



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“DISEÑO DE EXPANSION PARA LA SUBESTACION LA
AVANZADA DE LA DISTRIBUIDORA CNEL EL ORO”

INFORME DE MATERIA INTEGRADORA

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACION
POTENCIA**

CRISTIAN JORGE PEÑAHERRETA BETANCOURT

JORDY JAVIER VILLEGAS UGARTE

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2017

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis padres y mis tíos por la confianza que me brindaron, que sin lugar a duda me han demostrado su apoyo en todos los proyectos que me he planteado, a mis amigos José, Jorge, Juan, Jean, Kevin, Pedro y Jordy que estuvieron en todo momento apoyándome en mi vida académica. Y por último a todas personas que durante este tiempo contribuyeron con su granito de arena para que todo este proyecto se concrete.

Cristian Jorge Peñaherreta Betancourt

Agradezco principalmente a mis padres por el apoyo y confianza que me supieron brindar, gracias en las buenas y en las malas nunca dejaron de estar a mi lado y creer en mí, a todos mis profesores que supieron me supieron guiar y ayudar en cada duda, también a todas las amistades que estuvieron a mi lado durante la vida universitaria apoyándome en lo que he necesitado.

Jordy Javier Villegas Ugarte

DEDICATORIA

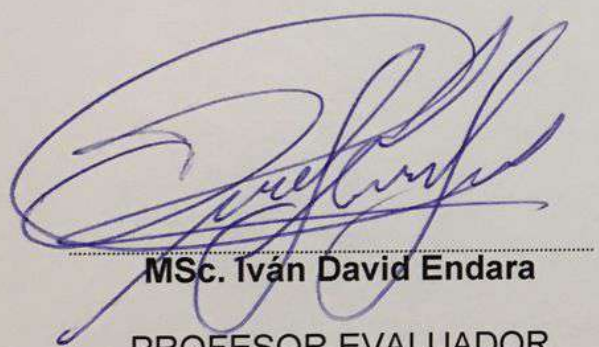
El presente proyecto lo dedico a mi familia en especial a mis padres Cristian y Jessenia, y a mis tíos Mercedes y Jorge por todo el apoyo brindado durante mi vida. ¡Para ellos lo mejor siempre!

Cristian Jorge Peñaherreta Betancourt

Esto va dedicado principalmente a mis padres que siempre creyeron en mí a pesar de todos los malos ratos, a los que siempre me motivaron a superarme diciéndome que era capaz de mucho y a quienes no creían que sería capaz de cumplir mis propósitos también porque gracias a ellos mayor fue mi motivación.

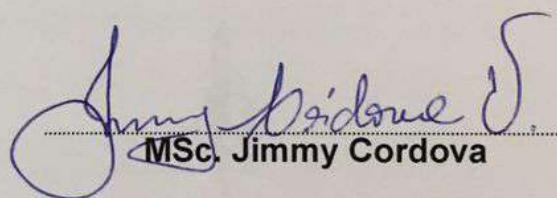
Jordy Javier Villegas Ugarte

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN



MSc. Iván David Endara

PROFESOR EVALUADOR

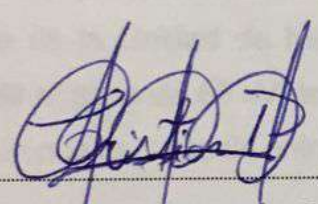


MSc. Jimmy Cordova

PROFESOR EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"



Cristian Jorge Peñaherreta Betancourt



Jordy Javier Villegas Ugarte

RESUMEN

La distribuidora CNEL-EP Unidad de Negocio El Oro, tiene un punto de entrega que tiene una capacidad de 225 MW, actualmente la demanda conjunta de los dos circuitos principales del sistema, EMELORO 1 y EMELORO 2, es de 191 MW lo cual representa el 85% de la potencia instalada, esto refleja la limitada capacidad de reserva que tiene el sistema. Por otro lado, en el circuito EMELORO 1 se tiene caídas de voltaje en las subestaciones de distribución aguas abajo de la subestación La Avanzada debido a la distancia que existe entre el punto de entrega y dichas subestaciones.

Debido a la problemática de abastecer la demanda y elevar los niveles de voltaje del sistema de la Unidad de Negocio El Oro, existe la necesidad de un estudio para expandir el patio de 69 kV de la subestación La Avanzada, con el fin de incorporar a futuro un nuevo punto de entrega y con esto solucionar los problemas antes descritos.

Se analizó la configuración actual del sistema para determinar las necesidades del mismo, se consideró estudios de flujo de potencia, cortocircuito, coordinación de aislamiento, coordinación de protecciones y proyección de la demanda para proponer el diseño y configuración del patio, así también para la selección de los equipos necesarios para la implementación del mismo, además con la proyección de la demanda se simuló el sistema a futuro y se realizaron recomendaciones para su operación.

Una vez realizado el estudio se obtuvo el listado de equipos para la subestación, las dimensiones y configuración del nuevo patio, además con la configuración propuesta y simulaciones realizadas se observan mejoras en los niveles voltajes.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	ii
DEDICATORIA	iii
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN	iv
DECLARACIÓN EXPRESA	v
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	vii
CAPÍTULO 1	1
1. INTRODUCCIÓN AL DISEÑO DE EXPANSIÓN PARA LA SUBESTACIÓN LA AVANZADA DE LA DISTRIBUIDORA CNEL EL ORO.....	1
1.1 Introducción	1
1.2 Problema	1
1.3 Justificación	2
1.4 Alcance.....	2
1.4.1 Modificación del flujo de potencia.....	2
1.4.2 Coordinación de aislamiento	2
1.4.3 Coordinación de protecciones	3
1.4.4 Coordinación de protecciones	3
1.4.5 Sistema de control básico.....	3
1.5 Objetivos.....	3
1.5.1 Objetivos generales.....	3
1.5.2 Objetivos específicos.....	3
1.6 Marco teórico.....	4
1.6.1 Cymdist.....	4
1.6.2 Coordinación de aislamiento	5
1.6.3 Coordinación y ajuste de protecciones.....	6
1.6.4 Protección de líneas de transmisión.....	6
1.6.5 Malla de puesta a tierra	7

1.6.6	Torres de transmisión	8
1.6.7	Análisis de Flujo de Potencia.....	8
1.6.8	Sistemas de Control	9
CAPÍTULO 2.....		12
2.	ESTUDIO PARA EL DISEÑO DEL PATIO DE MANIOBRAS A 69 KV.	12
2.1	Comportamiento del sistema.....	12
2.2	Vista actual de la subestación La Avanzada.	16
2.3	Sistema actual de protecciones en la subestación La Avanzada.	18
2.4	Sistema de comunicación de la subestación.....	19
2.5	Criterios para la propuesta de malla de puesta a tierra.	21
2.5.1	Parámetros críticos.....	21
2.5.2	Duración de la falla (T_f) y duración del choque (T_s)	23
2.5.3	Diseño geométrico de la malla	24
2.5.4	Resistividad de la capa superficial (ρ_s)	25
2.5.5	Resistividad del terreno (ρ).....	25
2.5.6	Medidas de resistividad	25
2.5.7	Medidas de resistividad	27
2.5.8	Selección del calibre del conductor	28
2.5.9	Criterio de tensiones de paso y de toque tolerables.....	31
2.5.10	Desarrollo de malla de puesta a tierra.....	32
2.6	Criterio de diseño de la malla de puesta a tierra.	33
2.6.1	Selección del voltaje de aislamiento.....	33
2.6.2	Selección del voltaje de aislamiento.....	34
2.6.3	Selección de distancia de fuga	34
2.6.4	Distancia de seguridad para maniobras del personal.....	35
2.6.5	Altitud de los equipos por encima del nivel del suelo	36
2.6.6	Altitud de los equipos por encima del nivel del suelo	37
2.6.7	Altura de remate en las líneas de sub-transmisión.....	37
2.6.8	Aislamiento de barras aéreas.....	37

2.6.9	Selección de pararrayos	37
2.6.10	Apantallamiento	39
2.7	Ajuste y coordinación de protecciones.	40
2.7.1	Ajuste de protección	41
2.7.2	Cálculo para ajuste de protecciones.....	42
2.8	Lista de equipos a utilizar para la implementación.	44
3.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	49
3.1	Simulación del sistema incorporando la expansión del patio.....	49
3.2	Simulación del sistema final proyectado diez años a futuro.	57
3.3	Propuesta de esquema del patio de maniobras	68
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	74
	BIBLIOGRAFÍA.....	77
	ANEXOS.....	79

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN AL DISEÑO DE EXPANSIÓN PARA LA SUBESTACIÓN LA AVANZADA DE LA DISTRIBUIDORA CNEL EL ORO

1.1 Introducción

El país tiene diversas fuentes generadoras de energía: termoeléctricas, hidroeléctricas, parques eólicos y parques fotovoltaicos. En el Ecuador la empresa CELEC-EP genera y transmite energía eléctrica a niveles de tensión de 500-230-138-kV, mientras que una de las compañías que distribuye y comercializa es CNEL-EP en sus diversas Unidades de Negocio. De acuerdo con la condición hidrográfica que posee el país se propuso construir hidroeléctricas con el fin de utilizar dicho recurso. Actualmente la principal fuente de energía proviene de hidroeléctricas, seguido de las generadoras térmicas. [1]

Para la distribución y comercialización de la energía el ARCONEL otorgó áreas de concesión, poniendo a cargo a distintas Unidades de Negocio (UN) según su ubicación geográfica. Para cada UN existe un punto o varios puntos de entrega de acuerdo con la demanda que se tenga en cada área de concesión. [2]

Para el área de concesión de la UN El Oro existe un único punto de entrega, que llega a la subestación La Peaña, que tiene 225MW disponibles para satisfacer la demanda, pero esta ha incrementado considerablemente, derivando en la necesidad de uno nuevo.

