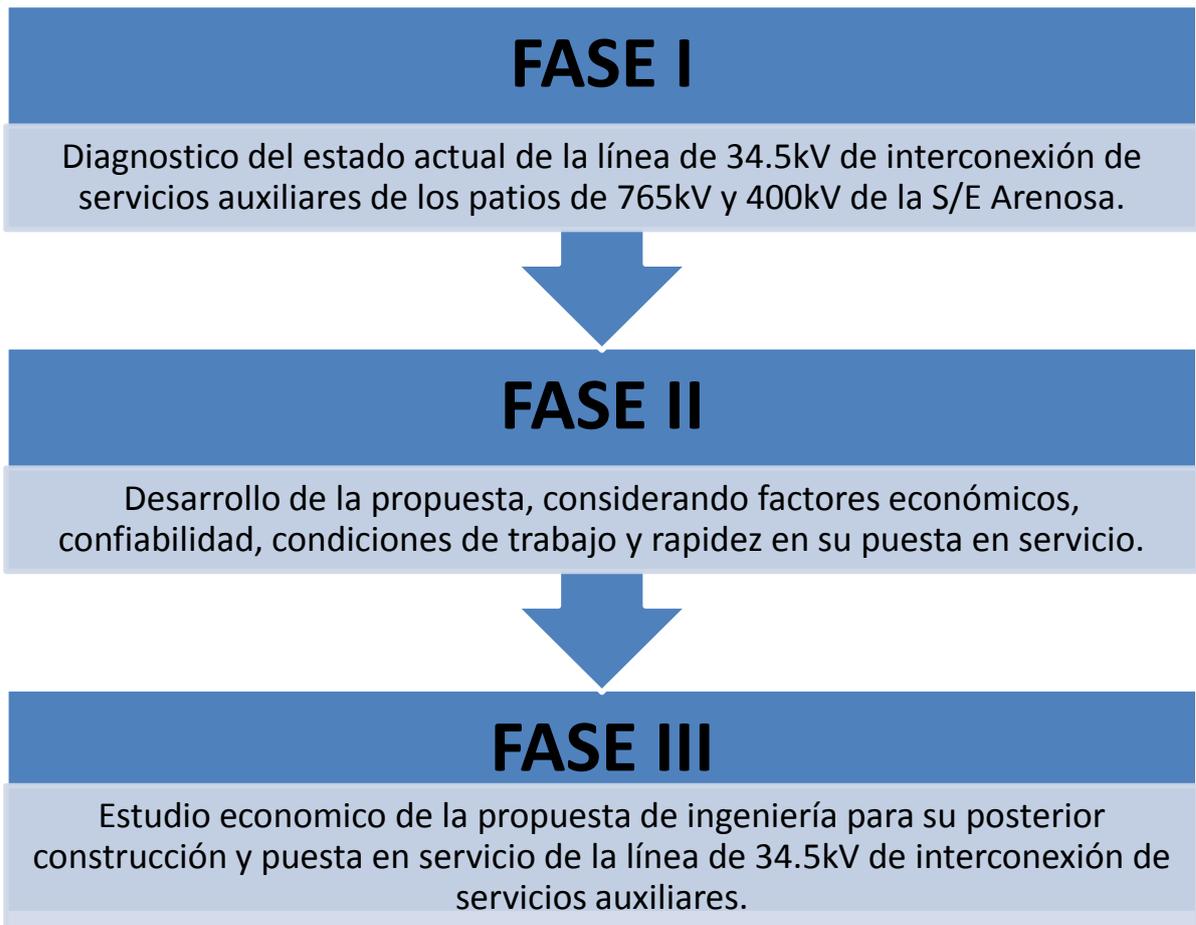


Figura 22: Esquema de las fases metodológicas.

3.3 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

La recolección de información pertinente para el desarrollo de este trabajo especial de grado se basa en ciertas actividades que como conjunto permiten el correcto conocimiento de los aspectos involucrado es en el tema y la situación actual existente, dichas actividades se pueden catalogar como la selección de los instrumentos de medición, aplicar este instrumento y posteriormente preparar las mediciones para que sean analizadas [32].

Esta parte del proyecto especial de grado consistió en recolectar información mediante visitas coordinadas con un representante o tutor industrial quien fue asignado por la coordinación de talento humano de CORPOELEC, dicho tutor industrial facilitó información sobre los patios de la S/E Arenosa, además de estar con nosotros en cada una de las visitas que fueron realizadas, toda la información aportada por nuestro

representante dentro de la compañía, se muestra en este trabajo especial de grado en forma de anexos.

También en las visitas pudimos examinar algunos de los equipos que aún existen dentro de la S/E que forman parte de la línea de 34.5kV que se plantea recuperar en el presente trabajo, además fue realizada una revisión de las normativas vigentes tanto a nivel nacional (CADAFE, CEN) como internacional (IEEE) con el fin de lograr un diseño que se ajustara a los requerimientos actuales.

Tamayo y Tamayo en su libro El proceso de la investigación, describe los procesos de recolección de datos de un proyecto como:

“Esta sección es la expresión operativa del diseño de investigación, la especificación correcta de cómo se realizó la investigación se incluye aquí: A) Si la investigación es a base de lecturas, encuestas, análisis de documentos u observaciones directas de los hechos; B) Los pasos que se darán; y, posiblemente, C) Las instrucciones para quien habrá que recoger datos”

Tomando como referencia lo citado previamente debemos mencionar que los pasos a seguir a continuación consisten en realizar los cálculos pertinentes para el dimensionamiento de cada uno de los componentes que forman la línea de media tensión que plantea recuperarse, luego se plante realizar una comprobación de los cálculos de la línea mediante el software SISTRANS.

De los métodos de recolección de información existentes de acuerdo con Tamayo y Tamayo, se utilizan tanto en método de observación al momento de realizar el trabajo de campo correspondiente a las visitas, como el método de ficha de trabajo el cual se aplica al momento de realizar el estudio de la normativa previamente mencionado.

3.4 ANÁLISIS, INTERPRETACIÓN Y PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Según lo que establece Tamayo y Tamayo en su libro El proceso de la Investigación, el análisis de los datos puede ser realizado a través de una codificación, tabulación o proceso estadístico. En este trabajo especial de grado el análisis de los

datos obtenidos será efectuado por medio de la tabulación y procesamiento de las variables que se midieron según la recolección de información, todos los cálculos serán obtenidos mediante ayuda de un programa computacional, siendo las hojas de cálculo de Excel la herramienta seleccionada para la determinación de los parámetros más importantes y necesarios de la línea de 34.5kV. Aunado a esto se implementara el software SISTRANS el cual fue creado con la finalidad del diseño de líneas aéreas, al ser un software usado en diversos proyectos del SEN y validado los resultados que se obtiene por medio de este, se decidió usarse como referencia para verificar el diseño de línea propuesto en este trabajo especial de grado.

La data necesaria para realizar el diseño de línea en el programa SISTRANS se ingresa de forma manual por computadora, mediante una interfaz gráfica amigable al usuario, el cual permite visualizar los parámetros seleccionados y los resultados obtenidos ya sea de forma puntual o tabulada dependiendo de las necesidades del usuario, para poder llevar a cabo del diseño de la línea aérea es necesario importar el corte del terreno, donde se cuente con las progresivas, cotas y otros factores de interés, toda esta información se logra mediante un archivo .dwg el cual está asociado con el software computacional de dibujo AutoCAD.

Una vez realizado el análisis e interpretación de la información, se procederá a presentarla. Para poder llevar a cabo esto se hace uso de planos detallados de la ubicación de cada poste, herrajes y elementos necesarios para su instalación, entre otros. Lo previamente mencionado se logra a través del uso de AutoCAD, los cálculos y valores de diseño obtenidos serán presentados mediante tablas bien identificadas las cuales traten todas las variables de interés previamente mencionadas en este trabajo.

Por último, para poder culminar con la presentación del trabajo de ingeniería, se necesita presentar el presupuesto y las partidas necesarias para la realización de esta obra, esto se logra mediante el uso del software LuloWIN es cual es ampliamente aceptado en el país, este permite exportar el proyecto final y presentarlo en formas de tablas, donde se puede observar los montos desglosados por cada partida así como el monto total requerido para la obra.

3.5 UNIDAD DE ESTUDIO Y DE ANÁLISIS

Dada la naturaleza de este proyecto, el trabajo realizado en esta unidad consiste en el procesamiento y análisis de los datos recopilados mediante observación directa, para de esta forma poder realizar los cálculos que más adelante nos permitirán hacer la selección de cada uno de los componentes que forman la línea, además de las medidas a tener en cuenta al momento de ejecutar el mencionado proyecto. Todo esto con el fin de dar cumplimiento a cada uno de los objetivos trazados al inicio de este trabajo.

3.5.1 Población

Una población son una serie de casos u objetos que cumplen con una serie de características, definir de forma correcta la población a ser estudiada es de suma importancia para el desarrollo del trabajo, un trabajo no será mejor por contar con una población grande, esta debe estar enmarcada según lo establecido en el planteamiento del problema y debe limitarse correctamente entorno a su características de lugar, contenido y tiempo [32].

La población de este trabajo especial de grado abarca la línea de distribución aislada a 34,5kV para la conexión de los servicios auxiliares de la S/E Arenosa en el tramo patio 765kV- patio 400kV.

3.5.2 Muestra

Una muestra consiste en un subconjunto de elementos con ciertas características de la estudiada y establecida población, las muestras pueden ser clasificadas en dos ramas. Las muestras probabilísticas donde cada elemento tiene la misma probabilidad de ser seleccionada y se eligen de forma aleatoria, mientras que las muestras no probabilísticas son aquellas en las cuales los elementos seleccionados son elegidos por medio de una causa particular o interés de la investigación [32]. La muestra de esta investigación corresponde a la línea de interconexión 34.5kV de servicios auxiliares entre los patios de 765kV y 400kV en la S/E Arenosa de CORPOELEC. Cabe resaltar que debido a la naturaleza de la investigación y los objetivos planteados, esta muestra concuerda con lo establecido para una muestra no probabilística.

CAPITULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El capítulo IV consiste en la presentación de los resultados obtenidos tras haber llevado a cabo las fases metodológicas planteadas, se busca cumplir con los objetivos planteados en el presente trabajo así y poder brindar una propuesta de ingeniería basada en fundamentos teóricos y técnicos que se encuentran plasmados en este capítulo.

4.1 Diagnostico, Evaluación y Situación Actual del Problema

4.1.1 Situación actual

La línea de interconexión de servicios auxiliares entre los patios de 765kV y 400kV estaba conformada por un tramo aéreo de aproximadamente 470m, 10 postes y conductor ARVIDAL (6201 T81) calibre 4/0, dicho conductor ya no existe. Además, se cuenta con un tramo subterráneo alrededor de 200m en el patio de 400kV, este tramo consistía en un cable aislado para 34,5kV de calibre 4/0 el cual fue hurtado, el conductor finalizaba en un interruptor de bajo volumen de aceite donde se conectaba posteriormente a las barras de servicios auxiliares de dicho patio.

El comienzo de la línea se encuentra en la salida de un transformador de potencia de 1500kVA 34,5kV/440V ubicado en el patio de 765kV, es por esto que la capacidad de transmisión de dicha línea será calculada según este transformador, los unifilares de cada patio de servicios auxiliares se pueden observar en el anexo 3, donde se evidencian las cargas conectadas y como es la configuración de las mismas. La corriente máxima que debe poder soportar el conductor es la siguiente:

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} * V_N} = \frac{1500 * 10^3}{\sqrt{3} * 34,5 * 10^3} \rightarrow I_N = 25.102A$$

Donde: I_N = corriente nominal de la línea [A]

S_N = Potencia nominal del transformador [VA]

V_N = Voltaje nominal de la línea [V]

4.1.2 Perfil longitudinal

El perfil longitudinal a trabajar fue obtenido por medio de la empresa en cuestión (CORPOELEC), ya que esta contaba con los planos e información relevante

del proyecto de construcción de la línea de 34,5kV de servicios auxiliares. Los planos con la información sobre el perfil longitudinal son: 27-1793 S/E la Arenosa a 800kV instalación exterior, bancada de tubos de interconexión S/E CADAPE, documento creado en el año 1983 y por ultimo 27-0406 Niveles del terreno natural, realizada el mismo año.

En dichos planos se visualizan diversos puntos del terreno donde especifican datos como progresivos, cota del terreno y tipo de poste instalado. Se realizó la digitalización del perfil por medio del software AutoCAD, este se puede observar en el anexo 4A, la siguiente tabla muestra los valores de interés para cada punto especificado, se empieza especificando desde la salida aérea en el patio de 765kV finalizando con el pórtico aéreo en el patio de 400kV. La tabla 22 presenta 32 puntos, siendo el punto 1 la referencia de la progresiva, y se presentan las progresivas versus las cotas, así indica el punto donde se ubica poste y su numeración respecto al plano del proyecto original. Los postes siguen la siguiente nomenclatura: 100 es el pórtico de EDELCA, 101 es un poste de amarre, 102 es un pórtico de suspensión y 103 es el pórtico de CADAPE. Además, se cuenta con un plano de planta presentado en el anexo 4C donde se evidencia el trayecto de la línea de 34,5kV para SSAA y como esta se encuentra cercana a las demás líneas de transmisión.

Tabla 22: Perfil longitudinal del terreno.

Punto	Progresiva (m)	Cota (m)	Poste
1	0	2.5	100
2	50	2.5	101
3	61	2.5	
4	71	6.25	
5	76	6	
6	91	12.5	
7	101	12.75	101
8	165	18.75	102
9	193	17.5	
10	205	17	
11	218	17.5	
12	229	19.25	101
13	238	21	
14	245	22.75	
15	252	26	

16	259	27.75	
17	263	30.75	
18	271	32.4	
19	277	35.6	102
20	288	36	
21	294	37.2	
22	307	38.4	
23	317	39.2	
24	327	39.6	102
25	377	40	102
26	413	39.6	
27	424	38	
28	432	38	
29	437	37.2	101
30	447	31.2	
31	457	28	
32	461	24.2	103

4.1.3 Condiciones climatológicas

Los datos climatológicos a ser considerados en el presente trabajo serán los indicados en las publicaciones del Servicio de Meteorología de las Fuerzas Aéreas Venezolana para la zona de trabajo. A continuación se expresan valores de temperatura vientos existentes de acuerdo a la publicación fue realizada el 04/02/2017.

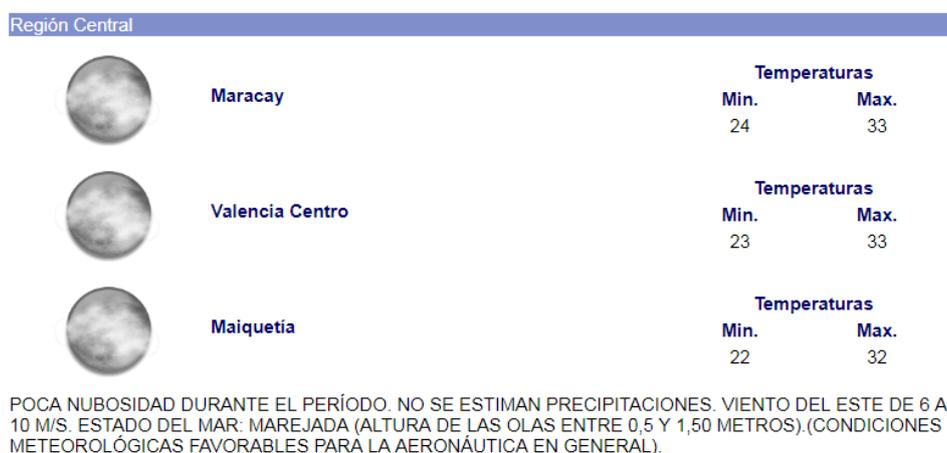


Figura 23: Temperaturas mínimas y máximas de la zona de trabajo.

La línea en cuestión se encuentra en una zona con clima tropical, en la siguiente tabla se agrupan los datos climatológicos de interés para el proyecto.

Tabla 23: Datos climatológicos de la zona de trabajo.

Característica	Magnitud
Temperatura(°C)	
Máxima media	33
Mínima media	23
media	28
Velocidad del viento (km/h)	6
Presión atmosférica (atm)	0.9958
Altitud (m)	440
Intensidad de radiación solar (mW/cm²)	105

4.2 Cálculos y diseño de la propuesta de ingeniería

4.2.1 Selección del conductor

4.2.1.1 Ampacidad

La norma CADAFE N° 53-87: Normas de diseño para líneas de alimentación y redes distribución. Normalización de calibres primarios y secundarios [33]. Especifica que calibres pueden utilizarse para las condiciones de trabajo establecidas en este proyecto, se hace referencia al menor calibre permitido (AWG 2) y el mayor (AWG 4/0) así como el material del conductor, el método de selección por ampacidad establece que se debe escoger un conductor que sea capaz de transportar la corriente calculada (25,102A). Las características mecánicas y térmicas de los conductores permitidos por la norma se encuentran en el anexo 5A, dichos valores fueron obtenidos de un catálogo del proveedor CONAL, se ha decidido trabajar con conductores de aleación de aluminio 6201.

A continuación, la tabla 24 muestra los valores de ampacidad para los calibres disponibles.

Tabla 24: Capacidad de corriente para conductores normalizados.

Calibre	AWG	2	1/0	2/0	3/0	4/0
Ampacidad	A	191	256	296	342	396

Comparando la corriente calculada en la sección 4.1.1 con la ampacidad de los conductores normalizados de la tabla 24 se observa que todos los conductores son capaces de transportar la corriente requerida en la línea de interconexión de servicios auxiliares.

4.2.1.2 Caída de tensión

La verificación de caída de tensión en la línea permite asegurar que el conductor seleccionado permita una variación de tensión dentro de los rangos establecidos por las normas pertinentes. Para un sistema de subtransmisión 34,5kV la norma CADAFE 42-87 de Regulación de tensión en el sistema de distribución establece que la caída de tensión permitida no debe ser mayor al 3,5% en media tensión [15].

Se procedió a realizar el cálculo de caída de tensión con las características eléctricas ya conocidas, considerando un factor de potencia 0,8 inductivo en el sistema y una distancia de 700m de línea. Los resultados del cálculo de caída de tensión, en las condiciones indicadas y para cada calibre de conductor de la tabla 24, se muestran en la tabla 25.

Tabla 25: Caída de tensión para conductores.

		Longitud = 0,7km		kVA = 1500		
Calibre	AWG	2	1/0	2/0	3/0	4/0
Kd 10⁻³	-	0,0925	0,0656	0,0557	0,0489	0,0426
%ΔV	-	0,097125	0,06888	0,058485	0,051345	0,04473

Se puede observar que todos los calibres cumplen con la condición establecida por la norma CADAFE 42-87 de 3,5%. Por lo tanto, se puede seleccionar cualquiera de los calibres. Ya que todos los calibres cumplen las condiciones de ampacidad y caída de tensión se decide seleccionar el conductor de menor calibre ya que este tendrá un menor costo con respecto a los demás.

