



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE GUAYAQUIL
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

“ANÁLISIS COMPARATIVO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS ENTRE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE SAMBOCITY CNEL EP Y UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DISEÑADA CON EL SISTEMA ENCAPSULADO (SF6)”.

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero(a) Eléctrico

AUTORES: Anthony Jordano Cevallos Valverde

Ariana Ninoska Moreno Sánchez

TUTOR: Ing. Otto Washington Astudillo Astudillo, Msc

Guayaquil – Ecuador

2024

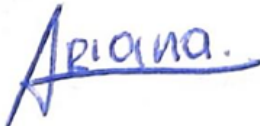
**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Nosotros, Ariana Ninoska Moreno Sánchez con documento de identificación No. 0957144074 y Anthony Jordano Cevallos Valverde con documento de identificación No. 0932187560; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

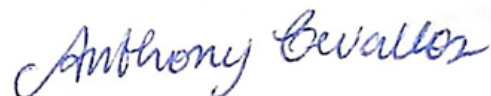
Guayaquil, 15 de febrero del año 2024.

Atentamente;



Ariana Ninoska Moreno Sanchez

0957144074



Anthony Jordano Cevallos Valverde

0932187560

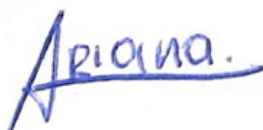
**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Nosotros, Ariana Ninoska Moreno Sánchez con documento de identificación No. 0957144074 y Anthony Jordano Cevallos Valverde con documento de identificación No. 0932187560, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad de los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto Técnico titulado “ANÁLISIS COMPARATIVO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS ENTRE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE SAMBOCITY CNEL EP Y UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DISEÑADA CON EL SISTEMA ENCAPSULADO (SF6)”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero/a Eléctrico/a, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

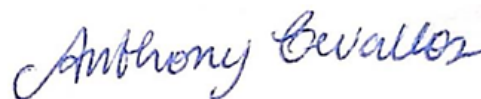
Guayaquil, 15 de febrero del año 2024.

Atentamente,



Ariana Ninoska Moreno Sanchez

0957144074



Anthony Jordano Cevallos Valverde

0932187560

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Otto Washington Astudillo Astudillo con documento de identificación N° 0102054871, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “ANÁLISIS COMPARATIVO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS ENTRE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE SAMBOCITYCNEL EP Y UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DISEÑADA CON EL SISTEMA ENCAPSULADO (SF6)”, realizado por Ariana Ninoska Moreno Sánchez con documento de identificación N° 0957144074 y por Anthony Jordano Cevallos Valverde con documento de identificación N° 0932187560, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 15 de febrero del año 2024.

Atentamente,



Ing. Otto Washington Astudillo Astudillo, Msc

0102054871

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de tesis a las personas que han sido los principales pilares de mi vida. Dedicado a mi querida madre, Bertha Auxiliadora Sánchez Burgos, cuyo amor incondicional y apoyo constante han sido mi fuente de fortaleza e inspiración a lo largo de mi vida.

A mi amado padre, Pedro Armando Moreno Mosquera, cuya sabiduría y ejemplo de tenacidad me han guiado en este camino de aprendizaje y crecimiento.

A mi valiosa pareja, Anthony Jordano Cevallos Valverde, por su amor, comprensión y aliento inquebrantable que me ha impulsado a alcanzar mis metas académicas.

A mis adorables hermanas, cuya complicidad, apoyo y cariño han sido un regalo invaluable en mi vida.

Y no menos importante, a mis tres queridos sobrinos, cuya presencia llena de alegría mi mundo y me recuerda la importancia de trabajar duro y perseverar en la búsqueda de mis sueños.

A todos ustedes, mi familia, les dedico este logro con profundo agradecimiento y amor. Sin su apoyo, este camino habría sido mucho más difícil. Espero que este logro también sea un tributo a su amor y sacrificio.

Ariana Ninoska Moreno Sánchez

Dedico esta tesis a mi querida abuela María Lastenia Troncoso Litardo, quien ha sido mi mayor fuente de inspiración. Aunque ya no está físicamente conmigo, su espíritu y amor incondicional siempre han guiado mis pasos. A través de su apoyo inquebrantable, me ha motivado a convertirme en la mejor versión de mí mismo y a perseguir mis sueños con determinación. Esta tesis es un tributo a su influencia positiva en mi vida y agradezco profundamente todas las lecciones y valores que me ha transmitido. Aunque no pueda estar presente para presenciar este logro, sé que su espíritu estará siempre a mi lado, impulsándome a alcanzar nuevas metas y a honrar su legado.

A mi amada madre, Jessica Pilar Valverde Troncoso, por ser mi roca, mi guía y mi ejemplo de fortaleza. Tu amor incondicional y sacrificio me han impulsado a superar cualquier obstáculo y a perseguir mis sueños sin temor.

A mi amado padre, Jacinto Rafael Cevallos Aguirre, por su constante aliento y por enseñarme el valor del trabajo arduo y la perseverancia. Tu sabiduría y experiencia han sido fundamentales en mi desarrollo académico y personal.

A mi hermana, Deyanira Betsabeth Cevallos Valverde, quien me ha admirado y compartido tantos momentos de crecimiento. Tus palabras de aliento y tu apoyo incondicional me han dado la fuerza para seguir adelante.

Y a ti, mi amada pareja, Ariana Ninoska Moreno Sánchez, por estar a mi lado en cada paso de este viaje. Tu amor, comprensión y paciencia han sido mis pilares en los momentos de duda y cansancio.

Anthony Jordano Cevallos Valverde

AGRADECIMIENTO

A mi amada madre, le agradezco por su amor infinito, que ha sido el faro que me ha guiado a través de las aguas de la educación superior. Su apoyo constante es el viento bajo mis alas a mi amado padre, quien a lo largo de mi trayectoria académica no solo estuvo presente en cada etapa de mi vida, sino que también compartió un hermoso sueño conmigo de mi infancia. A mi padre, un apasionado fotógrafo en varias universidades, a menudo no podía renunciar de su trabajo para irme a ver a mis clases. Sin embargo, su amor y apoyo inquebrantables se manifestaron de una manera única. Siempre me alentó a ir a su puesto de trabajo y me permitió asistir a muchas de las sustentaciones que fotografiaba. Cada vez que lo hacía, me recordaba con una sonrisa que su sueño era llegar a estar en ese lugar, defendiendo mi propiateresis. Hoy, con gratitud en el corazón, puedo decir que hemos logrado ese sueño juntos. Gracias, papá, por tu constante inspiración y apoyo, y por haber hecho realidad tu hermoso sueño.

A mi valiosa pareja, te agradezco por ser mi ancla en las tormentas académicas y mi refugio en los momentos de duda. Tu presencia es la flor que ha florecido en el jardín de mi vida. ¡Gracias por ser mi mayor inspiración!

Ariana Ninoska Moreno Sánchez

Querida abuela María Lastenia Troncoso Litardo, madre, padre, hermana y pareja, En este momento único en mi vida, deseo expresarles mi más sincero agradecimiento por su inmenso apoyo y amor incondicional a lo largo de mi camino académico.

Abuela María Lastenia Troncoso Litardo, Agradezco profundamente todo lo que has hecho por mí y por el apoyo que me has brindado hasta el último de los días.

Madre, padre, hermana y pareja, su apoyo incondicional y aliento constante han sido fundamentales en mi éxito académico. Gracias por estar ahí para mí, por creer en mí y por ser mi roca en los momentos de dificultad. Su amor y confianza me han impulsado a alcanzarmis metas y estoy eternamente agradecido por ello.

No está demás expresar lo agradecido que estoy por tener a cada uno de ustedes en mi vida. Su amor, apoyo y comprensión han sido invaluable y me han dado la fuerza y motivación para completar mi tesis. Gracias por ser mi fuente de inspiración y por estar siempre a mi lado.

Anthony Jordano Cevallos Valverde

ÍNDICE

PORTADA	i
CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	ii
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	iii
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vii
ÍNDICE	viii
INDICE DE FIGURA.....	xiii
INDICE DE TABLA.....	xv
RESUMEN.....	xvi
ABSTRACT	xvii
ACRONOMOS	xviii
CAPITULO I.....	1
1.1. TÍTULO	1
1.2. INTRODUCCIÓN	1
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.4. JUSTIFICACIÓN	3
1.5. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.6. BENEFICIARIOS DE LA PROPUESTA	4
1.7. OBJETIVOS.....	5

1.7.1. OBJETIVO GENERAL.....	5
1.7.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
1.7.3. METODOLOGÍA Y MEDIOS.....	5
CAPITULO II	7
2.1. INTRODUCCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN	7
2.2. INTRODUCCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN AIS.....	7
2.3. PARTES Y ELEMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN TIPO AIS (AISLADA EN AIRE)	8
2.3.1. ENTRADA DE 69 KV	9
2.3.2. PARARRAYO.....	9
2.3.3. SECCIONADOR.....	9
2.3.4. DPS (DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES).....	10
2.3.5. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.....	11
2.3.6. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	11
2.3.7. DISYUNTOR DE 69 KV	12
2.3.8. TRANSFORMADOR DE POTENCIA 16 MVA	13
2.3.9. DISYUNTOR 13.8 KV	13
2.3.10. SALIDA DE 13.8 KV.....	14
2.4. INTRODUCCIÓN AL SISTEMA ENCAPSULADO (SF6).....	14
2.4.1. CONTROL DE SECCIONADORES DE FASE Y SECCIONADORES DE TIERRA	15
2.4.2. SECCIONADORES DE FASE Y SECCIONADORES DE TIERRA.....	15
2.4.3. ALIVIADORES DE PRESIÓN DEL GAS SF6.....	16

2.4.4. CONTROL DEL INTERRUPTOR.....	16
2.4.5. INTERRUPTOR	17
2.4.6. CONTROL Y PROTECCIÓN (IMM)	17
2.4.7. TERMINALES PARA CONEXIONES.....	17
2.4.8. TC PARA MEDICIONES DE CORRIENTE	18
2.4.9. TP PARA MEDICIONES DE VOLTAJES.....	18
2.5. MÓDULO DEL TRANSFORMADOR DE PODER 12/16 MVA.....	18
2.6. MÓDULO DE MEDIA TENSIÓN 13.8 KV.....	19
2.6.1. TRANSFORMADOR DE TENSIÓN	20
2.6.2. SENSOR DE DENSIDAD DE GAS Y VÁLVULA DE LLENADO	20
2.6.3. SENSOR DE AISLAMIENTO PARA EL TRANSFORMADOR DE TENSIÓN	20
2.6.4. PROTECCIÓN Y UNIDAD DE CONTROL	20
2.6.5. INTERRUPTOR DE VACÍO	21
2.6.6. EMBARRADO.....	21
2.6.7. SECCIONADOR DE TRES POSICIONES	21
2.6.8. TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD.....	21
2.6.9. TERMINAL DE CABLES	21
2.6.10. ENCHUFE DE PRUEBAS	22
2.7. PÉRDIDAS EN EL COBRE.....	22
2.8. RENDIMIENTO.....	22
CAPITULO III.....	24

3.1. COMPARACIÓN TÉCNICA ENTRE SUBESTACIONES AIS Y GIS	24
3.2. COMPARACIÓN DE TAMAÑO EN SUBESTACIONES AIS Y GIS	25
3.2.1. TAMAÑO DE LAS SUBESTACIONES AIS.....	25
3.2.2. TAMAÑO DE LAS SUBESTACIONES GIS.....	26
3.2.3. CONSIDERACIONES ADICIONALES EN LA COMPARACIÓN DE TAMAÑO	26
3.3. COMPARACIÓN ECONÓMICA ENTRE SUBESTACIONES AIS Y GIS	27
3.3.1. COSTOS DE UNA SUBESTACIÓN AIS	27
3.3.2. COSTOS DE UNA SUBESTACIÓN GIS	28
3.4. COMPARACIÓN AMBIENTAL ENTRE SUBESTACIONES AIS Y GIS	28
3.5. COMPARACIÓN DE SEGURIDAD ENTRE SUBESTACIONES AIS Y GIS	29
3.6. COMPARACIÓN DE MANTENIMIENTO ENTRE SUBESTACIONES AIS Y GIS	30
3.7. CONFIABILIDAD DE SUBESTACIONES GIS.....	33
3.8. INTERCONEXIÓN DE SUBESTACIONES.....	34
3.9. TENDENCIAS EN FIABILIDAD Y DISPONIBILIDAD.....	34
3.10. ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA	35
3.11. DESARROLLOS TECNOLÓGICOS EMERGENTES.....	35
3.12. IMPACTO EN LA RED ELÉCTRICA.....	35
3.13. ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS.....	36
3.14. TABLA TÉCNICA COMPARATIVA ENTRE UNA SUBESTACIÓN AIS Y GIS	36
CAPITULO IV	44
4.1. CÁLCULOS DE PÉRDIDAS EN EL COBRE DE SUBESTACIÓN AIS.....	44

4.2. CÁLCULOS DE PÉRDIDAS EN EL COBRE DE SUBESTACIÓN GIS.....	48
4.3. SIMULACIÓN DE PÉRDIDAS EN EL COBRE DE SUBESTACIÓN AIS.....	54
4.4. SIMULACIÓN DE PÉRDIDAS EN EL COBRE DE SUBESTACIÓN GIS.....	67
CAPITULO V.....	71
5.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	71
CONCLUSIÓN.....	74
RECOMENDACIONES.....	75
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	76
ANEXOS.....	80

ÍNDICE DE FIGURA

Figura 1. Partes y elementos de una subestación de distribución tipo AIS (Aislada en aire).....	8
Figura 2. Pararrayo.....	9
Figura 3. Seccionador	10
Figura 4. DPS (dispositivos de protección contra sobretensiones).....	10
Figura 5. Transformador de corriente.....	11
Figura 6. Transformador de potencial.....	12
Figura 7. Disyuntor de 69 kV	12
Figura 8. Transformador de potencia 16 MVA	13
Figura 9. Introducción al sistema encapsulado (SF6).....	14
Figura 10. Partes del módulo encapsulado de 69 kV modelo ABB ELK-04.....	15
Figura 11. Módulo del transformador de poder 12/16 MVA.....	19
Figura 12. Partes del módulo encapsulado de media tensión 13.8 kV modelo ZX1.2	19
Figura 13. Comparación de Tamaño en Subestaciones AIS y GIS	25
Figura 14. Modelo general de una subestación AIS	44
Figura 15. Circuito general de una subestación AIS	44
Figura 16. Modelo general de una subestación GIS	49
Figura 17. Circuito general de una subestación GIS	49
Figura 18. Diagrama unifilar de la subestación Sambocity Cnel Ep (69/13.8) kV	54
Figura 19. Ventana de short circuit componente Grid	55
Figura 20. Ventana de información de la línea 1 de la entrada de 69 kV.....	56

Figura 21. Ventana de parámetros de la línea 1 de la entrada de 69 kV.....	57
Figura 22. Ventana de información de la línea 2 de la entrada de 69 kV.....	58
Figura 23. Ventana de los parámetros de la línea 2 de la entrada de 69 kV	59
Figura 24. Ventana de rating (clasificación) del transformador de poder 16 MVA....	60
Figura 25. Ventana de impedancia del transformador de poder 16 MVA	61
Figura 26. Ventana de información de línea 5 de la parte de 13.8 kV.....	62
Figura 27. Ventana de información de línea 6 de la parte de 13.8 kV.....	63
Figura 28. Ventana de clasificación de la carga	64
Figura 29. Ventana de opciones de flujo de carga.....	65
Figura 30. Simulación de pérdidas en el cobre del modelo AIS en ETAP de la subestación Sambocity.....	66
Figura 31. Ventana de información línea 1 de la entrada de 69 kV modelo GIS.....	67
Figura 32. Ventana de información línea 2 de la entrada de 69 kV modelo GIS.....	68
Figura 33. Ventana de información línea 5 de la parte de 13.8 kV modelo GIS	68
Figura 34. Ventana de información línea 6 de la parte de 13.8 kV modelo GIS	69
Figura 35. Simulación de pérdidas en el cobre del modelo GIS en ETAP con referencia a la subestación Sambocity	70

ÍNDICE DE TABLA

Tabla 1. Comparación técnica de configuración y tamaño entre subestaciones AIS y GIS	37
Tabla 2. Comparación técnica económica entre subestaciones AIS y GIS.....	38
Tabla 3. Comparación técnica ambiental entre subestaciones AIS y GIS.....	39
Tabla 4. Comparación técnica de seguridad entre subestaciones AIS y GIS.....	40
Tabla 5. Comparación técnica de mantenimiento y confiabilidad entre subestaciones AIS y GIS.....	41
Tabla 6. Comparación técnica de interconexión, tendencias y análisis de ciclo de vida entre subestaciones AIS y GIS	42
Tabla 7. Comparación técnica en desarrollos tecnológicos emergente, impacto en la red eléctrica, regulatorios y normativos entre subestaciones AIS y GIS.....	43
Tabla 8. Resultados de cálculos de pérdidas en el cobre de la subestación AIS	48
Tabla 9. Resultados de cálculos de pérdidas en el cobre de la subestación GIS.....	54
Tabla 10. Resultados de cálculos de pérdidas en el cobre de la subestación AIS	71
Tabla 11. Resultados de cálculos de pérdidas en el cobre de la subestación GIS	71
Tabla 12. Resultados de pérdidas en el cobre de la subestación AIS mediante simulación en ETAP.....	71
Tabla 13. Resultados de pérdidas en el cobre de la subestación GIS mediante simulación en ETAP.....	72
Tabla 14. Resultados del promedio de pérdidas en el cobre de la subestación AIS....	72
Tabla 15. Resultados del promedio de pérdidas en el cobre de la subestación GIS....	72

RESUMEN

Este proyecto presenta un análisis comparativo entre subestaciones de distribución (69/13.8kV) aislada en aire (AIS) y encapsulada (GIS), tomando como referencia de estudio la subestación Sambocity (12/16 MVA) como modelo tipo AIS, mientras que se toma como referencia la subestación Kennedy Norte (40 MVA) como modelo tipo GIS.

Se presenta una revisión de partes y elementos que forman las subestaciones tipo AIS como las subestaciones tipo GIS. Mediante diagramas unifilares, diagramas de bloques e ilustraciones gráficas se muestra la aparamenta que utilizan dichas subestaciones para su operación.

Entre los principales factores ligados a la operación de los 2 tipos de las subestaciones tenemos: factor ambiental, área de terreno, factor económico, confiabilidad, mantenimiento, seguridad, análisis de ciclo de vida, interconexión, impacto en la red eléctrica, entre otros.

Mediante un análisis teórico y sus correspondientes simulaciones en el software Etap se presenta una estimación de las pérdidas eléctricas en el cobre para el nivel de 69 kV como para los niveles de 13.8 kV, obteniéndose los siguientes resultados: para la subestación tipo AIS las pérdidas en el cobre (69kV) son 1197.87 W, mientras que para la subestación tipo GIS son 599.44 W. Para el nivel de 13.8kV las pérdidas en el cobre tipo AIS son 8192.93 W, mientras que para la subestación tipos GIS, las pérdidas en el cobre son 4098.96 W.