La subestación La Avanzada, ubicada en la UN El Oro, es un punto importante para la distribución de energía hacia las diferentes subestaciones de la parte sur y parte alta de esta provincia ya que, por dicha subestación se transmite la energía necesaria para satisfacer la demanda. [1]

1.2 Problema

La UN El Oro tiene 225MW disponibles en su único punto de entrega y debido al incremento de su demanda eléctrica la reserva llega a un nivel de 15.5%, por

tanto, se requiere de un nuevo punto de entrega para abastecer el crecimiento de carga que se tiene en el área de concesión. Las subestaciones que sirven a los sectores del sur y parte alta de la provincia de El Oro tienen bajos voltajes debido a la gran distancia que existe desde La Peaña hasta las zonas de distribución de estos sectores.

1.3 Justificación

Para la acogida del nuevo punto de entrega se plantea la construcción de un nuevo patio de maniobras. Por ello el diseño de planos eléctricos, coordinación de protecciones, aislamiento y análisis de niveles de voltaje son de vital importancia. Con esta obra se busca tener mayor capacidad para suplir la carga del área de concesión y la mejora del voltaje ya que es un problema que se tiene en la subestación Portovelo (provee energía a una gran zona minera). De acuerdo con la configuración actual de la Unidad de Negocio el sitio idóneo es la subestación La Avanzada debido a que por ella se transmite toda la energía que se suministra para el sur y parte alta de la provincia de El Oro, además tiene el suficiente espacio para realizar el proyecto propuesto.

1.4 Alcance

1.4.1 Modificación del flujo de potencia

A partir del diagrama unifilar inicial y el propuesto se realizará un análisis para comparar los niveles de voltaje en las barras, corrientes, cargabilidad del transformador y líneas del sistema. Basándose en estudios de flujo de potencia se desea analizar los voltajes en las subestaciones aledañas a la subestación La Avanzada. La herramienta por utilizar es CYME.

1.4.2 Coordinación de aislamiento

Para la coordinación es importante tener los voltajes de impulso para las maniobras, ya sea cerrar o abrir disyuntores, para descargas atmosféricas u otro tipo de falla que presente el sistema. Con dichos datos establecer los requerimientos mínimos que necesitan los equipos que van a estar conectados en el patio de maniobras y distancias entre los mismos.

1.4.3 Coordinación de protecciones

Basado en el estudio de flujo de potencia y de falla se determinará los puntos de ajustes para cada una de las protecciones que se propondrán en el sistema. Para tener un sistema correctamente aterrizado es necesario conocer la resistividad del terreno, así mismo tener en cuenta el mallado y un punto de conexión entre este y el ya existente para tener la referencia a un mismo nivel. La herramienta por utilizar es CYME.

1.4.4 Coordinación de protecciones

Es necesario para tener claro lo que se va a construir y quede dentro de los límites con los que cuenta la subestación, así como las diferentes vistas para tener en cuenta las distancias mínimas de seguridad que demanda la construcción de un patio de maniobras a 69kV. Para esto utilizaremos la herramienta Autocad y planos de la subestación.

1.4.5 Sistema de control básico

Se propondrá un sistema que contemple medición de voltaje, corriente, factor de potencia y operación de los equipos. Serán presentadas en un sistema SCADA para el monitoreo y control del patio.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivos generales

En base al plano existente se propondrá una configuración adecuada para el nuevo patio de maniobras a 69kV de la subestación La Avanzada con el fin de incorporar un nuevo punto de entrega.

1.5.2 Objetivos específicos

En base al análisis de falla y coordinación de aislamiento establecer los equipos adecuados para la implementación del nuevo patio de maniobras en la subestación La Avanzada.

Simular el sistema de subtransmisión y determinar los flujos de potencia y los voltajes en los puntos de interés antes y después de la implementación del nuevo punto de entrega.

1.6 Marco teórico

1.6.1 Cymdist

Cymdist, un software que permite desarrollar diversos estudios eléctricos en sistemas equilibrados o desequilibrados ya sean monofásicos, bifásicos o trifásicos, con configuración ya sea radial, en anillo o mallada. Cymdist posee un completo editor de redes con las siguientes funciones:

- Flujo de potencia desbalanceado.
- Análisis exhaustivo de fallas.
- Balance de cargas.
- Distribución y evaluación de cargas.
- Ubicación óptima de condensadores.

El software de estudio de redes de distribución CYMDIST es un conjunto de aplicaciones que consta con un editor de red, de módulos de análisis y de bibliotecas con modelos personalizables con las cuales el usuario puede obtener la solución más eficaz.

Este software se diseñó para desarrollar estudios de planeamiento y representar la conducta de las redes de distribución en diferentes condiciones de funcionamiento y escenarios. Abarca muchas funciones incorporadas indispensable para el planteamiento, la explotación y el estudio de las redes de distribución.

Tiene la posibilidad de personalizar por completo el espacio de trabajo. Es posible crear y modificar con el fin de satisfacer lo requerido, ya sea la representación gráfica de los elementos de la red, los resultados y los reportes. Los algoritmos que posee, sus bibliotecas y su interfaz de usuario flexibles son basadas en tecnologías innovadoras de ingeniería y en las prácticas y normas de la industria.

Las distintas funciones que posee el software, tales como, estudio de flujos de carga, cortocircuito y optimización de la configuración eléctrica se pueden realizar en sistemas de distribución equilibrados o desequilibrados, con distintas configuraciones y las posibles combinaciones de fases. [3]

1.6.2 Coordinación de aislamiento

Debido sobre-voltajes a los que está expuesto un sistema eléctrico se debe hacer una coordinación de aislamiento.

Para la coordinación de aislamiento necesitamos analizar los componentes de nuestro sistema, comprender el cálculo para coordinación, conocer los diferentes niveles de protección con su respectivo factor de seguridad y por último analizar el sistema para lograr la mayor confiabilidad posible.

Para los sobre-voltajes hay una división en grupos: por origen interno se dan los temporales, estos pueden ocurrir por pérdidas de cargas, fallas a tierra y resonancia, en base a los mismos se determinan las características nominales del pararrayo y los de maniobra y switcheo. Estos ocurren debido a maniobras o fallas en un sistema, pueden llegar a valores de 2 a 4 p.u., mientras que por origen externos son los provocados por descargas atmosféricas.

Para el aislamiento se necesitan protecciones para limitar los voltajes que aparecen en los terminales de los aparatos protegidos y así localizar arcos o descargas disruptivas en lugares donde no se puedan producir daños. Para la protección de los dispositivos se recomienda ubicar el dispositivo de protección lo más cerca posible al dispositivo a proteger.

Para el caso de sobre-voltajes por causas externas se realiza a través de la selección adecuada para el cable de guarda que sirve para apantallamiento de las líneas.

La protección más segura y completa para limitar los sobre-voltajes de origen atmosféricos es instalando pararrayos.

1.6.3 Coordinación y ajuste de protecciones

Coordinar las protecciones significa definir sus tiempos de operación para permitir la actuación priorizada de los relés, minimizando los tiempos y garantizando la oportuna actuación de las protecciones principales y de respaldo.

Ajustar la protección significa definir los límites o umbrales de su característica de operación para detectar las fallas, condiciones anormales del sistema y condiciones indeseadas de los equipos. Es decir, ajustar la protección es definir los umbrales de las señales de entrada, los cuales determinaran la operación de la protección.

El ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, en todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes. [5]

1.6.4 Protección de líneas de transmisión

Para las líneas de transmisión existen las siguientes funciones de protección:

- Protección de sobre corriente instantánea y temporizada (ANSI 50/51).
- Protección direccional de sobre corriente (ANSI 67).
- Protección de distancia (ANSI 21).
- Protección diferencial (ANSI 87).
- Protección de sub tensión y sobre tensión (ANSI 27/59).
- Protección de bloqueo por oscilaciones de potencia (ANSI 68).
- Protección de disparo por pérdida de sincronismo (ANSI 78).

1.6.5 Malla de puesta a tierra

La malla de tierra es un conjunto de conductores desnudos que permiten conectar los equipos que componen una instalación a un medio de referencia, en este caso la tierra. La resistencia de la malla está constituida por la resistencia del conductor que conecta los equipos a la malla, la resistencia de contacto malla-terreno y la resistencia del terreno donde se ubica la malla.

Una malla puede estar formada por:

- Una o más barras enterradas.
- Conductores instalados horizontalmente formando diversas configuraciones.
- Un reticulado instalado en forma horizontal que puede tener o no barras conectadas en forma vertical en algunos puntos de ella.

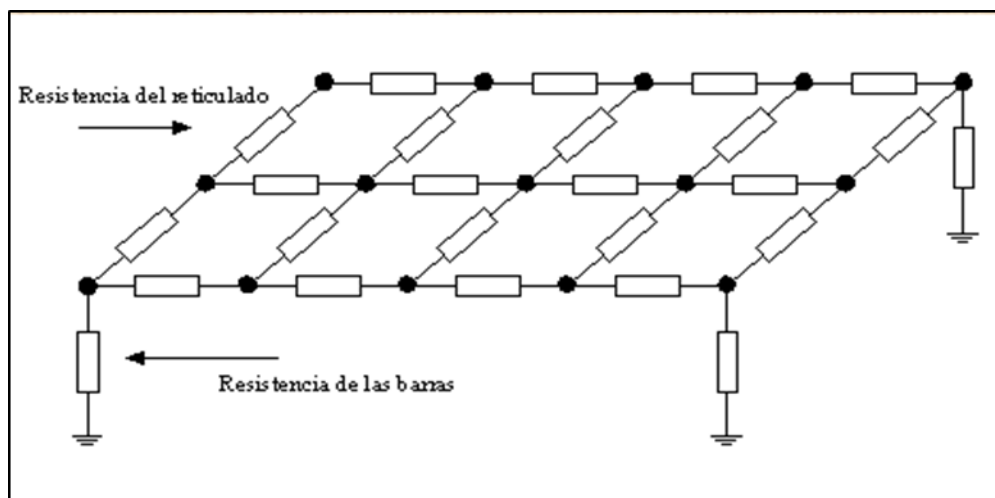


Figura 1.1: Esquema general de una malla de puesta a tierra. [7]

La malla de puesta a tierra tiene distintos objetivos para lo que es instalada, estos son:

- Impedir exponer a los equipos, estructuras y terreno a tensiones que puedan ser peligrosas durante fallas de fase a tierra o en condiciones normales de operación.