Conductor Seleccionado = AAAC 6201 T81 AWG #2

4.2.2 Cálculo térmico del conductor

Se realizó mediante una hoja de cálculo en Excel el cálculo térmico del conductor para diferentes potencias transmitiéndose en la línea, dicho cálculo térmico está basado en el método de Westinghouse que se explica en el marco teórico de este trabajo, el cual toma en cuenta disipación de energía por efecto Joule, energía solar, disipación por radiación y por conveción, el cálculo arroja que para la potencia nominal de transmisión (1500kVA) se tiene una temperatura de operación en el conductor:

$$T_{\text{cond}}=30,999^{\circ}\text{C}.$$

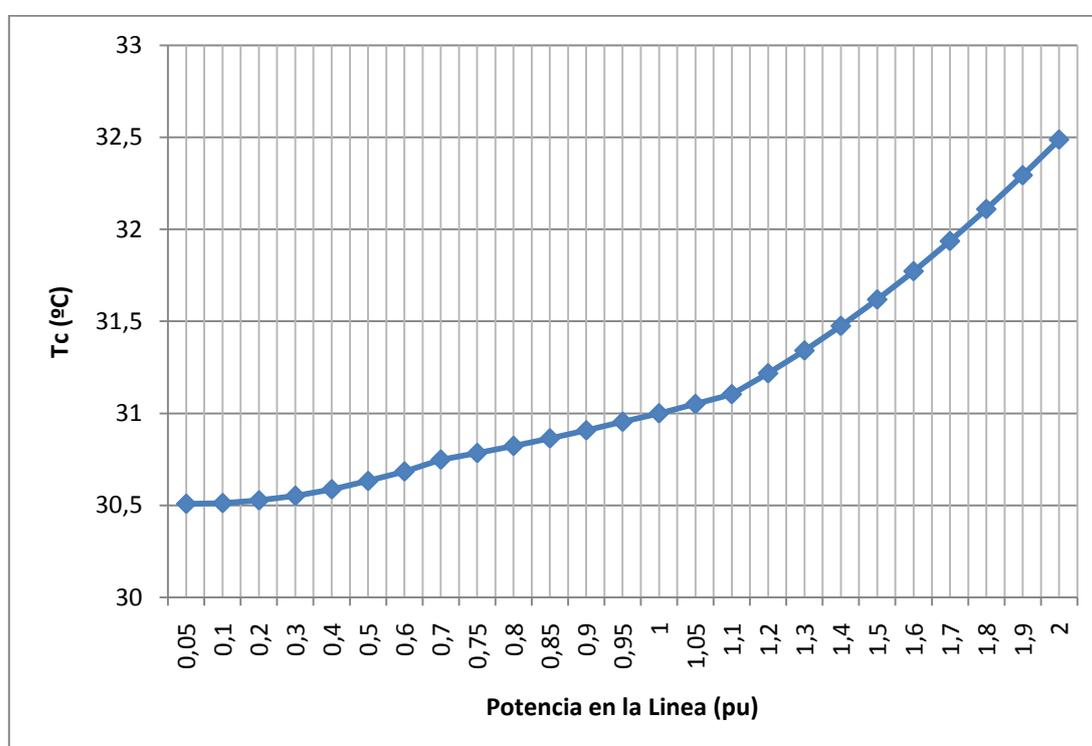


Figura 24: Cálculo térmico del conductor.

En la norma de CADAFE NR apartado 2-04-04 se expresa las temperaturas a ser utilizadas en el cálculo mecánico de conductores para redes de distribución y subtransmisión, la temperatura a ser utilizada depende de la altura del terreno como se muestra en la tabla 26.

Tabla 26: Temperaturas de operación según altitud.

Altura (m)	Temperatura (°C)	
	Máxima	Mínima
0 a 500	60	10
500 a 1000	50	5
1000 a 2000	35	0
2000 a 3000	40	-5

Como la línea de 34,5kVA de interconexión de servicios auxiliares se encuentra aproximadamente a una altura de 440m respecto al nivel del mar, de acuerdo a la tabla 22 se seleccionan para los cálculos mecánicos en el conductor las siguientes temperaturas:

Temperatura mínima = 60°C

Temperatura media = 28°C

Temperatura máxima = 10°C

4.2.3 Distancias mínimas

4.2.3.1 Distancia mínima a masa

Según lo establecido en la norma CADAFE 58-87 Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución: Distancias y separaciones mínimas [30], la distancia mínima que puede existir entre un conductor y una parte conectada o no a tierra vendrá dada por la siguiente ecuación:

$$D = 0,2 + \frac{V}{150} = 0,2 + \frac{34,5}{\sqrt{3} * 150} \rightarrow \mathbf{D = 0,33m}$$

Donde D: Distancia mínima a masa [m]

V: tensión entre fase y tierra [kV]

4.2.3.2 Distancia mínima al terreno

Según lo establecido en la norma CADAPE 58-87 la tabla 1 hace referencia a la distancia mínima vertical que debe existir entre un conductor sobre tierra, agua y vías férreas, estos valores varían según el nivel de tensión y se debe asegurar que en el diseño de ingeniería se cumplan dichas distancias mínimas. Para la tensión de trabajo (34,5kV) las distancias pertinentes para este trabajo son la distancia mínima de conductor a terreno abierto no transitorio y carreteras, la cual viene dada por una distancia de **D = 6,75m**, dicha distancia debe ser comprobada con la peor condición de trabajo del conductor la cual viene dada por la temperatura máxima (60°C) y un viento nulo.

4.2.3.3 Separación horizontal de conductores para flecha máxima.

La disposición existente en el tramo de estudio es una instalación en forma de triángulo con crucetas de 2,44m colocada a 10cm del tope del poste. Lo establecido en la norma de CADAPE 58-87 la separación mínima horizontal entre conductores de un mismo circuito viene dada por la siguiente expresión, donde se podrá obtener la siguiente flecha máxima:

$$S = 0,762 * V + 3,68 * \sqrt{fmax} \rightarrow fmax = \left(\frac{117 - 0,762 * 34,5}{3,68} \right)^2 \rightarrow fmax = 607,6cm$$

Donde S: Separación entre conductores [cm] = 117

V: Tensión entre fases [kV] = 34,5

fmax: Flecha máxima [cm] = 607,6

4.2.4 Cálculo mecánico del conductor

El cálculo mecánico del conductor fue realizado mediante una hoja de cálculo en Excel siguiendo lo establecido por la norma de CADAPE 55-87 Normas de diseño para las líneas de alimentación y redes de distribución: Cargas mecánicas [13]. La cual establece las condiciones para cada hipótesis mecánica, para las condiciones planteadas en este trabajo las hipótesis corresponderán a las mostradas en la tabla 27. El cálculo mecánico del conductor se realiza para poder asegurar el correcto funcionamiento del mismo cuando este se encuentre en condiciones climatológicas extremas que puedan afectar las condiciones físicas del conductor, se debe evitar que una tensión excesiva provoque la rotura del conductor así como una condición climatológica que provoque una baja de tensión mecánica haga que se sobrepase la flecha máxima del conductor.

Tabla 27: Hipótesis de carga mecánica en el conductor.

	Hipótesis I (Tensión máxima)	Hipótesis II (Protección a vibraciones)	Hipótesis III (Protección a vibraciones)
Temperatura	5°C	5°C	28°C
Viento máximo	6km/h	0km/h	0km/h
Tensión máxima	543,5kg	271,75kg	228,27kg

En la sección a continuación se presenta el cálculo del vano crítico, tensión en el conductor y condición predominante de acuerdo a las hipótesis indicadas en la tabla 28 y donde se contrasta las condiciones iniciales en la ecuación de estado para determinar la tensión de localización que será útil para el dibujo de las catenarias que representan al conductor entre soportes.

4.2.4.1 Tabla de hipótesis

En el anexo 6 se encuentra la tabla con las hipótesis mecánicas de los conductores, en dicha tabla se procede a obtener las tensiones para diferentes vanos partiendo de 20m a 70m en pasos de 2m, se obtuvo un vano crítico entre las hipótesis I y II a los 251m. Además, se puede observar como la hipótesis predominante durante los primeros metros es la hipótesis II. Conociendo la hipótesis predominante fue posible mediante la ecuación de estado calcular las demás tensiones y comprobar que no superaban (%Cr) lo establecido por la norma. La última columna que se muestra se basa en la hipótesis de localización en caliente, donde la temperatura es máxima (60°C) y el viento es 0 para dicha condición la elongación del conductor es máxima y es donde encontramos una mayor flecha, condición de interés para tomar en cuenta.

En el anexo también se encuentra la tabla de flechas para cada hipótesis, esta expresa cual es la flecha existente para ese rango de vanos y su respectiva hipótesis, dichos valores sirven para poder conocer hasta que distancia nos acercamos a los límites de flecha máxima permitidos según los criterios de diseños. Cabe destacar que el vano máximo existente en el tramo de estudio es de 64m lo que corresponde en la condición

de hipótesis en caliente una flecha de 0,631m, valor máximo que ocurrirá en las peores condiciones.

4.2.5 Calculo mecánico de los soportes

Los postes instalados en el tramo de estudio cumplen lo establecido en la norma CADAPE 449-05 Postes de sección tubular de acero [18], donde tienen las siguientes dimensiones:

Tabla 28: Dimensiones de postes 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Altura	Lo	Diámetro			Espesor Sección		
Total (m)	EMP (m)	D1 (mm)	D2 (mm)	D3 (mm)	E1 (mm)	E2 (mm)	E3 (mm)
12,2	1,8	219,1	168,3	139,7	7	6,3	5,5
Longitud Sección			Juntas		Carga en cumbre (kg)	Peso (kg)	
L1 (m)	L2 (m)	L3 (m)	J1 (mm)	J2 (mm)			
6,26	2,97	2,97	460	356	437	355	

Además, se cuenta con las fundaciones que se especifican en los planos presentados en el anexo 4B. Los postes 1 y 10 son los pórticos donde la línea pasa de ser tramo aéreo a subterráneo, en estos puntos los cálculos mecánicos serán diferentes a los que se plantean a continuación.

El estudio de apoyos y las cargas mecánicas máximas que se deben tomar en cuenta al momento de diseñar se encuentran establecidas en la norma CADAPE 55-87 Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución. Cargas mecánicas, estas toman en cuenta diferentes factores que generan cargas transversales, verticales y longitudinales, todo esto debido al peso de los conductores, vientos y la presión que genera sobre diferentes elementos, posibles equipos de trabajo en un mantenimiento y otros elementos.

En esta sección se realizara los cálculos pertinentes para estudiar los 3 tipos de carga, determinando así la carga vertical actuante, carga critica vertical, carga transversal actuante, todo esto con el fin de determina los vanos críticos y comprobar la correcta selección del tipo de poste instalado.

4.2.5.1 Carga vertical crítica admisible

El grado de esbeltez mecánico para los postes de acero según lo establecido en la norma de CADAFE es mayor a 105, por lo que los soportes será calculados con respecto a la formula de Euler, la cual permite determinar la fuerza crítica vertical admisible (F_{cvadm}).

$$F_{cvadm} = \frac{K * I_c * E * \pi^2}{\eta * L^2 * 100}$$

Donde: F_{cv} : Fuerza crítica vertical máxima admisible [kg]

I_c : Momento de inercia equivalente [cm^4]

E : Modulo de elasticidad del acero [20300kg/cm^2]

η : Coeficiente de seguridad [2,5]

K : Coeficiente dependiente del modo de fijación de los extremos

Tabla 29: Constantes según el tipo de sujeción.

Coeficiente de sujeción	K	L
Extremos empotrados	4	0,5L
Un extremo empotrado y el otro articulado	2	0,7L
Ambos extremos articulados	1	L
Un extremo empotrado y el otro libre	0,5	2L

En este caso se cuenta con postes con sujeción por un extremo empotrado y el otro libre, un extremo empotrado y el otro articulado el cual corresponde a los postes con dos vientos en dirección a las líneas. Una vez realizado los cálculos mediante una hoja de cálculo en Excel con los datos suministrados por las dimensiones normalizadas se obtiene lo siguiente:

Tabla 30: Fuerzas vertical crítica admisible según sujeción.

Tipo de sujeción	K	L	I1 (cm4)	I2 (cm4)	I3 (cm4)	le (cm4)	Fcvadm (kg)
2 Empotrado	4	0,5L	2625,75	1053,42	522,89	1731,05	149130,49
1 empotrado 1 articulado	2	0,7L	2625,75	1053,42	522,89	1731,05	38043,49
2 articulados	1	1L	2625,75	1053,42	522,89	1731,05	9320,66
1 libre 1 empotrado	0,25	1L	2625,75	1053,42	522,89	1731,05	2330,16

La norma CADAFE 55-87 establece las cargas verticales que deben ser tomadas sobre la estructura de estudio, garantizando que esta no presente deformaciones, pandeo o en el peor de los casos que este ceda, ya establecido eso se debe asegurar que el fuerza vertical actuante sea menor a la fuerza vertical critica admisible, teniendo así la siguiente condición y elementos a considerar para la fuerza vertical actuante, se considerara como vano gravante 2 veces el valor del vano ficticio obtenido y se mostrara el cálculo de un soporte de amarre ya que es el que cuenta con mayor cantidad de elementos y dando como resultado una mayor fuerza por carga vertical.

$$F_v \leq F_{cvadm}$$

Peso de crucetas y herrajes	=	120kg
Peso de aisladores = 19*6	=	114kg
Peso de una persona	=	80kg
Peso del poste	=	355kg
Peso del conductor = 6*2*54,56*0,0923	=	60,43kg
Fuerza del viento sobre conductor	=	133,6kg
Fuerza del viento sobre el poste	=	82,3kg

$$\Sigma F_v = 120+114+80+355+60,43+133,6+82,3 = \mathbf{945,33kg}$$

Donde se puede observar que la fuerza total aplicada sobre el soporte es menor a la fuerza vertical crítica admisible que se obtuvo para los postes instalados y que se muestran en la tabla 30

4.2.5.2 Vano máximo por carga del viento.

En los postes de alineación se debe cumplir que la fuerza que ejerce el viento sobre los conductores (F_{vc}) sea menor o igual al esfuerzo útil disponible en cumbre del poste, donde el esfuerzo útil en la cumbre del poste ($E.U$) es equivalente al esfuerzo cumbre ($E.C$) que se evidencia en la tabla de especificación del poste menos la fuerza del viento sobre el post (F_{vp}). Por lo tanto tenemos lo siguiente:

$$E.U \geq F_{vc} \quad ; \quad E.U = E.C - F_{vp}$$

Una vez conocido estas condiciones, sabiendo ciertos parámetros constructivos del poste y valores climatológicos del ambiente como es la presión del viento máximo, valor que se encuentra normalizado por CADAPE como 55kg/m^2 es posible calcular cual será el vano máximo permitido igualando la condición planteada previamente, junto con las ecuaciones especificadas en el marco teórico se procedió a determinar a calcular los siguientes resultados.

Tabla 31: Vano máximo por carga del viento.

Pvc (kg/m)	E.C (kg)	Fvp1 (kg)	Fvp2 (kg)
55	437	126,184	45,986
Fvp3 (kg)	Fvp (kg)	E.U (kg)	Smax
38,172	137,710	299,290	244,458

El vano máximo permitido por carga de viento en el conductor obtenido fue $S_{max} = 244\text{m}$, se puede observar comparando con los vanos reales que se encuentran físicamente en el tramo de línea de estudio que todos los vanos cumplen esta condición, teniendo un vano máximo de 61m.

4.2.5.3 Carga longitudinal

Las cargas mecánicas longitudinales ocurren en la aparición de la rotura de un conductor, generando un desbalance en el equilibrio de tensiones sobre el soporte, la norma CADAPE 55-87 establece que condiciones deben cumplirse para considerar el soporte adecuado, los valores de tensión según el tipo de soporte (suspensión o amarre)

y ciertos valores de seguridad. Para que el soporte no se someta a deformaciones debe cumplir lo siguiente:

$$\text{coef. de seguridad} = \frac{2,5 * E.C}{E.R} \geq 1,3 ; E.R = \sqrt{T^2 + E.C^2}$$

Donde: E.C: Esfuerzo en cumbre del poste [kg]

E.R: Esfuerzo resultante en la cumbre [kg]

T: Tensión reducida [kg]

La tensión reducida será determinada según el tipo de poste y la tensión máxima diaria, la cual vendrá dada por la hipótesis predominante.

Postes de alineación: $T=0,5*0,5*TensionLimiteDiaria$

Poste de amarre: $T=0,5*1*TensionLimiteDiaria$

Por medio de una hoja de cálculo en Excel se introdujeron los datos conocidos de los soportes, las condiciones previamente señaladas y se determinó el factor de seguridad para cada poste, determinando si estos cumplían la norma.

Tabla 32: Coeficientes de seguridad para cargas longitudinales.

TensionMaxima (kg)		271,75				
Poste	Amarre	Suspensión	E.C (kg)	T (kg)	E.R (kg)	Coef. Seguridad
2	x		437	135,875	457,636	2,387
3	x		437	135,875	457,636	2,387
4		x	437	67,9375	442,249	2,470
5	x		437	135,875	457,636	2,387
6		x	437	67,9375	442,249	2,470
7		x	437	67,9375	442,249	2,470
8		x	437	67,9375	442,249	2,470
9	x		437	135,875	457,636	2,387

Como se puede evidenciar en la tabla previa, todos los postes ya sean de amarre o alineación cumplen con la condición de que el coeficiente de seguridad sea mayor a 1,3. Esto nos permite determinar que los postes podrán operar bien según lo establecido por las normas de CADAFE.

4.2.5.4 Carga Transversal

Según lo establecido en la norma CADAFE 55-87, las cargas transversales están compuestas principales por cargas de viento en la estructura, conductores, aisladores, cualquier otro elemento existente en el poste y cargas resultantes del ángulo debido al tiro de conductor. Todo esto nos lleva a pensar que la carga transversal dependerá de la fuerza ejercida por el viento como las posibles variaciones de altura que pueden existir en los postes. Se debe cumplir que el esfuerzo en cumbre del poste (E.C) sea mayor a la carga transversal resultante (Tr), la cual calcularemos de la siguiente forma:

$$E.C \geq Tr \quad ; \quad Tr = Tr1 + Tr2 * \frac{H1}{H2}$$

Donde Tr: Carga transversal resultante [kg]

Tr1 y Tr2 carga transversal del vano [kg]

H1 y H2 altura de los postes [m]

$$Tr_n = 3 * Pvc * \theta c * Sm_n$$

Mediante una hoja de cálculo en Excel y las condiciones previamente mencionadas fue posible determinar los resultados mostrados en la tabla 34. En la tabla mostrada se puede observar como todas las cargas transversales resultantes son menores al esfuerzo en cumbre del poste (437kg), esto demuestra que con las condiciones actuales instaladas y el conductor propuesto no existirá una deformación o una condición fuera de norma.

Tabla 33: Cargas transversales resultantes.

Poste	Sm (m)	H (m)	Tr _n (kg)	Tr (kg)
1	50,5	2,5	61,82715	
2	57,5	2,5	70,39725	132,2244
3	64	12,75	78,3552	85,76101471
4	56	18,75	68,5608	124,976544
5	49	19,25	59,9907	126,9933
6	50	35,6	61,215	93,09150758
7	55	39,6	67,3365	121,7498333
8	42	40	51,4206	118,242894
9	12	37,2	14,6916	67,21801935
10		24,2		

En la tabla previamente mostrada se puede observar como todas las cargas transversales resultantes son menores al esfuerzo en cumbre del poste (437kg), esto demuestra que con las condiciones actuales instaladas y el conductor propuesto no existirá una deformación o una condición fuera de norma.

4.2.5.5 Vano máximo para la flecha máxima

Según lo establecido en la norma CADAPE 58-87 y mencionado anteriormente, se debe cumplir una distancia mínima entre los conductores y tierra la cual para nuestro caso vendrá siendo 6,75m. Para este caso es conveniente calcular la flecha máxima que puede existir, dicho valor viene dado por la siguiente ecuación:

$$f_{max} = L - L_o - 1,1 - H_{min} \quad \rightarrow \quad f_{max} = 2,55m$$

Donde f_{max} : flecha máxima [m]

L: Longitud del poste [m] = 12,2

L_o: Longitud de empotramiento [m] = 1,8

H_{min}: Distancia mínima a tierra [m]

El vano máximo permitido se halla con la condición de tensión en caliente, donde la temperatura es máxima y el viento nulo, presentando el conductor la mayor

elongación y cercanía a tierra, conociendo esto y la flecha máxima (2,55m) podemos obtener que dicha condición se supera a partir de vanos mayores a **S_{max}=168m**, lo cual se sabe que no ocurrirá ya que el mayor vano tiene una distancia de 61m.