Finalmente se adjunta algunas recomendaciones para trabajos futuros, considerando la complejidad e importancia de este tipo de estudios.

Palabras claves:

GIS, Simulación, AIS, SF6, Subestación, Pérdidas en el cobre.

ABSTRACT

This project presents a comparative analysis between air-insulated (AIS) and encapsulated (GIS) distribution substations (69/13.8kV), taking as a study reference the Sambocity substation (12/16 MVA) as an AIS type model, while the Kennedy Norte substation (40 MVA) is taken as a gis type model.

A review of the parts and elements that make up AIS type substations and GIS type substations is presented. By means of single-line diagrams, block diagrams and graphic illustrations, the switchgear used by these substations for their operation is shown.

Among the main factors related to the operation of the two types of substations are: environmental factor, land area, economic factor, reliability, maintenance, safety, life cycle analysis, interconnection, impact on the electrical network, among others.

By means of a theoretical analysis and its corresponding simulations in Etap software, an estimation of the electrical losses in copper for the 69 kV level and for the 13.8 kV levels is presented, obtaining the following results: for the AIS type substation the losses in copper (69kV) are 1197.87 W, while for the GIS type substation they are 599.44 W. For the 13.8kV level, the copper losses for the AIS type are 8192.93 W, while for the GIS type substation, the copper losses are 4098.96 W.

Finally, some recommendations for future work are attached, considering the complexity and importance of this type of study.

Key words:

GIS, Simulation, AIS, SF6, Substation, Copper losses.

ACRONOMOS

AIS: Subestaciones Aisladas con Aire
GIS: Gas Insulated Substation
IMM: Control y Protección
TC: Transformadores de Corriente
TP: Transformadores de Potencial
ACPT: Análisis Comparativo de Pérdidas Técnicas
SESE: Subestación Eléctrica Diseñada con el Sistema Encapsulado
SF6: Hexafluoruro de Azufre.
MVA: Megavoltio-amperio.
kV: Kilovoltio.
IEC: Comisión Electrotécnica Internacional
EN: Norma Europea
CENELEC: Comité Europeo de Normalización Electrotécnica
SPT: Transformador seco
TDE: Transmisión y Distribución de Electricidad
PT: Pérdidas Técnicas
CNEL EP: Corporación Nacional de Electricidad Empresa Pública
SFE: Sistema de Encapsulado
SAIG: Subestaciones Aisladas en Gas
ARCONEL: Agencia de Regulación y Control de Electricidad
BT: Baja Tensión
MT: Media Tensión
CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad
AP: Alumbrado Público
UPS: Universidad Politécnica Salesiana
REE: Redes Eléctricas de Energía
MBV: Medio, Bajo Voltaje
OG: Objetivo General
OE: Objetivos Específicos
MM: Metodología y Medios
ETAP: Electrical Transient Analyzer Program

CAPITULO I

1.1. TÍTULO

“ANÁLISIS COMPARATIVO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS ENTRE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE SAMBOCITY CNEL EP Y UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DISEÑADA CON EL SISTEMA ENCAPSULADO (SF6)”.

1.2. INTRODUCCIÓN

En el contexto de la creciente demanda mundial de energía y el inevitable desarrollo sostenible, la eficiencia de la transmisión y distribución de electricidad se considera un elemento clave para garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

En los esfuerzos actuales por optimizar el rendimiento de la infraestructura eléctrica, el análisis de las pérdidas técnicas de las subestaciones se ha convertido en un área de investigación clave.

Este estudio presenta un análisis comparativo de las pérdidas técnicas de dos unidades representativas: la subestación Sambocity CNEL EP y una subestación diseñada con un sistema de encapsulado (SF6).

Ambas configuraciones incorporan dos perspectivas diferentes sobre la tecnología: una basada en las operaciones diarias y la otra en la vanguardia de la innovación.

La subestación Sambocity CNEL EP, con su experiencia acumulada, proporciona una referencia práctica para evaluar el desempeño de las pérdidas técnicas actuales. Por el contrario, las subestaciones basadas en sistemas SF6 implementan una tecnología reconocida por sus propiedades aislantes y conductoras únicas.

El propósito de este análisis comparativo no es solo resaltar las diferencias cuantitativas entre las pérdidas técnicas de las dos subestaciones, sino también comprender el significado cualitativo de estas diferencias.

El objetivo es identificar áreas de mejora en las subestaciones existentes, al tiempo que se explora el potencial de nuevas tecnologías que podrían impactar positivamente en la eficiencia y sostenibilidad de la infraestructura eléctrica.

Al aclarar estas cuestiones básicas, este estudio pretende contribuir al desarrollo del conocimiento técnico en el campo de las subestaciones. Además, proporciona una perspectiva valiosa a los responsables de la planificación, diseño y operación de sistemas eléctricos, promoviendo un enfoque más eficiente y sostenible para la gestión de la energía.

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El incremento demográfico en zonas específicas ha generado una alta demanda eléctrica, exponiendo las limitaciones del sistema eléctrico de subestaciones convencionales en la provincia del Guayas, especialmente en áreas como Sambocity.

Estas urbanizaciones densamente pobladas requieren una cantidad significativamente mayor de energía eléctrica en comparación con otras partes de la ciudad, donde las viviendas están dispersas, pero se benefician de la proximidad a las instalaciones de control, lo que reduce el tiempo de mantenimiento de las subestaciones eléctricas [1].

La ubicación geográficamente remota de las múltiples urbanizaciones en Sambocity, alejadas de las instalaciones principales de distribución de energía eléctrica, agrava los problemas técnicos en la subestación eléctrica convencional de CNEL EP en esta área. Estos problemas se traducen en dificultades tanto en el mantenimiento como en la resolución de inconvenientes, lo que resulta en un servicio insatisfactorio para los habitantes de la zona [2].

La calidad del servicio por falla en el sistema de distribución eléctrica, ha generado múltiples apagones en varias ciudadelas de la zona de Daule, existiendo incomodidad para los habitantes, debido a problemas de seguridad que estos inconvenientes acarrearán.

El SF6 se ha utilizado con éxito en la industria eléctrica en transmisiones de alta tensión y en aparatos de media tensión desde principios de los años 1960. Los equipos típicos utilizados son subestaciones aisladas en gas, unidades de cabezal anular, disyuntores, transformadores y cables.

1.4. JUSTIFICACIÓN

La necesidad crítica de abordar los desafíos técnicos y operativos que enfrentan las subestaciones eléctricas en zonas urbanas de rápido crecimiento, como Sambocity en la provincia del Guayas y la creciente demanda eléctrica, junto con la complejidad de las urbanizaciones densamente pobladas y su ubicación geográficamente remota, ha exacerbado las deficiencias en el sistema eléctrico convencional [3].

Investigaciones previas han indicado que la implementación de gases como el hexafluoruro de azufre (Sf6) para mejorar la conductividad, el sistema eléctrico, las distancias eléctricas y la eficiencia energética en subestaciones. El sistema a su vez llamado encapsulado representa una solución viable para asegurar la calidad de vida de los equipos. Además, esto reduce la exposición a factores climatológicos, disminuyendo las fallas y los posibles cortes de energía. La adopción de estas tecnologías emergentes se presenta como una estrategia esencial para garantizar un servicio eléctrico confiable y óptimo para las diversas urbanizaciones de Sambocity en el futuro [4].

Al ser una distribución de energía eléctrica con un alto porcentaje de vulnerabilidad de fallas, es necesario implementar un sistema de subestación que garantice continuidad y confiabilidad de los servicios eléctricos. Esta implementación de tecnologías innovadoras, como el sistema encapsulado de gas SF6, se presenta como una solución viable y necesaria para mejorar la eficiencia energética, reducir las pérdidas y asegurar un suministro eléctrico confiable para las comunidades afectadas. Este estudio busca proporcionar una evaluación comparativa, comparativa entre el sistema convencional y el sistema SF6, arrojando luz sobre las ventajas de la implementación de subestaciones en entornos urbanos de alta demanda, Esto contribuirá a la mejora de la calidad de vida de la población y garantizará un suministro eléctrico sostenible y eficiente en el futuro [5].

1.5. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA

La investigación actual se centra en llevar a cabo un análisis de comparación en pérdidas técnicas entre la subestación eléctrica de Sambocity de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) y una subestación eléctrica diseñada con el sistema encapsulado (SF6). La delimitación se establece en los siguientes aspectos:

Ámbito Geográfico:

La investigación se concentra exclusivamente en la Subestación Eléctrica de Sambocity operada por CNEL EP ubicado en el cantón Durán Km 2.5 vía Durán Tambo y una subestación diseñada con el sistema encapsulado (SF6), sin considerar otras instalaciones similares en diferentes ubicaciones geográficas.

Tipo de Pérdidas Técnicas:

La investigación se centra específicamente en las pérdidas técnicas en sistemas de transmisión y distribución de electricidad, realizar las simulaciones por medio del software ETAP

Con esta delimitación, se busca proporcionar una investigación detallada y específica que permita analizar de manera efectiva las diferencias en pérdidas técnicas entre la Subestación Eléctrica de Sambocity de CNEL EP y una subestación diseñada con el sistema encapsulado (SF6).

1.6. BENEFICIARIOS DE LA PROPUESTA

La investigación "Análisis Comparativo de Pérdidas Técnicas entre la Subestación Eléctrica de Sambocity CNEL EP y una Subestación Eléctrica Diseñada con el Sistema Encapsulado (SF6)" tiene implicaciones directas e indirectas para varios grupos de interés Dentro de los beneficiarios del trabajo investigativo planteado estarán:

Los autores se embarcarán en un proceso riguroso de ampliación y consolidación de sus conocimientos en ingeniería eléctrica, con la perspectiva de posicionarse como beneficiarios directos al alcanzar el título de Ingeniero en Electricidad en fases posteriores.

La investigación sirve como base para futuros estudios y contribuye al conocimiento científico en ingeniería eléctrica y gestión de energía, beneficiando a la comunidad académica y aportando a la evolución del campo.

Profesionales del sector pueden utilizar los hallazgos como referencia con el propósito de optimizar el diseño y la ejecución de subestaciones, especialmente aquellas considerando la implementación del sistema encapsulado (SF6).

La Universidad Politécnica Salesiana añadirá otro proyecto de investigación a su destacado historial, consolidando así su reputación y mérito en la formación y graduación de profesionales destacados.

1.7. OBJETIVOS

1.7.1. OBJETIVO GENERAL

Realizar un análisis comparativo de las pérdidas técnicas entre la subestación eléctrica de Sambocity CNEL EP y una subestación eléctrica diseñada en software especializado con el sistema encapsulado SF6 conociendo el porcentaje de pérdidas.

1.7.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar información de la subestación Sambocity por medio de distintas bases de datos para el desarrollo del análisis de las pérdidas técnicas.
- Diseñar el sistema de encapsulado SF6 de dicha subestación mediante un programa paravisualizar el rendimiento y pérdidas técnicas.
- Comparar el rendimiento y las pérdidas de ambas subestaciones con los datos obtenidos en el software dando propuestas de diseño.

1.7.3. METODOLOGÍA Y MEDIOS

Para el desarrollo del trabajo de titulación se tendrá que realizar los siguientes pasos:

- Identificar las bases de datos relevantes que contengan información sobre la subestación Sambocity y las pérdidas técnicas.
- Acceder a estas bases de datos y recopilar la información necesaria, como datos de carga, configuración de equipos, mediciones de pérdidas, entre otros.
- Organizar y analizar la información recopilada para obtener una visión completa de las pérdidas técnicas en la subestación Sambocity.
- Utilizar un programa de diseño y simulación de sistemas eléctricos para crear un modelo de la subestación Sambocity.
- Configurar el sistema de encapsulado SF6 en el programa, considerando los parámetros relevantes, las características del gas SF6 y las conexiones de los equipos.

- Realizar simulaciones en el programa para evaluar el rendimiento del sistema de encapsulado SF₆ y estimar las pérdidas técnicas.
- Obtener los resultados de las simulaciones en el programa para la subestación Sambocity.
- Comparar los resultados de rendimiento y pérdidas técnicas entre ambas subestaciones.
- Identificar las diferencias significativas y analizar las posibles causas de estas diferencias.
- Con base en los resultados y el análisis, se propone una mejora de diseño.

CAPITULO II

2.1. INTRODUCCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN

Las subestaciones desempeñan un papel importante en la infraestructura eléctrica, contribuyendo a la transmisión y distribución eficiente de electricidad [6]. Su función principal radica en modificar los niveles de voltaje, facilitar la interconexión de sistemas, y asegurar la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico. Además, las subestaciones desempeñan un papel esencial en la transmisión eficiente de la electricidad a través de largas distancias.

Dentro de este contexto, se destaca la importancia de dos tecnologías clave: las subestaciones aisladas con aire (AIS) y las subestaciones encapsuladas (SF6).

2.2. INTRODUCCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN AIS

Las subestaciones eléctricas convencionales son instalaciones industriales diseñada para transformar, distribuir y controlar la electricidad. La característica distintiva de una subestación AIS es que utiliza el aire como medio aislante para separar los conductores eléctricos y los componentes de alta tensión. Estas subestaciones son esenciales para la transmisión eficiente y segura de energía eléctrica a través de la red de suministro eléctrico.

2.3. PARTES Y ELEMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN TIPO AIS (AISLADA EN AIRE)

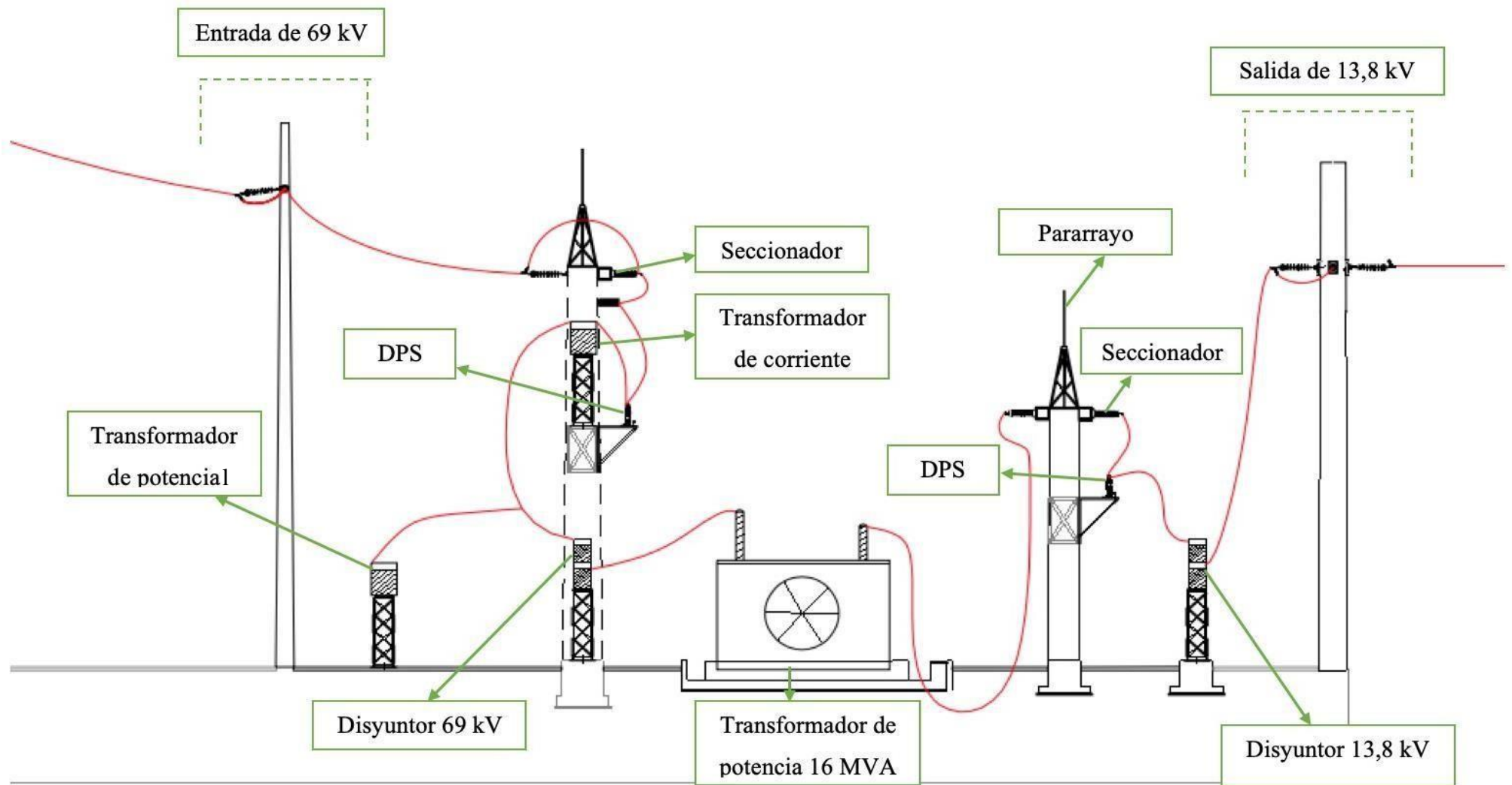


Figura 1. Partes y elementos de una subestación de distribución tipo AIS (Aislada en aire).

Fuente: Los autores.

Según la **Figura 1** nos muestra los elementos principales que compone una subestación AIS, el cual se detallan cada uno de ellos a continuación:

2.3.1. ENTRADA DE 69 KV

Es el punto de entrada de la subestación en el cual se conecta el sistema de transmisión que en este caso es de 69 kV, es decir que la entrada de 69 kV es un punto de conexión que hay entre la red de transmisión y la subestación.

2.3.2. PARARRAYO

Es un terminal externo que proporciona protección externa de la estructura ante posibles impactos directos de rayos. Para ello, los pararrayos siempre deben instalarse encima de la parte más alta del edificio o estructura a proteger, y son los encargados de interceptar la descarga del rayo y conducirla de forma segura hasta tierra.



Figura 2. Pararrayo

Fuente: (PARARRAYOS INGESCO PDC, 2011)

2.3.3. SECCIONADOR

Un seccionador es un dispositivo de conexión que sólo puede funcionar cuando no hay corriente en el circuito, es decir, sin carga, incluso si hay voltajes.

Los seccionadores son una parte importante de las subestaciones y redes de distribución. En subestaciones se utiliza como elemento divisorio visible en la entrada y salida de equipos como transformadores de potencia y transformadores.

También se encuentran disponibles barras colectoras, divisores, interruptores e interruptores de línea. Es más adecuado para la consolidación, transporte, distribución y reconfiguración de líneas en la red de distribución.