- Impedir que ocurran descargas eléctricas en las personas durante condiciones normales de operación.
- Facilitar una trayectoria a tierra lo más reducida posible para las corrientes inducidas. [7]

1.6.6 Torres de transmisión

Generalmente los grandes centros de generación eléctrica están muy distantes de los principales consumidores, debido a esto se necesita un gran recorrido por el cual necesitamos transportar la energía, para esto debemos tener líneas de muy altos voltajes, niveles de transmisión y subtransmisión.

La forma más económica para la transmisión de energía son las llamadas líneas aéreas, las cuales se las colocan a ciertas alturas del terreno soportadas por estructuras diseñadas para ello, llamadas torres de transmisión.

Lo que diferencia las distintas torres de transmisión y subtransmisión es la altura de estas, ya que el factor que más influye para determinar la altura que deben tener las torres es el nivel de voltaje de las líneas que transportan.

Según el nivel de voltaje se calcula la flecha máxima de los conductores, se elige el número de aisladores para cada cadena de aisladores, las distancias entre crucetas la distancia al hilo de guarda, también de todo esto depende el ancho de la base de la torre sus distancias laterales. [8]

1.6.7 Análisis de Flujo de Potencia

Para tener la operación exitosa de los sistemas de potencia en condiciones normales balanceadas de estado estable trifásico, se requiere lo siguiente:

- La generación abastece la demanda más las pérdidas.
- Las magnitudes de voltaje en las barras están dentro del +/- 5% de sus valores nominales

- Los generadores operan dentro de límites especificados de potencia real y reactiva.
- Las líneas de transmisión y los transformadores no estén sobrecargados.

El análisis nodal común, o de mallas, no es adecuado para estudios de flujos de potencia porque los datos de entrada para las cargas por lo general se dan en términos de potencia, no de impedancia.

Asimismo, se considera a los generadores como fuentes de potencia, no fuentes de voltaje o corriente. El problema de flujos de potencia, por lo tanto, se formula como un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales adecuado para resolverlo por computadora. [9]

1.6.8 Sistemas de Control

En las subestaciones eléctricas se desarrolla transformación y protección eléctrica, estos son controlados mediante equipos diseñados para las distintas funciones que se necesitan para cada implementación, el fin de todo ingeniero de control y automatización es lograr incorporar estos equipos en sistemas robustos y confiables, y así trabajar sin detenerse las 24 horas del día; de esta manera asegurar una apropiada operación de todo el sistema, controlando remotamente y guardando toda la información importante ante un posible suceso o incidencia.

Para poder implementar los sistemas SCADA, de esta forma poder comunicarse con otros sistemas del mismo tipo y lograr el intercambio de información de manera automática, este proceso de automatización de subestaciones eléctricas viene siendo normado y requerido en distintos países .

La automatización de subestaciones por lo general está dividida en cuatro niveles, considerando como 0 el inferior y 3 el superior. [10]

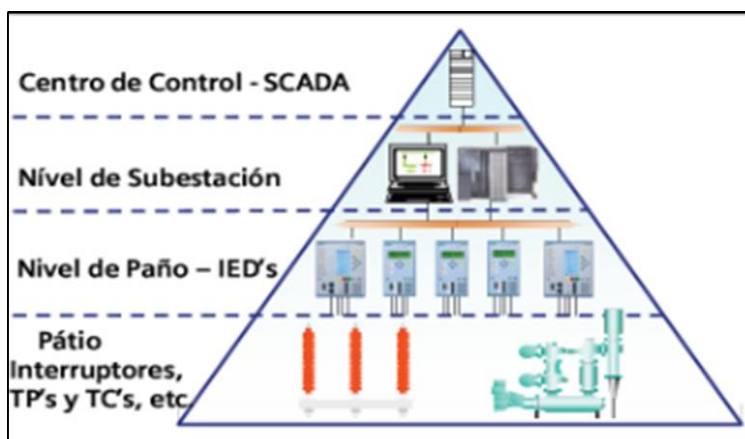


Figura 1.2: Niveles de Automatización. [10]

En la Figura 1.2 se tiene los distintos niveles de automatización descritos a continuación.

El primer nivel (nivel 0): En este nivel se hallan los equipos de campo, tales como interruptores y seccionadores, por lo general posees su dispositivo de control en cada uno de ellos.

El segundo nivel (nivel 1): Se encuentran los equipos que son principalmente para controlar y proteger la operación de los equipos de campo.

El tercer nivel (nivel 2): Es el nivel de subestación, en el cual desde un sistema SCADA HMI, se realizan funciones de control, supervisión y adquisición de datos de toda la subestación.

El cuarto nivel (nivel 3): En este nivel se encuentra el centro de control SCADA, en este se concentra la información de los sistemas SCADA HMI establecidos en el tercer nivel, es fundamental el medio de comunicación instituido entre el centro de control SCADA con los sistemas SCADA HMI de cada subestación, debido a que la confiabilidad del sistema será monitoreada e inspeccionada desde este nivel.

Estos sistemas llamados SCADA son implementados para controlar, supervisar y adquirir datos de los equipos de campo, es la implementación

de dichos sistemas la finalidad de la automatización, dado que con la ayuda del software SCADA es posible integrar todos los dispositivos.

Los sistemas SCADA son principalmente para ofrecer a los operadores una herramienta fácil y amigable diseñada para las plataformas conocidas como Windows o Linux, de esta forma ejercer de mejor manera las labores de los operadores y poder acaparar la información de las medidas, maniobras o incidencia a largo plazo.

CAPÍTULO 2

2. ESTUDIO PARA EL DISEÑO DEL PATIO DE MANIOBRAS A 69 KV.

2.1 Comportamiento del sistema.

Curva de carga anual de CNEL EP UN El Oro

La curva de carga se la obtuvo por medio de datos brindados por la UN, se tomó la demanda máxima coincidente más alta de cada mes del año 2016, empezando por el mes de enero. [11]

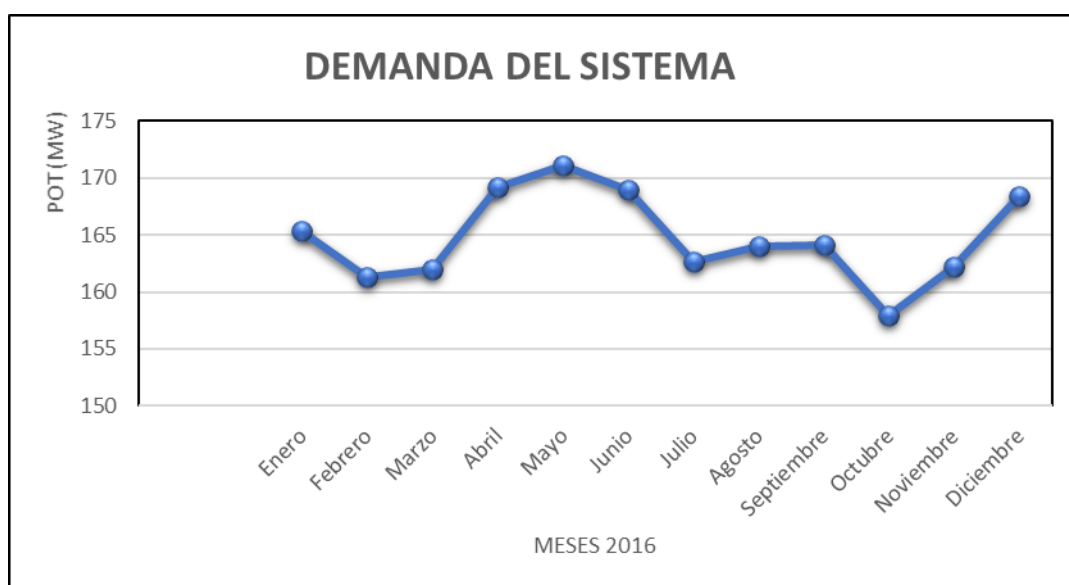


Figura 2.1: Curva anual de demanda máxima coincidente del año 2016. [11]

En la Figura 2.1 se puede notar que el pico en la curva del año 2016 se da en el mes de mayo con un aproximado de 172 MW y la mínima demanda se da en el mes de octubre con un aproximado de 157 MW. (para el caso de estudio de EMELORO 1 dicha curva se encuentra en ANEXO A).

Curva de carga diaria.

Para realizar la curva se tomó los datos brindados por la UN, estos datos fueron tomados cada 15 minutos de un día en que la demanda máxima coincidente fue la mayor que se obtuvo dentro del mes de abril del 2017.