4.2.6 Hoja de Localización

Una vez determinado que las condiciones actuales instaladas en el tramo de estudio si cumplían con las normas pertinentes, no presentaban inconvenientes técnicos y era factible la solución de ingeniería propuesta en este trabajo al instalar el conductor seleccionado según los criterios de diseño que se mencionan a lo largo del trabajo, se procedió a realizar la hoja de localización de los soportes.

La hoja de localización de los soportes es una de la información más importante que se puede contar cuando se observa el diseño de una línea, en esta se hace referencia a todas las características más importantes como son la progresiva y cota de cada poste, vanos reales, medios y ficticios, hace referencia al tipo de poste (amarre o suspensión), se estable las condiciones de cruce o alineación y se hacen las observación que el diseñador considere pertinentes. Dicha hoja de localización se realizo mediante una hoja de cálculo en Excel y se presenta en el anexo 7.

4.2.7 Hoja de tensado

La tabla de tensado tiene una gran importancia debido a su utilidad a la hora realizar la instalación del conductor, esta muestra la tensión y flecha indicada para una temperatura y vano ficticio determinado. El vano ficticio fue obtenido debido al conocimiento de los vanos reales mostrados en la hoja de localización (Anexo 8), teniendo así un vano ficticio de 54,56m, las temperaturas a las cuales se obtuvieron las tensiones y flechas se basaron en la temperatura mínima y máxima (10°C y 60°C) en la que se podría encontrar el conductor, se decidió variar en pasos de 5°C.

La hoja previamente mencionada se obtuvo mediante la programación de una hoja de cálculo en Excel, utilizando la ecuación de estado explicada en el marco teórico, se partió como condición inicial las pertenecientes a la hipótesis predominante en el cálculo mecánico del conductor para el vano ficticio obtenido, esta es la hipótesis II como se puede observar en el anexo 6. Conocido esto se partió a calcular la tensión final del conductor para las temperaturas deseada y considerando un viento nulo, criterio que

se señala en las normas de CADAFE. La hoja de tensado final se puede observar en el anexo 8 de este trabajo especial de grado.

4.2.8 Dibujo del tendido aéreo

Una vez realizado todos los cálculos previamente mencionado se procedió finalmente a dibujar las catenarias que modelarían el tendido eléctrico para las condiciones establecidas, esto tiene como objetivo comprobar que no se irrespete la distancia mínima hacia el suelo (6,75m). Para simular las catenarias se utilizo el software AutoCAD y el perfil longitudinal del terreno, por medio del parámetro en caliente que se muestra en la hoja de localización del anexo 8, parámetro que fue obtenido con la tensión en caliente la cual presenta la mayor elongación y por lo tanto una mayor flecha, si en estas condiciones se cumple con la distancia mínima, el diseño estará correctamente realizado.

Para realizar el tendido sobre los postes fue necesario construir unas plantillas con las cuales se busco los dos puntos que interceptaran con los extremos de dos postes que constituyeran un vano, dicho tramo de la plantilla representaría el segmento de catenaria similar al conductor físicamente una vez fuese tendido. Cada plantilla de catenaria sería diferente con respecto a los parámetros de localización, siendo trazada con la siguiente expresión:

$$y = C * \cosh\left(\frac{x}{C}\right)$$

Donde: C = Parámetro en caliente [m]

Al considerar las escalas utilizadas para el eje vertical y horizontal la expresión final sería:

$$\frac{y}{2500} = C * \cosh\left(\frac{x}{5000}\right)$$

La figura 25 representa el tendido del conductor, en esta se puede observar como la línea verde hace referencia a la distancia mínima, la cual no debe ser traspasada por el

conductor que se encuentra dibujado en azul. En dicha figura se puede observar como el diseño cumple lo establecido con la norma.

Una vez dibujado el tendido aéreo en el software AutoCAD se utilizó la función de MESUERGEOM; DISTANCE la cual permite obtener medidas de polilíneas, datos importante para conocer la cantidad de conductor necesario. El resultado de aplicar dicha función sobre el perfil longitudinal de la línea fue el mostrado en la tabla 34.

Tabla 34: Longitud del tendido aéreo.

Tramo	Longitud de conductor (m)
S₁₋₂	50,4
S₂₋₃	52,0
S₃₋₄	64,6
S₄₋₅	64,4
S₅₋₆	50,8
S₆₋₇	50,3
S₇₋₈	50,5
S₈₋₉	60,7
S₉₋₁₀	27,5
TOTAL	471,2

Dando un total por fase de 472m y para la línea de **1416m**

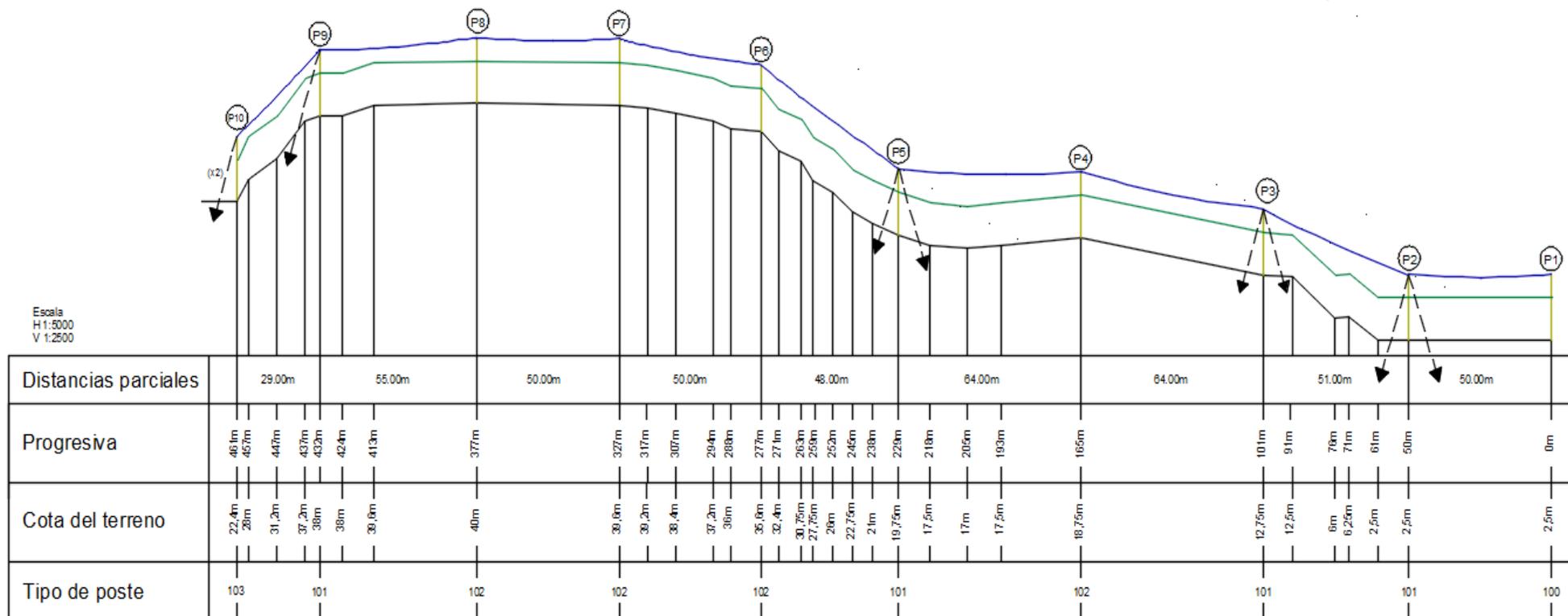


Figura 25: Tendido del conductor sobre el perfil longitudinal.

4.3 Validación de los Resultados

4.3.1 Introducción de información al SISTRANS

Lo primero a realizarse fue la elaboración del perfil longitudinal con una escala 1:1 en el software AutoCAD, todo esto con el fin de poder generar un archivo .DXF el cual permitiera conocer los datos de cotas y progresivas en un formato apto para ser importado en el programa de diseño de líneas SISTRANS.

Se selecciono el tipo de soporte que se implementaría en la simulación. Cabe destacar, que al ser un software para diseño de líneas de transmisión, la base de datos estaba actualizada para soportes de alta tensión, es por esto que se selecciono el soporte con características mecánicas parecidas a un poste y se ajusto la altura necesaria (12,2m). Posteriormente se realizo la localización de los postes establecidas en el anexo 7 para su posterior simulación y comprobación del cumplimiento de las normas.

4.3.2 Resultados Obtenidos

La figura 26 muestra el tendido del conductor sobre el perfil longitudinal, en este trazado se muestra el terreno en color verde, la distancia mínima establecida por las normas de CADAFE (6,75m) en azul celeste y en azul oscuro se muestra el conductor. Similar a la figura 25, se puede evidenciar como nunca se traspasa la distancia mínima, cumpliendo así la norma. Como solo se puede establecer un valor de parámetro para el trazado, se selección $C=480m$ que representa la peor condición mostrada en la hoja de localización (Anexo 7).

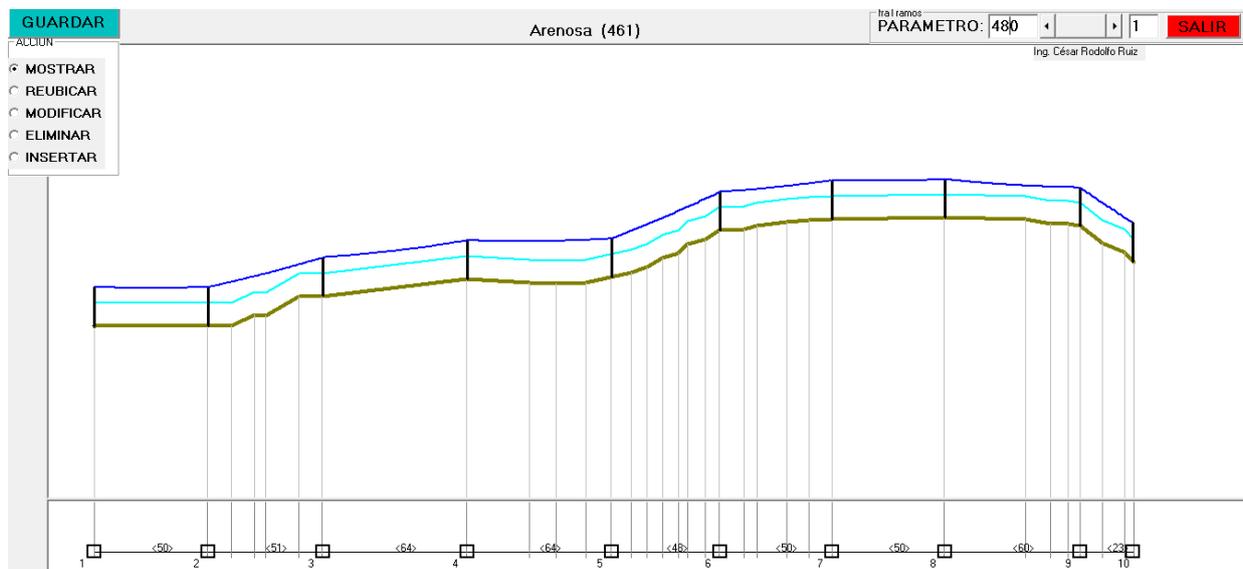


Figura 26: Simulación en el software SISTRANS.

4.4 Tramo Subterráneo

4.4.1 Patio 765kV

El tramo subterráneo de la línea de interconexión de 34,5kV perteneciente a EDELCA (patio 765kV) parte desde un pórtico por el cual comienza la línea aérea, en dicho pórtico la línea aérea desciende conectándose con un seccionador contacto móvil tipo 4, seccionador contacto fijo tipo 5 y posteriormente un fusible de $I_n=40A$ para tensiones entre 20/36kV para luego por medio de ductos pasar a un tramo subterráneo donde se realiza la alimentación del transformador 34,5/0,440kV de servicios auxiliares. Dicho tramo descrito previamente se encuentra actualmente disponible para su puesta en servicio debido a que se cuenta con todos los equipos propiamente instalados y en buen estado, todo esto se logre debido al correcto remplazo y diagnóstico de los elementos afectados por la falla, esto será explicado a continuación.

Así como se especifica en el informe de fallas, diferentes elementos de algunas fases, los contactos de los 3 seccionadores fueron dañados debido a la falla mencionada en el planteamiento del problema, estos fueron remplazados por unos equipos en buen estado. Los fusibles de las fases A y B actuaron por lo que hubo la necesidad de remplazarlos, los 3 pararrayos instalados en el pórtico sufrieron graves daños, siendo el de la fase B el más afectado al explotar, dichos pararrayos fueron remplazados. Por último en el pórtico diversos soportes y aisladores sufrieron daños debido a posibles arcos eléctricos ocasionados por una sobretensión, todos los elementos que vieron su integridad afectada fueron remplazados por elementos nuevos de las mismas características. Gracias a todo lo observado en el pórtico y en los informes se puede asegurar que dicho sistema se encuentra disponible para su puesta en servicio sin ninguna modificación o solución de ingeniería.

Aunado a esto se le realizaron diversas pruebas al transformador de servicios auxiliares, al ser este un elemento muy costoso y de suma importancia para el sistema sus pruebas fueron realizadas metódicamente según ciertas normas de EDELCA y sus resultados fueron presentados en diversos informes, se realizó el 13/10/2006 pruebas de aislamiento mediante la utilización de un DOBLE M2H-D S/N: 1400, obteniendo pruebas de capacitancias y factor de potencia del aislamiento, además por medio del equipo Megger S1-5005 se obtuvo la medida de resistencia del secundario a tierra. Por

último, se realizó un análisis de gases disueltos, lo que permitió obtener los siguientes resultados:

Tabla 35: Pruebas de aislamiento al transformador de SSAA.

N° Prueba	MODO DE PRUEBA				kV	CORRIENTE		
						mA.		
	ENERGIZA	GROUND	GUARD	UST	APLICA- DOS	LECTURA	MULTIPLI- CADOR	TOTAL
1	AT	BT			10	65.9	0.2	13.18
2	AT		BT		10	48.55	0.1	4.865
3	AT			BT	10	83	0.1	8.3
4	BT	AT			2	89.55	0.2	17.91
5	BT		AT		2	95.55	0.1	9.555
6	BT			AT	2	82.7	0.1	8.27

N° Prueba	POTENCIA			CAPACITANCIA (pF)			FP
	(W)						%
	LECTURA	MULTIPLI- CADOR	TOTAL	LECTURA	MULTI- PLICADOR	TOTAL	TEMP. AMBIENTE
1	4.05	0.1	0.405	174.75	20	3495	0.3073
2	5.4	0.02	0.108	128.7	10	1287	0.20
3	14.2	0.02	0.284	220.45	10	2204.5	0.3422
4	36	0.1	3.6	238.65	20	4773	2.0
5	31.65	0.1	3.165	256.55	10	2565.5	3.32
6	12.6	0.02	0.252	220.9	10	2209	0.3047

Resistencia en la Fase A (5A): 0,889mΩ

Resistencia en la Fase B (5A): 0,991mΩ

Resistencia en la Fase C (5A): 0,991mΩ

Resistencia Secundario vs Tierra (500V): 88,5MΩ

Por lo previamente mencionado se pudo concluir que el aislamiento del transformador no sufrió daños y este estaba apto para su puesta en servicio nuevamente, el análisis de gases disueltos D-3612 el cual permitió conocer el porcentaje de diferentes gases como hidrogeno, metano, etano, monóxido y dióxido de carbono, etileno y otros

gases, determinando finalmente el porcentaje total de gases, esto dio como resultado 6,52% lo que demuestra un estado normal del aceite del transformador.

Debido a todo esto se obtiene el resultado diagnóstico del buen estado de lo pertinente a servicios auxiliares en el patio de 765kV, necesitando solamente realizar la conexión del conductor a instalarse en la línea al pódico de salida, esto se realizara mediante conectores tipo mordaza.

4.4.2 Patio 400kV

El tramo subterráneo de línea de interconexión de SSAA de 34,5kV perteneciente a CADAPE (400kV) empieza a partir del pódico que se enumera como 10 en el perfil longitudinal, este está formado por dos postes que forman una estructura con amarre terminal el cual permite por medio de unos ductos donde comienza el tramo subterráneo, este tramo finaliza en la zona donde se encuentra un interruptor de bajo volumen de aceite, a partir de este punto se realiza la conexión a las barras de 34,5kV de servicios auxiliares.

Cabe destacar que una vez realizado el recorrido de diagnóstico se observó como gran parte del cable de potencia no se encontraba, esto debido a su posible hurto lo cual genera la necesidad de instalar un nuevo cable en todo el tramo subterráneo, será necesario especificar el cable seleccionado para el proyecto, los elementos de conexión para el pódico de la línea aérea y la barra de servicios auxiliares. Aunado a esto se pudo determinar que el interruptor instalado el cual es un Magrini Galileo de 1978 se conoce que ya se superó su vida útil por lo que se recomienda su cambio por un interruptor nuevo.

Si bien la bancada existente donde se encontraba el tramo ya no cuenta con el cable, todos los herrajes, soportes y elementos necesarios para la correcta instalación del cable se encuentran existentes y en buen estado por lo que no es necesario conseguir nuevos elementos o cambiar el diseño del tramo subterráneo, por todo lo previamente mencionado solo será necesario seleccionar el nuevo cable y cuanta cantidad será necesaria.

Mediante la utilización de un odómetro y cinta métrica se obtuvo la longitud del tramo subterráneo el cual dio como resultado 210m. Se decidió remplazar el cable de calibre 4/0 que existía antes del hurto por un cable 1P MV-90 con aislamiento XLPE de aluminio calibre AWG #2 cuyas especificaciones fueron determinadas por un catálogo del proveedor CABEL y se encuentra en el Anexo 5B. Como se mostró en la sección 4.1.2: Selección del conductor el cable seleccionado una vez aplicado todos los factores de temperatura, bancada y diversos factores a tomar en cuenta en una canalización subterránea dan como resultado que la selección permite transmitir los 25,1A los cuales fueron determinados por la capacidad del transformador previamente mencionado.

4.5 Propuesta económica del proyecto

En la presente sección se procede a mostrar la propuesta económica para el remplazo, instalación de equipos y mantenimiento necesario para la puesta en servicio de la línea de 34,5kV de interconexión de SSAA. Dicho trabajo fue realizado con la ayuda del software de manejo y control de obras LuloWIN, en el cual se hizo uso de las partidas ya existentes que serían necesarias, así como la adición de partidas que los autores de este trabajo consideraron pertinentes. La presentación de los resultados es gracias a la opción que cuenta el programa mencionada en poder generar un archivo PDF con una tabulación y descripción detallada de cada elemento necesario para la ejecución de la obra.

Estos análisis están basados en la inspección de campo realizada y el diseño de ingeniería obtenido mediante los cálculos técnicos realizados, todo esto se puede comprobar en las secciones anteriormente mostradas. Las partidas utilizadas se consideran partidas especiales ya que el ente encargado (COVENIN) de normalizar las partidas para una obra solo considera tensiones de 13,8V en sistemas de distribución , en dichas partidas se hará énfasis en los materias y sus cantidades necesarias para cada montaje, los equipos y mano de obra que serán requeridos para la ejecución .

4.5.1 Materiales y equipos necesarios

Los materiales y equipos necesarios se obtuvieron al realizar un estudio de cómputos métricos, para esto se desglosó todo lo relacionado a la línea de 34,5kV en diferentes niveles, desde lo más macro y finalizando por cada elemento individual como se muestra en la figura 30. Este método sirvió como ayuda para poder identificar todos

los elementos de una forma más fácil y ordenada, pudiendo estudiar cada subconjunto a fondo y así no omitir materiales necesarios.