Figura 3. Seccionador

Fuente: (Seccionadores M.T, 2014)

2.3.4. DPS (DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES)

Los dispositivos de protección contra sobretensiones limitan las sobretensiones que se producen en la atmósfera y modifican el flujo de corriente hacia tierra, limitando la potencia de las ondas a valores que no dañen las instalaciones eléctricas, equipos electrónicos y controles. La protección contra cortocircuitos proporciona suficiente resistencia a fallas transitorias, pero este valor de impedancia cambia drásticamente en respuesta a una sobretensión. En otras palabras, el alto voltaje se cortocircuita a tierra hasta que cae el nivel de corriente [7].



Figura 4. DPS (dispositivos de protección contra sobretensiones)

Fuente: (Descargadores de Sobretensión, 2017)

2.3.5. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Un transformador de corriente es un dispositivo que reduce la corriente máxima en el devanado primario a un valor menor en el secundario. Se utiliza principalmente cuando la corriente es demasiado alta para medirla con precisión. Esta es una manera conveniente de manejar de manera segura cargas costosas que pasan por las líneas de tránsito [8].



Figura 5. Transformador de corriente

Fuente: (Transformadores de Corriente Por Anju Thangam Joy abril 08, 2022)

2.3.6. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Es aquel que convierte el voltaje de un valor alto a un valor bajo. El voltaje se reduce a límites seguros que se pueden medir fácilmente con dispositivos de bajo voltaje, como un medidor de potencia.

Corren a lo largo o paralelos a las líneas y se miden para registrar errores angulares o de proporción. Este está diseñado para controlar voltajes en terminales monofásicos y trifásicos, contiene un devanado principal con devanado primario y secundario de alto voltaje.

El transformador de potencial permite que el medidor tome lecturas de una conexión de servicio eléctrico sin fallas con un voltaje más alto que el que el medidor puede manejar para fines eléctricos [9].



Figura 6. Transformador de potencial

Fuente: (TIPOS y APLICACIONES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIAL, 2021)

2.3.7. DISYUNTOR DE 69 KV

Es un dispositivo eléctrico de gran tamaño que interrumpe o cierra un circuito eléctrico en condiciones normales de funcionamiento o cuando hay una falla, en este caso con una capacidad de 69 kV. Estos equipos eléctricos básicos son los principales equipos de conexión y desconexión de los equipos eléctricos instalados en la subestación [10].



Figura 7. Disyuntor de 69 kV

Fuente: (Equipos Primarios de una Subestación Eléctrica, 2020)

2.3.8. TRANSFORMADOR DE POTENCIA 16 MVA

Un Transformador de Potencia de 16 MVA es un dispositivo utilizado en subestaciones eléctricas para transformar la tensión de la corriente eléctrica. La capacidad de 16 MVA indica que este transformador puede manejar una gran cantidad de energía.

El transformador de potencia consta de dos bobinas, una primaria y una secundaria, que están aisladas entre sí. La bobina primaria está conectada al sistema de alta tensión, mientras que la bobina secundaria está conectada al sistema de baja tensión.

El objetivo principal del transformador de potencia es aumentar o disminuir la tensión de la corriente eléctrica según sea necesario para la transmisión o distribución de energía. Esto se logra mediante la relación de transformación entre las bobinas primaria y secundaria [11].



Figura 8. Transformador de potencia 16 MVA

Fuente: (Fabricante de Transformadores 69/13.8KV 18/24MVA Transformador de Potencia de 16 MVA OLTC, 2016)

2.3.9. DISYUNTOR 13.8 KV

Es un dispositivo de conmutación similar al disyuntor de 69 kV, pero se utiliza para interrumpir la corriente eléctrica en el sistema de 13.8 kV, en el cual, proporciona protección y control en el nivel de distribución de la subestación eléctrica.

2.3.10. SALIDA DE 13.8 KV

Es el punto de salida de la subestación en el cual se conectan las líneas de distribución en este caso (13.8 kV).

2.4. INTRODUCCIÓN AL SISTEMA ENCAPSULADO (SF6)

El sistema encapsulado es un tipo de subestación eléctrica que utiliza El gas hexafluoruro de azufre (SF6) se utiliza como aislante y refrigerante de arco para equipos y piezas de alto voltaje. El SF6 permite trabajar con niveles de voltaje más altos, lo que reduce la necesidad de cables de gran longitud para transmitir la misma potencia. El acortamiento de cables contribuye a la eficiencia del sistema al minimizar las pérdidas en la transmisión de energía eléctrica [12].

Estas instalaciones están compuestas por los siguientes módulos o celdas de encapsulamiento:

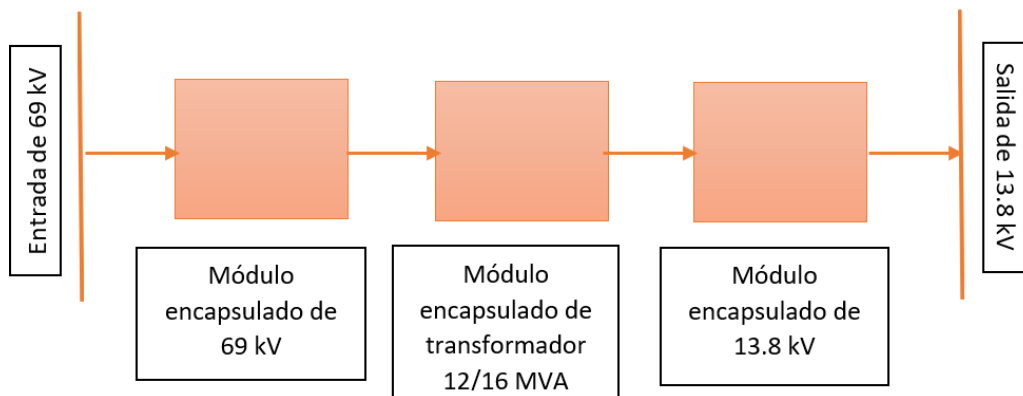


Figura 9. Introducción al sistema encapsulado (SF6).

Fuente: los autores

Según la **figura 10** para el primer módulo de una subestación de 69 kV utilizamos una celda de encapsulado modelo ELK-04 ABB, el cual contiene los siguientes elementos:

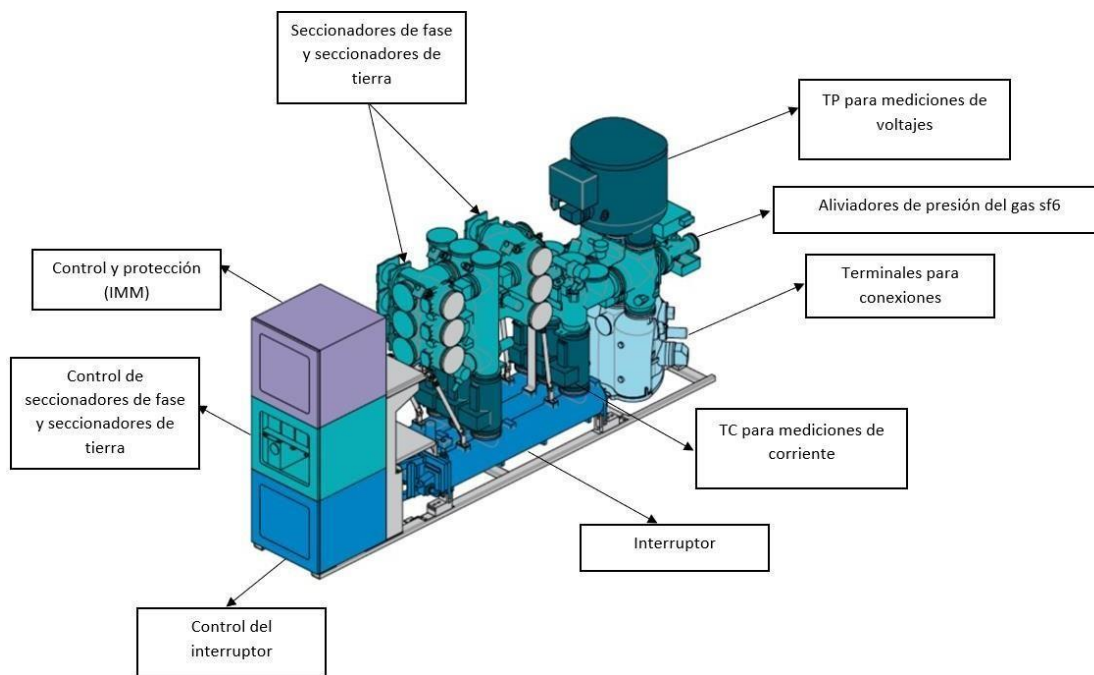


Figura 10. Partes del módulo encapsulado de 69 kV modelo ABB ELK-04
Fuente: (DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN BLINDADA TEGUISE 66 KV/20 KV, 2016)

2.4.1. CONTROL DE SECCIONADORES DE FASE Y SECCIONADORES DE TIERRA

El control de seccionadores de fase y seccionadores de tierra en una subestación tipo GIS (Gas Insulated Substation) se refiere al sistema o dispositivo utilizado para operar y controlar estos componentes.

2.4.2. SECCIONADORES DE FASE Y SECCIONADORES DE TIERRA

El dispositivo que controla los seccionadores de fase y de puesta a tierra se encuentra ubicado en la parte frontal de las celdas, y contiene todos los componentes necesarios para su funcionamiento. Este mecanismo está conectado mediante cables al panel de control principal [15].

Los indicadores de posición y los controles manuales están estratégicamente ubicados en la cabina de accionamientos, lo que facilita su acceso y uso.

Los seccionadores de fase son dispositivos que permiten conectar y desconectar diferentes secciones del circuito eléctrico de forma visible. Su función principal es suspender tramos del circuito para realizar maniobras de operación. Los seccionadores de fase pueden cortar tramos de forma visible y se utilizan para aislar secciones del circuito eléctrico. También existen interruptores-seccionadores, que funcionan de manera similar a un interruptor normal, pero su apertura se puede apreciar visualmente. Los seccionadores de tierra son dispositivos utilizados para conectar a tierra una parte del circuito eléctrico durante trabajos y reparaciones en algunas partes de los circuitos eléctricos. Estos seccionadores aseguran una distancia de aislamiento entre terminales de cada polo y se utilizan para garantizar la seguridad durante las operaciones de mantenimiento.

2.4.3. ALIVIADORES DE PRESIÓN DEL GAS SF6

Los aliviadores de presión del gas SF6 son componentes utilizados en subestaciones tipo GIS para controlar y mantener la presión del gas SF6 dentro de los límites seguros en el equipo. El gas SF6 se utiliza como aislante en equipos de alta tensión debido a sus propiedades dieléctricas y de extinción de arco. Los aliviadores de presión del gas SF6 ayudan a garantizar un funcionamiento seguro y confiable del equipo eléctrico al controlar la presión del gas SF6.

2.4.4. CONTROL DEL INTERRUPTOR

El control del interruptor en una subestación tipo GIS se refiere al sistema o dispositivo utilizado para operar y controlar el funcionamiento del interruptor eléctrico.

2.4.5. INTERRUPTOR

El interruptor de la celda se basa en accionamientos auto-eyectables, lo que significa que hay una unidad por cada polo, es decir, tres unidades monofásicas en total. Los polos están contenidos dentro de una envolvente metálica de forma cilíndrica. El interruptor se encuentra alojado en un compartimento que tiene una envolvente monofásica y utiliza gas SF₆ para extinguir el arco eléctrico [15].

Este sistema requiere una cantidad mínima de energía para su operación y carga. Para abrir y cerrar el interruptor se utiliza un sistema de muelle de torsión que acciona un resorte.

2.4.6. CONTROL Y PROTECCIÓN (IMM)

El control y protección (IMM) en una subestación tipo GIS se refiere a los sistemas y dispositivos utilizados para controlar y proteger los equipos y sistemas eléctricos. Estos sistemas y dispositivos incluyen relés de protección, sistemas de monitoreo y control, y otros componentes que garantizan un funcionamiento seguro y confiable del sistema eléctrico. El control y protección (IMM) se utiliza para detectar y responder a condiciones anormales, como sobrecargas, cortocircuitos y fallas a tierra, con el fin de proteger los equipos y prevenir daños mayores.

2.4.7. TERMINALES PARA CONEXIONES

Las terminales para conexiones en una subestación tipo GIS son componentes utilizados para conectar y terminar cables y conductores en equipos y sistemas eléctricos. Estas terminales proporcionan un punto de conexión seguro y confiable para los cables y conductores, asegurando una conexión eléctrica adecuada.

2.4.8. TC PARA MEDICIONES DE CORRIENTE

Los TC (Transformadores de Corriente) son dispositivos utilizados en subestaciones tipo GIS para medir corrientes eléctricas en sistemas de alta tensión. Los TC se utilizan para reducir la corriente de alta tensión a un nivel seguro y medible. Estos transformadores permiten la medición precisa de la corriente eléctrica y se utilizan en aplicaciones de protección, control y monitoreo del sistema eléctrico.

2.4.9. TP PARA MEDICIONES DE VOLTAJES

Los TP (Transformadores de Potencial) son dispositivos utilizados en subestaciones tipo GIS para medir voltajes en sistemas de alta tensión. Los TP se utilizan para reducir el voltaje de alta tensión a un nivel seguro y medible. Estos transformadores permiten la medición precisa del voltaje eléctrico y se utilizan en aplicaciones de protección, control y monitoreo del sistema eléctrico [14].

2.5. MÓDULO DEL TRANSFORMADOR DE PODER 12/16 MVA

El transformador de 12/16 MVA está encargado de transformar la tensión de la corriente eléctrica en un sistema de potencia. La designación "12/16 MVA" indica que el transformador tiene una capacidad de transformación de potencia de 12 MVA en la bobina primaria y 16 MVA en la bobina secundaria. En este módulo utilizaremos un modelo de transformador Dry SPT con una capacidad de tensión nominal de hasta 72.5 kV, con una potencia nominal de hasta 40 MVA, normas estándar IEC EN 60076-11, CENELEC HD 464, DIN 42563 el cual será adaptado de tal manera que permitirá cumplir con el respectivo funcionamiento de la subestación [13].



Figura 11. Módulo del transformador de poder 12/16 MVA

Fuente (Transformador Seco HiDry, 2023)

2.6. MÓDULO DE MEDIA TENSIÓN 13.8 KV

Para la parte de 13.8 kV se utilizará un módulo o sección celda ZX 1.2, en la **Figura 12** se muestra la celda y los elementos que contiene:

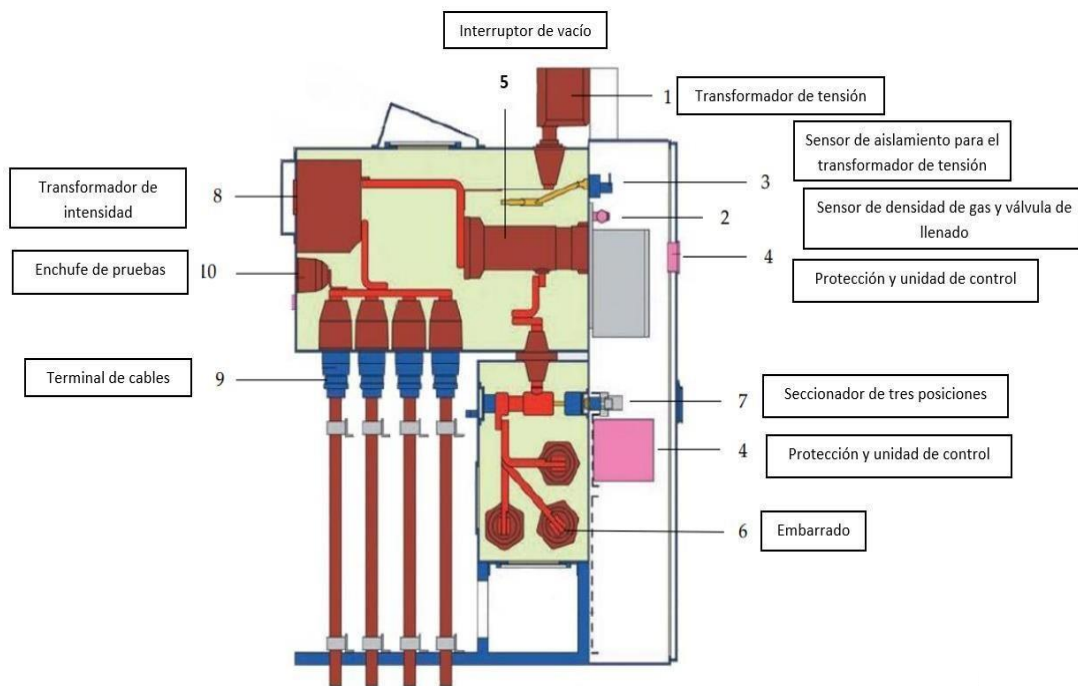


Figura 12. Partes del módulo encapsulado de media tensión 13.8 kV modelo ZX1.2

Fuente: (DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN BLINDADA TEGUISE 66 KV/20 KV, 2016)

2.6.1. TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

Es un dispositivo que se utiliza para medir la tensión en el sistema eléctrico. Transforma la tensión del sistema a un nivel adecuado para su medición y protección. El transformador de tensión proporciona una señal proporcional a la tensión del sistema que se utiliza para monitorear y controlar la operación de la celda.

2.6.2. SENSOR DE DENSIDAD DE GAS Y VÁLVULA DE LLENADO

El sensor de densidad de gas se utiliza para medir la densidad del gas aislante, como el SF₆, en la celda. Esto permite monitorear la integridad del aislamiento y detectar posibles fugas. La válvula de llenado se utiliza para agregar o reemplazar el gas aislante en la celda cuando sea necesario, asegurando un nivel adecuado de aislamiento.

2.6.3. SENSOR DE AISLAMIENTO PARA EL TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

Este sensor se utiliza para monitorear el nivel de aislamiento del transformador de tensión. Permite detectar posibles fallas o degradación del aislamiento y tomar medidas preventivas para garantizar un funcionamiento seguro y confiable.

2.6.4. PROTECCIÓN Y UNIDAD DE CONTROL

Esta unidad se encarga de supervisar y controlar la operación de la celda. Incluye dispositivos de protección, como relés, que detectan y responden a condiciones anormales, como cortocircuitos o sobrecargas. La unidad de control coordina las acciones de protección y garantiza un funcionamiento seguro y eficiente de la celda.

2.6.5. INTERRUPTOR DE VACÍO

Es un elemento de control que puede transportar, conectar y desconectar de forma segura corrientes de red en condiciones normales o de falla a través de contactos que operan como parte del sistema de mantenimiento. Una botella o cámara de vacío tiene la función de extinguir los arcos eléctricos.

2.6.6. EMBARRADO

Es un conjunto de barras conductoras que se utilizan para conectar los diferentes componentes de la celda y distribuir la energía eléctrica de manera eficiente. El embarrado proporciona una conexión segura y confiable entre los componentes de la celda.