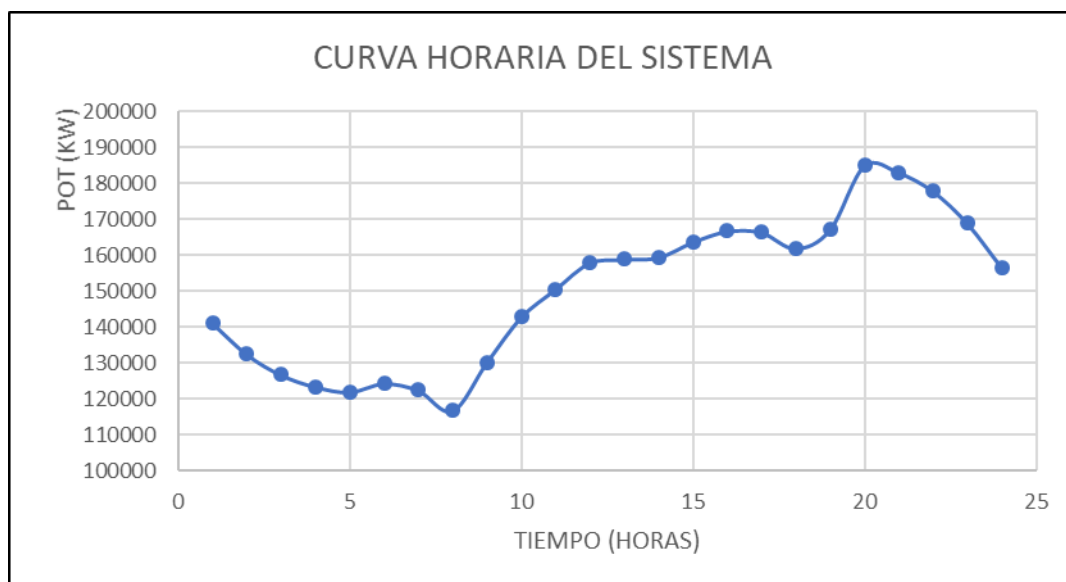


Figura 2.2: Curva horaria del sistema. [11]

La curva de carga horaria reflejada en la Figura 2.2 tiene un mínimo de 111 MW a las 8h00 y un pico aproximadamente de 182 MW a las 20h00. Este pico supera en 10 MW aproximadamente al pico presentado de la curva anual del 2016, esto refleja el incremento que se tiene para el 2017. (La curva horaria de EMELORO 1 se encuentra en ANEXO A).

Simulación del sistema

CNEL EP UN El Oro cuenta con dos circuitos principales: EMELORO 1 y EMELORO 2. El circuito de interés de este proyecto es EMELORO 1, aguas abajo de la subestación La Avanzada. Con el fin de tener un diagnóstico en las barras de interés se realizaron simulaciones en el programa CYME. [11]

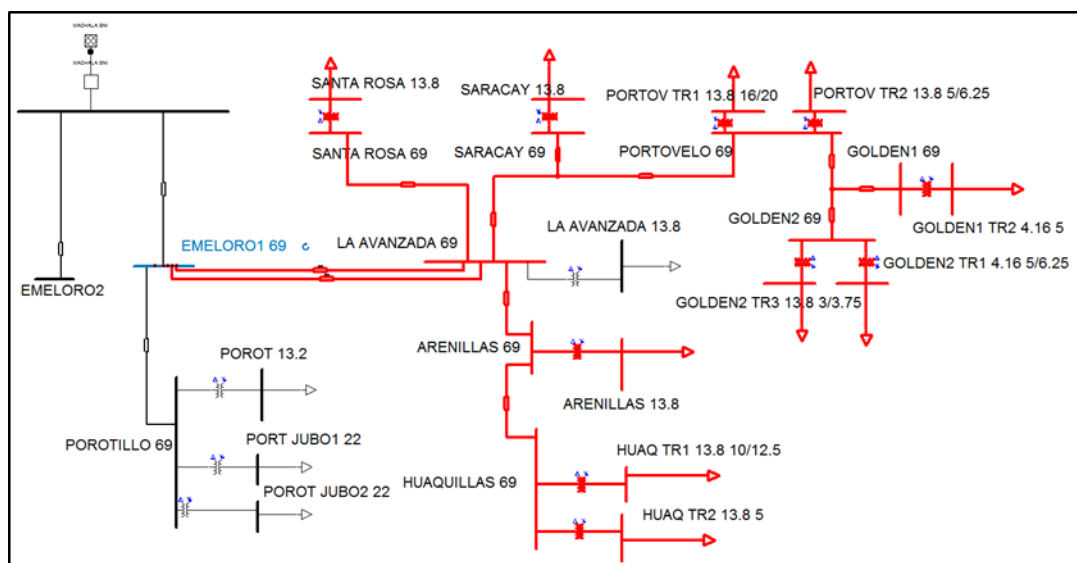


Figura 2.3: Sistema actual simulado en CYME.

En la Figura 2.3 se detalla cada una de las barras del circuito EMELORO 1, incluyendo a las barras privadas GOLDEN 1 y GOLDEN 2.

A fin de diagnosticar el sistema se corrió un flujo de carga del circuito obteniendo los siguientes resultados:

BARRAS	KV BASE	KV LL	KV PU
EMELORO1 69	69	68,9	0,999
LA AVANZADA 69	69	64,6	0,937
SANTA ROSA 69	69	64,1	0,928
ARENILLAS 69	69	63,4	0,919
HUAQUILLAS 69	69	62,1	0,9
SARACAY 69	69	62,2	0,902
PORTOVELO 69	69	59,4	0,861
GOLDEN1 69	69	59,4	0,861
GOLDEN2 69	69	59,4	0,861
POROTILLO 69	69	68	0,985
LA AVANZADA 13.8	13,8	13,2	0,958
SANTA ROSA 13.8	13,8	12,8	0,928
ARENILLAS 13.8	13,8	12,6	0,917
HUAQ TR1 13.8 10/12.5	13,8	12,5	0,907
HUAQ TR2 13.8 5	13,8	13	0,939
SARACAY 13.8	13,8	12,6	0,913
PORTOV TR1 13.8 16/20	13,8	12,2	0,885
PORTOV TR2 13.8 5/6.25	13,8	12,3	0,89
GOLDEN1 TR2 4.16 5	4,16	3,7	0,897
GOLDEN2 TR3 13.8 3/3.75	13,8	12,4	0,896
GOLDEN2 TR1 4.16 5/6.25	4,16	3,5	0,847
PORT JUBO1 22	22	21,5	0,979
POROT JUBO2 22	22	21,5	0,979
POROT 13.2	13,2	13,1	0,994

Tabla 1: Voltajes en las barras conectadas a EMELORO 1.

En la Tabla 1 se denota con rojo los voltajes en por unidad que se encuentran fuera de los límites de regulación permitida que son +/- 5% del KV base. En total existen 8 barras de 69 KV, 8 barras de 13.8 KV y 2 de 4.16 KV fuera del rango permitido.

Con estos resultados se nota que se necesita aplicar algún correctivo para dichos límites fuera de la regulación. Este correctivo se presentará en el CAPITULO 3 de forma detallada.

2.2 Vista actual de la subestación La Avanzada.

Para poder proponer la construcción del patio de 69 kV en la subestación, se tuvo que obtener las dimensiones de la misma para saber si se cuenta con el espacio requerido para dicha construcción. [11]

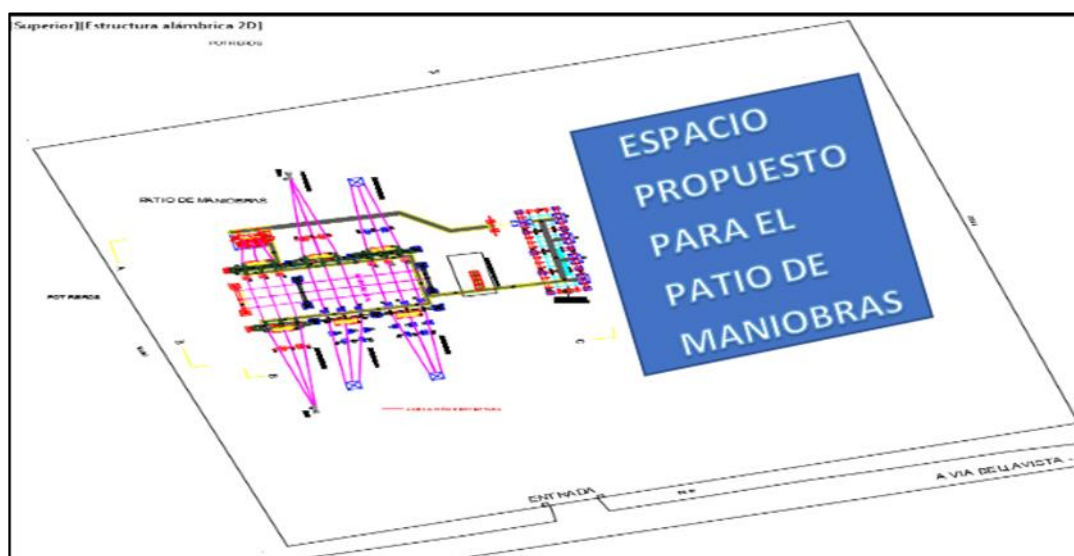


Figura 2.4: Subestación La Avanzada.

La subestación cuenta con 6 posiciones en su barra de 69 kV, dos posiciones de entrada provenientes de la subestación Machala (TRANSELECTRIC) (rojo), 3 de salida para las subestaciones Santa Rosa, Saracay-Portovelo y Arenillas (azul), y con una posición para un transformador de 69/13.8 kV, el cual alimenta a la zona cercana a la subestación. Así mismo cuenta con un cuarto de control y su debido patio de 13.8 kV con sus alimentadores. (ANEXO B)

En la zona de tono azul se propone hacer el estudio para la construcción del nuevo patio de maniobras a 69 kV.

Dadas las dimensiones, se puede notar que si se cuenta con el espacio suficiente para dicha construcción.

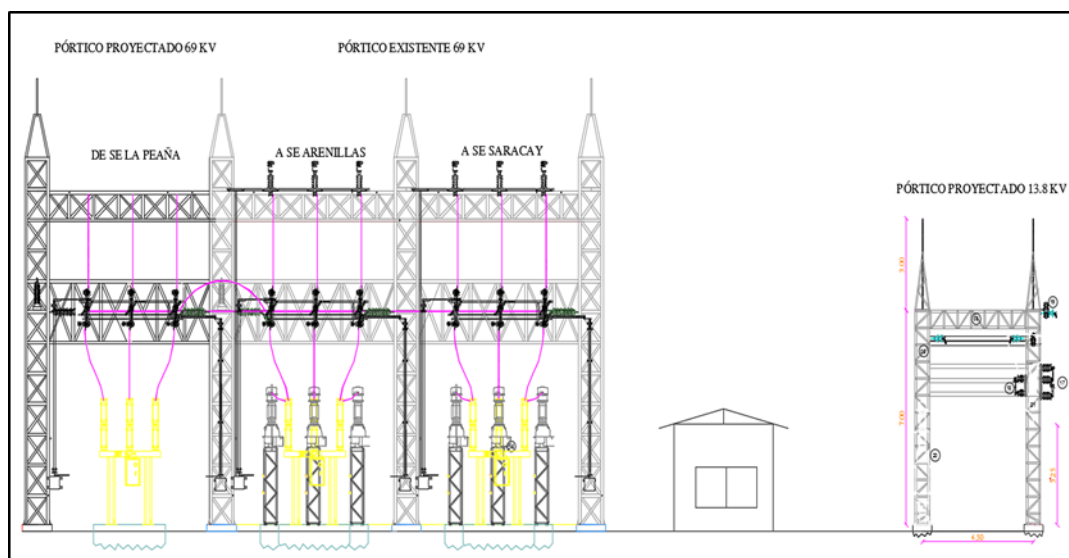


Figura 2.5: Vista frontal de pórticos existentes en la subestación La Avanzada.
[11]

En la Figura 2.5 se encuentra de lado izquierdo el patio de 69 kV existente, en el centro la casa de control y del lado derecho el patio de 13.8 kV.