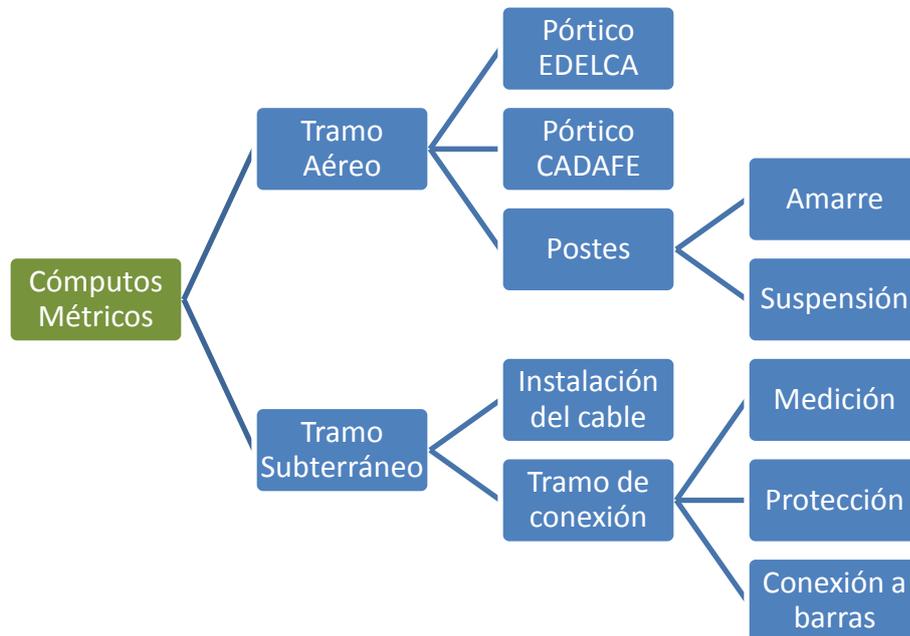


Figura 27: Desglose de cálculos métricos.

Cabe destacar que se cuenta con un pórtico perteneciente a EDELCA (patio de 765kV), un pórtico perteneciente a CADAPE (patio de 400kV), un tramo aéreo con 4 postes de amarre y suspensión respectivamente y finalmente un tramo subterráneo el cual cuenta con un segmento de medida, protección y conexión a la barra de servicios auxiliares. Conociendo esto fue posible determinar el número total de materiales y conociendo los procedimientos para su instalación se determinaron los equipos necesarios, todo esto se muestra en la siguiente lista (figura 28).

Cuando se realiza los cálculos métricos con referencia a la cantidad de conductor o cable requerido es común especificar la cantidad en kg, esto debido a la facilidad del proveedor para su distribución. Ya que los proveedores consultados siguen este criterio, se procede a determinar la cantidad en kg necesarios para la instalación, con respecto al conductor AAAC calibre #2 se necesitan 472m por fase para realizar el tendido aéreo, aunado a esto se necesitara realizar los puentes en los postes de amarre y el conductor necesario para la conexión aérea entre el interruptor de potencia en el patio de 400kV y las respectivas barras de SSAA, dando un total de 1800m, permitiendo trabajar considerando algún imprevisto o desperdicio. Se sabe que el peso del

conductor según el anexo 5A es 92,7kg/km, dando un peso requerido para el proyecto de:

$$PesoTotal_{AAAC} = 1,8 * 92,7 \rightarrow PesoTotal_{AAAC} = 167,4kg$$

Para el cable de potencia utilizado en el tramo subterráneo se midió una distancia de 210m por fase, se considerara necesario 250m por fase para así poder superar cualquier condición de imprevisto o desperdicio. Por lo tanto se necesitara 750m el cual tiene un peso de 1014kg/m el cual se muestra en el anexo 5B, dando como resultado:

$$PesoTotal_{MV-90} = 0,75 * 1014 \rightarrow PesoTotal_{MV-90} = 761kg$$

El costo de los materiales necesarios para el proyecto fue sacado de la cotización de presupuesto solicitada la fecha del 01/02/2018 a los proveedores ELECSA y GABARMI, se selecciono de cada cotización los precios más bajos para el presupuesto propuesto en este trabajo.



Fecha: 22/02/2018

Página: 1

Recuperación de la línea de distribución 34.5kV tramo S/E La Arenosa patio 765kV - S/E La Arenosa Patio 400kV

RESUMEN DE MATERIALES DEL PRESUPUESTO

Familia: MATERIALES Y ACCESORIOS ELECTRICOS					
Código	Descripción	UNIDAD	Cant. Total	Costo Material	Total costo directo
*CABLE77	CABLE XPLE 35KV AWG #2	kg	735,00	960.000,00	705.600.000,00
EA003	ABRAZADERA CON 3 TORNILLOS-TUERCAS 5"- 5 1/2"	Pza.	8,00	480.000,00	3.840.000,00
EA008	ABRAZADERA CON 4 TORNILLOS-TUERCAS 5"- 5 1/2"	Pza.	11,00	666.180,00	7.327.980,00
EA017	AISLADOR DE ESPIGA DE PORCELANA 34KV	pieza	16,00	4.715.000,00	75.440.000,00
EA020	AISLADOR DE SUSPENSION 15KV	Pza.	81,00	5.715.000,00	462.915.000,00
EA171	CONDUCTOR ARVIDAL # 2 AWG	kg	170,75	495.000,00	84.520.260,00
EA254	CRUCETA ACERO GALV.2.40 MT 75*75*7mm	Pza.	15,00	4.850.000,00	72.750.000,00
EA304	GRILLETE DE 1/2" * 5"	Pza.	27,00	175.000,00	4.725.000,00
EA351	PERNO ROSCADO DE 5/8"x 12"	Pza.	12,00	330.000,00	3.960.000,00
EA364	PLETINA DE 81.18 CM (32")	Pza.	30,00	270.000,00	8.100.000,00
EA411R	SECCIONADOR MONOPOLAR DE 34.5 KV-600 AMP	Pza.	3,00	45.000.000,00	135.000.000,00
EL0002	CONECTOR RECTO PARA BARRA COLECTORA	pza	3,00	340.000,00	1.020.000,00
EL0003	CONECTOR MORDAZA DE ALUMINIO 2 - 2/0	pza	39,00	265.000,00	10.335.000,00
EL0004	PALILLO DE HG PARA AISLADOR 34KV	pzza	16,00	375.000,00	6.000.000,00
EL0005	COPA TERMINAL 3M 35KV	kit	2,00	125.000.000,00	250.000.000,00
EQ006	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 35KV 1P	pza	0,00	0,00	0,00
EQ007	INTERRUPTOR DE POTENCIA 35KV TRIPOLAR	pza	0,00	0,00	0,00
IE0001	ADAPTADOR PARA CRUCETA A POSTE EN HG	pza	19,00	147.250,00	2.797.750,00
MATE006	PARARRAYOS PORCELANA 35KV	pza	3,00	8.500.000,00	25.500.000,00
MATE008	CONECTOR BARRACUDA	pza	6,00	220.000,00	1.320.000,00
TORNE01	TORNILLO MAQUINA	pza	22,00	200.000,00	4.400.000,00
					1.865.550.990,00
Familia: PINTURAS					
Código	Descripción	UNIDAD	Cant. Total	Costo Material	Total costo directo
*ASFAL21	PINTURA ALUMINIO	gl.	9,10	4.200.000,00	38.220.000,00
*ASFAL22	PINTURA ANTICORROSA.	gl.	9,10	2.600.000,00	23.660.000,00
*PINTU09	PINTURA NEGRA	gl.	0,36	3.000.000,00	1.071.000,00
					62.951.000,00

Figura 28: Resumen de materiales.

**RESUMEN DE EQUIPOS DEL PRESUPUESTO**

Familia: MAQUINARIAS Y EQUIPOS DE LA CONSTRUCCION					
Código	Descripción	Cantidad (Dias)	Costo (Dia)	Costo (Referencial)	Total costo directo
*BROCHA	BROCHA PROFESIONAL RUBI MARCA CERDEX 4"	1,09	9.000,00	180.000,00	9.787,50
*CAMIO01	CAMIONETA PICK-UP FORD F-150 SINCRONICA 6 CILIND. 4x2	3,04	1.200.000,00	300.000.000,00	3.645.000,00
EQ001	HERRAMIENTAS PARA TRABAJO ESPECIAL EN ALTO	0,40	180.000,00	2.000.000,00	72.000,00
EQ002	CAJA DE HERRAMIENTAS (ELECTRICIDAD)	11,14	200.000,00	200.000,00	2.227.500,00
EQ004	NAVAJA TIPO ELECTRICISTA	9,75	650.000,00	650.000,00	6.337.500,00
EQUIE01	EQUIPO PARA LINIERO	9,74	125.000,00	2.500.000,00	1.217.187,50
					13.508.975,00
Familia: EQUIPOS IMPORTADOS					
Código	Descripción	Cantidad (Dias)	Costo (Dia)	Costo (Referencial)	Total costo directo
*CAMIO09	CAMION GRUA CAP.4 - 6 TON	1,85	3.200.000,00	300.000.000,00	5.920.000,00
*HALACAB	HALACABLES ELECTRICO DE 4000 Lb, MARCA GREENLEE	1,65	550.000,00	220.000.000,00	907.500,00
					6.827.500,00

Figura 29: Resumen de equipos.

**RESUMEN DE MANO DE OBRA DEL PRESUPUESTO**

Familia: MANO DE OBRA CONVENCION COLECTIVA					
Código	Descripción	Cantidad (Dias)	Salario (Dia)	Prest. Sociales	Total costo directo
*AYUDAN1	AYUDANTE	15,89	200.000,00	0,00	3.177.500,00
*CHOFER1	CHOFER DE 1ra. (DE 8 A 15 TONS)	2,64	250.000,00	0,00	659.375,00
*ELECTR1	ELECTRICISTA DE 1ra.	2,70	350.000,00	0,00	945.000,00
*LINIERO	LINIERO DE 1ra.	10,14	350.000,00	0,00	3.548.125,00
*MELECTR	MAESTRO ELECTRICISTA	1,26	450.000,00	0,00	567.562,50
*OPEGRU	OPERADOR DE GRUA (GRUERO) DE 1ra.	1,85	300.000,00	0,00	555.000,00
					9.452.562,50

Figura 30: Resumen de mano de obra.

Como se puede observar en los materiales descritos en la lista, los autores de este trabajo recomiendan obtener los herrajes de la industria SAIEN S.A. la cual cuenta con a su disposición con los herrajes y las características necesarias como se muestra en su catalogo de ventas [34].

4.5.2 Análisis de precios unitarios

El análisis de precios unitarios permite conocer el costo desglosado de cada partida, en esta se hace referencia a los materiales, equipos y mano de obra necesario, cada partida describe detalladamente cual es el propósito de la misma, identifica el rendimiento de la partida así como la unidad de trabajo que le corresponde.

Este estudio es de suma importancia ya que permite conocer con gran detalle cómo será distribuido el presupuesto necesario para la obra y sirve como referencia para poder llevar una planificación de la obra, aunado a esto se establece un rendimiento estimativo el cual permite predecir un margen de tiempo en el cual se culminara la obra.

El análisis de precios unitarios que se realizó para este trabajo especial de grado se muestra en el anexo 9.

4.5.3 Presupuesto final

Ya habiendo conocido los materiales y equipos necesarios para la obra, identificado la partida pertinente y realizada el análisis de precios unitarios fue posible obtener el presupuesto final para la puesta en servicio de la línea de 34,5kV. En este se puede ver cuánto es el monto total requerido luego de aplicar elementos como son el impuesto, utilidades a los trabajadores, entre otros.

La figura 31 hace referencia al presupuesto final de la obra, acotando el porcentaje correspondiente a cada partida con respecto al presupuesto total de la obra, dicho valor es de interés para saber dónde está el peso económico de la obra y así la empresa en cuestión (CORPOELEC) pueda evaluar la factibilidad de la misma, generar planes de ejecución y administrar los recursos que poseen de la forma más adecuada, todo con el fin de poder poner en servicio la línea de 34,5kV de SSAA, aumentando la confiabilidad en la S/E La Arenosa patio 765kV.

Para el presupuesto se considero un factor de labor director igual al 300%, factor que estará asociado al salario. Con respecto a los factores asociados a los costos indirectos, se asumió un 15% en administración y un 10% en utilidades. Por último, con respecto a los impuestos, se utilizo un impuesto de valor agregado (IVA) del 12%.

**DEMO *LuloWinNg - Control de Obras*****PRESUPUESTO**

Pág N°: 1

Fecha: 10/02/2018

Obra: Recuperación de la línea de distribución 34.5kV tramo S/E La Arenosa patio 765kV - S/E La Arenosa Patio 400kV

Contrato N°: CORPOELEC

Propietario: Universidad de Carabobo

PARTIDA	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	P.U.	TOTAL Bs.
1	RECUPERACIÓN Y ARREGLO DE POSTES DE ALINEACIÓN CON AISLADORES DE ESPIGA	MTJ	4,00	29.699.733,25	118.798.933,00
2	SUMINISTRO, TRANSPORTE Y COLOCACIÓN DE CABLE 1P, XPLE 35KV DE ALUMINIO, CALIBRE AWG #2	m	750,00	1.208.528,30	906.396.225,00
3	RECUPERACIÓN Y ARREGLO DE POSTES DE AMARRE	MTJ	4,00	160.112.896,90	640.451.587,60
4	RECUPERACIÓN Y ARREGLO DEL PORTICO CADAFE	MTJ	1,00	457.237.779,35	457.237.779,35
5	RECUPERACIÓN Y ARREGLO DEL PORTICO EDELCA	MTJ	1,00	3.308.370,32	3.308.370,32
6	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	MTJ	1,00	159.278.363,75	159.278.363,75
7	SUMINISTRO, TRANSPORTE Y COLOCACIÓN TENSADO SOBRE AISLADORES DE 100M DE CONDUCTOR ARVIDAL AWG #2	MTJ	18,00	7.260.872,30	130.695.701,40
8	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE INTERRUPTOR DE POTENCIA 35KV	MTJ	1,00	5.041.025,00	5.041.025,00
9	CONEXIÓN A BARRA DE 34KV DE SERVICIOS AUXILIARES CADAFE	MTJ	1,00	1.497.760,00	1.497.760,00
Total Bs.:					2.422.705.745,42
(12,00 %) I.V.A.:					290.724.689,45
TOTAL GENERAL:					2.713.430.434,87

Figura 31: Presupuesto final de la obra.

CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES

En este capítulo se procederá a presentar las conclusiones relacionadas con la realización de este trabajo especial de grado, el cual estuvo basado en el diagnóstico de una de las formas de alimentación de los servicios auxiliares del patio de 765kV de la S/E Arenosa por medio de una línea de 34,5kV que parte del patio de 400kV, una solución de ingeniería para el restablecimiento de sus condiciones y futura puesta en servicio. Posteriormente a esta propuesta fue realizado los cómputos métricos y análisis de precio unitario para la ejecución de la obra.

Conclusiones

Se procede a establecer las conclusiones que se han obtenido por medio de los resultados y análisis expresados en el capítulo IV con referencia al proyecto de ingeniería realizado en la S/E Arenosa en los patios de 765kV y 400kV, estas se pueden desglosar de la siguiente forma:

- Del diagnóstico inicial realizado mediante la recopilación de planos, informes y documentos existente, así como información de campo obtenida al realizar recorridos e inspecciones por el área, aunado a las experiencia vivida por los trabajadores de la S/E Arenosa se pudo concluir un estado de deterioro en diferentes tramos de la línea de 34,5kV de interconexión de SSAA, siendo el tramo subterráneo en el patio de 400kV uno de los más afectados debido al hurto del cable de potencia y el desmantelamiento de ciertos elementos debido a su desuso. Cumpliendo así con el objetivo 1 de este trabajo especial de grado, se determino la necesidad de cambiar el interruptor de potencia debido al sobrepaso de su vida útil, el cual afecto el funcionamiento de la línea previamente existente, realizar el nuevo diseño para el tendido aéreo el cual urge su remplazo y por último se determino el buen estado de los equipos de protección y soporte en el pórtico de 765kV (EDELCA) todo esto debido al correcto remplazo en su debido momento donde se realizó los cambios de fusibles, seccionadores, pararrayos y soportes dañados. Los autores evaluaron una necesidad existente en estudiar la forma de conectar los centros de distribución en los servicios auxiliares del patio de 765kV, permitiendo así poder transportar energía desde dicho patio a los servicios auxiliares de la S/E La Arenosa 400kV, mejorando las características de funcionamiento.

- Se pudo concluir que debido a la normalización de los sistemas de subtransmisión, las normas de CADAFE fueron la principal guía para el diseño de ingeniería realizado. Del estudio técnico realizado se pudo alcanzar lo indicado en el objetivo específico 2, donde el estudiar los sistemas de alimentación de los SSAA en cada patio fue posible determinar que la capacidad (1500kVA) del transformador de 34,5/0,440kV en el patio de 765kV sería el principal criterio de diseño para determinar la capacidad de transmisión de la línea (25,1A), lo que por medio de criterios de ampacidad, caída de tensión y calibres permitidos para una línea aérea dio como resultado la selección de un conductor de aleación 6201 #2 AWG mostrado en el anexo 5A, lo cual en contraste con el conductor existente previamente (Aleación 6201 4/0 AWG) resulto un gran cambio y diseño más optimo. Así como en el tramo subterráneo se decidió utilizar un cable 1P MV-90 con aislamiento XLPE para 36kV calibre #2 AWG mostrado en el Anexo 5B, el cual permitía transportar la energía requerida y resultaba en un cambio con respecto al calibre 4/0 previamente existente. Al cambiar el calibre tanto en el tramo aéreo como en el subterráneo de un calibre 4/0 AWG a un #2 AWG esto representa un gran ahorro en la inversión necesaria para la obra, siendo de gran impacto en el factor económico.

Con respecto a los materiales necesarios para la puesta en servicio de la línea de servicios auxiliares de los patios de 765kV y 400kV de la S/E La Arenosa se pudo concluir varios aspectos. El primero es con respecto a la ubicación y existencia de los postes, los autores consideraron oportuno mantener los postes ya instalados cuya ubicación se muestra en la sección 4.1.2, específicamente la tabla 22, esto se decidió debido al buen estado de los soportes y la repercusión en los gastos, se estaría ahorrando en la remoción, traslado, ubicación y fundaciones de los postes, inversión que no se justifica y repercute en el estudio económico del proyecto propuesto. Para el tendido de cable en el tramo subterráneo del patio de 400kV se determino que solo sería necesario la compra del cable y su instalación, a causa de que la bancada se encontraba en buen estado, no presentaba suciedad o elementos que bloquearan la ubicación del cable y por último, se encontraban instalados y en buen estado los soportes pie de amigo en los cuales sería tendido el cable indicado.

- Del estudio mecánico realizado en las secciones 4.2.4 y 4.2.5 de este trabajo especial de grado se pudo concluir que el diseño e instalación existente con respecto al tipo de postes y ubicación en el terreno son apropiados para el nuevo diseño, esto se debe a que su función anterior estaba basada en soportar una línea con conductor AWG 4/0, al plantear el cambio a un calibre menor (AWG #2) cuyo peso también disminuye, los esfuerzos mecánicos serán menores lo que implica un margen de seguridad bastante amplio conservando los soportes existentes, aunado a esto se evita generar un costo adicional al tener que mover, retirar e instalar postes nuevos.