2.6.7. SECCIONADOR DE TRES POSICIONES

Es un dispositivo de conmutación que permite conectar o desconectar una parte específica del sistema eléctrico. Tiene tres posiciones: abierto, cerrado y tierra. Se utiliza para aislar secciones del sistema para mantenimiento o en caso de emergencia, proporcionando una conexión segura y confiable.

2.6.8. TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD

Es un componente que se utiliza para medir la corriente en el sistema eléctrico. Transforma la corriente del sistema a un nivel adecuado para su medición y protección. El transformador de intensidad proporciona una señal proporcional a la corriente del sistema que se utiliza para monitorear y controlar la operación de la celda.

2.6.9. TERMINAL DE CABLES

Son aquellos puntos de conexión para los cables que ingresan y salen de la celda, la cual, permiten una conexión segura y confiable de los cables al sistema eléctrico, asegurando una transferencia de energía eficiente.

2.6.10. ENCHUFE DE PRUEBAS

Es un conector especializado que se utiliza para realizar pruebas y mediciones en la celda, este permite la conexión de equipos de prueba sin la necesidad de interrumpir el suministro de energía, facilitando el diagnóstico y mantenimiento de la celda.

2.7. PÉRDIDAS EN EL COBRE

La pérdida de cobre se refiere al desperdicio de calor o energía que ocurre cuando una corriente eléctrica fluye a través de un bobinado o devanado en un dispositivo eléctrico. Por ejemplo, en transformadores, las bobinas de cobre o aluminio permiten el paso de corriente eléctrica, y este fenómeno se conoce como pérdida de cobre, incluso si el devanado no está hecho de cobre en sí mismo.

En dispositivos como transformadores, las corrientes eléctricas son transferidas a través de ellos para ser dirigidas hacia otro circuito. Durante esta transferencia, parte de la energía se convierte en calor. La pérdida de cobre representa la disipación de esta energía en forma de calor, ya que el dispositivo no aprovecha este calor y simplemente se dispersa en el entorno circundante.

Para el cálculo de pérdidas en el cobre (P_{cu}) se define la siguiente fórmula:

$$P_{cu} = I^2 * R \quad [1]$$

2.8. RENDIMIENTO

La noción de rendimiento está intrínsecamente vinculada al concepto de trabajo en el contexto de la operación de una máquina. Cuando una máquina se emplea para convertir energía mecánica en energía eléctrica o energía térmica en energía mecánica, su rendimiento puede ser conceptualizado como la relación entre el trabajo de salida (trabajo útil) y el trabajo de entrada (trabajo producido), o como la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada, o bien como la relación entre la energía de salida y la energía de entrada.

El rendimiento de cualquier máquina se caracteriza por:

$$n = \frac{P_s}{P_a} \quad [2]$$

Donde:

P_s : Potencia suministrada.

P_a : Potencia absorbida.

P_p : Potencia perdida.

Cuando esta se comporta como generador el rendimiento se calcula:

$$ng = \frac{P_s}{P_s + P_p} \quad [3]$$

CAPITULO III

3.1. COMPARACIÓN TÉCNICA ENTRE SUBESTACIONES AIS Y GIS

La comparación técnica entre las subestaciones AIS (Aire Aislado) y GIS (Gas Aislado) es esencial para comprender las diferencias fundamentales en su diseño y funcionamiento. En una subestación AIS, el aislamiento se logra mediante el aire, mientras que, en una subestación GIS, se utiliza gas aislante, generalmente hexafluoruro de azufre (SF₆). Esto impacta directamente en aspectos como la configuración, la tensión, la corriente y la eficiencia.

En términos de configuración, las subestaciones GIS ocupan un espacio significativamente menor en comparación con las AIS, ya que el gas aislante permite reducir las distancias de separación. Esto es crucial en entornos urbanos donde el espacio disponible es limitado. Además, las subestaciones GIS tienden a ofrecer mayor flexibilidad en la disposición de equipos debido a su diseño compacto.

En cuanto a la tensión y la corriente, ambos tipos de subestaciones pueden manejar niveles elevados, pero la tecnología GIS ha demostrado ser más eficiente en la transmisión de energía a niveles de voltaje extremadamente altos.

La mayor capacidad de carga de las subestaciones GIS puede ser una ventaja en proyectos que requieren una transmisión eficiente de grandes cantidades de energía. La eficiencia es un factor clave en la comparación técnica. Las subestaciones GIS, al tener componentes más compactos y reducir las pérdidas de energía, tienden a ser más eficientes en términos de transmisión y distribución. Sin embargo, la eficiencia también puede depender de factores específicos del proyecto y de la calidad de los equipos utilizados en cada tipo de subestación.

En resumen, la comparación técnica revela que mientras que las subestaciones AIS y GIS comparten similitudes en términos de capacidad de manejar altos niveles de tensión y corriente, las GIS destacan por su diseño compacto y eficiencia en la transmisión de energía, especialmente en entornos con limitaciones de espacio.

3.2. COMPARACIÓN DE TAMAÑO EN SUBESTACIONES AIS Y GIS

El análisis comparativo del tamaño entre subestaciones AIS (Aire Aislado) y GIS (Gas Aislado) constituye un elemento crucial en la evaluación integral de estas tecnologías. La dimensión física de las subestaciones desempeña un papel fundamental en la planificación del espacio, la ubicación geográfica y la viabilidad general de un proyecto eléctrico. En la **Figura 13** se muestra una breve comparación de tamaño entre las 2 subestaciones de manera dimensional.

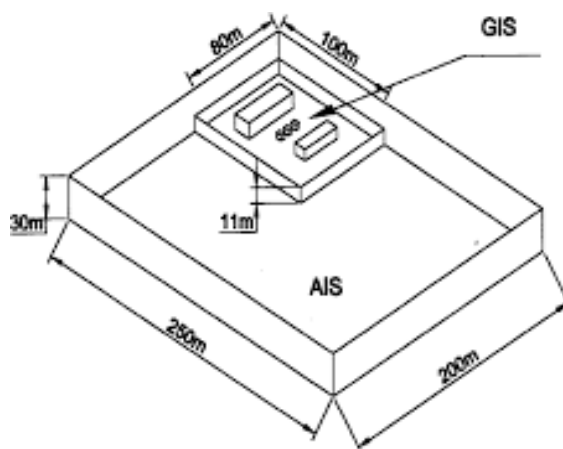


Figura 13. Comparación de Tamaño en Subestaciones AIS y GIS

Fuente: (SUBESTACIONES ELECTRICAS DE ALTA TENSION AISLADAS EN GAS, 2002)

3.2.1. TAMAÑO DE LAS SUBESTACIONES AIS

Las subestaciones AIS, al emplear aire como medio aislante, tienden a ocupar un espacio considerablemente mayor en comparación con sus contrapartes GIS. Este fenómeno se atribuye, en parte, a la necesidad de mantener distancias de seguridad y aislamiento entre los componentes, lo que implica la utilización de estructuras y aisladores de mayor tamaño.

La disposición abierta de los equipos en subestaciones AIS contribuye a su mayor envergadura física.

Además, la separación necesaria entre fases y la configuración de los interruptores y transformadores pueden requerir extensiones significativas del terreno. Este aspecto, si bien puede ser una consideración menor en áreas con amplio espacio disponible, puede limitar las opciones de ubicación en zonas urbanas densamente pobladas.

3.2.2. TAMAÑO DE LAS SUBESTACIONES GIS

En contraste, las subestaciones GIS, al aprovechar la propiedad de aislamiento del gas SF₆ y la encapsulación compacta de los componentes, exhiben un tamaño substancialmente reducido, el cual es del 10 % al 15 % del tamaño de una subestación convencional. La naturaleza hermética de los compartimentos GIS permite la proximidad física de los equipos, resultando en una huella de terreno significativamente más pequeña.

La compacidad de las subestaciones GIS no solo facilita su instalación en áreas con limitaciones de espacio, como entornos urbanos, sino que también posibilita una mayor flexibilidad en la planificación y el diseño de proyectos. La menor extensión del terreno requerido puede traducirse en costos reducidos de adquisición de tierras y una integración más eficiente en infraestructuras existentes.

3.2.3. CONSIDERACIONES ADICIONALES EN LA COMPARACIÓN DE TAMAÑO

La comparación de tamaño entre subestaciones AIS y GIS va más allá de la simple área ocupada. Se debe considerar la altura de las instalaciones, especialmente en subestaciones GIS que pueden tener estructuras más altas debido a la necesidad de contener el gas SF₆. La verticalidad de las subestaciones GIS puede influir en aspectos como la visibilidad, las restricciones de zonificación y la integración estética en entornos urbanos. Asimismo, es esencial evaluar las implicaciones logísticas y de construcción asociadas con el tamaño de las subestaciones. La movilización de equipos, la instalación de cimientos y la infraestructura de soporte deben adaptarse al tamaño específico de cada tecnología.

3.3. COMPARACIÓN ECONÓMICA ENTRE SUBESTACIONES AIS Y GIS

La comparación económica entre subestaciones AIS y GIS implica evaluar los costos asociados con la inversión inicial, la operación y el mantenimiento a lo largo de la vida útil de las instalaciones. Cada tipo de subestación presenta características económicas únicas que deben ser consideradas cuidadosamente en la toma de decisiones. En términos de inversión inicial, las subestaciones GIS suelen requerir una inversión más significativa debido a la complejidad de su diseño y la tecnología avanzada utilizada en la construcción. El costo de los equipos, como los interruptores y transformadores, así como la instalación de sistemas de gas aislante, contribuye a este mayor costo inicial.

3.3.1. COSTOS DE UNA SUBESTACIÓN AIS

Los costos asociados con la construcción, operación y mantenimiento de una subestación AIS (Aire Aislado) son multifacéticos y pueden variar según diversos factores, como la capacidad de la subestación, su ubicación, la tecnología de los equipos utilizados y los requisitos específicos del proyecto.

A continuación, se mencionan los aspectos clave relacionados con los costos de una subestación AIS:

- Costos de Ingeniería y Diseño
- Costos de Equipamiento
- Costos de Construcción Civil
- Costos de Infraestructura Eléctrica
- Costos de Control y Protección
- Costos de Tierra y Permisos
- Costos de Mano de Obra
- Costos de Puesta en Marcha y Pruebas
- Costos de Operación y Mantenimiento
- Costos Ambientales y de Cumplimiento

3.3.2. COSTOS DE UNA SUBESTACIÓN GIS

Los costos asociados con una subestación GIS abarcan diversos aspectos, desde la ingeniería y diseño hasta la construcción, operación y mantenimiento. A pesar de tener los mismos aspectos claves con los costos de una subestación AIS, el precio es mayor dado a su grado de tecnología.

3.4. COMPARACIÓN AMBIENTAL ENTRE SUBESTACIONES AIS Y GIS

La comparación ambiental entre subestaciones AIS y GIS es crucial en un contexto donde la sostenibilidad y la reducción del impacto ambiental son prioritarios. Ambas tecnologías tienen implicaciones medioambientales distintas que deben evaluarse en términos de emisiones, ruido, uso del suelo y disposición de residuos.

En lo que respecta a las emisiones, las subestaciones GIS, al utilizar gas SF₆ como aislante, pueden generar emisiones de gases de efecto invernadero. El SF₆ es un gas con un potencial de calentamiento global significativo. Las subestaciones AIS, al depender del aire como aislante, tienen menores emisiones directas de gases de efecto invernadero, lo que las posiciona como una opción más ecológica en este aspecto.

El ruido generado por las subestaciones es otro aspecto ambiental a considerar. Las subestaciones GIS, al ser compactas, tienden a generar menos ruido en comparación con las subestaciones AIS, que pueden tener componentes más grandes y generar mayores niveles de ruido durante su funcionamiento. El uso del suelo es un factor clave, especialmente en entornos urbanos. Las subestaciones GIS, al ser más compactas, ocupan menos espacio y permiten una mayor flexibilidad en la ubicación, reduciendo así la presión sobre el uso del suelo. Las subestaciones AIS, al requerir más espacio, pueden enfrentar desafíos en entornos donde el espacio es limitado.

La disposición de residuos es otro aspecto relevante, especialmente al final de la vida útil de las instalaciones. La gestión adecuada de los materiales utilizados en las subestaciones, como el SF₆ en las GIS, es esencial para minimizar el impacto ambiental.

3.5. COMPARACIÓN DE SEGURIDAD ENTRE SUBESTACIONES AIS Y GIS

La comparación de seguridad entre subestaciones AIS y GIS es fundamental para garantizar la protección de las personas, los equipos y las instalaciones.

Ambas tecnologías presentan riesgos específicos que deben ser evaluados en términos de riesgos eléctricos, mecánicos, térmicos, químicos y biológicos.

En términos de riesgos eléctricos, ambas subestaciones enfrentan desafíos similares, como posibles arcos eléctricos y sobrecargas. Sin embargo, la tecnología GIS, al utilizar gas SF₆ como aislante, puede presentar riesgos adicionales asociados con la liberación de este gas en caso de fallo.

Los riesgos mecánicos se asocian principalmente con el funcionamiento de interruptores y otros equipos. Las subestaciones GIS, al tener componentes más compactos, pueden ofrecer ventajas en términos de reducción de riesgos mecánicos, pero requieren un mantenimiento especializado debido a la complejidad de sus sistemas.

En términos de riesgos térmicos, la disipación del calor es un aspecto crítico. Las subestaciones GIS, al ser más compactas, pueden experimentar concentraciones de calor más altas, lo que requiere un diseño cuidadoso para garantizar una disipación efectiva del calor y minimizar riesgos térmicos.

Los riesgos químicos asociados con el uso de SF₆ en subestaciones GIS son una consideración importante. Las fugas de SF₆ pueden tener impactos negativos en la salud humana y el medio ambiente. Las subestaciones AIS, al utilizar aire como aislante, presentan menor riesgo en este aspecto. En cuanto a riesgos biológicos, las subestaciones GIS y AIS no presentan diferencias significativas, ya que ambos tipos de instalaciones no están inherentemente asociados con riesgos biológicos.

3.6. COMPARACIÓN DE MANTENIMIENTO ENTRE SUBESTACIONES AIS Y GIS

La comparación de mantenimiento entre subestaciones AIS y GIS es esencial para evaluar los requisitos y la complejidad de mantener operativos estos sistemas a lo largo de su vida útil. El mantenimiento tiene implicaciones directas en la confiabilidad y disponibilidad de la subestación, así como en los costos asociados con las actividades de mantenimiento. En cuanto al tipo de mantenimiento, las subestaciones AIS suelen requerir un mantenimiento más sencillo y directo.

Los componentes como interruptores y transformadores son accesibles y pueden ser inspeccionados y mantenidos de manera eficiente.

En cambio, las subestaciones GIS, al tener componentes más compactos y sellados, pueden requerir un mantenimiento más especializado.

La frecuencia del mantenimiento es otro aspecto a considerar. Las subestaciones AIS pueden tener intervalos de mantenimiento más espaciados debido a la simplicidad de sus componentes y la facilidad de acceso. Por otro lado, las subestaciones GIS pueden necesitar inspecciones más frecuentes debido a la necesidad de monitorear el estado del gas aislante y otros componentes sellados.

La complejidad del mantenimiento es un factor crítico, especialmente en términos de recursos humanos y técnicos requeridos. Las subestaciones GIS, al tener sistemas sellados y utilizar tecnologías más avanzadas, pueden necesitar personal más especializado para realizar tareas de mantenimiento. En contraste, las subestaciones AIS pueden ser mantenidas por personal con habilidades más generalizadas.

A continuación, destacamos puntos específicos en términos de comparación de mantenimiento entre las dos subestaciones:

- **Inspecciones Visuales**

GIS: Examinar visualmente los componentes, enfocándose en posibles fugas de gas SF₆, conexiones y aisladores.

AIS: Inspeccionar estructuras aéreas, aisladores y conexiones, buscando signos de desgaste y corrosión.

- **Mantenimiento del Sistema de Aislamiento**

GIS: Monitorear y mantener el gas SF₆, verificando presión, pureza y realizando análisis de gases disueltos.

AIS: Gestionar aceite aislante y realizar pruebas de rigidez dieléctrica.

- **Pruebas de Funcionamiento**

GIS: Realizar pruebas en interruptores y seccionadores encapsulados, asegurándose de su correcto funcionamiento.

AIS: Verificar la operación de interruptores y seccionadores aéreos.

- **Inspección de Conexiones Eléctricas**

GIS: Inspeccionar conexiones eléctricas internas, asegurando que estén bien ajustadas.

AIS: Verificar conexiones eléctricas exteriores y contactos en estructuras aéreas.

- **Análisis de Gases Disueltos en Aceite**

GIS: Aplicable si hay transformadores GIS; analizar gases disueltos en el aceite.

AIS: Aplicable si hay transformadores AIS; realizar análisis de aceite.

- **Mantenimiento del Sistema de Refrigeración**

GIS: Verificar el sistema de refrigeración si es aplicable en equipos específicos.

AIS: Controlar la temperatura y ventilación de transformadores de aceite.

- **Pruebas de Pararrayos**

GIS: Inspeccionar y probar pararrayos incorporados.

AIS: Verificar la eficacia de pararrayos externos.

- **Monitoreo de Condiciones**

GIS: Implementar sistemas de monitoreo para temperatura, presión, humedad y calidad del SF₆.

AIS: Monitorear condiciones climáticas y temperatura ambiente.

- **Inspección de Estructuras y Cimentaciones**

GIS: Evaluar estructuras de soporte y cimentaciones, teniendo en cuenta el peso de los equipos.

AIS: Inspeccionar postes, torres y cimentaciones para estructuras aéreas.

- **Capacitación del Personal**

GIS: Formar al personal en el manejo del SF₆ y en procedimientos específicos del GIS.

AIS: Capacitar en procedimientos de mantenimiento para componentes aéreos.

- **Respaldo de Datos y Documentación:**

GIS y AIS: Mantener registros detallados de inspecciones, pruebas y mantenimiento para ambos sistemas.

- **Evaluación de Riesgos**

GIS y AIS: Realizar evaluaciones periódicas de riesgos, identificando amenazas potenciales.

- **Cumplimiento Normativo**

GIS y AIS: Asegurar que todas las actividades cumplan con las normativas y regulaciones locales e internacionales.

- **Modernización de Equipos**

GIS y AIS: Evaluar y modernizar equipos obsoletos según las necesidades y avances tecnológicos.

3.7. CONFIABILIDAD DE SUBESTACIONES GIS.

La confiabilidad inherente de las subestaciones GIS se manifiesta como un fenómeno multifacético, cimentado en la robustez de su diseño hermético y el empleo del gas hexafluoruro de azufre (SF₆) como medio aislante. La ingeniería precisa y la encapsulación eficaz de los componentes internos aseguran la resistencia a condiciones adversas, confiriendo a las subestaciones GIS resiliencia frente a fenómenos climáticos extremos y la corrosión potencial de elementos críticos.

Este entorno sellado, sumado a la tecnología avanzada de monitoreo, confiere una capacidad de previsión excepcional, permitiendo la detección temprana de anomalías y la aplicación de medidas correctivas proactivas. Así, la confiabilidad en la continuidad operativa se eleva, respaldada por la prolongada vida útil de las subestaciones GIS en comparación con sus contrapartes AIS.