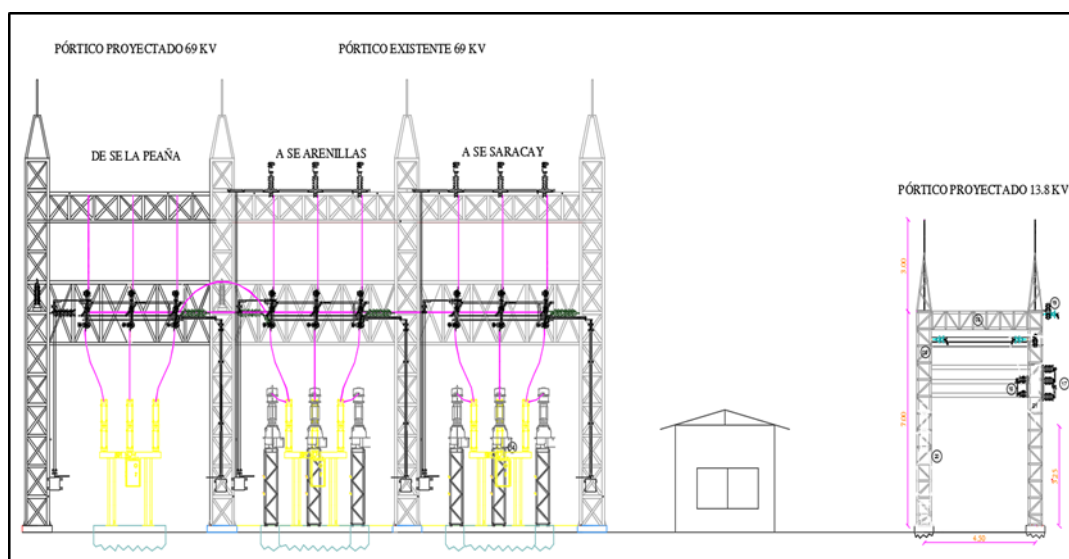


Figura 2.6: Vista lateral de pórticos existentes en la subestación La Avanzada.
[11]

En la Figura 2.6 se muestra el perfil lateral de la subestación del lado del patio de 69 kV.

2.3 Sistema actual de protecciones en la subestación La Avanzada.

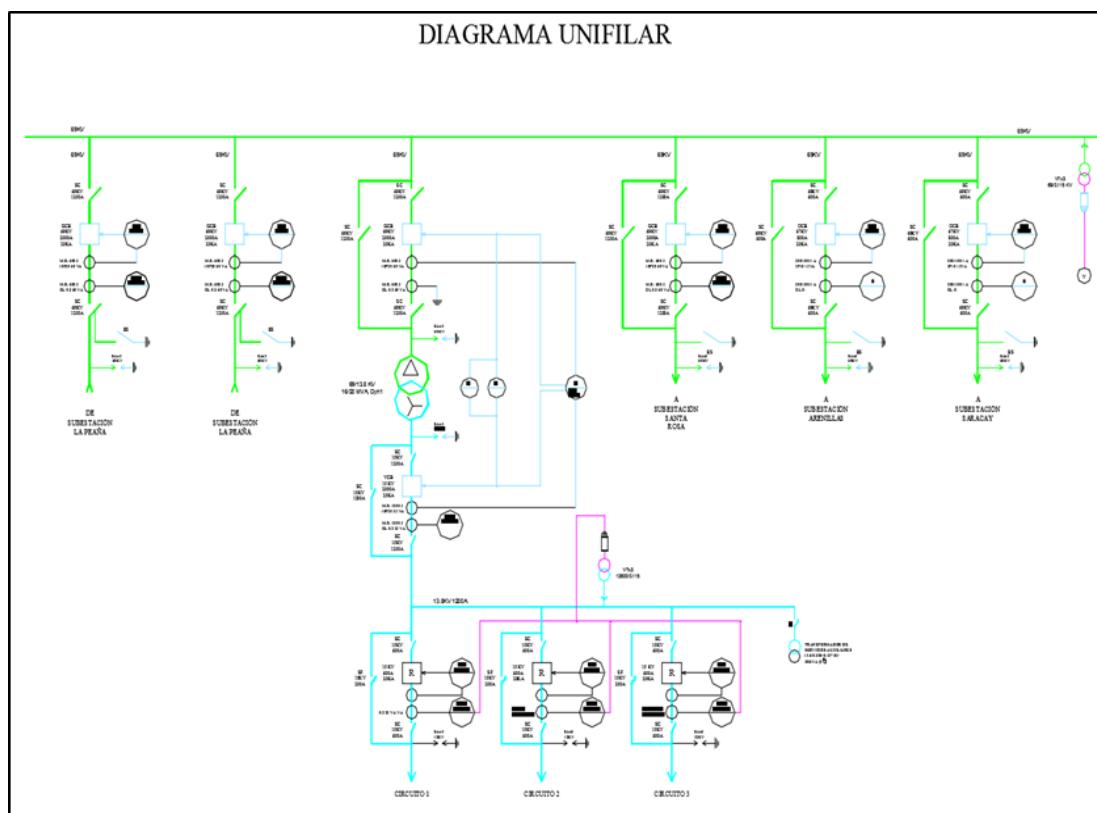


Figura 2.7: Diagrama unifilar de protecciones en la barra de 69 kV. [11]

En la Figura 2.7 se muestra la barra de 69 kV con las 6 posiciones ya mencionadas y con sus respectivos relés en cada una de las protecciones.

La subestación La Avanzada cuenta con dos posiciones de entrada, cuyas protecciones de línea se encuentran dispuestas en la subestación Machala (TRANSELECTRIC) debido a que cuenta con un sistema de protección radial. Para cada una de las salidas a 69 kV cuenta con una protección de línea.

POSICIÓN EMELORO 1									
SUBESTACION	Posicion	TC's	Volt KV	Fabricante/Modelo	Funcion	Estado	Tap (A)	Dial	Tipo de curva
LA AVANZADA	PRINCI T1 (10/12,5 MVA)	200/5	69	SEL 787	51	habilitada	105	0,40	IEC VI (C2)
					50	habilitada	---	---	---
					51N	habilitada	60	0,05	IEC VI (C2)
					50N	habilitada	---	---	---
	PRINCI T1 (10/12,5 MVA)	600/5	13,8	SEL 787	51	habilitada	523	0,22	IEC VI (C2)
					50	eshabilitad	---	---	---
					51N	habilitada	350	0,33	IEC VI (C2)
					50N	eshabilitad	---	---	---
	QUITUMBE	1000/1	13,8	ENTEC/ETR-300R	51	habilitada	350	0,10	IEC VI
					50	eshabilitad	---	---	---
					51N	habilitada	200	0,40	IEC EI
					50N	eshabilitad	---	---	---
	LÍNEA HACIA SANTA ROSA	600/5	69	SEL 351A	51	habilitada	200	0,27	IEC VI (C2)
					50	habilitada	3500	---	T. DEFINIDO
					51N	habilitada	100	0,05	IEC VI (C2)
					50N	habilitada	2400	---	T. DEFINIDO
	LÍNEA HACIA SARACAY	600/5	69	SEL 351A	51	habilitada	300	0,10	IEC NI (C1)
					50	habilitada	1601	---	T. DEFINIDO
					51N	habilitada	160	0,11	IEC NI (C1)
					50N	habilitada	966	---	T. DEFINIDO
LÍNEA HACIA ARENILLAS	500/5	69	SEL 351A	51	habilitada	270	0,16	IEC VI (C2)	
				50	habilitada	3000	---	T. DEFINIDO	
				51N	habilitada	180	0,15	IEC VI (C2)	
				50N	habilitada	2200	---	T. DEFINIDO	

Figura 2.8: Configuración de protecciones de la subestación La Avanzada.

En la Figura 2.8 se muestra los TAPs, time dial y tipo de curva con la que está configurada cada protección. [11]

2.4 Sistema de comunicación de la subestación.

Para el sistema de comunicación se seguirán las normas y estándares para cada nivel del SCADA (nivel 0, 1, 2 y 3). [12]

Se utilizarán las siguientes normas:

- EIA/TIA-568-B (Sistema de cableado estructurado)
- EIA/TIA-569-A (Cableado de telecomunicaciones)
- EIA/TIA-606 (Componentes de cableado)
- EIA/TIA-607 (Señales de tierra)
- IEC 61850 (Automatización para subestaciones)
- IEEE 802 (Switches y routers).
- IEC 60794-1-21 (Fibra óptica).
- TSB67 (Pruebas de quipos).