Lo anteriormente mencionado se pudo concluir mediante el estudio mecánico en los soportes, se tomo en cuenta las consideraciones que especifican las normas pertinentes, analizando cargas verticales, transversales y longitudinales, donde se observa como nunca se excede el esfuerzo cumbre del poste, evitando así una futura deformación o pandeo del mismo. Además, debido al cálculo mecánico del conductor se pudo obtener los resultados de tensión y flechas para diferentes estados ambientales y condiciones de trabajo, concluyendo así que se respeta la distancia mínimas entre conductor a tierra especificado por CADAFE y por último se presenta la hoja de tensado la cual será una herramienta útil y necesaria en el momento de realizarse la obra.

- Del estudio económico se obtuvo la lista de materiales (figura 28) requeridos para la ejecución, observando el presupuesto final especificado en la figura 31 alcanzando lo establecido en el objetivo específico 3, se concluye que el mayor peso con respecto a la inversión necesaria recae en la compra de los materiales, es por esto que para aumentar la factibilidad del proyecto los autores de este trabajo consideran necesario buscar en almacenes de CORPOELEC o líneas que se encuentren fuera de servicio elementos que se encuentre en buen estado y puedan ser aprovechados para esta obra, buscando reducir la inversión en materiales. A pesar del alto costo del proyecto, debido a la importancia de la S/E La Arenosa patio 765kV para el SEN, se concluye la necesidad de poner en servicio la línea de 34,5kV que conecta los SSAA entre los patios de S/E La Arenosa 765kV y el patio de S/E La Arenosa 400kV.

Una vez estudiado todo lo que se especifica en este trabajo especial de grado referente la línea de 34,5kV de servicios auxiliares desde el patio 765kV S/E Arenosa al patio 400kV S/E Arenosa, se pudo concluir que se realizó el diseño de una solución de ingeniería para la puesta en servicio de la línea 34,5kV que conecta el sistema de SSAA de los patios de 765kV y 400kV de la S/E La Arenosa, solución la cual tiene un basamento técnico y económico, lo que demuestra la factibilidad de avanzar a la etapa de ejecución. Esto conllevaría a un aumento en la confiabilidad del patio de 765kV el cual es de suma importancia para el país, se hace énfasis en la responsabilidad de la empresa encargada CORPOELEC en su realización, así como el monitoreo y mantenimiento para que no se vuelva a recaer en el estado existente.

Recomendaciones

Las recomendaciones que los autores de este trabajo especial de grado consideran pertinentes y que se deberían considerar a futuro para la mejora en el sistema de servicios auxiliares presente en los patios de 765kV y 400kV de la S/E Arenosa, así como desarrollo académico en la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Carabobo son las siguientes:

- Llevar a cabo la ejecución del diseño de ingeniería propuesto en este trabajo especial de grado para así lograr la puesta en servicio de la línea de 34,5kV de interconexión entre patios auxiliares. Aunado a esto se propone realizar el estudio de la posibilidad de implementar este método de alimentación en otras subestaciones del país que trabajan con estos niveles de tensión y su importancia requiera unos servicios auxiliares robustos y confiables.
- Realizar el estudio de la procura de materiales dentro de la industria a fin de determinar la forma más económica y expedita de implementar la propuesta, comprobando la existencia en los almacenes de CORPOELEC de algún elemento necesario y especificado la figura 29 de este trabajo especial de grado, donde se hace referencia a la lista de materiales necesarios para la ejecución de la obra.

- Realizar el estudio para el remplazo del interruptor de potencia Magrini Galileo 38MGE1000 de bajo volumen de aceite por un interruptor más moderno y el cual no se haya excedido su vida útil, los autores de este trabajo recomiendo remplazarlo por un interruptor de potencia Siemens 3AF0143 de vacío como se muestra en el anexo 10 o buscar la disponibilidad de alguno con características similares en los almacenes de CORPOELEC.
- Estudiar y proponer el diseño de un sistema que permita acoplar los centros de distribución A y B de los servicios auxiliares del patio de 765kV, permitiendo suministrar energía desde el patio de 765kV al de 400kV, logrando que la línea de 34,5kV de interconexión deje ser un sistema radial y mejore la confiabilidad en el patio de 400kV y que cuente con una 4ra fuente de energía.
- Realizar un estudio para desarrollar un plan de mantenimiento y revisión a la línea propuesta en este trabajo una vez se haya logrado su puesta en servicio, la continuidad de la poda de los tramos realizados a la línea, evitando posibles fallas por cuestiones ambientales como incendios. Por último, se insta a la empresa encargada de la S/E Arenosa pintar los postes existentes con el color y tipo de pintura adecuado, así como colocar las señalizaciones adecuadas
- A la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Carabobo, estudiar un plan de trabajo en conjunto con la empresa CORPOELEC para así elaborar actividades de pasantías y trabajos especiales de grado, permitiendo la consolidación de las bases académicas y enriquecimiento de la parte práctica y de campo a los estudiantes.
- A la Cátedra de Transmisión de Energía II de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Carabobo se recomienda estudiar la posibilidad en la implementación del software SISTRANS como medio de apoyo en las actividades académicas y proyectos realizados durante el curso, sirviendo como herramienta tecnológica y vía para comprobar las bases teóricas estudiadas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Rodolfo Tellería, *HISTORIA DE DESARROLLO DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN VENEZUELA 1880-1998*, 1st ed. Caracas, Venezuela, 2014.
- [2] IEEE P1818/D6.2, *DRAFT GUIDE FOR THE DESIGN OF LOW VOLTAGE AUXILIARY SYSTEMS FOR ELECTRIC POWER SUBSTATIONS*, 2017.
- [3] Jean Perez, "*FALLA DE LA LÍNEA CADAFE-EDELCA A 34,5 kV, ASOCIADA A LA ALIMENTACIÓN DE RESPALDO DE LOS SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE ALTERNA DE S/E LA ARENOSA, OCURRIDA EL 08-10-2006*," S/E Arenosa 765kV, Carabobo, Informe de Falla 2006.
- [4] Alejandro Lukastchuk, *FALLAS EN SISTEMAS DE POTENCIA*, 1st ed. Valencia, Venezuela: Universidad de Carabobo, 2002.
- [5] "*FALLA EN LA SUBESTACIÓN LA ARENOSA DEJA SIN LUZ AL OCCIDENTE DEL PAIS*," *El Universal*, Diciembre 2013, Recuperado de http://www.eluniversal.com/noticias/economia/falla-subestacion-arenosa-deja-sin-luz-occidente-del-pais_200155.
- [6] Domingo A. Dias S. and Nelson E Lleras M., "*ANÁLISIS DE LOS SERVICIOS AUXILIARES PARA LA SUBESTACIÓN CADAFE*," Universidad de Carabobo, Carabo, Venezuela, Trabajo especial de grado 1994.
- [7] Antonio Araque, "*CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN A 34,5V DESDE LA S/E LA LAGUNILLA, LA S/E LA AZULITA HASTA LA S/E CAÑO ZANCUDO BAJO LAS NORMAS DE CADAFE*," Universidad de los Andes, Merida, Trabajo especial de grado 20087.
- [8] Cynthia Martínez, "*PLAN DE MANTENIMIENTO DE SERVICIOS AUXILIARES DE LAS SUBESTACIONES DEL SEN*," Universidad Simon Bolivar, Caracas, Informe final de pasantias 2012.
- [9] Vidal Gutiérrez, "*DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE LOS SERVICIOS AUXILIARES EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA*," Universidad Simon Bolivar, caracas, Informe final de pasantias 2010.
- [10] Héctor Hernández and Miguel Malavé, "*CALCULO COMPUTARIZADO ESTRUCTURAS SOPORTES TRANSMISION*," Universidad de Carabobo, Nagunagua, Trabajo especial de grado 2002.
- [11] Wilian Arévalo and Darío Benavides, "*ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS RESPECTO DE LA FUENTE DE ALIMENTACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILARES DE LA CENTRAL MAZAR*," Universidad de Cuencas, Cuenca, Trabajo especial de grado 2015.
- [12] Raga José, *TRANSMISIÓN DE ENERGÍA II: 21-22 Y 23*, Libro no publicado ed. Naguanagua, Venezuela: Universidad de Carabobo, 2017.
- [13] CADAFE, *55-87 NORMAS DE DISEÑO PARA LINEAS DE ALIMENTACIÓN Y REDES DE DISTRIBUCIÓN: CARGAS MECANICAS*, 1987.

- [14] Cesar Ruiz, *APUNTES PARA CÁTEDRA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA I*. Valencia, Venezuela: Universidad de Carabobo.
- [15] CADAFe, *42-87 NORMAS DE DISEÑO PARA LINEAS DE ALIMENTACIÓN Y REDES DE DISTRIBUCIÓN: REGULACIÓN DE TENSIÓN EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN*, 1987.
- [16] Luis Puche, *SUBESTACIONES ELÉCTRICAS*, 1st ed. Carabobo, Venezuela: Universidad de Carabobo.
- [17] Jesús Fraile Mora, *MÁQUINAS ELÉCTRICAS*, 7th ed. Madrid, España: Garceta, 2015.
- [18] CADAFe, *449-05 NORMA POSTE DE SECCIONES TUBULARES DE ACERO*, 2005.
- [19] CADAFe, *274-91 NORMA HERRAJES DE DISTRIBUCIÓN: CRUCETA*, 1991.
- [20] CADAFe, *269-91 NORMA HERRAJES DE DISTRIBUCIÓN: ASIENTO PARA CRUCETAS*, 1991.
- [21] CADAFe, *276-91 NORMA HERRAJES DE DISTRIBUCIÓN: PERNO ROSCADO A TODO LO LARGO*, 1991.
- [22] CADAFe, *265-88 NORMA HERRAJES DE DISTRIBUCIÓN: ABRAZADERA UNIVERSAL*, 1988.
- [23] CADAFe, *264-91 NORMA DE HERRAJES DE DISTRIBUCIÓN: PLETINA*, 1991.
- [24] CADAFe, *259-91 NORMA HERRAJES DE DISTRIBUCIÓN: GRILLETE*, 1991.
- [25] CADAFe, *39-87 NORMA ESPECIFICACIÓN TÉCNICA PARA SECCIONADORES Y SUS ACCESORIOS*, 1987.
- [26] CADAFe, *26-01 NORMA DE HERRAJES DE DISTRIBUCIÓN:ESPIGA PARA AISLADORES*, 2001.
- [27] CADAFe, *46-87 NORMAS DE DISEÑO PARA LINEAS DE ALIMENTACIÓN Y REDES DE DISTRIBUCIÓN: PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES*, 1987.
- [28] CADAFe, *109-92 NORMA PRESENTACIÓN DE PROYECTOS DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN: SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA*, 1992.
- [29] ANSI/IEEE Std 525, *GUIDE FOR THE DESIGN AND INSTALLATION OF CABLE SYSTEMS IN SUBSTATIONS*, 2016.
- [30] CADAFe, *58-87. NORMAS DE DISEÑO: DISTANCIAS Y SEPARACIONES MINIMAS*, 1987.
- [31] Universidad Pedagógica Experimental Libertador, *Manual de Trabajos de Grados de Especialización y Maestrías y Tesis Doctorales*, 4th ed. Caracas, Venezuela: FEDUPEL, 2015.
- [32] Roberto Hernandez, Carlos Fernandez, and Maria del Pilar Baptista, *Metodología de la Investigación*, 5th ed. Mexico D.F, Mexico: McGraw-Hill, 2010.

[33] CADAFE, *53-87 NORMAS DE DISEÑO PARA LINEAS DE ALIMENTACIÓN Y REDES DE DISTRIBUCIÓN: NORMALIZACIÓN DE CALIBRES PRIMARIOS Y SECUNDARIOS SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN*, 1987.

[34] SAIEN, *CATALOGO DE COMPRAS*, 2008.

ANEXO 1

MINUTA DE REUNION VISITA A S/E ARENOSA

Minuta de Reunión de fecha 15/03/2017

Asistentes:

Por Corpoelec:	Por Escuela de Eléctrica de la Universidad de Carabobo:
TSU. Emmanuel Vieira 0424-1530281 evieira@corpoelec.gob.ve emmael243@gmail.com	Prof. César Ruiz 0412-4441130 ceroruiz@yahoo.com
Ing. Pablo Moret 0414-4167319 pmoret@corpoelec.gob.ve pmoret1260@gmail.com	Prof. Leopoldo Romero 0414-3401212 leoromerot@gmail.com
Casi-Ing. Yonder Guevara 0416-1442877 yondereduardo@gmail.com	Prof. Eva Monagas 0414-1452619 emonagas@uc.edu.ve evamonagas@gmail.com

Hora de inicio: 9:00am

Hora de finalización: 1:20pm

Puntos a tratados:

La reunión consistió en la visita de los asistentes a la S/E La Arenosa 800kV y a la S/E La Arenosa 400kV/230kV/115kV de Corpoelec con la finalidad de identificar los problemas que puedan ser abordados con Trabajos Especiales de Grado desde la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Carabobo.

Se acuerdan los siguientes temas que pueden ser desarrollados:

S/E La Arenosa 800kV:

1. Evaluación de la factibilidad del cambio de materiales en los sistemas de puesta a tierra para la S/E La Arenosa 800kV. (PRIORITARIO, no considerar cobre)
2. Programación de la interfaz gráfica de señales de tensiones de línea en sistema MicroSCADA de la S/E La Arenosa 800kV para las líneas Yaracuy I, San Gerónimo, La Arenosa y para los autotransformadores (AT1 y AT2) en los lados de AT y BT (765kV/230kV/20kV).
3. Evaluación de la línea 34,5kV de Servicios Auxiliares para su recuperación y puesta en servicio. Tramo S/E La Arenosa 800kV-S/E La Arenosa 400kV.
4. Diseño del sistema de comunicación para variables eléctricas y neumáticas del sistema de aire comprimido con el MicroSCADA de la S/E La Arenosa 800kV considerando equipamiento adquirido.
5. Modernización de los tableros de control de la S/E La Arenosa 800kV.
 - a. Caso estudio: Celda de derivación DC, bahía 1, autotransformadores Canadian-General Electric.
 - b. Caso estudio: Celda de derivación DC, bahía 2, autotransformador Jeumont-Schneider.
 - c. Caso estudio: Celda de derivación DC, bahía 2, autotransformadores Westinghouse.
 - d. Implementación del circuito inversor AC-DC como respaldo para la continuidad del sistema de control.

6. Evaluación de la regulación de tensión en los tableros de transferencia de los diferentes centros de distribución de la S/E La Arenosa 800kV.
 - a. Caso estudio: Función centro de distribución A.
 - b. Caso estudio: Función centro de distribución B.
 - c. Caso estudio: Función centro de distribución Emergencia.
7. Evaluación del sistema de comunicación y monitoreo de los interruptores HPL para la visualización de variables dentro de la S/E La Arenosa 800kV con implementación de conteo de operaciones y maniobras de las otras bahías.
8. Diseño de sistema de seguridad perimetral con sensores de movimiento, alarmas, calor, y otros con autonomía energética (celdas solares).
9. Diseño de tarjeta de control de monitoreo de la Grúa de Izaje Pesado con consideraciones eléctricas e hidráulicas.
10. Evaluación y diagnóstico del sistema eléctrico y mecánico de emergencia de la S/E La Arenosa 800kV.
11. Diseño e implementación del sistema de control para rectificadores de la S/E La Arenosa 800kV.
12. Diseño de sistema de respaldo para servicios auxiliares de la S/E La Arenosa 800kV con celdas solares.

S/E La Arenosa 400kV/230kV/115kV:

1. Modernización de la casa de mando de la S/E de 400kV/230kV/115kV con sistema MicroSCADA.
2. Diseño del sistema de control, mando, maniobras y señalización de equipos del patio de 115kV hacia Sala de mando principal con evaluación del sistema PIRAMI.
3. Cambio del sistema de mando para los seccionadores de aire comprimido a motor eléctrico en 400kV y 230kV con análisis de factibilidad de incorporación de servicios auxiliares para suplir el sistema lo cual requiere estudio de cargas de toda la S/E.
4. Propuesta de diseño especial de malla de puesta a tierra con análisis del procedimiento de instalación en patio de S/E en funcionamiento La Arenosa 115kV.
5. Evaluación de la restitución de la línea Planta Centro 1 a 400kV con estudio de cargas prospectivo, actual y proyectivo y análisis comparativo de las condiciones que generaron el cambio versus las condiciones actuales.
6. Diseño del sistema de monitoreo de protecciones internas de Autotransformadores de Potencia 230kV/115kV.
7. Diseño de sistema de emergencia para servicios esenciales del patio de 115kV.
8. Evaluación de nuevo tramo de transferencia en el esquema de Barra Principal con transferencia 115kV.
9. Estudio de cargas para la instalación de nuevo autotransformador de 230kV/115kV con análisis de crecimiento futuro.
10. Diseño del sistema de monitoreo y control para aire comprimido desde S/E Arenosa 400kV.

ANEXO 2

Carta de aprobación para el ingreso a la S/E Arenosa

Rif: G - 20010014



Confidencial

LUGAR: Valencia
FECHA: 16 de Octubre de 2017
NÚMERO: TTHH-RCT-THCR-30-2017
ASUNTO: Autorización de visitas académicas

Ing. Eva Monagas
Tutor Académico
Facultad de Ingeniería, Escuela de Eléctrica, Dpto Potencia
Universidad de Carabobo

Me es grato dirigirme a ustedes en la oportunidad de expresarle un fraternal saludo Bolivariano, Socialista, Revolucionario, Antiimperialista y profundamente Chavista, extensivo a todo su equipo de trabajo y a su vez comunicarles que los Bachilleres: **Antonio Otero y Santiago Abreu**, cédulas de identidad N° **22.285.232** y **23.411.830** respectivamente, estudiantes en la especialidad de Ingeniería Eléctrica, se les ha autorizado el acceso a las instalaciones a fin recabar información relevante para su proyecto de investigación conducente al grado de Ingeniero Electricista, de acuerdo a las siguientes especificaciones:

Fechas de las visitas: 17, 19, 24, 26 y 31 de Octubre 2017
2, 7, 9, 14, 16, 21, 23, 28 y 30 de Noviembre 2017
5, 7, 12 y 14 de Diciembre

Ubicación: Subestación Arenosa
Bajo la Tutoría de: Ing. Yonder Guevara
Teléfono: 0241 847.61.98
Horario: 7:30 a.m. a 12:00 m. y de 1:00 p.m. a 4:00 p.m.
Correo electrónico: yeguevara@corpoelec.gob.ve

Para cualquier información adicional de interés sobre el pasante, sirvanse comunicarse con la Unidad de Formación y Desarrollo, al teléfono. (0241) 847.10.91