3.8. INTERCONEXIÓN DE SUBESTACIONES.

La interconexión de subestaciones, considerada una empresa de complejidad intrincada, se presenta como un terreno propicio para la optimización de la capacidad de transmisión y la gestión estratégica de la carga. La elección entre AIS y GIS, en este contexto, se dilucida a partir de consideraciones pragmáticas, tales como la capacidad de transmisión inherente, los costos asociados y la disponibilidad de espacio.

La convergencia de ambas tecnologías en la trama de la interconexión posibilita una distribución de carga más eficiente, alumbrando las sendas de la redundancia y facultando vías alternativas en el caso de contingencias. La integración armónica en sistemas de control y gestión de la red, indiscutiblemente, subyace como determinante en la ejecución exitosa de esta sinfonía interconectiva.

3.9. TENDENCIAS EN FIABILIDAD Y DISPONIBILIDAD.

El análisis de tendencias en la fiabilidad y disponibilidad de subestaciones AIS y GIS revela un panorama evolutivo, caracterizado por una mejora constante engendrada por la adopción progresiva de tecnologías avanzadas.

Investigaciones recientes delinean unparadigma donde la detección temprana de fallos, guiada por sistemas de monitoreo avanzados, y la aplicación de medidas preventivas gestadas a partir de análisis predictivos, constituyen la vanguardia operativa.

El influjo de tecnologías emergentes, como sensores inteligentes y análisis de datos avanzados, se erige como catalizador para una gestión más inteligente y eficiente.

La digitalización, permeando la operación y el mantenimiento, desencadena una transformación que propugna por la reducción del tiempo de inactividad no planificado y la optimización del rendimiento.

3.10. ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA

El análisis de ciclo de vida, un ejercicio introspectivo que abarca desde la gestación hasta el ocaso de las subestaciones, descifra la huella ambiental en una travesía desde la fabricación hasta el desmantelamiento. Aunque las subestaciones GIS pueden ostentar emisiones más pronunciadas en su nacimiento, derivadas del uso de SF₆, su eficiencia intrínseca y la menor exigencia de mantenimiento podrían, en última instancia, obliterar este eco inicial.

Este análisis meticuloso sopesa la huella de carbono, la sostenibilidad de los materiales, y la gestión fina de los residuos, aportando un discernimiento acerca de la contribución relativa de cada tecnología al tejido medioambiental a lo largo de su ciclo de vida.

3.11. DESARROLLOS TECNOLÓGICOS EMERGENTES

La exploración de desarrollos tecnológicos emergentes en el ámbito de subestaciones AIS y GIS revela un horizonte donde la frontera de la innovación se despliega en ámbitos como la digitalización y la automatización. El tránsito hacia la era de la inteligencia artificial y el aprendizaje automático es un fenómeno que imprime un sello indeleble en la operación y el mantenimiento de estas infraestructuras.

La sinergia entre la digitalización y la automatización no solo redibuja la eficiencia operativa, sino que también reduce la incertidumbre mediante diagnósticos predictivos, optimizando la toma de decisiones.

Estos avances, en el crisol de subestaciones, manifiestan un potencial transformador, consolidando la era de la gestión eficiente en la intersección de lo analógico y lo digital.

3.12. IMPACTO EN LA RED ELÉCTRICA

El impacto en la red eléctrica, derivado de la elección entre AIS y GIS, se presenta como un compendio de consideraciones intrincadas que inciden en la estabilidad, confiabilidad y calidad de la energía.

Las subestaciones GIS, al desplegar una huella más compacta, injertan una flexibilidad geoespacial que se traduce en una gestión de carga más holística y una reducción palpable de pérdidas en la transmisión.

La capacidad de integración con sistemas de generación renovable y tecnologías inteligentes adorna la versatilidad de las subestaciones GIS, propulsándolas hacia el epicentro de una transición energética más sostenible.

La elección entre AIS y GIS, en este contexto, pivota sobre la adaptabilidad de cada tecnología a las dinámicas cambiantes de la red eléctrica y su vocación para incorporar fuentes de energía renovable con eficiencia.

3.13. ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS

Los aspectos regulatorios y normativos, como anclas que modelan la elección entre subestaciones AIS y GIS, se proyectan como vectores esenciales en la travesía hacia la conformidad. La investigación meticulosa de las normativas específicas en la ubicación geográfica del proyecto, con un enfoque amplificado en estándares medioambientales y protocolos de seguridad, deviene en una hoja de ruta necesaria para la toma de decisiones.

El horizonte normativo, en constante mutación, ejerce una influencia directa en el devenir de ambas tecnologías. El alineamiento con regulaciones locales y globales, materializado en el cumplimiento cabal de requisitos específicos, funge como bastión para eludir sanciones y engalanar la elección tecnológica con una impronta de responsabilidad normativa.

Esta revisión, matizada por una prosa más formal y técnica, refleja una profundización en la complejidad de los temas, presentando los aspectos analizados de manera más refinada y estructurada.

3.14. TABLA TÉCNICA COMPARATIVA ENTRE UNA SUBESTACIÓN AIS Y GIS

El contenido de la **Tabla 1** a la **Tabla 7** que se presentan a continuación hacen referencia a las comparaciones específicas que hay entre una subestación AIS y una GIS, de manera correspondiente al capítulo III.

Comparación Técnica entre Subestaciones AIS y GIS				
Subtema	Aspecto/Tópico	Descripción	Subestación	Observaciones
Configuración	Medio Aislante	Aire vs. Gas SF6	AIS / GIS	GIS y AIS, buen medio aislante.
	Espacial	Mayor flexibilidad en GIS	GIS	GIS es más compacta en espacios limitados, crucial en entornos urbanos.
Tamaño	AIS	Mayor ocupación de espacio.	AIS	Mayor extensión del terreno, requerimientos en áreas con espacio disponible
	GIS	Menor ocupación de espacio	GIS	compacto, más eficiente en entorno urbanos.
	Consideraciones Adicionales	Altura, logística y construcción.	GIS / AIS	Altura, visibilidad, zonificación, integración estética.

Tabla 1. Comparación técnica de configuración y tamaño entre subestaciones AIS y GIS

Económica	Inversión Inicial	Mayor en GIS	GIS	Diseño y tecnología avanzada.
				Costos de equipos y sistemas GIS.
	Costos de Subestación AIS	Ingeniería, equipamiento, construcción, operación, mantenimiento	AIS	Equipos AIS, construcción civil, infraestructura eléctrica, etc.
Costos de Subestación GIS	Ingeniería, equipamiento, construcción, operación	GIS	Equipos GIS, construcción civil, infraestructura eléctrica, etc.	

Tabla 2. Comparación técnica económica entre subestaciones AIS y GIS

Ambiental	Emisiones	Menos emisiones de GIS	AIS	Menos emisiones directas de GIE.
	Ruido	Menor en GIS	GIS	Menor impacto en gases efecto
				Componentes más compactos.
	Uso del Suelo	Menor en GIS	GIS	Mayor flexibilidad y menos presión sobre uso del suelo.
Disposición de Residuos	Gestión de SF6 en GIS	AIS	Considerar al final de vida útil.	

Tabla 3. Comparación técnica ambiental entre subestaciones AIS y GIS

Seguridad	Riesgos Eléctricos	Similar en ambos, con riesgos adicionales en GIS (SF6)	AIS / GIS	Medidas de seguridad para prevenir arcos eléctricos y sobrecargas.
	Riesgos Mecánicos	Menos en GIS debido a componentes compactos	GIS	Mayor mantenimiento especializado en GIS.
	Riesgos Térmicos	Mayor en GIS por concentración de calor	GIS	Diseño cuidadoso para disipación de calor.
	Riesgos Químicos	Fugas de SF6 en GIS	AIS	Menor riesgo en AIS.
	Riesgos Biológicos	Similar en ambos	AIS / GIS	No asociados con riesgos biológicos.

Tabla 4. Comparación técnica de seguridad entre subestaciones AIS y GIS

Mantenimiento	Tipo de Mantenimiento	Sencillo en AIS, especializado en GIS	AIS	Accesibilidad y eficiencia en AIS.
	Frecuencia del Mantenimiento	Menos frecuente en AIS	AIS	Menos intervalos debido a accesibilidad.
	Complejidad del Mantenimiento	Más en GIS	GIS	Requiere personal más especializado.
	Puntos Clave	Inspecciones visuales, mantenimiento del sistema de aislamiento, pruebas de funcionamiento	GIS / AIS	Variedad de tareas de mantenimiento específicas.
Confiabilidad	Diseño y Encapsulación	Robustez en el diseño hermético, uso de SF ₆	GIS	Resistencia a condiciones adversas, vida útil prolongada.
	Monitoreo Avanzado	Detección temprana de anomalías	GIS	Mayor capacidad predictiva, medidas correctivas proactivas.

Tabla 5. Comparación técnica de mantenimiento y confiabilidad entre subestaciones AIS y GIS

Interconexión	Optimización de la Capacidad de Transmisión	Distribución de carga en el espacio y mayor capacidad de transmisión en GIS	GIS / AIS	Gestión más eficiente, posibilidad de interconexión con tecnologías emergentes.
Tendencias	Integración de Tecnologías	Avances en automatización y digitalización	GIS / AIS	Incorporación de dispositivos inteligentes.
	Desarrollo de Nuevos materiales	Avances en materiales dieléctricos, menor impacto ambiental.	GIS / AIS	Investigación en aislamientos alternativos, tecnologías de enfriamiento.
Análisis de Ciclo de Vida	Evaluación de Impacto ambiental	Menor en GIS	GIS	Mayor duración, menor necesidad de reemplazo.
	Duración de la Vida Útil	Mayor en GIS	GIS	Potencial para una vida útil más larga.

Tabla 6. Comparación técnica de interconexión, tendencias y análisis de ciclo de vida entre subestaciones AIS y GIS

Desarrollos Tecnológicos Emergentes	Innovaciones Tecnológicas	Investigación en materiales, enfriamiento, etc.	GIS / AIS	Aislamientos avanzados, monitorización inteligente, etc.
Impacto en la Red Eléctrica	Calidad de la Energía	Mejora en GIS	GIS / AIS	Reducción de pérdidas, estabilidad, mayor capacidad de transmisión.
	Contribución a la Eficiencia Energética	Mayor en GIS	GIS / AIS	
Regulatorios y Normativos	Normativas y Estándares	Cumplimiento con regulaciones locales e internacionales	GIS / AIS	Adaptación a regulaciones y estándares cambiantes.
	Aspectos Normativos Ambientales	Evaluación de impacto ambiental.	GIS / AIS	Regulaciones sobre emisiones, disposición de residuos, etc.

Tabla 7. Comparación técnica en desarrollos tecnológicos emergente, impacto en la red eléctrica, regulatorios y normativos entre subestaciones AIS y GIS

CAPITULO IV

4.1. CÁLCULOS DE PÉRDIDAS EN EL COBRE DE SUBESTACIÓN AIS

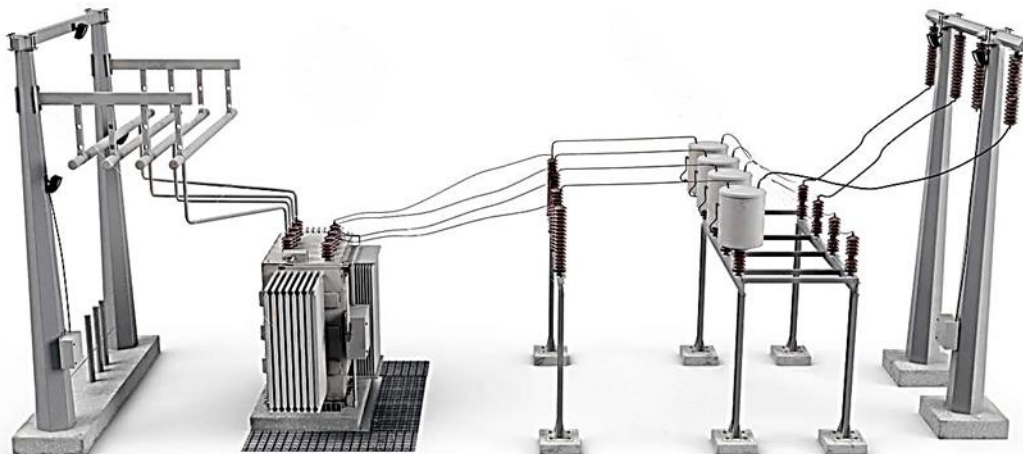


Figura 14. Modelo general de una subestación AIS

Fuente: (Equipo de energía eléctrica en una subestación en blanco. Vista lateral. Ilustración 3D, 2019).

Para este cálculo partiremos de datos que contiene la subestación Sambocity el cual son:

La entrada de 69 kV

La resistencia del cable que recorre en la parte de 69 kV

La salida de 13.8 kV

La resistencia del cable que recorre en la parte de 13.8 kV

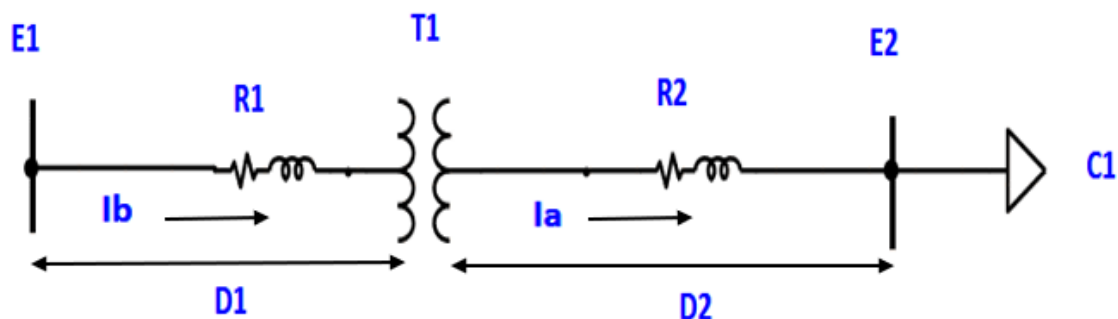


Figura 15. Circuito general de una subestación AIS

Fuente: Los autores

En la **Figura 13** podemos observar los datos que necesitaremos para realizar el cálculo de pérdida en el cobre de la subestación AIS

Datos:

$$E1 = 69 \text{ kV}$$

$$E2 = 13.8 \text{ kV}$$

$$D1 = 100 \text{ m}$$

$$D2 = 100 \text{ m}$$

$$R1 = 0.116 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$R2 = 3 \cdot 1000 \text{ MCM } \Omega/\text{km}$$

$$C = 16 \text{ MVA}$$

$$fp = 1$$

Donde:

E1: Voltaje de entrada en kilo voltios.

E2: Voltaje de salida kilo voltios.

D1: Distancia en metros del tramo 1.

D2: Distancia en metros del tramo 2.

R1: Resistencia del cable que recorre el primer tramo.

R2: Resistencia del cable que recorre el segundo tramo.

C: Carga del circuito.

Fp: Factor de potencia.

Para empezar el cálculo de pérdidas en el cobre haremos la conversión de las resistencias a Ω/m .

Para:

$$R1 = 0.116 \text{ } \Omega/\text{m}$$

$$0.116 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot \frac{1000 \text{ m}}{1 \text{ km}} = 0.000116 \frac{\Omega}{\text{m}}$$

Para:

$$R2 = 0.05829 \Omega/m$$

$$0.05829 \frac{\Omega}{km} \cdot \frac{1000 m}{1km} = 0.000116 \frac{\Omega}{m}$$

Lo mismo haremos con los voltajes de entrada y salida, haremos su conversión de kV a

V:

Para:

$$E1 = 69 kV$$

$$69kV \cdot \frac{1000 V}{1 kV} = 69000 V$$

Para:

$$E2 = 13.8 kV$$

$$13.8 kV \cdot \frac{1000 V}{1 kV} = 13800 V$$

Hallaremos la corriente que circula en la parte de 13.8 kV, es decir Ia .

$$Ia = \frac{C}{E2 \cdot \sqrt{3}} \quad [4]$$

Reemplazamos valores:

$$Ia = \frac{16MVA}{13800 \cdot \sqrt{3}}$$

$$Ia = \frac{16 \cdot 10^6 VA}{13800 \cdot \sqrt{3}}$$

$$Ia = 669.4 A$$

Utilizaremos esta corriente para hallar las pérdidas en el cobre del tramo 2

Para eso utilizaremos Ia siguiente fórmula para pérdida por fase:

$$P_{Tramo 2} = Ia^2 \cdot R2 \cdot D2 \quad [5]$$

$$P_{Tramo 2} = (669.4)^2 \cdot 0.00005829 \frac{\Omega}{m} \cdot 100m$$

$$P_{Tramo 2} = 448096.36 A \cdot 0.00005829 \frac{\Omega}{m} \cdot 100m$$

$$P_{Tramo 2} = 2611.95 W$$

Luego multiplicamos por 3 para obtener la pérdida trifásica:

$$P_{3\phi Tramo 2} = (3)(2611.95)W = 7835.86 W$$

$$P_{3\phi Tramo 2} = 7835.86 W$$

Ahora debemos hallar las pérdidas en el cobre del tramo 1, para eso necesitaremos hallar la corriente de circula en dicho tramo.

Para hallar la corriente usaremos la siguiente fórmula:

$$Ib = Ia \cdot \frac{E2}{E1} \quad [6]$$

$$Ib = 669.4 \cdot \frac{13800}{69000}$$

$$Ib = 669.4 \cdot 0.2$$

$$Ib = 133.88 A$$

Entonces con la Ib que es la corriente que circula en el lado de 69 kV, podremos usarla para calcular las pérdidas en el cobre del tramo 1.

Para esto utilizaremos la fórmula:

$$P_{Tramo 1} = Ib^2 \cdot R1 \cdot D1 \quad [7]$$

$$P_{Tramo 1} = (133.88)^2 \cdot 0.000116 \frac{\Omega}{m} \cdot 100m$$

$$P_{Tramo 1} = 17923.85 A \cdot 0.000116 \frac{\Omega}{m} \cdot 100m$$

$$P_{Tramo 1} = 207.92 W$$

Luego de calcular la pérdida por fase lo multiplicaremos por 3 para encontrar la pérdida trifásica:

$$P_{3\phi Tramo1} = (3)(207.92)W = 623.75 W$$

$$P_{3\phi Tramo1} = 623.75 W$$

Luego de obtener las pérdidas trifásicas de cada tramo, las necesitaremos para hallar las pérdidas totales en el cobre.

Para eso utilizaremos la siguiente fórmula:

$$P_{3\phi c total} = P_{3\phi Tramo1} + P_{3\phi Tramo2} \quad [8]$$

$$P_{3\phi c total} = 623.75 W + 7835.86 W$$

$$P_{3\phi c total} = 8459.61 W$$

Entonces las pérdidas totales en el cobre de la subestación AIS son de 8459.61 W. Estas pérdidas se obtuvieron en base a un factor de potencia ideal es decir $fp = 1$.