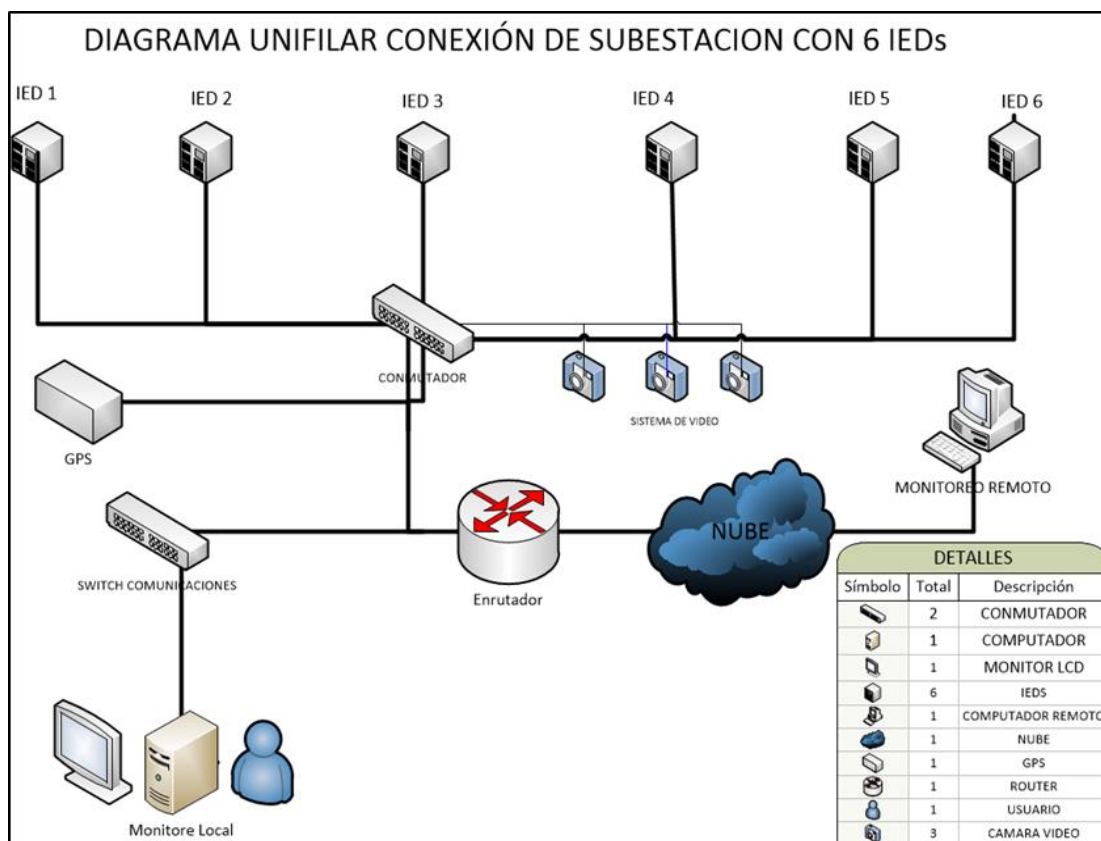


Figura 2.9: Diagrama unifilar de comunicación de comunicación. [12]

En la Figura 2.9 se detalla las conexiones de los equipos para la comunicación del sistema.

Lista de equipos necesarios para emplear el sistema de comunicación según las normas expuestas son:

- Rack de comunicación (Sostener y organizar los equipos).
- Fibra Óptica (6 hilos mínimo).
- Cable de cobre STP (Transmisión de información).
- Caja para puntos de red.
- Patch Panel 24 puertos (Parte de Rack para entrada y salida de los equipos de comunicación).
- Switch HP V1905-24-POE, cuenta con de 24 puertos y 2 puertos para fibra óptica (Compatibilidad IEC 61850).

- Router Cisco 1841 2xFE, cuenta con protocolo inter VLAN, estático OSPF y RIP. Estándar IEEE 802.1(d, q, p, s, w, x), 802.3(u, ab, z, x, ad), (Compatible IEC 61850).
- GPS IRIG (Sincronización).
- Puesta a tierra para los equipos (Rack o metal clad).
- Banco de baterías (Respaldo).
- Acondicionador de aire 24000 BTU.

2.5 Criterios para la propuesta de malla de puesta a tierra.

Para el estudio del diseño de la malla de puesta tierra, es usado el algoritmo propuesto por la norma IEEE-80, los criterios utilizados son presentados a continuación. [13]

2.5.1 Parámetros críticos

- **Límite de corriente que disipe la malla (I_G)**

El valor límite de la corriente de falla de una fase a tierra que fluiría por la malla hacia la tierra, se la obtiene con la siguiente fórmula:

$$I_G = I_F * D_F * S_F * C_P \quad (2.1)$$

Donde:

$I_F = 3I_0$ Corriente de falla de una fase a tierra, simétrica.

$D_F \rightarrow$ Multiplicador de decremento base para considerar la componente DC.

$S_F \rightarrow$ Multiplicador de división de corriente

$C_P \rightarrow$ Multiplicador para incremento de la capacidad futura de la subestación, se proyecta la corriente de falla de fase a tierra.

- **Corriente simétrica de falla a tierra (I_F)**

Corriente de falla fase a tierra, sin tomar en cuenta las resistencias de la puesta a tierra y de falla:

$$I_F^{LT} = 3I_0 = \frac{3E}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (2.2)$$

Donde:

I_0 → Corriente simétrica de falla RMS de secuencia cero en Amperios.

E → Valor de tensión RMS línea-neutro en Voltios.

Z_1 → Impedancia de secuencia positiva resultante del sistema correspondiente al punto de falla.

Z_2 → Impedancia de secuencia negativa resultante del sistema correspondiente al punto de falla.

Z_0 → Impedancia de secuencia cero resultante del sistema correspondiente al punto de falla.

- **Multiplicador de decremento (D_F)**

Para diseñar una malla de puesta a tierra hay que tomar en cuenta la corriente asimétrica de falla, esta se obtiene al multiplicar la corriente simétrica de falla por el multiplicador de decremento, el cual está dado por:

$$D_F = \sqrt{1 + \frac{T_a}{T_F} \left(1 - e^{-\frac{2T_F}{T_a}}\right)} \quad (2.3)$$

Donde:

T_a → Constante de tiempo de la componente DC.

T_F → Tiempo que dura la falla en segundos.

$$T_a = \frac{X}{\omega R} = \frac{X}{R} * \frac{1}{2\pi F} \quad (2.4)$$

X, R → Elementos de la impedancia sub-transitoria de falla, los cuales se emplean para determinar la relación X/R .

- **Multiplicador de incremento (C_p)**

Si se considera la capacidad total de la subestación para el diseño de la malla de puesta a tierra y la capacidad no será superada por el incremento de carga futuro, $C_p=1$.

- **Multiplicador de división de corriente (S_F)**

Para calcular el valor del multiplicador consta en la derivación de un equivalente de los cables de guarda, neutros, etc. Esto consiste en empalmarlos a la malla en la subestación para luego obtener el equivalente y así definir que porción de la corriente total de falla fluye entre la malla y la tierra circundante, y así también que porción fluye a través de los cables de guarda o neutros hacia las tierras de cada pie de torres de ingreso y salida de líneas de la subestación. El factor S_F depende de:

- Ubicación de la falla.
- Magnitud de la resistencia de la malla de puesta a tierra de la subestación.
- Cables y tubos en el subsuelo de los alrededores de la subestación o directamente conectados al sistema de puesta a tierra.
- Cables de guarda, neutros u otras trayectorias de retorno por tierra.
- Número de conductores asignados a subtransmisión que entren o salgan de la subestación, igualmente el número de los correspondientes cables de guarda, sus pertinentes impedancias y longitudes de los conductores de subtransmisión.

El factor de división de corriente entonces será:

$$(S_F)_{XY} = \left| \frac{(Z_{eq})_{XY}}{R_g + (Z_{eq})_{XY}} \right| \quad (2.5)$$

Donde:

$(Z_{eq})_{XY}$ → Impedancia resultante de “Y” conductores de guarda de cada una de las ternas de subtransmisión de llegada y “X” conductores de guarda de las ternas de subtransmisión de salida.

R_g → Resistencia resultante de la puesta a tierra de la subestación.

2.5.2 Duración de la falla (T_f) y duración del choque (T_s)

Generalmente la duración de la falla y de choque se consideran iguales, en caso de que se produzcan varios cierres automáticos de los reclosers

puede generar que la duración de la falla sea el tiempo que duren varios choques consecutivos. Al elegir el tiempo T_f se reflejan tiempos de despeje para subestaciones de niveles de subtransmisión y de distribución e industriales, rápidos y lentos respectivamente. Al escoger T_f y T_s puede derivar en la maniobra más pesimista de multiplicadores de decremento de corrientes de falla y corrientes admitidas por el cuerpo humano. Generalmente para T_f y T_s se consideran valores entre 0.1 y 0.25 segundos.

2.5.3 Diseño geométrico de la malla

Los parámetros físicos para el diseño de una malla de puesta a tierra tienen sus limitaciones, están dadas por restricciones físicas y económicas.

Las limitaciones para considerar son las siguientes:

- Por lo general la distancia entre conductores (D) se encuentra dentro del siguiente rango:

$$0.5\text{m} < D < 3\text{m}$$

- Se las entierra comúnmente a una profundidad (h) dentro del siguiente rango:

$$0.5\text{m} < h < 1.5\text{m}$$

- Generalmente los conductores tienen calibres (A_{cm}) dentro del rango:

$$500 \text{ MCM} > A_{cm} \geq 2/0 \text{ AWG}$$

- La tensión de la malla no se ve considerablemente afectada por el diámetro del conductor usado.
- La superficie que ocupe el sistema de puesta a tierra es lo más influyente para determinar el valor de la resistencia de la malla. Entre mayor espacio ocupe, menor será el resultado de la resistencia y, por lo tanto, es menor el valor del potencial de tierra.

2.5.4 Resistividad de la capa superficial (ρ_s)

Para que la corriente que pase por el cuerpo humano sea limitada es necesario aumentar la resistencia de contacto de la persona directo con el suelo, esto se puede lograr agregando resistencia a la que ya existe, colocando una capa de material encima del suelo existente, puede consistir en materiales similares a la roca volcánica triturada. La capa puede ser usada también para retrasar la disipación de la humedad, y así tratar de impedir el secado del suelo existente durante las épocas de mayor calor.