Atentamente,


Yuraima Cordero
Jefe de División Estatal
Talento Humano Carabobo



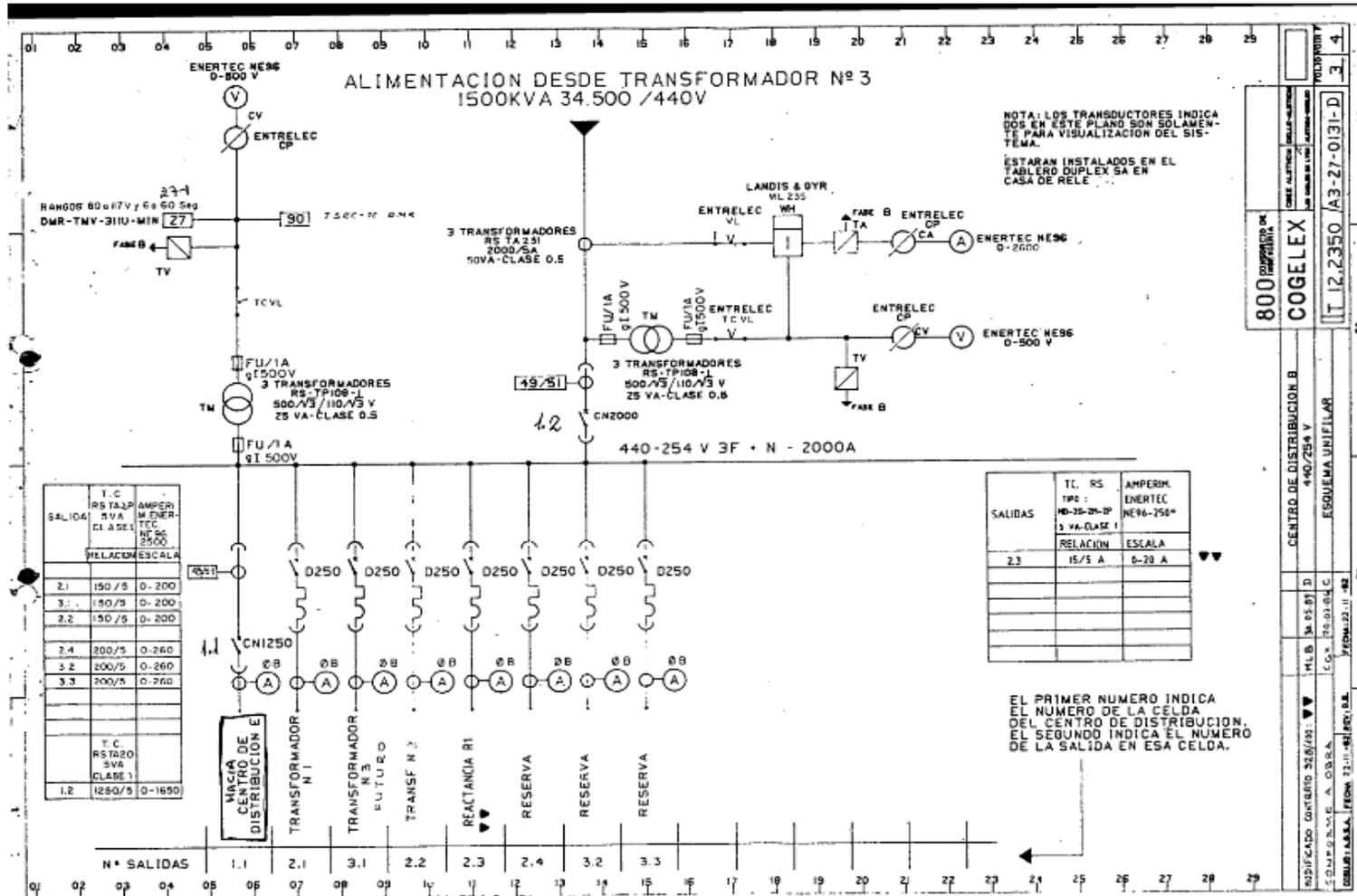
"SOMOS ENERGIA Y TALENTO TRABAJANDO PARA USTED"

MJV / ep

Página 1 de 1

ANEXO 3

Diagrama unifilar del centro de distribución B de SSAA patio 765kV S/E Arenosa



800

COGELEX

CENTRO DE DISTRIBUCION B
440/254 V

ESQUEMA UNIFILAR

MODIFICADO POR: [] FECHA: []

ELABORADO POR: [] FECHA: []

COMPROBADO POR: [] FECHA: []

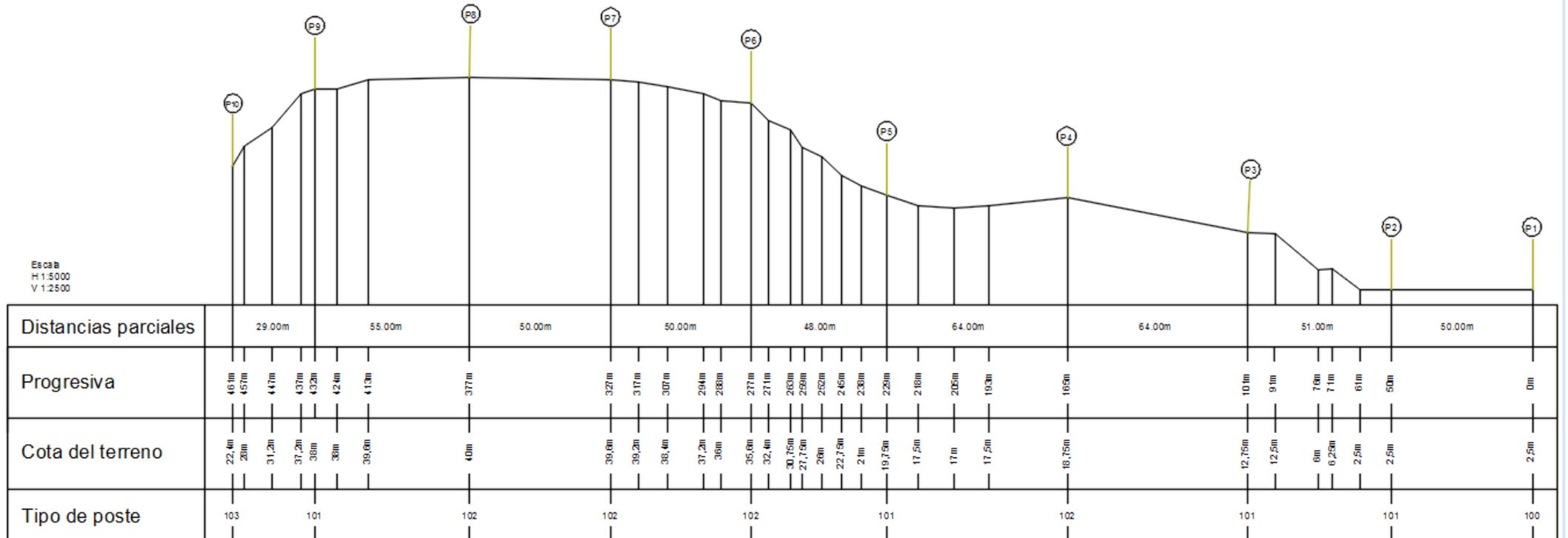
T. 12.2350 / A3-27-0131-D

POLARIDAD

3 3 4

ANEXO 4A

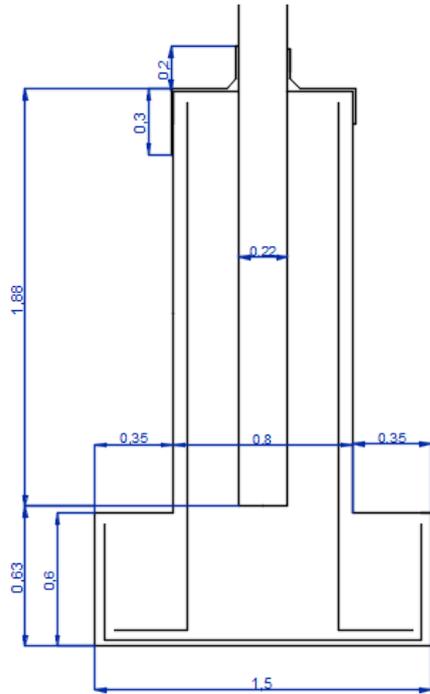
Perfil longitudinal del tramo aéreo de la línea 34,5kV de interconexión de SSAA



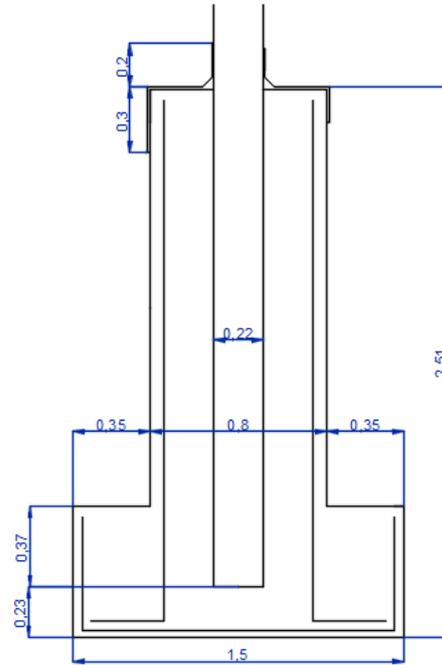
ANEXO 4B

Fundaciones de los soportes.

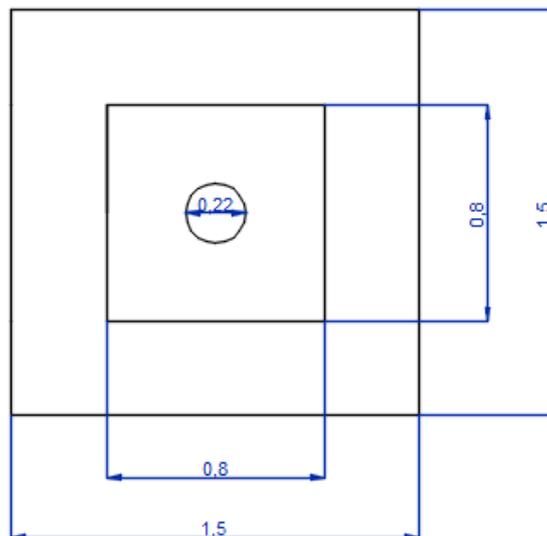
Detalles de postes 2, 3, 5 y 9



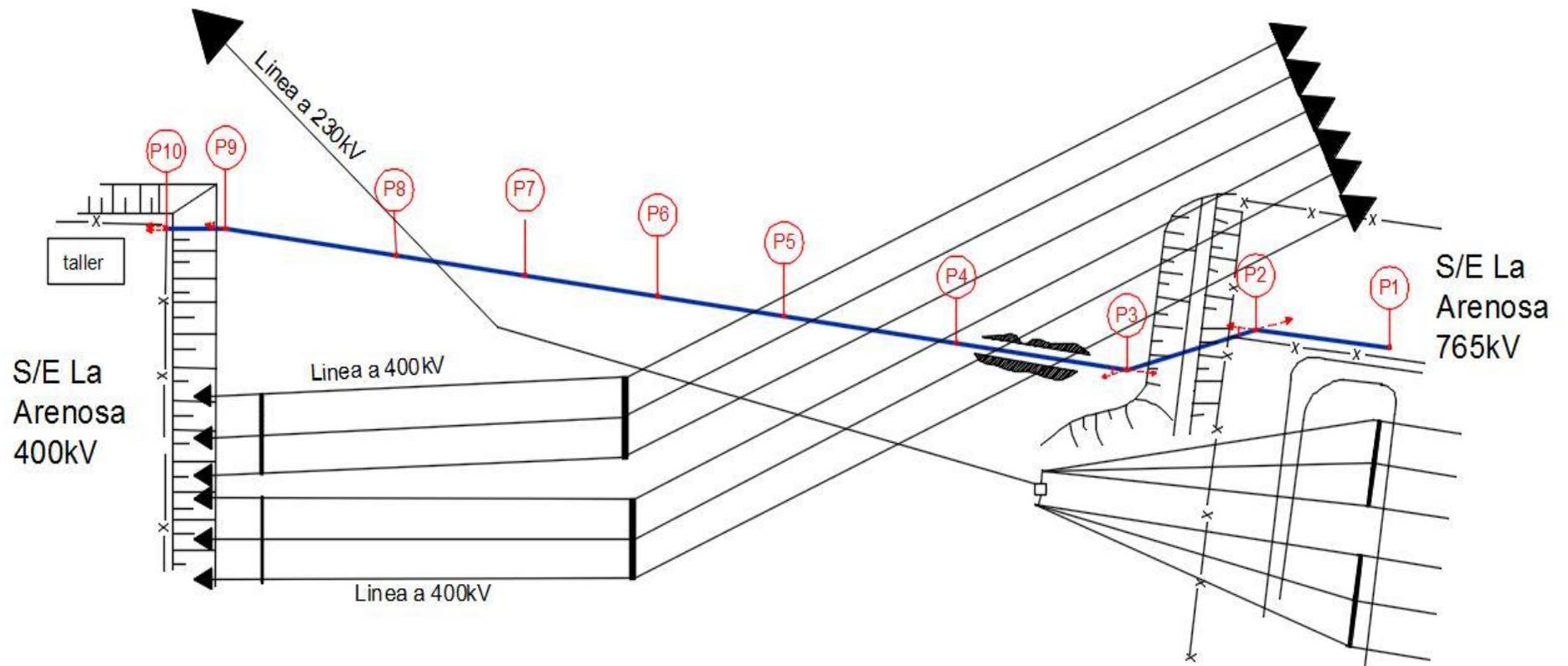
Detalles de postes 3, 6, 7 y 8



Vista en planta de postes 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9



ANEXO 4C
Plano de Planta de línea de 34,5kV de SSAA



ANEXO 5A

Características mecánicas y eléctricas de conductor AAAC 6201 T81 (Arvidal)

CALIBRE		AWG	2	1/0	2/0	3/0	4/0	
Diámetro del conductor		mm	7,42	9,36	10,51	11,8	13,25	
Nº de hilos		Hilos	7	7	7	7	7	
Sección		mm ²	33,62	53,51	67,44	85,02	107	
Peso		Kg/km	92,7	147	186	234	296	
Carga de ruptura		Kg	1087	1734	2091	2637	3335	
Resistencia	Corriente continua 20°C		ohms/km	0,9957	0,6263	0,4967	0,4137	0,3123
	Corriente alterna 60hZ	25	ohms/km	1,0254	0,6376	0,5954	0,4015	0,3182
		50	ohms/km	1,0991	0,6917	0,5486	0,4354	0,3452
		75	ohms/km	1,1852	0,7458	0,5915	0,4695	0,3722
Reactancia		ohms/km	0,4694	0,452	0,443	0,4344	0,4216	
Numero de fases		-	3	3	3	3	3	
Constante de distribución 10-3		-	0,0925	0,0656	0,0557	0,0489	0,0426	
Tensión de operación		kV	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	
Modulo de elasticidad		kg/mm ²	6450	6450	6450	6450	6450	
Coeficiente de dilatación		1/10 ⁻⁶ °C	23	23	23	23	23	
Temperatura ambiente		°C	30	30	30	30	30	
Temperatura máxima del conductor		°C	75	75	75	75	75	

ANEXO 5B

Características mecánicas y eléctricas del cable 1P MV-90 para 36kV de CABEL

Conductor		Aislamiento diámetro	Chaqueta espesor	Diámetro exterior	Peso total	
Calibre	Diámetro				Cobre	Aluminio
Kcmil	mm	mm	mm	mm	kg/km	kg/km
50	7,97	25,8	2	32,1	1330	1014
70	9,58	27,4	2	33,7	1588	1146
95	11,29	29,1	2,1	35,5	1913	1313



Construcción

1. Conductor de cobre suave (o aluminio) cableado.
2. Blindaje en polietileno reticulado semiconductor.
3. Aislamiento en polietileno reticulado XLPE.
4. Blindaje del aislamiento en polietileno reticulado semiconductor removible para instalación.
5. Pantalla metálica en cinta de cobre con aplicación helicoidal.
6. Chaqueta en PVC retardante a la llama, resistente a la abrasión, el calor y la humedad.

ANEXO 6

Tabla de hipótesis para cálculo mecánico en el conductor

S (m)	Hipótesis I		Hipótesis II		Hipotesis III		Tcaliente	
	kg	%Cr	kg	%Cr	kg	%Cr	kg	%Cr
20	279,435	25,707	271,750	25,000	182,487	16,788	40,701	3,744
22	280,945	25,846	271,750	25,000	182,593	16,798	42,586	3,918
24	282,561	25,995	271,750	25,000	182,709	16,809	44,427	4,087
26	284,276	26,152	271,750	25,000	182,834	16,820	46,226	4,253
28	286,084	26,319	271,750	25,000	182,969	16,832	47,986	4,414
30	287,977	26,493	271,750	25,000	183,112	16,846	49,708	4,573
32	289,948	26,674	271,750	25,000	183,265	16,860	51,396	4,728
34	291,991	26,862	271,750	25,000	183,427	16,875	53,050	4,880
36	294,098	27,056	271,750	25,000	183,597	16,890	54,674	5,030
38	296,265	27,255	271,750	25,000	183,776	16,907	56,268	5,176
40	298,486	27,460	271,750	25,000	183,963	16,924	57,834	5,320
42	300,756	27,668	271,750	25,000	184,158	16,942	59,373	5,462
44	303,069	27,881	271,750	25,000	184,362	16,961	60,886	5,601
46	305,421	28,098	271,750	25,000	184,572	16,980	62,376	5,738
48	307,809	28,317	271,750	25,000	184,791	17,000	63,842	5,873
50	310,228	28,540	271,750	25,000	185,017	17,021	65,286	6,006
52	312,674	28,765	271,750	25,000	185,249	17,042	66,709	6,137
54	315,146	28,992	271,750	25,000	185,489	17,064	68,111	6,266
56	317,638	29,222	271,750	25,000	185,736	17,087	69,494	6,393
58	320,150	29,453	271,750	25,000	185,988	17,110	70,858	6,519
60	322,678	29,685	271,750	25,000	186,247	17,134	72,204	6,642
62	325,220	29,919	271,750	25,000	186,513	17,158	73,532	6,765
64	327,774	30,154	271,750	25,000	186,784	17,183	74,843	6,885
66	330,338	30,390	271,750	25,000	187,060	17,209	76,138	7,004
68	332,911	30,627	271,750	25,000	187,342	17,235	77,416	7,122
70	335,490	30,864	271,750	25,000	187,630	17,261	78,680	7,238

Datos del conductor			
Sección (mm ²)	33,62		
Diámetro (mm)	7,42		
Carga Ruptura (kg)	1087		
Coefficiente Dilatación(1/°C)	0,000023		
Modulo de Elasticidad (kg/mm ²)	6450		
	Hipótesis I	Hipótesis II	Hipótesis III
Temperatura	10°C	10°C	28°C
Peso	0,418kg/m	0,0927kg/m	0,0927kg/m
Tensión	543,5kg	271,75kg	228,27kg

S (m)	Hipótesis I		Hipótesis II		Hipótesis III		Tcaliente	
	kg	flecha	kg	flecha	kg	flecha	kg	flecha
20	279,4358	0,017	271,750	0,017	182,487	0,025	40,701	0,113
22	280,945	0,020	271,750	0,021	182,593	0,031	42,586	0,131
24	282,561	0,024	271,750	0,024	182,709	0,036	44,427	0,150
26	284,276	0,027	271,750	0,029	182,834	0,043	46,226	0,169
28	286,084	0,032	271,750	0,033	182,969	0,049	47,986	0,189
30	287,977	0,036	271,750	0,038	183,112	0,057	49,708	0,209
32	289,948	0,041	271,750	0,043	183,265	0,064	51,396	0,230
34	291,991	0,046	271,750	0,049	183,427	0,073	53,050	0,251
36	294,098	0,051	271,750	0,055	183,597	0,081	54,674	0,273
38	296,265	0,056	271,750	0,061	183,776	0,091	56,268	0,296
40	298,486	0,062	271,750	0,068	183,963	0,100	57,834	0,319
42	300,756	0,068	271,750	0,075	184,158	0,111	59,373	0,343
44	303,069	0,074	271,750	0,082	184,362	0,121	60,886	0,367
46	305,421	0,080	271,750	0,090	184,572	0,132	62,376	0,391
48	307,809	0,086	271,750	0,098	184,791	0,144	63,842	0,416
50	310,228	0,093	271,750	0,106	185,017	0,156	65,286	0,442
52	312,674	0,100	271,750	0,115	185,249	0,168	66,709	0,468
54	315,146	0,107	271,750	0,124	185,489	0,181	68,111	0,494
56	317,638	0,114	271,750	0,133	185,736	0,195	69,494	0,521
58	320,150	0,121	271,750	0,143	185,988	0,209	70,858	0,548
60	322,678	0,129	271,750	0,153	186,247	0,223	72,204	0,575
62	325,220	0,136	271,750	0,163	186,513	0,238	73,532	0,603
64	327,774	0,144	271,750	0,174	186,784	0,253	74,843	0,631
66	330,338	0,152	271,750	0,185	187,060	0,269	76,138	0,660
68	332,911	0,160	271,750	0,196	187,342	0,285	77,416	0,689
70	335,490	0,169	271,750	0,208	187,630	0,301	78,680	0,719
72	338,074	0,177	271,750	0,220	187,922	0,318	79,928	0,748
74	340,662	0,185	271,750	0,232	188,219	0,336	81,162	0,778
58	320,150	0,121	271,750	0,143	185,988	0,209	70,858	0,548
60	322,678	0,129	271,750	0,153	186,247	0,223	72,204	0,575
62	325,220	0,136	271,750	0,163	186,513	0,238	73,532	0,603
64	327,774	0,144	271,750	0,174	186,784	0,253	74,843	0,631
66	330,338	0,152	271,750	0,185	187,060	0,269	76,138	0,660
68	332,911	0,160	271,750	0,196	187,342	0,285	77,416	0,689
70	335,490	0,169	271,750	0,208	187,630	0,301	78,680	0,719