CÁLCULO/AIS		
Pérdida en el cobre	69 kV	13.8kV
P/trifásica	623.75 W	7835.86 W
P/trifásica total	8459.61 W	

Tabla 8. Resultados de cálculos de pérdidas en el cobre de la subestación AIS

4.2. CÁLCULOS DE PÉRDIDAS EN EL COBRE DE SUBESTACIÓN GIS

Teniendo de referencia la **Figura 14** detallaremos paso a paso como calcular las pérdidas en el cobre de dicha subestación



Figura 16. Modelo general de una subestación GIS

Fuente: (Isolated gas insulated switchgear (GIS) on white with clipping path, 2019).

De manera general según la ilustración tenemos dos secciones en el cual:

D1: Distancia del tramo 1

D2: Distancia del tramo 2

Para empezar, ilustraremos la subestación GIS de manera que se ilustró en los cálculos de la subestación AIS

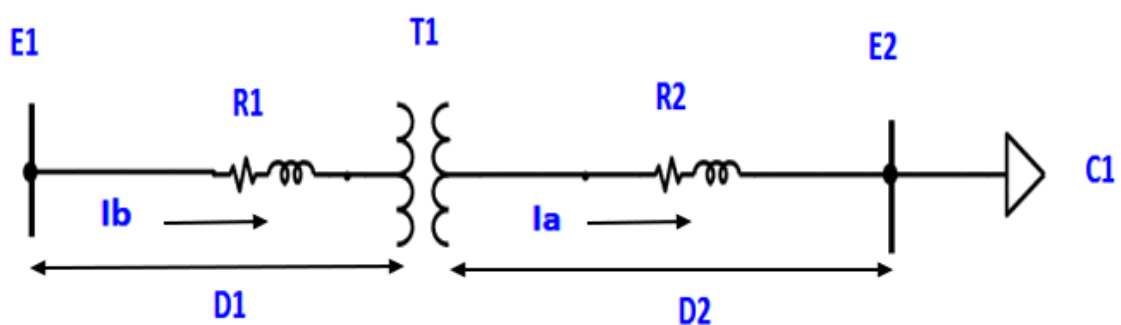


Figura 17. Circuito general de una subestación GIS

Fuente: Los autores

En la **Figura 15** podremos apreciar de manera más específica los datos que vamos a utilizar para el cálculo de las pérdidas totales en el cobre de la subestación GIS.

Partiremos de los siguientes datos:

$$E1 = 69 \text{ kV}$$

$$E2 = 13.8 \text{ kV}$$

$$D1 = 50 \text{ m}$$

$$D2 = 50 \text{ m}$$

$$R1 = 0.116 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$R2 = 3 \cdot 1000 \text{ MCM } \Omega/\text{km}$$

$$C = 16 \text{ MVA}$$

$$fp = 1$$

Donde:

E1: Voltaje de entrada en kilo voltios.

E2: Voltaje de salida kilo voltios.

D1: Distancia en metros del tramo 1.

D2: Distancia en metros del tramo 2.

R1: Resistencia del cable que recorre el primer tramo.

R2: Resistencia del cable que recorre el segundo tramo.

C: Carga del circuito.

Fp: Factor de potencia.

En comparación con los datos de la AIS, se puede notar que el único valor que cambia es la distancia en los dos tramos. Esto se debe a que la comparación de pérdidas se dará en el cobre.

Al ser una subestación encapsulada el terreno que ocupa es menor a la de una subestación AIS por ende la distancia que recorre los cables es menor, en este caso utilizaremos la mitad de la distancia recorrida de la AIS.

Teniendo en cuenta esto para empezar el cálculo de pérdidas en el cobre tendremos que convertir las unidades de las resistencias a Ω/m .

Para:

$$R1 = 0.116 \Omega/m$$

$$0.116 \frac{\Omega}{km} \cdot \frac{1000 m}{1km} = 0.000116 \frac{\Omega}{m}$$

Para:

$$R2 = 0.05829 \frac{\Omega}{m}$$

$$0.05829 \frac{\Omega}{km} \cdot \frac{1000 m}{1km} = 0.000116 \frac{\Omega}{m}$$

Continuaremos de la misma manera con los voltajes de entrada y salida convirtiendo sus unidades de kV a V.

Para:

$$E1 = 69 kV$$

$$69kV \cdot \frac{1000 V}{1 kV} = 69000 V$$

Para:

$$E2 = 13.8 kV$$

$$13.8 kV \cdot \frac{1000 V}{1 kV} = 13800 V$$

Luego de eso necesitaremos calcular la Ia que es aquella corriente que circula en el parte de 13.8 kV:

Para eso utilizaremos la siguiente fórmula de la ecuación [4]:

$$Ia = \frac{C}{E2 \cdot \sqrt{3}}$$

Reemplazamos valores:

$$Ia = \frac{16MVA}{13800 \cdot \sqrt{3}}$$

$$Ia = \frac{16 \cdot 10^6 VA}{13800 \cdot \sqrt{3}}$$

$$Ia = 669.4 A$$

La Ia que calculamos la usaremos para hallar las pérdidas en el cobre del tramo 2.

Para eso utilizaremos la siguiente fórmula para pérdida por fase de la ecuación [5]:

$$P_{Tramo 2} = Ia^2 \cdot R2 \cdot D2$$

$$P_{Tramo 2} = (669.4)^2 \cdot 0.00005829 \frac{\Omega}{m} \cdot 50m$$

$$P_{Tramo 2} = 448096.36 A \cdot 0.00005829 \frac{\Omega}{m} \cdot 50m$$

$$P_{Tramo 2} = 1305.98 W$$

Luego multiplicamos por 3 para obtener la pérdida trifásica:

$$P_{3\phi Tramo2} = (3) (1305.98) W = 3917.93 W$$

$$P_{3\phi Tramo2} = 3917.93 W$$

Ahora debemos calcular las pérdidas en el cobre del tramo 1, para eso necesitaremos hallar la Ib que es aquella que circula en el lado de 69 kV.

Para el cálculo de la Ib usaremos la siguiente fórmula de la ecuación [6]:

$$I_b = I_a \cdot \frac{E_2}{E_1}$$

$$I_b = 669.4 \cdot \frac{13800}{69000}$$

$$I_b = 669.4 \cdot 0.2$$

$$I_b = 133.88 \text{ A}$$

Luego de hallar la I_b , la usaremos para comenzar a calcular la pérdida en el cobre del tramo 1.

Utilizaremos la fórmula de la ecuación [7]:

$$P_{Tramo1} = I_b^2 \cdot R_1 \cdot D_1$$

$$P_{Tramo1} = (133.88)^2 \cdot 0.000116 \frac{\Omega}{m} \cdot 50m$$

$$P_{Tramo1} = 17923.85 \text{ A} \cdot 0.000116 \frac{\Omega}{m} \cdot 50m$$

$$P_{Tramo1} = 103.96 \text{ W}$$

Luego de calcular la pérdida por fase lo multiplicaremos por 3 para encontrar la pérdida trifásica:

$$P_{3\phi Tramo1} = (3) (103.96) \text{ W} = 311.88 \text{ W}$$

$$P_{3\phi Tramo1} = 311.88 \text{ W}$$

Luego de obtener las pérdidas trifásicas de cada tramo, las necesitaremos para hallar las pérdidas totales en el cobre.

Para eso utilizaremos la siguiente fórmula de la ecuación [8]:

$$P_{3\phi c \text{ total}} = P_{3\phi Tramo1} + P_{3\phi Tramo2}$$

$$P_{3\phi c \text{ total}} = 311.88 \text{ W} + 3917.93 \text{ W}$$

$$P_{3\phi c \text{ total}} = 4229.81 \text{ W}$$

Entonces las pérdidas totales en el cobre de la subestación GIS son de 4229.81 W. Estas pérdidas se obtuvieron en base a un factor de potencia ideal es decir $fp = 1$.

CÁLCULO/GIS		
Pérdida en el cobre	69 kV	13.8kV
P/trifásica	311.88 W	3917.93 W
P/trifásica total	4229.81 W	

Tabla 9. Resultados de cálculos de pérdidas en el cobre de la subestación GIS

4.3. SIMULACIÓN DE PÉRDIDAS EN EL COBRE DE SUBESTACIÓN AIS

Para llevar a cabo la simulación de las pérdidas en el cobre de una subestación AIS, se utilizará un diagrama que representa la subestación Sambocity. Este diagrama proporcionará instrucciones detalladas sobre los datos que se deben ingresar para realizar una simulación precisa del sistema.

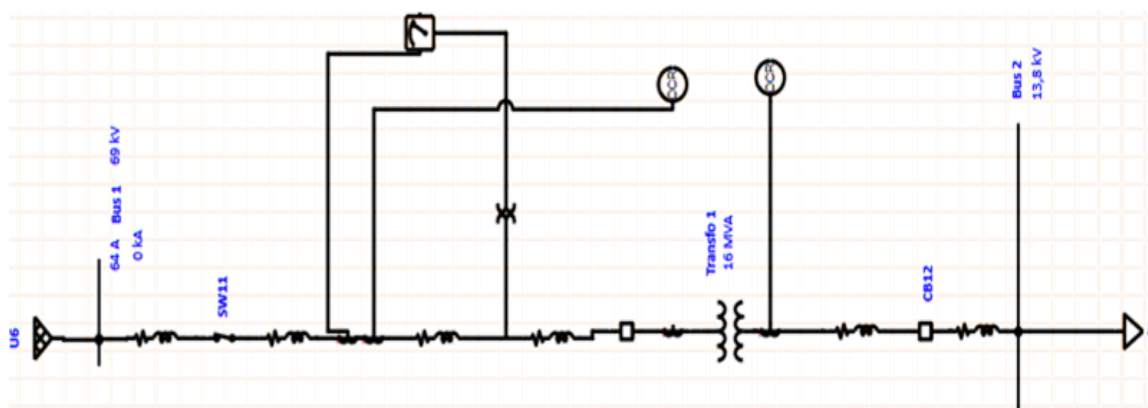


Figura 18. Diagrama unifilar de la subestación Sambocity Cnel Ep (69/13.8) kV

Fuente: Los autores

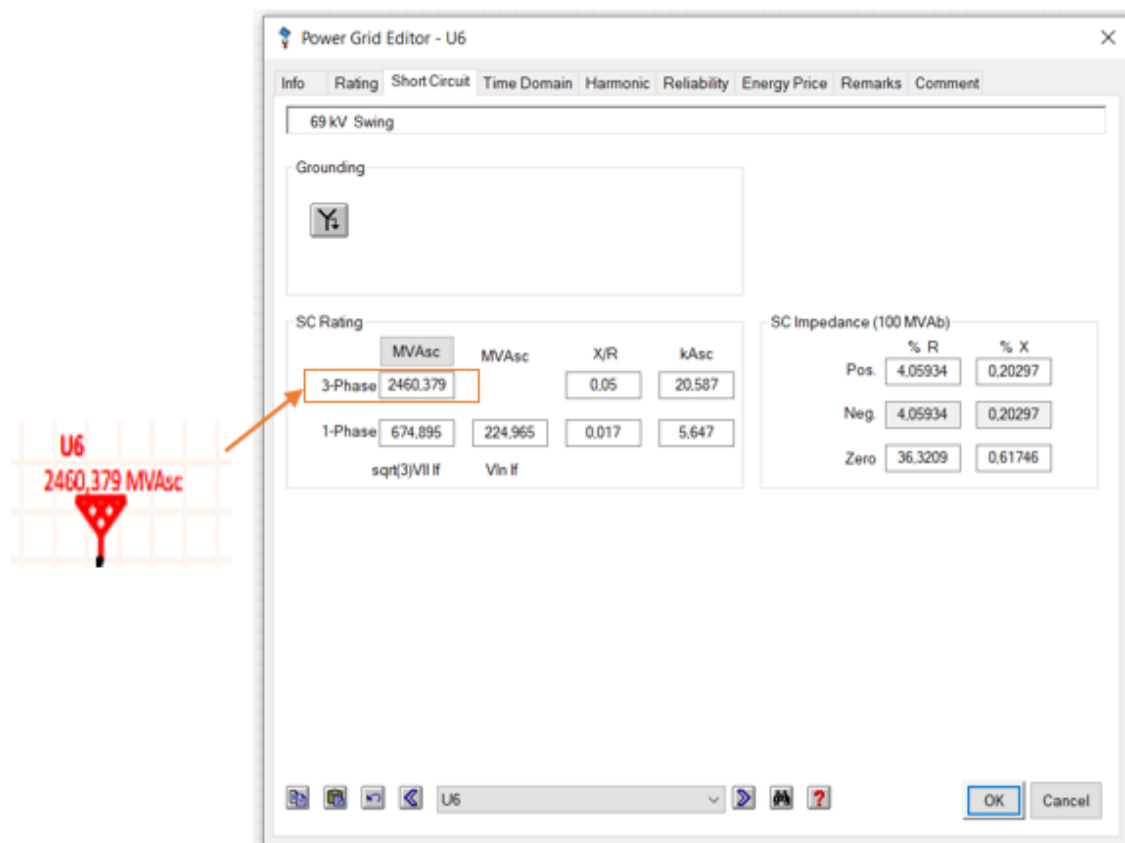


Figura 19. Ventana de short circuit componente Grid

Fuente: Los autores

Para comenzar, debemos seleccionar el Grid, que es el sistema de red de distribución utilizado para satisfacer la demanda existente.

Después de seleccionar este componente, nos dirigimos a la opción "short circuit" y en la sección trifásica ingresamos el valor de 2460,379 MVA_{sc}, el cual es la potencia que suministra la fuente. Una vez que hayamos ingresado el valor, hacemos clic en OK para guardar la información introducida.

Transmission Line Editor - Linea1

Sag & Tension	Ampacity	Compensation	Reliability	Remarks	Comment	
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance	Protection
British Standard		T1	25 °C	Code	447.60 kcmil	
ACSR	60 Hz	T2	75 °C	LYNX	30 Strands	

Info

ID: Linea1

From: Bus 1 69 kV

To: Bus52 69 kV

Revision Data

Base

Condition

Service: In Out

State: As-Built

Equipment

Tag #:

Name:

Description:

WH/Lib Selection

Library Warehouse

Connection

3 Phase 1 Phase

Length

Length: 25

Unit: m

Tolerance: 0 %

Linea1

OK Cancel

Figura 20. Ventana de información de la línea 1 de la entrada de 69 kV

Fuente: Los autores

En el siguiente paso, procederemos a seleccionar la línea 1 de la entrada de 69 kV. En la sección de la biblioteca, buscaremos el calibre del conductor que cumpla con las especificaciones resaltadas en el recuadro superior de color rojo. Después de determinar las características del calibre del conductor, introduciremos la distancia de su recorrido, que se puede observar en el recuadro inferior de color rojo, y que será de 25 metros.

Transmission Line Editor - Linea1

Sag & Tension	Ampacity	Compensation	Reliability	Remarks	Comment	
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance	Protection
British Standard		T1	25 °C	Code	447,60 kcmil	
ACSR	60 Hz	T2	75 °C	LYNX	30 Strands	

Phase Conductor

Conductor Type	R-T1 (25 °C)	R-T2 (75 °C)	Xa	Conductor Lib...
AL	0,157	0,1884	0,2734	ohms per 1 mile
Outside Diameter	GMR		Xa'	
0,77 in	0,0265 ft		0,1638	megohms per 1 mile

Ground Wire

Conductor Type	R-T1 (25 °C)	R-T2 (75 °C)	Xa	Ground Wire Lib...
AL	0,157	0,1884	0,2734	ohms per 1 mile
Outside Diameter	GMR		Xa'	Cond. Wire Lib...
0,77 in	0,0265 ft		0,1638	megohms per 1 mile

Linea1

OK Cancel

Figura 21. Ventana de parámetros de la línea 1 de la entrada de 69 kV

Fuente: Los autores

Luego de seleccionar el calibre y la longitud, nos dirigimos a la sección de parámetros para revisar que las especificaciones se hayan modificado de la manera correcta.

Al realizar la respectiva revisión, daremos click en la opción OK para poder guardar los datos ingresados.

Sag & Tension	Ampacity	Compensation	Reliability	Remarks	Comment	
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance	Protection
Southwire		T1	25 °C	Code	211.6 kcmil	
ACSR/COMP	60 Hz	T2	50 °C	4/0	6 Strands	

Info

ID: Linea2

From: Bus52 69 kV

To: Bus32 69 kV

Equipment

Tag #:

Name:

Description:

WH/Lib Selection

Library

Warehouse

Revision Data

Base:

Condition

Service: In Out

State: As-Built

Connection

3 Phase 1 Phase

Length

Length: 25

Unit: m

Tolerance: 0 %

Linea2

OK Cancel

Figura 22. Ventana de información de la línea 2 de la entrada de 69 kV

Fuente: Los autores

Para el calibre conductor de la línea 2 en el lado de 69 kV seleccionaremos la línea y nos ubicaremos en library para buscar las especificaciones que se muestran en la **figura 22**.

Luego de seleccionar las características correspondientes del conductor colocaremos su longitud que será de 25 metros.

Estas mismas determinaciones serán utilizadas para la línea 3 y la línea 4.

The screenshot shows the 'Transmission Line Editor - Linea2' window. It has a tabbed interface with 'Sag & Tension', 'Ampacity', 'Compensation', 'Reliability', 'Remarks', and 'Comment'. The 'Ampacity' tab is active, showing a table with columns: Info, Parameter, Configuration, Grouping, Earth, Impedance, and Protection. The table contains two rows of data for 'Southwire'.

Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance	Protection
Southwire		T1	25 °C	Code	211,6	kcmil
ACSR/COMP	60 Hz	T2	50 °C	4/0	6	Strands

Below the table are three sections for conductor parameters:

- Phase Conductor:** Includes fields for Conductor Type (AL), R-T1 (25 °C) (0,4287), R-T2 (50 °C) (0,5581), Xa (0,4964), Outside Diameter (0,517 in), GMR (0,01672 ft), and Xa' (0,1138). A 'Conductor Lib...' button is present.
- Ground Wire:** Includes fields for Conductor Type (AL), R-T1 (25 °C) (0,4287), R-T2 (50 °C) (0,5581), Xa (0,4964), Outside Diameter (0,517 in), GMR (0,01672 ft), and Xa' (0,1138). Buttons for 'Ground Wire Lib...' and 'Cond. Wire Lib...' are present.

The bottom of the window features a toolbar with icons for file operations and a status bar with the text 'Linea2' and 'OK' and 'Cancel' buttons.

Figura 23. Ventana de los parámetros de la línea 2 de la entrada de 69 kV

Fuente: Los autores

Luego de haber seleccionado el calibre conductor para la línea 2 iremos a la sección de parámetros para poder realizar una correcta revisión de los datos del calibre del conductor proporcionado, los cuales serán los mismos para la línea 3 y la línea 4.