El cálculo del factor de corrección C_s , se requiere la resistencia total de una persona considerando la existencia del material superficial de un espesor limitado, se presenta la siguiente expresión:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2hs + 0.09} \quad (2.6)$$

Donde:

C_s → Factor de corrección de la capa superficial.

ρ → Resistividad del terreno (Ω -m).

ρ_s → Resistividad de capa superficial (Ω -m).

h_s → Grosor de la capa superficial.

2.5.5 Resistividad del terreno (ρ)

La resistividad no será igual en toda el área, variará en cada medición que se haga. Para lograr obtener un estimado se deberán reunir suficientes datos de medición, para lo cual se emplea un telurómetro. La humedad en el terreno, la temperatura ambiente y los químicos que pueden existir en suelo, afectan la resistividad del mismo.

2.5.6 Medidas de resistividad

Los valores estimados en base a el tipo de suelo dan como resultado una aproximación de la resistividad, es necesario realizar pruebas reales, las

mismas hay que realizarlas en distintos puntos del terreno donde se ubica la subestación, debido a que la resistividad raramente es uniforme en toda una área o profundidades.

Generalmente el suelo consta de varias capas de terreno con resistividades distintas, igualmente diferencias laterales existen y están pueden llegar a ser mayores que las que existen verticalmente. Se deben realizar las pruebas para determinar posibles variaciones considerables de resistividad con la profundidad.

Dependiendo de la diferencia en las mediciones deberán ser realizadas mayor cantidad de medidas, con más razón si algunas medidas son lo suficientemente altas tales que generen posibles problemas de seguridad. Si la resistividad fluctúa considerablemente mientras se aumenta la profundidad es conveniente agrandar los espaciamientos laterales para obtener estimados de capas más profundas.

El método generalmente usado es el llamado método de Wenner también conocido como de los cuatro electrodos.

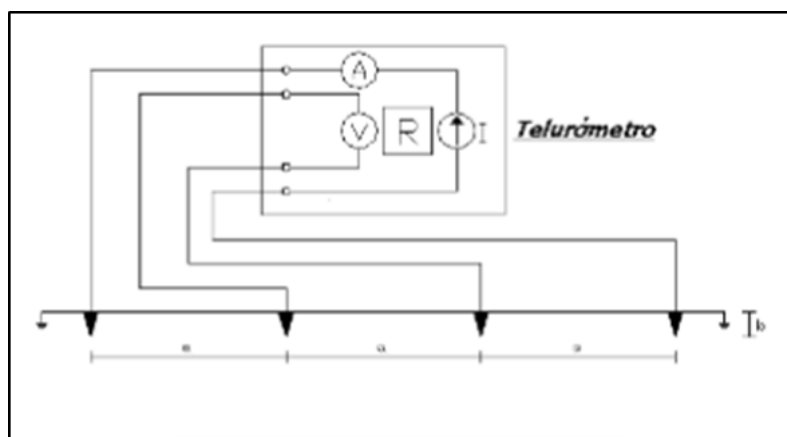


Figura 2.10: Método de los cuatro electrodos o de Wenner. [13]

En la Figura 2.10 se nota que se entierran los cuatro electrodos en la tierra en línea recta espaciados lateralmente por una distancia "a" y debajo del suelo a una profundidad "b". Se mide la tensión existente entre los terminales interiores, entre los terminales exteriores se mide el valor de la corriente, para luego realizar una división y obtener el valor de la

resistencia R, la misma está indicada en el telurómetro. Posteriormente es aplicada la siguiente ecuación:

$$\rho_a = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad (2.7)$$

Donde:

ρ_a → Resistividad estimada del suelo ($\Omega.m$)

R → Resistencia medida en Ω

a → Espaciamiento entre electrodos adyacentes en m.

b → Profundidad de los electrodos en m.

Comúnmente $b \ll a$, si es así se aplica:

$$\rho_a = 2\pi a R \quad (2.8)$$

2.5.7 Medidas de resistividad

Las mediciones principalmente se realizan para encontrar un modelo de suelo con el cual se obtenga una buena aproximación del suelo real. Las medidas de la resistividad varían realizándolas dependiendo de la profundidad, en cada punto lateralmente y dependiendo de la constitución del suelo. El estado del clima influye en las mediciones, por esto se prefiere realizar las mediciones en el verano duradero, por lo que es la época más desfavorable.

El modelo a usar será el modelo de suelo uniforme.

➤ Modelo de suelo uniforme

El modelo uniforme es considerado al existir variaciones leves de la resistividad aparente. Este modelo puede ser considerablemente exacto para condiciones de suelo homogéneo.

Si la desigualdad al realizar las mediciones en las distintas capas es moderada, se puede calcular una media para estimar la resistividad del suelo, el valor resultante se los considera como una primera

aproximación. Se obtiene un promedio uniforme a partir de las resistividades aparentes medidas en distintos puntos dentro del patio, de esta manera se aproxima el valor de resistividad del suelo con la siguiente fórmula:

$$\rho_{a, \text{prom}} = \frac{\rho_{a1} + \rho_{a2} + \dots + \rho_{an}}{n} \quad (2.8)$$

Donde:

$\rho_{a1} + \rho_{a2} + \dots + \rho_{an}$ → Resistividades aparentes tomando distintos espaciamientos dentro del terreno usando el método Wenner.

n → Número de mediciones realizadas.

Generalmente los suelos no cumplen este criterio debido a que en la práctica varía considerablemente la resistividad.

Se puede aplicar la distribución normal en lugar del promedio aritmético para obtener la resistividad aparente del suelo. Por lo general un suelo es considerado como uniforme si los valores de los extremos tienen una diferencia menor al 30%.

2.5.8 Selección del calibre del conductor

El incremento de temperatura a corto plazo en un conductor de tierra, o el calibre necesitado de conductor en función de la corriente de falla que fluiría por el conductor, está dada por:

$$A_{MCM} = I_F * \frac{197.4}{\sqrt{\left(\frac{T_{CAP}}{T_C * \alpha_r * \rho_r}\right) * \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_0}\right)}} \quad (2.9)$$

Donde:

I_F → El máximo valor de corriente de falla asimétrica en KAmperios.

A_{MCM} → Sección del conductor en MCM.

T_m → Temperatura máxima o temperatura de fusión en °C.

T_a → Temperatura referencial respecto a constantes del material en °C.

T_r → Temperatura de referencia para las constantes del material en °C.

α_0 → Factor térmico de resistividad a 0°C en 1/°C.

α_r → Factor térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r 1/°C.

ρ_r → Resistividad del cable de tierra a temperatura referencial T_r $\mu\Omega$ -cm.

K_0 → $1/\alpha_0$ o $[(1/\alpha_0)-T_r]$ en °C.

T_c → Tiempo que dure la corriente en segundos.

T_{CAP} → Capacidad térmica por unidad de volumen en J/(°C* cm³)

Una apropiada aproximación es dada por la fórmula siguiente:

$$A_{MCM} = I_F * K_F * \sqrt{T_c} \quad (2.10)$$

Donde:

K_F → Factor constante establecido para el material.

La sección del conductor realmente seleccionado es comúnmente de mayor dimensión respecto al obtenido en la fusión, por los siguientes factores:

- El conductor debe ser el adecuado para tolerar los esfuerzos mecánicos esperados y la corrosión generada en su vida útil.
- La conductancia debe ser lo suficientemente alta para evitar peligrosas caídas de tensión durante la falla.
- El requerimiento de acotar la temperatura del conductor.
- Un factor de seguridad es necesario aplicar para los equipos eléctricos y la instalación de la puesta a tierra. Un conductor de calibre 2/0 AWG de cobre de 7 hilos es lo que usualmente se usa, con la finalidad de soportar la corrosión y mejorar la rigidez mecánica.

DESCRIPTION	Material conductivity (%)	α_r factor at 20°C (1/°C)	K_2 at 0°C (0°C)	Fusing temperature T_m	ρ_r 20°C ($\mu\Omega\cdot\text{cm}$)	TCAP thermal capacity ($\text{J}/(\text{cm}^3\cdot^\circ\text{C})$)	Kf
Copper, annealed soft-drawn	100	0,00393	234	1083	1,72	3,42	7
Copper, commercial hard-drawn	97	0,00381	242	1084	1,78	3,42	7,06
Cooper-clad steel wire	40	0,00378	245	1084	4,4	3,85	10,45
Cooper-clad steel wire	30	0,00378	245	1084	5,86	3,85	12,06
Cooper-clad steel rod	20	0,00378	245	1084	8,62	3,85	14,64
Aluminum, EC grade	61	0,00403	228	657	2,86	2,56	12,12
Aluminum, 5005 alloy	53,5	0,00353	263	652	3,22	2,6	12,41
Aluminum, 6201 alloy	52,5	0,00347	268	654	3,28	2,6	12,47
Aluminum-clad steel wire	20,3	0,0036	258	657	8,48	3,58	17,2
Steel, 1020	10,8	0,00316	605	1510	15,9	3,28	15,95
Stainless-clad steel rod	9,8	0,0016	605	1400	17,5	4,44	14,72
Zinc-coated steel rod	8,6	0,0032	293	419	20,1	3,93	28,96
Stainless steel, 304	2,4	0,0013	749	1400	72	4,03	30,05

Figura 2.11: Constantes de los materiales utilizados. [13]

CALIBRE DEL CONDUCTOR		AREA NOMINAL	DIAMETRO
MCM	AWG	mm^2	m
350		177,35	0,015
300		152,01	0,0139
250		126,68	0,0127
211,6	4/0	107,22	0,0117
167,8	3/0	85,03	0,0104
133,1	2/0	67,44	0,0093

Figura 2.12: Dimensiones típicas de los conductores de puesta a tierra.