Vano ficticio (m)	Nº soporte	Temperatura (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
		Tensión (kg)	271,75	247,41	223,28	199,43	176,03	153,31	131,63	111,56	93,80	78,94	67,17
		Vano (m)	Flechas (m)										
52,65	5												
		48	0,098	0,108	0,120	0,134	0,152	0,174	0,203	0,239	0,285	0,338	0,397
	6												
		50	0,107	0,117	0,130	0,145	0,165	0,189	0,220	0,260	0,309	0,367	0,431
	7												
		50	0,107	0,117	0,130	0,145	0,165	0,189	0,220	0,260	0,309	0,367	0,431
	8												
		60	0,154	0,169	0,187	0,209	0,237	0,272	0,317	0,374	0,445	0,528	0,621
	9												
Vano ficticio (m)	Nº soporte	Temperatura (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
		Tensión (kg)	271,75	246,94	222,18	197,48	172,89	148,48	124,41	100,97	78,84	59,39	44,43
		Vano (m)	Flechas (m)										
24	9												
		24	0,025	0,027	0,030	0,034	0,039	0,045	0,054	0,066	0,085	0,112	0,150
	10												

Datos del conductor	
Sección (mm ²)	33,62
Diámetro (mm)	7,42
Carga Ruptura (kg)	1087
Peso (kg/m)	0,0927
Coefficiente Dilatación(1/°C)	0,000023
Modulo de Elasticidad (kg/mm ²)	6450

Para todos los vanos ficticios la hipótesis II predomina, valores iniciales:

Hipótesis II	
Temperatura	10°C
Peso	0,0927kg/m
Tensión	271,75kg

ANEXO 9

Análisis de precios unitarios



RE:

Fecha: 10/02/2018

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

Partida N° 1

Descripción de la Obra:
Recuperación de la línea de distribución 34.5kV tramo S/E La Arenosa patio 765kV - S/E La Arenosa Patio 400kV

Propietario: Universidad de Carabobo **Código de la Obra:** PG

Descripción Partida:
RECUPERACIÓN Y ARREGLO DE POSTES DE ALINEACION CON AISLADORES DE ESPIGA

Código: LD001	Código Convenio:	Unidad MTJ	Cantidad 4,00 MTJ	Rendimiento 5,000000 MTJ/día
-------------------------	-------------------------	----------------------	-----------------------------	--

1.- MATERIALES

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	% Desp.	Costo	Total
EA017	AISLADOR DE ESPIGA DE PORCELANA 34KV	pieza	3,00000		4.715.000,00	14.145.000,00
EL0004	PALILLO DE HG PARA AISLADOR 34KV	pza	3,00000		375.000,00	1.125.000,00
EA003	ABRAZADERA CON 3 TORNILLOS-TUERCAS 5"- 5 1/2"	Pza.	2,00000		480.000,00	960.000,00
EA364	PLETINA DE 81.18 CM (32")	Pza.	2,00000		270.000,00	540.000,00
IE0001	ADAPTADOR PARA CRUCETA A POSTE EN HG	pza	1,00000		147.250,00	147.250,00
EA254	CRUCETA ACERO GALV 2.40 MT 75"75"7mm	Pza.	1,00000		4.850.000,00	4.850.000,00
*ASFAL21	PINTURA ALUMINIO	gl.	0,10000	5,00	4.200.000,00	441.000,00
*ASFAL22	PINTURA ANTICORROSIVA.	gl.	0,10000	5,00	2.600.000,00	273.000,00
TORNE01	TORNILLO MAQUINA	pza	2,00000		200.000,00	400.000,00
*PINTU09	PINTURA NEGRA	gl.	0,05000	2,00	3.000.000,00	153.000,00
Total Materiales:						23.034.250,00
Unitario de Materiales:						23.034.250,00

2.- EQUIPOS

Código	Descripción	Cantidad	Costo	Dep. o Aliq.	Total
EQ002	CAJA DE HERRAMIENTAS (ELECTRICIDAD)	1,00000	200.000,00	1,000000	200.000,00
*CAMIO01	CAMIONETA PICK-UP FORD F-150 SINCRONICA 6 CLIND. 4x2	1,00000	400.000.000,00	0,003000	1.200.000,00
*BROCHA4	BROCHA PROFESIONAL RUBI MARCA CERDEX 4"	1,00000	180.000,00	0,050000	9.000,00
EQUIE01	EQUIPO PARA LINIERO	1,00000	2.500.000,00	0,050000	125.000,00
Total Equipos:					1.534.000,00
Unitario de Equipos:					308.800,00

3.- MANO DE OBRA DIRECTA

Código	Descripción	Cantidad	Salario	Total
*CHOFER1	CHOFER DE 1ra. (DE 8 A 15 TONS)		250.000,00	
*AYUDAN1	AYUDANTE	1,00000	200.000,00	200.000,00
*LINIERO	LINIERO DE 1ra.	1,00000	350.000,00	350.000,00
*MELECTR	MAESTRO ELECTRICISTA	0,30000	450.000,00	135.000,00
Total Mano de Obra Directa:				685.000,00

Calculado por: Abreu, Santiago. Otero, Antonio
Revisado por: Ing. Monagas Eva

Desarrollado Por: **USO EXCLUSIVO DE:**
Lulo Software, C.A.

Mano de Obra Directa: 685.000,00
0,00 % Prestaciones Sociales Directas: 0,00
Total Mano de Obra: 685.000,00
Unitario Mano de Obra: 137.000,00
Costo Directo por Unidad: 23.478.050,00
15,00 % Administración y Gastos Generales: 3.521.707,50
Sub-Total: 26.999.757,50
10,00 % Utilidad e Imprevistos: 2.699.975,75

Costo H/H	Total H/H	HH/MTJ	Duración (Días)
37.228,26	14,72	3,68	0,80

PRECIO UNITARIO Bs. 29.699.733,25

Total partida Bs.: 4,00 X 29.699.733,25 = 118.798.933,00



RE:

Fecha: 10/02/2018

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS**Partida N° 2**

Descripción de la Obra: Recuperación de la línea de distribución 34.5kV tramo S/E La Arenosa pallo 765kV - S/E La Arenosa Pallo 400kV				
Propietario: Universidad de Carabobo			Código de la Obra: PG	
Descripción Partida: SUMINISTRO, TRANSPORTE Y COLOCACIÓN DE CABLE 1P, XPLE 35KV DE ALUMINIO, CALIBRE AWG #2				
Código: LD002	Código Convenio:	Unidad: m	Cantidad: 750,00 m	Rendimiento: 600,000000 m/día

1.- MATERIALES						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	% Desp.	Costo	Total
*CABLE77	CABLE XPLE 35KV AWG #2	kg	0,98000		960.000,00	940.800,00
Total Materiales:						940.800,00
Unitario de Materiales:						940.800,00

2.- EQUIPOS					
Código	Descripción	Cantidad	Costo	Dep. o Alq.	Total
*CAMIO09	CAMION GRUA CAP.4 - 6 TON	1,00000	1.600.000.000,00	0,002000	3.200.000,00
*HALACAB	HALACABLES ELECTRICOS DE 4000 Lb, MARCA GREENLEE	1,00000	220.000.000,00	0,002500	550.000,00
*CAMIO01	CAMIONETA PICK-UP FORD F-150 SINCRONICA 6 CLIND. 4x2	1,00000	400.000.000,00	0,003000	1.200.000,00
EQ004	NAVAJA TIPO ELECTRICISTA	1,00000	650.000,00	1,000000	650.000,00
EQ002	CAJA DE HERRAMIENTAS (ELECTRICIDAD)	1,00000	200.000,00	1,000000	200.000,00
Total Equipos:					5.800.000,00
Unitario de Equipos:					9.666,67

3.- MANO DE OBRA DIRECTA				
Código	Descripción	Cantidad	Salario	Total
*OPEGRU1	OPERADOR DE GRUA (GRUERO) DE 1ra.	1,00000	300.000,00	300.000,00
*CHOFER1	CHOFER DE 1ra. (DE 8 A 15 TONS)	1,00000	250.000,00	250.000,00
*ELECTR1	ELECTRICISTA DE 1ra.	3,00000	350.000,00	1.050.000,00
*AYUDAN1	AYUDANTE	6,00000	200.000,00	1.200.000,00
*MELECTR	MAESTRO ELECTRICISTA	0,30000	450.000,00	135.000,00
Total Mano de Obra Directa:				2.935.000,00

Calculado por: Abreu, Santiago, Otero, Antonio
Revisado por: Ing. Monagas Eva

Desarrollado Por: **USO EXCLUSIVO DE:**
Lulo Software, C.A

Mano de Obra Directa:	2.935.000,00
0,00 % Prestaciones Sociales Directas:	0,00
Total Mano de Obra:	2.935.000,00
Unitario Mano de Obra:	4.891,67
Costo Directo por Unidad:	955.358,34
15,00 % Administración y Gastos Generales:	143.303,75
Sub-Total:	1.098.662,09
10,00 % Utilidad e Imprevistos:	109.866,21

Costo HH	Total HH	HH/m	Duración (Días)
32.466,84	113,00	0,15	1,25

PRECIO UNITARIO Bs.	1.208.528,30
----------------------------	---------------------

Total partida Bs.: 750,00 X 1.208.528,30 = 906.396.225,00



RE:

Fecha: 10/02/2018

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS**Partida N° 3**

Descripción de la Obra: Recuperación de la línea de distribución 34.5kV tramo S/E La Arenosa pallo 765kV - S/E La Arenosa Pallo 400KV				
Propietario: Universidad de Carabobo			Código de la Obra: PG	
Descripción Partida: RECUPERACIÓN Y ARREGLO DE POSTES DE AMARRE				
Código: LD003	Código Convenio:	Unidad MTJ	Cantidad 4,00 MTJ	Rendimiento 3,000000 MTJ/día

1.- MATERIALES							
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	% Desp.	Costo	Total	
*PINTU09	PINTURA NEGRA	gl.	0,05000	2,00	3.000.000,00	153.000,00	
EA351	PERNO ROSCADO DE 9/8"x 12"	Pza.	3,00000		330.000,00	990.000,00	
EA017	AISLADOR DE ESPIGA DE PORCELANA 34KV	pieza	1,00000		4.715.000,00	4.715.000,00	
TORNE01	TORNILLO MAQUINA	pza	4,00000		200.000,00	800.000,00	
EL0004	PALILLO DE HG PARA AISLADOR 34KV	pza	1,00000		375.000,00	375.000,00	
*ASFAL22	PINTURA ANTICORROSIVA.	gl.	0,10000	2,00	2.600.000,00	265.200,00	
*ASFAL21	PINTURA ALUMINIO	gl.	0,10000	2,00	4.200.000,00	428.400,00	
EA254	CRUCETA ACERO GALV 2.40 MT 75"75"7mm	Pza.	2,00000		4.850.000,00	9.700.000,00	
IE0001	ADAPTADOR PARA CRUCETA A POSTE EN HG	pza	2,00000		147.250,00	294.500,00	
EA364	PLETINA DE 81.18 CM (32")	Pza.	4,00000		270.000,00	1.080.000,00	
EA008	ABRAZADERA CON 4 TORNILLOS-TUERCAS 5"- 5 1/2"	Pza.	2,00000		666.180,00	1.332.360,00	
EL0003	CONECTOR MORDAZA DE ALUMINIO 2 - 2/0	pza	6,00000		265.000,00	1.590.000,00	
EA304	GRILLETE DE 1/2" x 5"	Pza.	6,00000		175.000,00	1.050.000,00	
EA020	AISLADOR DE SUSPENSION 15KV	Pza.	18,00000		5.715.000,00	102.870.000,00	
Total Materiales:						125.643.460,00	
Unitario de Materiales:						125.643.460,00	

2.- EQUIPOS					
Código	Descripción	Cantidad	Costo	Dep. o Aliq.	Total
EQUIE01	EQUIPO PARA LINERO	1,00000	2.500.000,00	0,050000	125.000,00
*BROCHA4	BROCHA PROFESIONAL RUBI MARCA CERDEX 4"	1,00000	180.000,00	0,050000	9.000,00
*CAMIO01	CAMIONETA PICK-UP FORD F-150 SINCRONICA 6 CLIND. 4x2	1,00000	400.000.000,00	0,003000	1.200.000,00
EQ002	CAJA DE HERRAMIENTAS (ELECTRICIDAD)	1,00000	200.000,00	1,000000	200.000,00
Total Equipos:					1.634.000,00
Unitario de Equipos:					511.333,33

3.- MANO DE OBRA DIRECTA				
Código	Descripción	Cantidad	Salario	Total
*CHOFER1	CHOFER DE 1ra. (DE 8 A 15 TONS)	1,00000	250.000,00	250.000,00
*AYUDAN1	AYUDANTE	1,00000	200.000,00	200.000,00
*LINERO	LINERO DE 1ra.	1,00000	350.000,00	350.000,00
*MELECTR	MAESTRO ELECTRICISTA	1,00000	450.000,00	450.000,00
Total Mano de Obra Directa:				1.250.000,00

Calculado por: Abreu, Santiago. Otero, Antonio
Revisado por: Ing. Monagas Eva

Desarrollado Por: **USO EXCLUSIVO DE:**
Lulo Software, C.A.

Mano de Obra Directa: 1.250.000,00
0,00 % Prestaciones Sociales Directas: 0,00
Total Mano de Obra: 1.250.000,00
Unitario Mano de Obra: 416.666,67
Costo Directo por Unidad: 126.571.460,00
15,00 % Administración y Gastos Generales: 18.985.719,00
Sub-Total: 145.557.179,00
10,00 % Utilidad e Imprevistos: 14.555.717,90

Costo H/H	Total H/H	HH/MTJ	Duración (Días)
39.062,50	42,67	10,67	1,33

PRECIO UNITARIO Bs.	160.112.896,90
----------------------------	-----------------------

Total partida Bs.: 4,00 X 160.112.896,90 = 640.451.587,60



RE:

Fecha: 10/02/2018

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

Partida N° 4

Descripción de la Obra: Recuperación de la línea de distribución 34.5kV tramo S/E La Arenosa pallo 765kV - S/E La Arenosa Pallo 400kV				
Propietario: Universidad de Carabobo			Código de la Obra: PG	
Descripción Partida: RECUPERACIÓN Y ARREGLO DEL PORTICO CADAFE				
Código: LD004	Código Convenio:	Unidad: MTJ	Cantidad: 1,00 MTJ	Rendimiento: 2,000000 MTJ/día

1.- MATERIALES						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	% Desp.	Costo	Total
MATE008	CONECTOR BARRACUDA	pza	6,00000		220.000,00	1.320.000,00
EA411R	SECCIONADOR MONOPOLAR DE 34.5 KV-600 AMP	Pza.	3,00000		45.000.000,00	135.000.000,00
MATE006	PARARRAYOS PORCELANA 35KV	pza	3,00000		8.500.000,00	25.500.000,00
*PINTU09	PINTURA NEGRA	gl.	0,05000	2,00	3.000.000,00	153.000,00
TORNE01	TORNILLO MAQUINA	pza	6,00000		200.000,00	1.200.000,00
EL0005	COPA TERMINAL 3M 35KV	kit	1,00000		25.000.000,00	125.000.000,00
*ASFAL22	PINTURA ANTICORROSIVA.	gl.	0,10000		2.600.000,00	260.000,00
*ASFAL21	PINTURA ALUMINIO	gl.	0,10000		4.200.000,00	420.000,00
EA254	CRUCETA ACERO GALV 2.40 MT 75"75"7mm	Pza.	3,00000		4.850.000,00	14.550.000,00
IE0001	ADAPTADOR PARA CRUCETA A POSTE EN HG	pza	3,00000		147.250,00	441.750,00
EA364	PLETINA DE 81.18 CM (32")	Pza.	6,00000		270.000,00	1.620.000,00
EA008	ABRAZADERA CON 4 TORNILLOS-TUERCAS 5"- 5 1/2"	Pza.	3,00000		688.180,00	1.998.540,00
EL0003	CONECTOR MORDAZA DE ALUMINIO 2 - 2/0	pza	3,00000		265.000,00	795.000,00
EA304	GRILLETE DE 1/2" * 5"	Pza.	3,00000		175.000,00	525.000,00
EA020	AISLADOR DE SUSPENSION 15KV	Pza.	9,00000		5.715.000,00	51.435.000,00
Total Materiales:						360.218.290,00
Unitario de Materiales:						360.218.290,00

2.- EQUIPOS					
Código	Descripción	Cantidad	Costo	Dep. o Alq.	Total
EQUIE01	EQUIPO PARA LINIERO	1,00000	2.500.000,00	0,050000	125.000,00
*BROCHA4	BROCHA PROFESIONAL RUBI MARCA CERDEX 4"	1,00000	180.000,00	0,050000	9.000,00
*CAMIO01	CAMIONETA PICK-UP FORD F-150 SINCRONICA 6 CLIND. 4x2	1,00000	400.000.000,00	0,003000	1.200.000,00
EQ002	CAJA DE HERRAMIENTAS (ELECTRICIDAD)	1,00000	200.000,00	1,000000	200.000,00
Total Equipos:					1.534.000,00
Unitario de Equipos:					767.000,00

3.- MANO DE OBRA DIRECTA				
Código	Descripción	Cantidad	Salario	Total
*CHOFER1	CHOFER DE 1ra. (DE 8 A 15 TONS)	1,00000	250.000,00	250.000,00
*AYUDAN1	AYUDANTE	1,00000	200.000,00	200.000,00
*LINIERO	LINIERO DE 1ra.	1,00000	350.000,00	350.000,00
*MELECTR	MAESTRO ELECTRICISTA	0,30000	450.000,00	135.000,00
Total Mano de Obra Directa:				935.000,00

Calculado por: Abreu, Santiago. Otero, Antonio
Revisado por: Ing. Monagas Eva

Desarrollado Por: **USO EXCLUSIVO DE:**
Lulo Software, C.A.