Una vez que se termine de revisar guardamos los datos dando un click en el botón de OK, de esta manera evitaremos que los datos ingresados sean borrados.

En el caso del transformador, tendremos la sección de características, tal como se representa en la **figura 24**, donde ubicaremos los datos de los voltajes, tanto primario como secundario y colocaremos la relación de transformación más alta del transformador que será de 16 MVA, ubicando los datos mencionados los demás datos correspondientes se actualizan por defecto, una vez terminemos esta sección presionaremos el botón OK para guardar la información de manera correcta.

The screenshot shows the 'Rating' tab of the '2-Winding Transformer Editor - Transfo 1' window. The interface includes several sections for data entry:

- Transformer Identification:** '16 MVA ANSI Liquid-Fill Other 55/65 C' and '69 13,8 kV'.
- Voltage Rating:**

	kV	FLA	FLA	Nominal Bus kV
Prim.	69	133,9	133,9	69
Sec.	13,8	669,4	669,4	13,8
		Other 55	Other 65	
- Power Rating:**

	MVA	
Rated	16	17,92
	Other 55	Other 65
Derated	14,591	16,342

Options: Per Standard, User-Defined
- Z Base:** MVA: 16
- Alert - Max:** MVA: 16,342. Options: Derated MVA, User-Defined.
- Installation:** Altitude: 3300 m, Ambient Temp.: 30 °C.
- % Derating:** 8,8 (for both columns).
- MFR:** [Empty field]
- Type / Class:**

Type	Sub Type	Class	Temp. Rise
Liquid-Fill	Other	Other	55/65

The bottom of the window features a toolbar with icons for file operations and a status bar showing 'Transfo 1' with 'OK' and 'Cancel' buttons.

Figura 24. Ventana de rating (clasificación) del transformador de poder 16 MVA

Fuente: Los autores

The screenshot shows the '2-Winding Transformer Editor - Transfo 1' window with the 'Impedance' tab selected. The transformer is identified as '16 MVA ANSI Liquid-Fill Other 55/65 C' with a primary voltage of '69' kV and a secondary voltage of '13.8' kV. The 'Impedance' section, highlighted with an orange box, contains the following data:

	%Z	X/R	R/X	%X	%R
Positive	9,1	17	0,059	9,084	0,534
Zero	9,1	17	0,059	9,084	0,534

Below this table are buttons for 'Typical Z & X/R' and 'Typical X/R'. The 'Z Base' section shows 'MVA' set to '16' and 'Other 55'. The 'Z Variation' section shows '%Z' as '9,1' and '% Z Variation' as '0' for both '-5 % Tap' and '+5 % Tap'. The 'Z Tolerance' section shows a tolerance of '0 %'. The 'No Load Test Data' section shows '% FLA' as '0,5', 'kW' as '20', '% G' as '0,125', and '% B' as '0,484' for both 'Positive' and 'Zero' sequences. There is an unchecked checkbox for 'Buried Delta Winding' and buttons for 'Zero Seq. Impedance' and 'Typical Value'. The window title bar shows 'Transfo 1' and standard navigation icons.

Figura 25. Ventana de impedancia del transformador de poder 16 MVA

Fuente: Los autores

Luego del paso anterior, iremos a la sección de impedancias del transformador en el cual ubicaremos las impedancias secuenciales tal y como se enmarca en la **figura 25** en la parte superior.

Revisaremos que los datos hayan sido correctamente ingresados y los guardaremos para que no ocurra ningún inconveniente al momento de simular el circuito.

The screenshot shows the 'Cable Editor - Linea5' window with the following details:

Sizing - Phase	Sizing - GND/PE	Reliability	Routing	Remarks	Comment	
Info	Physical	Impedance	Configuration	Loading	Ampacity	Protection
AlcatelWire	Non-Mag.	60 Hz	Code : 500			
XLPE	100 %	15 kV	1/C CU	500	AWG/kcmil	

Other fields in the 'Info' tab include:

- ID: Linea5
- From: Bus37 (13.8 kV)
- To: Bus38 (13.8 kV)
- Revision Data: Base
- Equipment Tag #: []
- Name: []
- Description: []
- Condition: Service (In/Out), State (As-Built)
- No. of Conductors / Phase: 1
- Length: 50 m
- Tolerance: 0 %
- Library: []
- Link to Library: []
- Connection: 3 Phase / 1 Phase

Figura 26. Ventana de información de línea 5 de la parte de 13.8 kV

Fuente: Los autores

Para la sección de 13.8 kV iniciaremos con el calibre conductor de la línea 5 cuyas especificaciones se encuentran detalladas y enmarcadas en la parte superior de la **figura 26**, el cual dicta un recorrido de 50 metros de longitud. Las especificaciones del calibre las podemos encontrar en la sección de library.

Cable Editor - Linea6

Sizing - Phase	Sizing - GND/PE	Reliability	Routing	Remarks	Comment	
Info	Physical	Impedance	Configuration	Loading	Ampacity	Protection
AlcatelWire	Non-Mag.	60 Hz	Code : 1000			
XLPE	100 %	15 kV	1/C CU	1000	AWG/kcmil	

Info

ID: Linea6

From: Bus38 13.8 kV

To: Bus 2 13.8 kV

Revision Data

Base

Equipment

Tag #

Name

Description

Condition

Service: In Out

State: As-Built

No. of Conductors / Phase

1

Length

Length: 50 m

Tolerance: 0 %

Library

Library...

Link to Library

Connection

3 Phase 1 Phase

Linea6

OK Cancel

Figura 27. Ventana de información de línea 6 de la parte de 13.8 kV

Fuente: Los autores

Luego de guardar la información de los conductores anteriores, nos ubicaremos en la línea 6 que representa el último conductor de la parte de 13.8 kV.

Seleccionando de tal manera sus especificaciones respectivas tal como se detalla en la **figura 27**, de esta manera guardaremos la información y podremos observar que en la parte de 13.8 kV tendremos una distancia de 100 metros debido a que en la línea 5 y línea 6 hay un recorrido de 50 metros por cada conductor.

Static Load Editor - Load7

Info Loading **Cable/Vd** Cable Amp Time Domain Harmonic Reliability Remarks Comment

1 16 MW 0 Mvar 13,8 kV Cable Info not available

Ratings

kV MVA MW Mvar % PF Amps Grounding

13,8 16 16 0 100 669,4

Calculator...

Loading

	Loading		Load		Feeder Loss	
	Category	%	MW	Mvar	MW	Mva
1	Design	100	16	0	0	0
2	Normal	100	16	0	0	0
3	Brake	0	0	0	0	0
4	Winter Load	0	0	0	0	0
5	Summer Load	0	0	0	0	0
6	FL Reject	0	0	0	0	0
7	Emergency	0	0	0	0	0
8	Shutdown	0	0	0	0	0

Operating Load: 15,069 MW + j 0 Mvar

Load7 OK Cancel

Figura 28. Ventana de clasificación de la carga

Fuente: Los autores

Para poder hacer una correcta simulación necesitaremos una carga que permita el cierre del circuito y poder determinar las pérdidas que hay por el efecto Joule. Para las especificaciones de la carga tendremos los datos mostrados en la **figura 28**, que detalla las características de la carga instalada, es importante colocar correctamente los valores para poder obtener resultados más detallados.

Luego de tener los valores ingresados, los guardaremos correctamente dando click en el botón OK.

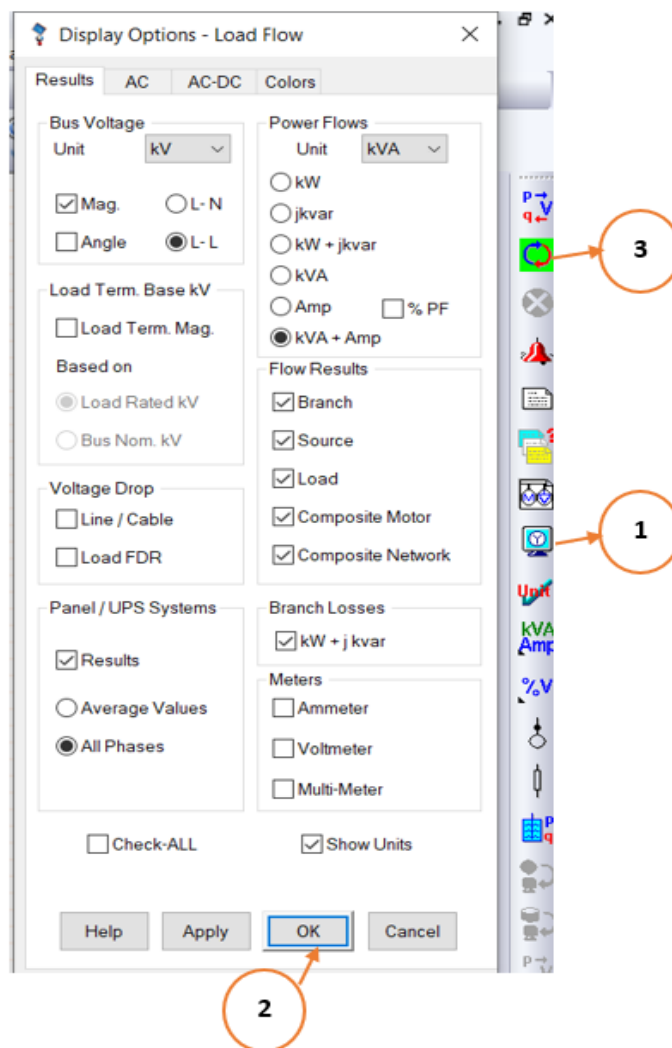


Figura 29. Ventana de opciones de flujo de carga

Fuente: Los autores

Finalmente iremos a la parte lateral derecha del programa y seleccionaremos la opción de display que en este caso es el icono señalado como opción 1, el cual nos permitirá elegir los resultados que queremos que sean mostrados en la simulación.

Una vez que decidimos los valores que queremos mostrar presionamos el botón OK y culminaremos con el último paso que en la imagen se detalla como la opción 3, ese icono es el que permite el inicio de la simulación, dando como resultado los valores que se muestran en la **figura 30**.

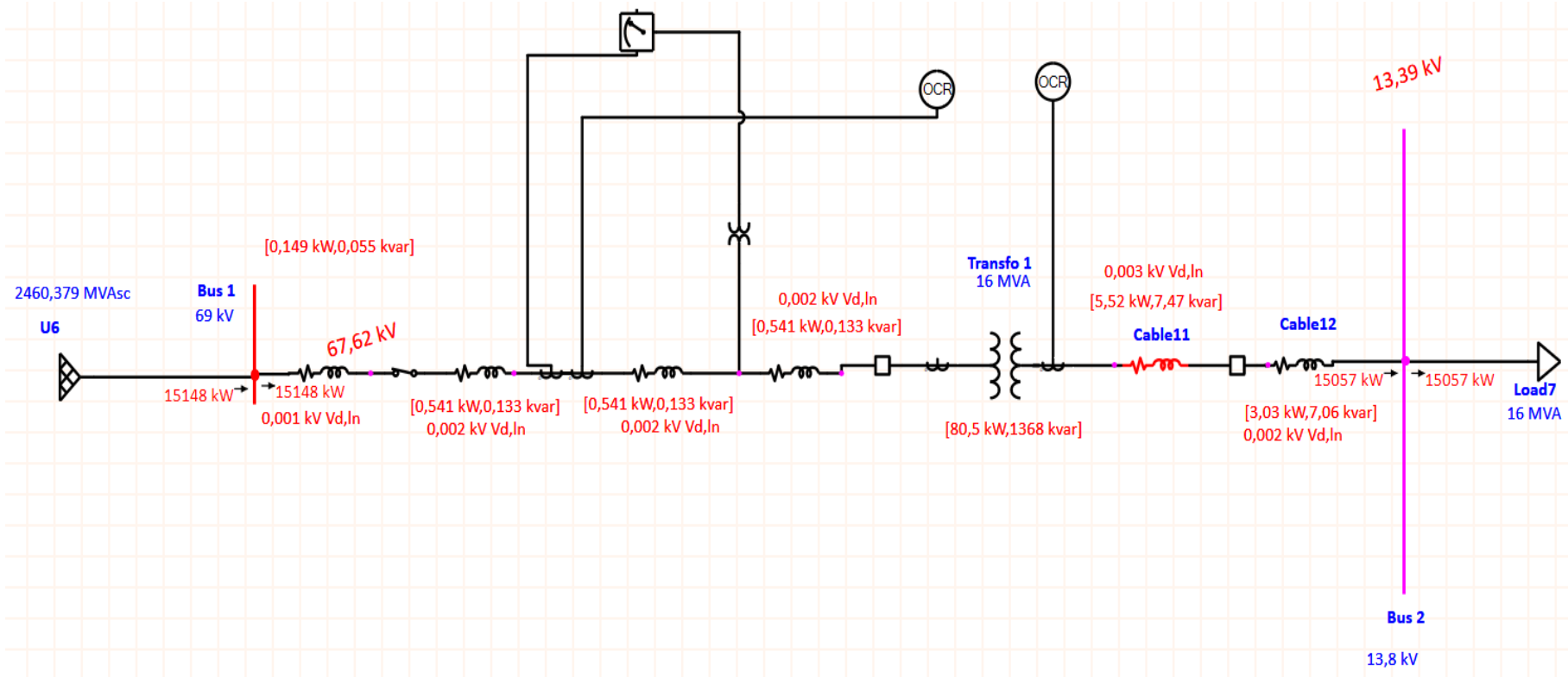


Figura 30. Simulación de pérdidas en el cobre del modelo AIS en ETAP de la subestación Sambocity

Fuente: Los autores

Mediante el uso del software Etap se hizo la simulación de la subestación AIS tomando como referencia la subestación Sambocity para obtener las pérdidas en el cobre de la resistencia de los cables en el cual para obtener las pérdidas trifásicas total en el cobre sumaremos cada una de las pérdidas de las resistencias de tal manera que obtendríamos el siguiente resultado: $0.149kW + 0.541kW + 0.541kW + 0.541kW + 5.52kW + 3.03kW = 10322 W$, teniendo en cuenta la variedad de componentes que tiene el circuito las pérdidas totales tienen una diferencia significativa a comparación a la de los cálculos.

4.4. SIMULACIÓN DE PÉRDIDAS EN EL COBRE DE SUBESTACIÓN GIS

Para la simulación del modelado GIS realizaremos el mismo procedimiento que el modelado tipo AIS, con la diferencia de que el recorrido del calibre conductor será reducido a la mitad para cada uno de ellos, como se muestra en la **figura 31**, nos dirigimos hacia la línea 1 y modificaremos la longitud del cobre el cual será de 12.5 metros.

The screenshot shows the 'Transmission Line Editor - Linea1' window. At the top, there is a table with columns: Sag & Tension, Ampacity, Compensation, Reliability, Remarks, and Comment. Below this, there are several input fields and sections:

- Info:** ID: Linea1; From: Bus 1 (69 kV); To: Bus52 (69 kV).
- Equipment:** Tag #, Name, and Description fields.
- WH/Lib Selection:** Radio buttons for Library (selected) and Warehouse.
- Revision Data:** Base field.
- Condition:** Radio buttons for In (selected) and Out; State: As-Built.
- Connection:** Radio buttons for 3 Phase (selected) and 1 Phase.
- Length:** Length: 12.5 (highlighted with a red box); Unit: m; Tolerance: 0 %.

At the bottom, there are navigation icons and buttons for OK and Cancel.

Figura 31. Ventana de información línea 1 de la entrada de 69 kV modelo GIS

Fuente: Los autores

Figura 32. Ventana de información línea 2 de la entrada de 69 kV modelo GIS

Fuente: Los autores

Para la línea 2 repetiremos el mismo paso, el cual será de reducir a la mitad la longitud del cobre, lo mismo sucederá para el conductor 3 y el conductor 4, es decir que desde la línea 1 a la línea 4 tendrán un recorrido de 12.5 metros por cada conductor que sumados su recorrido sería de 50 metros.

Figura 33. Ventana de información línea 5 de la parte de 13.8 kV modelo GIS

Fuente: Los autores

En la **figura 33**, podremos observar cómo ingresaremos al conductor 5 y tendremos las mismas características que la simulación de la AIS. Sin embargo, su recorrido de 50 metros será ahora de 25 metros debido a que estaremos modelando las pérdidas en el cobre de una subestación GIS.

Figura 34. Ventana de información línea 6 de la parte de 13.8 kV modelo GIS

Fuente: Los autores

Una vez que hayamos guardado la información de los conductores anteriores, culminaremos con el último conductor teniendo como recorrido 25 metros. Sin embargo, este conductor como el conductor de la línea 5 forman parte del lado de 13.8 kV, lo que quiere decir que esta sección tendrá un recorrido total de 50 metros. Para finalizar guardaremos la información e iniciaremos la simulación para que nos muestre los valores de las pérdidas en el cobre por cada conductor.

Para el caso de la GIS realizando la adición con los resultados de las pérdidas en el cobre obtenidos como se muestra en la **figura 35**, son los siguientes:

$$0.074kW + 0.271kW + 0.271kW + 0.271kW + 2.76kW + 1.52kW = 5167W.$$

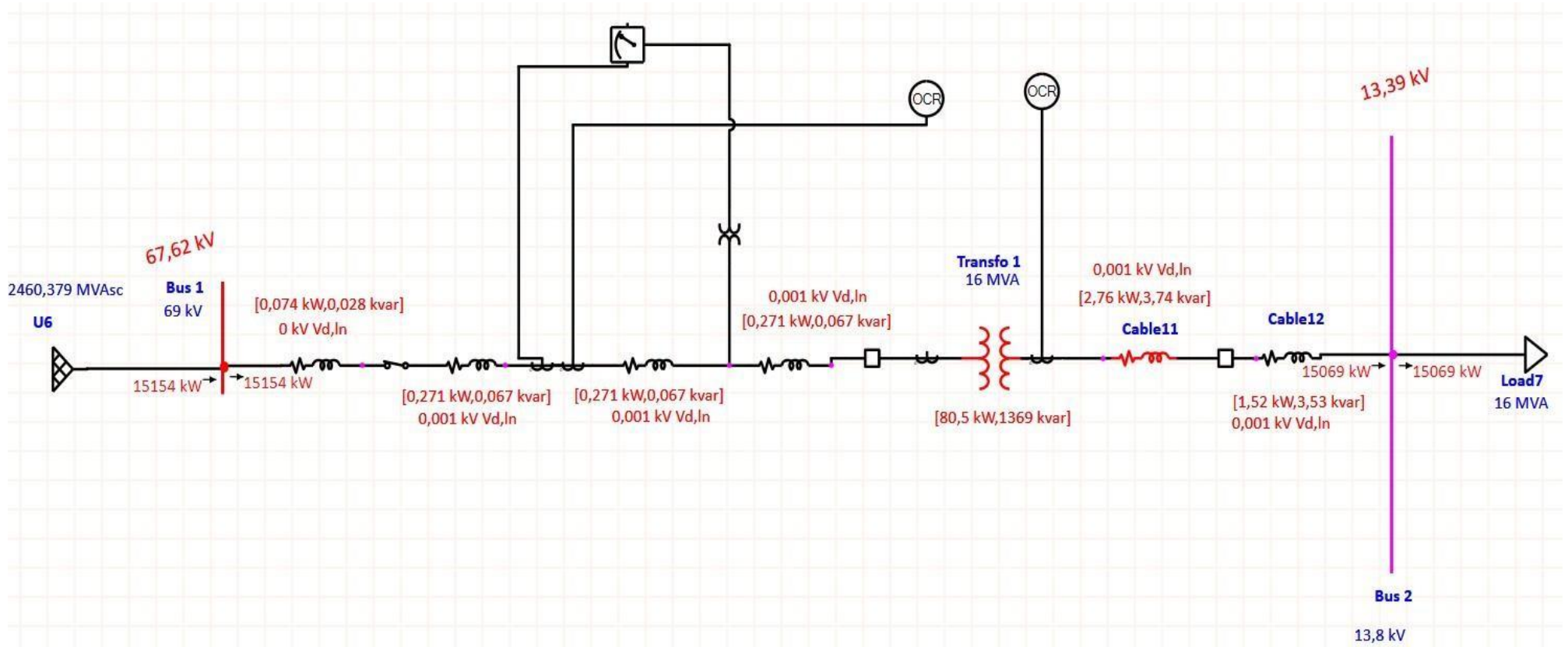


Figura 35. Simulación de pérdidas en el cobre del modelo GIS en ETAP con referencia a la subestación Sambocity

Fuente: Los autores

CAPITULO V

5.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para el respectivo análisis tendremos en cuenta los resultados obtenidos en los cálculos de pérdidas en el cobre de la subestación AIS, la subestación GIS y las simulaciones de las dos respectivas subestaciones para hacer una comparativa de las pérdidas obtenidas.