Mano de Obra Directa: 935.000,00
0,00 % Prestaciones Sociales Directas: 0,00
Total Mano de Obra: 935.000,00
Unitario Mano de Obra: 467.500,00
Costo Directo por Unidad: 361.452.790,00
15,00 % Administración y Gastos Generales: 54.217.918,50
Sub-Total: 415.670.708,50
10,00 % Utilidad e Imprevistos: 41.567.070,85

Costo HH **Total HH** **HH/MTJ** **Duración (Días)**
35.416,67 13,20 13,20 0,50

PRECIO UNITARIO Bs. 457.237.779,35

Total partida Bs.: 1,00 X 457.237.779,35 = 457.237.779,35



RE:

Fecha: 10/02/2018

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS**Partida N° 5**

Descripción de la Obra: Recuperación de la línea de distribución 34.5kV tramo S/E La Arenosa pallo 765kV - S/E La Arenosa Pallo 400KV	Código de la Obra: PG
Propietario: Universidad de Carabobo	

Descripción Partida: RECUPERACIÓN Y ARREGLO DEL PORTICO EDELCA				
Código: LD005	Código Convenio:	Unidad MTJ	Cantidad 1,00 MTJ	Rendimiento 16,000000 MTJ/día

1.- MATERIALES						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	% Desp.	Costo	Total
EL0003	CONECTOR MORDAZA DE ALUMINIO 2 - 2/0	pza	3,00000		265.000,00	795.000,00
*PINTU09	PINTURA NEGRA	gl.	0,10000	2,00	3.000.000,00	308.000,00
*ASFAL22	PINTURA ANTICORROSIVA.	gl.	0,20000		2.600.000,00	520.000,00
*ASFAL21	PINTURA ALUMINIO	gl.	0,20000		4.200.000,00	840.000,00
Total Materiales:						2.461.000,00
Unitario de Materiales:						2.461.000,00

2.- EQUIPOS					
Código	Descripción	Cantidad	Costo	Dep. o Alq.	Total
EQUIE01	EQUIPO PARA LINIERO	1,00000	2.500.000,00	0,050000	125.000,00
*BROCHA4	BROCHA PROFESIONAL RUBI MARCA CERDEX 4"	1,00000	180.000,00	0,050000	9.000,00
*CAMIO01	CAMIONETA PICK-UP FORD F-150 SINCRONICA 6 CLIND. 4x2	1,00000	400.000.000,00	0,003000	1.200.000,00
EQ002	CAJA DE HERRAMIENTAS (ELECTRICIDAD)	1,00000	200.000,00	1,000000	200.000,00
Total Equipos:					1.534.000,00
Unitario de Equipos:					95.875,00

3.- MANO DE OBRA DIRECTA				
Código	Descripción	Cantidad	Salario	Total
*MELECTR	MAESTRO ELECTRICISTA	0,30000	450.000,00	135.000,00
*CHOFER1	CHOFER DE 1ra. (DE 8 A 15 TONS)	1,00000	250.000,00	250.000,00
*AYUDAN1	AYUDANTE	1,00000	200.000,00	200.000,00
*LINIERO	LINIERO DE 1ra.	1,00000	350.000,00	350.000,00
Total Mano de Obra Directa:				935.000,00

Calculado por: Abreu, Santiago. Otero, Antonio
Revisado por: Ing. Monagas Eva

Desarrollado Por: **USO EXCLUSIVO DE:**
Lulo Software, C.A.

Mano de Obra Directa: 935.000,00
0,00 % Prestaciones Sociales Directas: 0,00
Total Mano de Obra: 935.000,00
Unitario Mano de Obra: 58.437,50
Costo Directo por Unidad: 2.615.312,50
15,00 % Administración y Gastos Generales: 392.296,88
Sub-Total: 3.007.609,38
10,00 % Utilidad e Imprevistos: 300.760,94

Costo H/H	Total H/H	HH/MTJ	Duración (Días)
35.416,67	1,85	1,65	0,06

PRECIO UNITARIO Bs.	3.308.370,32
----------------------------	---------------------

Total partida Bs.: 1,00 X 3.308.370,32 = 3.308.370,32



RE:

Fecha: 10/02/2018

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS**Partida N° 6**

Descripción de la Obra: Recuperación de la línea de distribución 34.5kV tramo S/E La Arenosa pallo 765kV - S/E La Arenosa Pallo 400kV				
Propietario: Universidad de Carabobo			Código de la Obra: PG	
Descripción Partida: SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE				
Código: LD006	Código Convenio:	Unidad MTJ	Cantidad 1,00 MTJ	Rendimiento 20,000000 MTJ/día

1.- MATERIALES						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	% Desp.	Costo	Total
EL0003	CONECTOR MORDAZA DE ALUMINIO 2 - 2/0	pza	3,00000		265.000,00	795.000,00
EL0005	COPA TERMINAL 3M 35KV	kit	1,00000		25.000.000,00	125.000.000,00
EQ006	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 35KV 1P	pza	3,00000			
Total Materiales:						125.795.000,00
Unitario de Materiales:						125.795.000,00

2.- EQUIPOS					
Código	Descripción	Cantidad	Costo	Dep. o Alq.	Total
*CAMIO01	CAMIONETA PICK-UP FORD F-150 SINCRONICA 6 CLIND. 4x2	1,00000	400.000.000,00	0,003000	1.200.000,00
EQ002	CAJA DE HERRAMIENTAS (ELECTRICIDAD)	1,00000	200.000,00	1,000000	200.000,00
Total Equipos:					1.400.000,00
Unitario de Equipos:					70.000,00

3.- MANO DE OBRA DIRECTA				
Código	Descripción	Cantidad	Salario	Total
*CHOFER1	CHOFER DE 1ra. (DE 8 A 15 TONS)	1,00000	250.000,00	250.000,00
*ELECTR1	ELECTRICISTA DE 1ra.	1,00000	350.000,00	350.000,00
*AYUDAN1	AYUDANTE	1,00000	200.000,00	200.000,00
*MELECTR	MAESTRO ELECTRICISTA	0,30000	450.000,00	135.000,00
Total Mano de Obra Directa:				935.000,00

Calculado por: Abreu, Santiago. Otero, Antonio
Revisado por: Ing. Monagas Eva

Desarrollado Por: **USO EXCLUSIVO DE:**
Lulo Software, C.A.

Mano de Obra Directa: 935.000,00
0,00 % Prestaciones Sociales Directas: 0,00
Total Mano de Obra: 935.000,00
Unitario Mano de Obra: 46.750,00
Costo Directo por Unidad: 125.911.750,00
15,00 % Administración y Gastos Generales: 18.886.762,50
Sub-Total: 144.798.512,50
10,00 % Utilidad e Imprevistos: 14.479.851,25

Costo H/H	Total H/H	HH/MTJ	Duración (Días)
35.416,67	1,32	1,32	0,05

PRECIO UNITARIO Bs.	159.278.363,75
----------------------------	-----------------------

Total partida Bs.: 1,00 X 159.278.363,75 = 159.278.363,75



RE:

Fecha: 10/02/2018

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS**Partida N° 7**

Descripción de la Obra: Recuperación de la línea de distribución 34.5KV tramo S/E La Arenosa patlo 765KV - S/E La Arenosa Patlo 400KV	
Propietario: Universidad de Carabobo	Código de la Obra: PG

Descripción Partida: SUMINISTRO, TRANSPORTE Y COLOCACIÓN TENSADO SOBRE AISLADORES DE 100M DE CONDUCTOR ARVIDAL AWG #2				
Código: LD007	Código Convenio:	Unidad: MTJ	Cantidad: 18,00 MTJ	Rendimiento: 20,000000 MTJ/día

1.- MATERIALES						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	% Desp.	Costo	Total
EA171	CONDUCTOR ARVIDAL # 2 AWG	kg	9,30000	2,00	495.000,00	4.695.570,00
Total Materiales:						4.695.570,00
Unitario de Materiales:						4.695.570,00

2.- EQUIPOS					
Código	Descripción	Cantidad	Costo	Dep. o Alq.	Total
EQUIE01	EQUIPO PARA LINIERO	10,00000	2.500.000,00	0,050000	1.250.000,00
*CAMIO09	CAMION GRUA CAP.4 - 6 TON	1,00000	1.800.000.000,00	0,002000	3.200.000,00
*HALACAB	HALACABLES ELECTRICOS DE 4000 Lb, MARCA GREENLEE	1,00000	220.000.000,00	0,002500	550.000,00
*CAMIO01	CAMIONETA PICK-UP FORD F-150 SINCRONICA 6 CLIND. 4x2	1,00000	400.000.000,00	0,003000	1.200.000,00
EQ004	NAVAJA TIPO ELECTRICISTA	10,00000	650.000,00	1,000000	6.500.000,00
EQ002	CAJA DE HERRAMIENTAS (ELECTRICIDAD)	10,00000	200.000,00	1,000000	2.000.000,00
Total Equipos:					14.700.000,00
Unitario de Equipos:					735.000,00

3.- MANO DE OBRA DIRECTA				
Código	Descripción	Cantidad	Salario	Total
*OPEGRU1	OPERADOR DE GRUA (GRUERO) DE 1ra.	1,00000	300.000,00	300.000,00
*CHOFER1	CHOFER DE 1ra. (DE 8 A 15 TONS)	1,00000	250.000,00	250.000,00
*LINIERO	LINIERO DE 1ra.	10,00000	350.000,00	3.500.000,00
*AYUDAN1	AYUDANTE	10,00000	200.000,00	2.000.000,00
*MELECTR	MAESTRO ELECTRICISTA	0,30000	450.000,00	135.000,00
Total Mano de Obra Directa:				6.185.000,00

Calculado por: Abreu, Santiago, Otero, Antonio
Revisado por: Ing. Monagas Eva

Desarrollado Por: **USO EXCLUSIVO DE:**
Lulo Software, C.A

Mano de Obra Directa: 6.185.000,00
0,00 % Prestaciones Sociales Directas: 0,00
Total Mano de Obra: 6.185.000,00
Unitario Mano de Obra: 309.250,00
Costo Directo por Unidad: 5.739.820,00
15,00 % Administración y Gastos Generales: 860.973,00
Sub-Total: 6.600.793,00
10,00 % Utilidad e Imprevistos: 660.079,30

Costo H/H **Total H/H** **HH/MTJ** **Duración (Días)**
34.669,28 160,56 8,92 0,90

PRECIO UNITARIO Bs. 7.260.872,30

Total partida Bs.: 18,00 X 7.260.872,30 = 130.695.701,40



RE:

Fecha: 10/02/2018

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS**Partida N° 8**

Descripción de la Obra: Recuperación de la línea de distribución 34.5KV tramo S/E La Arenosa patlo 765KV - S/E La Arenosa Patlo 400KV
Propietario: Universidad de Carabobo
Código de la Obra: PG

Descripción Partida: SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE INTERRUPTOR DE POTENCIA 35KV				
Código: LD008	Código Covenin:	Unidad: MTJ	Cantidad: 1,00 MTJ	Rendimiento: 3,000000 MTJ/día

1.- MATERIALES						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	% Desp.	Costo	Total
EL003	CONECTOR MORDAZA DE ALUMINIO 2 - 2/0	pza	6,00000		265.000,00	1.590.000,00
EQ007	INTERRUPTOR DE POTENCIA 35KV TRIPOLAR	pza	1,00000			
Total Materiales:						1.590.000,00
Unitario de Materiales:						1.590.000,00

2.- EQUIPOS					
Código	Descripción	Cantidad	Costo	Dep. o Alq.	Total
*CAMIO09	CAMION GRUA CAP.4 - 6 TON	1,00000	1.600.000.000,00	0,002000	3.200.000,00
*CAMIO01	CAMIONETA PICK-UP FORD F-150 SINCRONICA 6 CLIND. 4x2	1,00000	400.000.000,00	0,003000	1.200.000,00
EQ002	CAJA DE HERRAMIENTAS (ELECTRICIDAD)	1,00000	200.000,00	1,000000	200.000,00
Total Equipos:					4.600.000,00
Unitario de Equipos:					1.533.333,33

3.- MANO DE OBRA DIRECTA				
Código	Descripción	Cantidad	Salario	Total
*OPEGRU1	OPERADOR DE GRUA (GRUERO) DE 1ra.	1,00000	300.000,00	300.000,00
*CHOFER1	CHOFER DE 1ra. (DE 8 A 15 TONS)	1,00000	250.000,00	250.000,00
*ELECTR1	ELECTRICISTA DE 1ra.	2,00000	350.000,00	700.000,00
*AYUDAN1	AYUDANTE	6,00000	200.000,00	1.200.000,00
*MELECTR	MAESTRO ELECTRICISTA	0,30000	450.000,00	135.000,00
Total Mano de Obra Directa:				2.585.000,00

Calculado por: Abreu, Santiago. Otero, Antonio
Revisado por: Ing. Monagas Eva

Desarrollado Por: **USO EXCLUSIVO DE:**
Lulo Software, C.A.

Mano de Obra Directa: 2.585.000,00
0,00 % Prestaciones Sociales Directas: 0,00
Total Mano de Obra: 2.585.000,00
Unitario Mano de Obra: 861.666,67
Costo Directo por Unidad: 3.985.000,00
15,00 % Administración y Gastos Generales: 597.750,00
Sub-Total: 4.582.750,00
10,00 % Utilidad e Imprevistos: 458.275,00

Costo H/H	Total H/H	HH/MTJ	Duración (Días)
31.371,36	27,47	27,47	0,33

PRECIO UNITARIO Bs.	5.041.025,00
----------------------------	---------------------

Total partida Bs.: 1,00 X 5.041.025,00 = 5.041.025,00



RF:

Fecha: 10/02/2018

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

Partida N° 9

Descripción de la Obra: Recuperación de la línea de distribución 34.5KV tramo S/E La Arenosa patlo 765KV - S/E La Arenosa Patlo 400KV	
Propietario: Universidad de Carabobo	Código de la Obra: PG

Descripción Partida: CONEXIÓN A BARRA DE 34KV DE SERVICIOS AUXILIARES CADA FE				
Código: LD009	Código Convenio:	Unidad MTJ	Cantidad 1,00 MTJ	Rendimiento 15,000000 MTJ/día

1.- MATERIALES						
Código	Descripción	Unidad	Cantidad	% Desp.	Costo	Total
EL0002	CONECTOR RECTO PARA BARRA COLECTORA	pza	3,00000		340.000,00	1.020.000,00
Total Materiales:						1.020.000,00
Unitario de Materiales:						1.020.000,00

2.- EQUIPOS					
Código	Descripción	Cantidad	Costo	Dep. o Alq.	Total
EQUIE01	EQUIPO PARA LINIERO	1,00000	2.500.000,00	0,050000	125.000,00
*CAMIO01	CAMIONETA PICK-UP FORD F-150 SINCRONICA 6 CLIND. 4x2	1,00000	400.000.000,00	0,003000	1.200.000,00
EQ002	CAJA DE HERRAMIENTAS (ELECTRICIDAD)	1,00000	200.000,00	1,000000	200.000,00
Total Equipos:					1.525.000,00
Unitario de Equipos:					101.666,67

3.- MANO DE OBRA DIRECTA				
Código	Descripción	Cantidad	Salario	Total
*CHOFER1	CHOFER DE 1ra. (DE 8 A 15 TONS)	1,00000	250.000,00	250.000,00
*AYUDAN1	AYUDANTE	1,00000	200.000,00	200.000,00
*LINIERO	LINIERO DE 1ra.	1,00000	350.000,00	350.000,00
*MELECTR	MAESTRO ELECTRICISTA	0,30000	450.000,00	135.000,00
Total Mano de Obra Directa:				935.000,00

Calculado por: Abreu, Santiago, Otero, Antonio
Revisado por: Ing. Monagas Eva

Desarrollado Por: **USO EXCLUSIVO DE:**
Lulo Software, C.A.

Mano de Obra Directa: 935.000,00
 0,00 % Prestaciones Sociales Directas: 0,00
Total Mano de Obra: 935.000,00
Unitario Mano de Obra: 62.333,33
Costo Directo por Unidad: 1.184.000,00
 15,00 % Administración y Gastos Generales: 177.600,00
Sub-Total: 1.361.600,00
 10,00 % Utilidad e Imprevistos: 136.160,00

Costo H/H	Total H/H	HH/MTJ	Duración (Días)
35.416,66	1,76	1,76	0,07

PRECIO UNITARIO Bs.	1.497.760,00
----------------------------	---------------------

Total partida Bs.: 1,00 X 1.497.760,00 = 1.497.760,00

ANEXO 10

Interrupor de potencia Siemens 3AF0143

3AG0/3AF0 Outdoor Vacuum Circuit-Breakers up to 40.5 kV

Technical Data

Type	3AG0144 ⁴⁾	3AF0344 ⁴⁾	3AF0144 ⁴⁾	3AF0153 ⁴⁾	3AF0154 ⁴⁾	3AF0143 ⁴⁾
Rated voltage, frequency 50 or 60 Hz	12 kV	17.5 kV	36 kV ¹⁾	36 kV ¹⁾	36 kV ¹⁾	36 kV ¹⁾
Rated current	1600 A	2000 A	2000 A	1600 A	2000 A	1600 A
Rated power-frequency withstand voltage	28 kV ²⁾	42 kV	70 kV ²⁾	70 kV ²⁾	70 kV ²⁾	70 kV ²⁾
Rated lightning impulse withstand voltage (peak)	75 kV ²⁾	95 kV ²⁾	170 kV ²⁾	170 kV ²⁾	170 kV ²⁾	170 kV ²⁾
Rated short-circuit breaking current	25 kA	25 kA	25 kA ¹⁾	31.5 kA ¹⁾	31.5 kA ¹⁾	25 kA ¹⁾
Rated short-circuit making current (peak)	63 kA	63 kA	62.5 kA	80 kA	80 kA	62.5 kA
Rated short-time withstand current	25 kA, 3 s	25 kA, 3 s	25 kA, 3 s	31.5 kA, 3 s	31.5 kA, 3 s	25 kA, 3 s
Rated operating sequence	O-0.3 s-CO-3 min-CO	O-0.3 s-CO-3 min-CO				→
Service conditions	- 25 °C to + 55 °C ³⁾					→
Degree of protection	IP55					→
Approx. total weight	360 kg	360 kg	730 kg	730 kg	730 kg	730 kg

Notes: 1) 40.5 kV, 31.5 kA, 4 s on request.

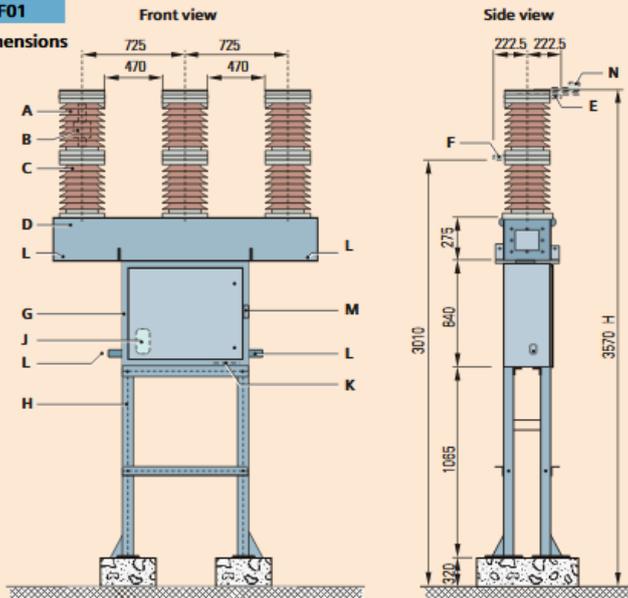
2) Higher withstand voltages on request.

3) - 40 °C on request.

4) Inert gas filled version available as an option.

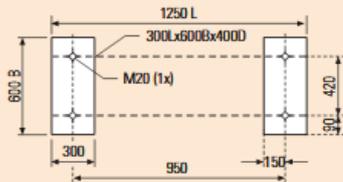
3AF01

Dimensions

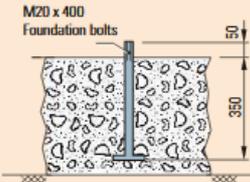


Item	Description
A	Interrupter assembly
B	Vacuum interrupter
C	Support insulator
D	Base frame
E	Top terminal
F	Bottom terminal
G	Operating mechanism housing
H	Steel structure
J	Plexiglass for mechanical indications (ON-OFF indicator, spring charged indicator, operation counter)
K	Gland plate for control cable
L	Earthing terminal
M	Facility for Padlock
N	Terminal Connector (Optional)

Foundation Plan



Foundation detail



Top/Bottom terminal pad aluminium (E,F)