- Resultado de los cálculos de pérdidas trifásicas en el cobre de la subestación AIS:

CÁLCULO/AIS		
Pérdida en el cobre	69 kV	13.8kV
P/trifásica	623.75 W	7835.86 W
P/trifásica total	8459.61 W	

Tabla 10. Resultados de cálculos de pérdidas en el cobre de la subestación AIS

- Resultado de los cálculos de pérdidas trifásicas en el cobre de la subestación GIS:

CÁLCULO/GIS		
Pérdida en el cobre	69 kV	13.8kV
P/trifásica	311.88 W	3917.93 W
P/trifásica total	4229.81 W	

Tabla 11. Resultados de cálculos de pérdidas en el cobre de la subestación GIS

- Resultado de la simulación de pérdidas trifásicas en el cobre de la subestación AIS:

SIMULACIÓN/AIS		
Pérdida en el cobre	69 kV	13.8kV
P/trifásica	1772 W	8550 W
P/trifásica total	10322 W	

Tabla 12. Resultados de pérdidas en el cobre de la subestación AIS mediante simulación en ETAP

- Resultado de la simulación de pérdidas trifásicas en el cobre de la subestación GIS:

SIMULACIÓN/GIS		
Pérdida en el cobre	69 kV	13.8kV
P/trifásica	887 W	4280 W
P/trifásica total	5167 W	

Tabla 13. Resultados de pérdidas en el cobre de la subestación GIS mediante simulación en ETAP

Analizando los resultados obtenidos en las tablas ya mostradas que son debido a los valores y cálculos hechos y simulados podremos obtener un promedio de cada pérdida tanto como en la subestación AIS y GIS:

- Promedio de las pérdidas en el cobre de la subestación AIS:

PROMEDIO/AIS		
Pérdida en el cobre	69 kV	13.8kV
P/trifásica (W)	1197.87	8192.93
P/trifásica total (W)	9390,805	

Tabla 14. Resultados del promedio de pérdidas en el cobre de la subestación AIS

El promedio de la AIS se obtuvo con la sumatoria de los resultados de los cálculos y valores de la simulación.

- Promedio de las pérdidas en el cobre de la subestación GIS:

PROMEDIO/GIS		
Pérdida en el cobre	69 kV	13.8kV
P/trifásica (W)	599.44	4098.96
P/trifásica total (W)	5167 W	

Tabla 15. Resultados del promedio de pérdidas en el cobre de la subestación GIS

El promedio de la GIS se obtuvo con la sumatoria de los resultados de los cálculos y valores de la simulación.

Entonces sabiendo que tenemos una carga de 16 MVA y con este promedio de pérdidas en el cobre podremos obtener un análisis de rendimiento entre las dos subestaciones:

- Rendimiento de la AIS:

$$\%n = \frac{16}{16 + 0.009390} * 100 = 99.94\% \quad [9]$$

$$\%n = 99.94\%$$

- Rendimiento de la GIS:

$$\%n = \frac{16}{16 + 0.005167} * 100 = 99.97\% \quad [10]$$

$$\%n = 99.97\%$$

- Variación de rendimiento:

$$\Delta\%n = GIS - AIS = 99.97\% - 99.94\% \quad [11]$$

$$= 0.03\%$$

$$\Delta\%n = 0.03\%$$

CONCLUSIÓN

- Se realizó un análisis comparativo de las pérdidas técnicas entre la subestación eléctrica de Sambocity CNEL EP y una subestación eléctrica diseñada en software especializado con el sistema encapsulado SF₆, utilizando distintas fuentes de información y herramientas de simulación.
- Se encontró que la subestación eléctrica de Sambocity CNEL EP presenta un nivel de pérdidas técnicas el cobre en el lado de 69 kV es 1197.87 W. Mientras que en el lado de 13.8 kV es 8192.93 W, con lo cual considerando únicamente pérdidas eléctricas en el cobre el rendimiento de la subestación es alrededor del 99.94 %.

En la subestación tipo GIS las pérdidas en el cobre en el lado de 69 kV es 599.4 W, mientras que en el lado de 13.8 kV es 4098.96 W, con lo cual considerando únicamente las pérdidas eléctricas en el cobre el rendimiento de la subestación es alrededor de 99.97 %. Al comparar los rendimientos, considerando únicamente las pérdidas eléctricas en el cobre se observa que la diferencia entre los 2 tipos de subestaciones es algo significativa. Las reales diferencias entre una subestación tipo AIS con un tipo GIS, radica en otros factores tales como, el área de terreno, costos de los equipos, costos de operación y mantenimiento, niveles de seguridad, impacto ambiental, entre otros.

- Se demostró que el sistema encapsulado SF₆ ofrece ventajas en términos de reducción de pérdidas técnicas, ya que minimiza las pérdidas por efecto joule. Además, el sistema encapsulado SF₆ mejora el rendimiento y la seguridad de la subestación eléctrica, al evitar fugas de gas y riesgos de incendio o explosión.
- Se propusieron algunas medidas de diseño e implementación para optimizar el funcionamiento de la subestación eléctrica de Sambocity CNEL EP, tales como: seleccionar el tamaño adecuado del conductor en las líneas de distribución, acortar la distancia entre los transformadores y los centros de carga, equilibrar la carga entre las fases, mejorar el factor de potencia, evitar la sobre carga de líneas y realizar un mantenimiento preventivo y correctivo de la subestación.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un estudio de factibilidad técnica y económica para evaluar la conveniencia de reemplazar la subestación eléctrica de Sambocity CNEL EP por una subestación eléctrica con el sistema encapsulado SF6, considerando los beneficios y los costos asociados a cada opción.
- Se recomienda implementar las medidas de diseño e instalación propuestas para optimizar el funcionamiento de la subestación eléctrica de Sambocity CNEL EP, con el fin de reducir las pérdidas técnicas y mejorar el rendimiento y la seguridad de la subestación.
- Se recomienda realizar un seguimiento y monitoreo periódico de las variables eléctricas de la subestación eléctrica de Sambocity CNEL EP, tales como la tensión, la corriente, la potencia, el factor de potencia, la frecuencia, los armónicos, etc., para detectar y corregir posibles anomalías o desviaciones que afecten el desempeño de la subestación.
- Se recomienda capacitar al personal encargado de la operación y el mantenimiento de la subestación eléctrica de Sambocity CNEL EP, sobre las buenas prácticas y los procedimientos adecuados para garantizar el correcto funcionamiento de la subestación y prevenir accidentes o incidentes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Bravo, Jesús. «Repositorio Institucional de la Universidad Politécnica Salesiana.» Diseño de redes eléctricas en medio voltaje, bajo voltaje y alumbrado público para urbanizaciones. 2022. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/22510>.
- [2] Valencia, Estevan. «Repositorio Institucional de la Universidad Politécnica Salesiana.» Configuración óptima de alimentadores y estudio de coordinación de protecciones de la subestación Sambocity de CNEL EP. 2018. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15140>.
- [3] Montalva, Rubio. «repositorio.uchile.» Guía práctica para el diseño y proyecto de subestaciones de alta tensión en Chile. 2021. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/181657>.
- [4] Marquez, Pedro. «conacyt.» Estudio de los fenómenos de transporte electrónico de gases alternos al SF₆ para su aplicación como aislamiento en equipo eléctrico de alta tensión. 2018. <http://riaa.uaem.mx/handle/20.500.12055/417>.
- [5] Eunice, Gladys. «repositorio USAC.» diseño de investigación del modelo para la determinación del valor nuevo de reemplazo a un transportista, por la implementación de subestaciones encapsuladas en gas SF₆ y sus efectos económicos en la asignación de peaje por la comisión nacional de energía. 2023. <http://www.repositorio.usac.edu.gt/id/eprint/18964>.
- [6] Jácome Travez Bryan Alexis, Guanoluisa Pilatasig Edison Omar (2022); “Implementación de un patio didáctico de redes de distribución eléctrica para la Carrera de Electromecánica de la Universidad Técnica de Cotopaxi”. UTC. La Maná. 104 p.
- [7] Fernández, I. (2024, 11 enero). Cómo funciona un protector contra sobretensiones transitorias. Aplicaciones Tecnológicas. <https://at3w.com/blog/como-funciona-un-protector-contra-sobretensiones-transitorias/>

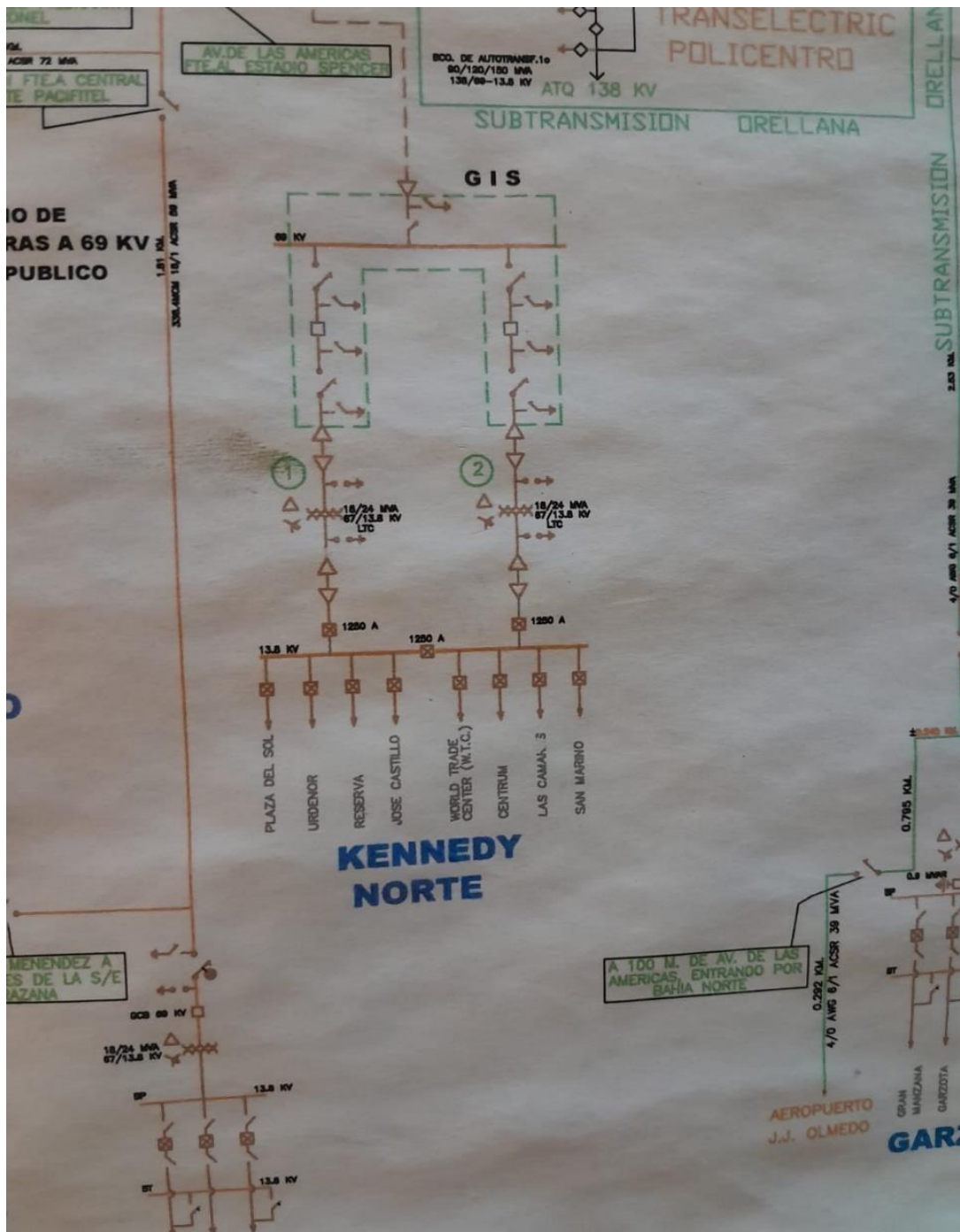
- [8] Joy, A. T. (2024, 7 febrero). Transformadores de corriente. Tameson.es.
<https://tameson.es/pages/transformadores-de-corriente> }
- [9] Tercero, E. C. (2021, 2 septiembre). Tipos y aplicaciones de un transformador de potencial. Tecca. <https://www.tecsagro.com.mx/blog/transformador-de-potencial/>
- [10] Vargas, J. (2023, 6 mayo). Equipos primarios de una subestación eléctrica. IDS.
<https://ingenieriadesubestaciones.com/equipos-electricos-primarios-de-una-subestacion->
- [11] China Fabricante de transformadores 69/13.8kv 18/24mva Transformador de potencia de 16 MVA Oltc Yyno Precio Fotos e Imágenes - Made-in-china.com. (2016).
https://es.made-in-china.com/co_hfy-substation/image_Transformer-Manufacturer-69-13-8kv-18-24mva-16-Mva-Power-Transformer-Price-Oltc-Yyno_uoosiyhosy_2f1j00BtcqmfGMvEuQ.html
- [12] Energía, sociedad y medio ambiente. (2014, 18 marzo). Issuu.
<https://issuu.com/ingurumena/docs/60>
- [13] Next, P. R. o. P. “COLEGIO DE BACHILLERATO SANTA ROSA”. prezi.com.
<https://prezi.com/cradqykanx64/colegio-de-bachillerato-santa-rosa/?cv=1>
- [14] DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN BLINDADA TEGUISE 66 KV/20 KV - PDF Descargar libre. (2016). https://docplayer.es/51752499-Diseno-de-la-subestacion-blindada-teguise-66-kv-20-kv.html#google_vignette
- [15] COMO FUNCIONA UN PARARRAYOS, (2011).
<https://www.ingesco.com/es/productos/pararrayos-ingesco-pdc>.
https://www.ingesco.com/sites/default/files/styles/productos_500x500/public/productos/pararrayos_64.jpg?itok=mtBezzgw

- [16] Descargadores de sobretensión. 2016. <https://www.melec.com.co/wp-content/uploads/2017/06/DESCARGADOR-DE-SOBRETENSI%C3%93N.jpg>
- [17] DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN BLINDADA TEGUISE 66 KV/20 KV. (2016, 26 junio). repositorio.comillas.edu. <https://repositorio.comillas.edu/rest/bitstreams/76210/retrieve>
- [18] Equipos Primarios de una Subestación Eléctrica. (2020, 27 septiembre). <https://ingeneriadesubestaciones.com/>. <https://ingeneriadesubestaciones.com/wp-content/uploads/2020/09/Interruptor-de-Poder-600x641.jpg>
- [19] Fabricante de transformadores 69/13.8KV 18/24MVA Transformador de potencia de 16 MVA OLTC Yyno Precio. (2016). <https://es.made-in-china.com/>. https://es.made-in-china.com/co_hfy-substation/image_Transformer-Manufacturer-69-13-8kv-18-24mva-16-Mva-Power-Transformer-Price-Oltc-Yyno_uoosiyhosy_2f1j00BtcqmfmgMvEuQ.html
- [20] Seccionadores M.T. (2014). https://www.sire.gov.co/documents/504649/509399/3_ANEXO_A_FichasTecnicas_EE.pdf/#:~:text=Los%20seccionadores%20son%20dispositivos%20de,energ%C3%ADa%20y%20redes%20de%20distribuci%C3%B3n
- [21] SUBESTACIONES ELECTRICAS DE ALTA TENSION AISLADAS EN GAS. (2002, octubre). <https://catedra.ing.unlp.edu.ar/>. https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sispot/Libros%202007/libros/sosaesca/GIS%20DE%20ALTA%20TENSION_AAR.pdf

- [22] TIPOS y APLICACIONES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIAL. (2021).
www.tecsagro.com.mx. https://www.tecsagro.com.mx/wp-content/uploads/2021/08/transformador_de_potencial-768x459.jpg
- [23] Transformador Seco HiDry. (2023). Industriaaldia. https://industriaaldia.com/wp-content/uploads/2023/09/HiDry_ABB.jpg
- [24] Transformadores de corriente Abril 08, 2022 por Anju Thangam Joy. (2022).
tameson.es.
<https://storage.tameson.com/asset/Articles/general/transformer-voltage-main.jpg>
<https://storage.tameson.com/asset/Articles/general/transformer-voltage-main.jpg>
- [25] Equipo de energía eléctrica en una subestación en blanco. Vista lateral. Ilustración 3D.
(2019). es.123rf.com. https://es.123rf.com/photo_78407481_equipo-de-energ%C3%ADa-el%C3%A9ctrica-en-una-subestaci%C3%B3n-en-blanco-vista-lateral-ilustraci%C3%B3n-3d.html
- [26] Isolated Gas Insulated Switchgear Gis On Foto de stock 364145657 | Shutterstock.
(2019). Shutterstock. <https://www.shutterstock.com/es/image-photo/isolated-gas-insulated-switchgear-gis-on-364145657>

ANEXOS

Anexo 1. Plano eléctrico de la subestación Kennedy Norte



Anexo 2. Muestra del calibre del cable de la subestación encapsulada Kennedy Norte