La Figura 2.12 se aprecia los parámetros de los conductores típicamente utilizados para los sistemas de puesta a tierra. [13]

2.5.9 Criterio de tensiones de paso y de toque tolerables

Las cantidades críticas de energía de choque absorbidas antes de despejar la falla y el sistema sea desenergizado deben ser prevenidos, para así garantizar la seguridad del personal que transite en el terreno establecido. Durante un cortocircuito, el límite para las tensiones toleradas por un cuerpo humano con masa corporal de 50kg, no debe exceder los valores obtenidos en las siguientes fórmulas:

Tensión de paso límite tolerable por un cuerpo de 50kg de peso corporal:

$$E_P^{50} = (1000 + 6C_S * \rho_S) * \frac{0.116}{\sqrt{T_S}} \quad (2.11)$$

Tensión de toque límite tolerable por un cuerpo de 50kg de peso corporal:

$$E_P^{50} = (1000 + 1.5C_S * \rho_S) * \frac{0.116}{\sqrt{T_S}} \quad (2.12)$$

Donde:

$R_S = 1000\Omega \rightarrow$ Promedio de un cuerpo humano en resistencia.

$I_S = \frac{0.1116}{\sqrt{T_S}} \rightarrow$ Función del tiempo de la corriente tolerable por un humano.

$T_S \rightarrow$ Durabilidad del choque.

$C_S * \rho_S = 2R_F \rightarrow$ Valor de resistencia a tierra ubicando los dos pies distanciados un metro sobre la superficie.

$1.5C_S * \rho_S = R_F / 2 \rightarrow$ Valor de resistencia a tierra ubicando los dos pies unidos sobre la superficie.

$R_S = \rho / 4r \rightarrow$ Valor de resistencia a tierra de un disco metálico de radio r ($r=0.08m$) ubicado encima de la superficie de una malla homogénea de resistividad ρ .

$C_S \rightarrow$ Coeficiente de reducción de la capa superficial calculada con la ecuación (16).

$\rho_S \rightarrow$ Resistividad del material de la capa superficial en $\Omega\cdot m$.

Los valores de las tensiones de toque y paso deben estar por debajo a los obtenidos mediante fórmulas, así se garantiza la seguridad del personal.

2.5.10 Desarrollo de malla de puesta a tierra

Datos obtenidos a partir de mediciones en el terreno y simulación en la barra.

$$L_x = 16 \text{ [m]}$$

$$L_y = 16 \text{ [m]}$$

$$\rho_1 = 23.18 \text{ [\Omega.m]}$$

$$\rho_2 = 26.5 \text{ [\Omega.m]}$$

$$E_1 = 3 \text{ [m]}$$

$$\rho_{eq} = 24.84 \text{ [\Omega.m]}$$

$$\rho_s = 100 \text{ [\Omega.m]}$$

$$P_m = 4 \text{ [m]}$$

$$I_f = 2220 \text{ [A]}$$

L_x → Lado horizontal de la malla.

L_y → Lado vertical de la malla.

ρ_1 → Resistividad de la primera capa.

ρ_2 → Resistividad de la segunda capa.

E_1 → Espesor de la primera capa.

ρ_{eq} → Resistencia equivalente del terreno.

ρ_s → Resistencia de la capa superficial.

P_m → Profundidad de la malla.

I_f → Corriente de falla en la barra de estudio.

Para la malla se establece un espacio entre conductores paralelos de 0.5 metros, al ser una malla cuadrada los dos lados tendrán igual cantidad de

conductores, serán 33, de esta manera necesitaremos 1056 metros del conductor para realizar la malla.

Valores tolerables de voltaje de toque y voltaje de paso:

$$V_{\text{toque.tolerable}} = 247.57 \text{ [V]}$$

$$V_{\text{paso.tolerable}} = 324.18 \text{ [V]}$$

A partir de los datos presentados, procedemos a emplear las formulas antes presentadas para obtener los parámetros necesarios para la malla de puesta a tierra, teniendo como resultados los siguientes valores.

$$S_t = 9.62 \text{ [mm}^2\text{]}$$

$$V_{\text{toque}} = 209.12 \text{ [V]}$$

$$V_{\text{paso}} = 216.88 \text{ [V]}$$

$$R_g = 0.535 \text{ [\Omega]}$$

S_t → Sección transversal del conductor.

V_{toque} → Voltaje de toque.

V_{paso} → Voltaje de paso.

R_g → Resistencia de la malla de puesta a tierra.

2.6 Criterio de diseño de la malla de puesta a tierra.

2.6.1 Selección del voltaje de aislamiento

El voltaje máximo de CNEL en subtransmisión, por regulación del ARCONEL, no puede ser superior al 5% del valor nominal. Para el caso de 69 kV, el valor máximo será de 72.5 kV. [14]

Según la norma IEC 60071-1 para caracterizar el nivel de aislamiento de un equipo entre 1 y 250 kV bastan dos clases de sobretensiones, el voltaje de impulso de rayo (BIL) y el de frecuencia industrial de corta duración. Se asignan valores de $325kV_{\text{pico}}$ y $140kV_{\text{pico}}$ para equipo de 72.5kV; dado

que $325kV_{pico}$ es el nivel de impulso que los equipos deben resistir en el sitio de la instalación. [15]

2.6.2 Selección del voltaje de aislamiento

La norma IEC 60071-2, indica la menor distancia entre partes energizadas y partes conectadas al potencial de tierra en distintas configuraciones de electrodos y distintos valores de BIL. Así, para $325kV_{pico}$, el mínimo podría ser de 630 mm, suficiente para un arreglo estructura-varilla o estructura-conductor, tanto para fase-neutro como para fase-fase.

Para el diseño será conveniente dejar espacios mayores al mínimo, debido a la necesidad de circulación de equipos para las distintas labores que se requieran realizar.

Se elegirá 2000 mm como las distancias entre fases y fase-tierra.

2.6.3 Selección de distancia de fuga

La distancia de fuga es medida a lo largo del contorno externo de la envolvente aislante que separa la parte metálica conductora de la alta tensión y la brida metálica de acoplamiento a la tapa o pared del tanque principal, según indica la norma IEEE Std C57.19.00. [17]

Debido a que el sitio donde será colocada nuestra subestación no es una zona de mucha población, se prevé que, la única contaminación sea por la circulación de vehículos. Debido a esto escogeremos un nivel de contaminación tipo B, que según la norma IEC60815, se deberá establecer 27.8 mm/kV. Para obtener la distancia de fuga deberemos tomar el máximo voltaje fase-tierra para el cálculo. [18]

$$D_{fuga} = \frac{72.5kV}{\sqrt{3}} * \left(27.8 \frac{mm}{kV}\right) = 1163.65 \text{ mm} \quad (2.13)$$

2.6.4 Distancia de seguridad para maniobras del personal

Para la seguridad del personal que realice trabajos en la subestación, deben existir espacios libres, para que logren realizar maniobras sin poner riesgo a sus vidas. [19]

La primera distancia considerada, es la distancia mínima entre fase y tierra, la segunda distancia depende de la altura promedio de los trabajadores, junto con los movimientos que estos pueden realizar, se vertical u horizontalmente.

$$D_H = D_{FT} + 0.9 \text{ [m]} \quad (2.14)$$

$$D_V = D_{FT} + 2.25 \text{ [m]} \quad (2.15)$$

Donde:

D_{FT} → Distancia mínima de fase a tierra respecto al BIL de la zona.

D_H → Distancia horizontal que se debe acatar en todo el territorio de circulación.

D_V → Distancia vertical que se debe acatar en todo el territorio de circulación. Esta distancia nunca debe ser menor a 3 metros.

Se procedió al cálculo, se usarán los valores antes estipulados, la distancia mínima entre fase y tierra, para dar más seguridad se aumentará el 5% al valor resultante.

$$D_H = D_{FT} + 0.9 \text{ [m]} = 0.7 + 0.9 = 1.6 \text{ [m]} * 1.05 = 1.68 \text{ [m]}$$

$$D_V = D_{FT} + 2.25 \text{ [m]} = 0.7 + 2.25 = 2.95 = 3.1 \text{ [m]}$$

2.6.5 Altitud de los equipos por encima del nivel del suelo

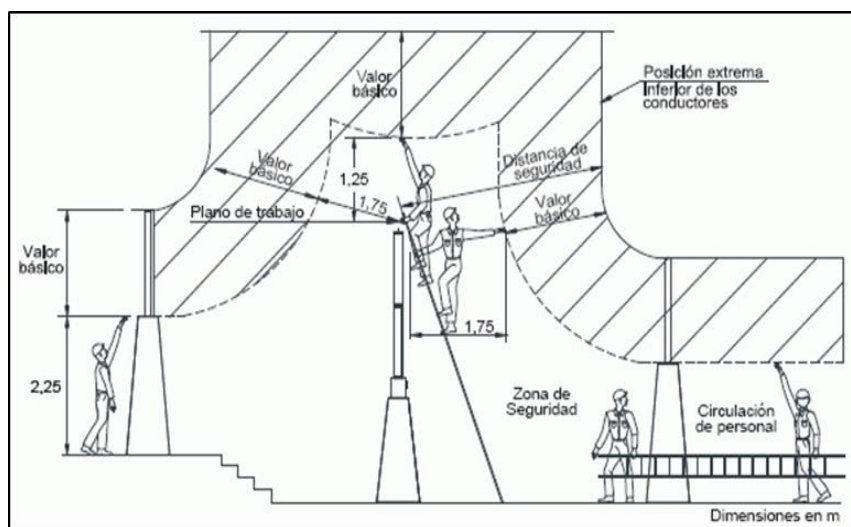


Figura 2.13: Distancias de seguridad.

En la Figura 2.13 presentada se aprecia las distancias de seguridad basado en la medida promedio de una persona con los brazos estirados, 2.25 metros. Esta es considerada como la altura para el primer nivel de barras h_s , dentro de esta se encuentran los equipos como pararrayos, transformadores de medición, desconectores e interruptores. [19]

Para cualquier otro equipo la altura mínima h_s se la calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$h_s = 2.3 + 0.105V_{\max} \quad (2.16)$$

Donde:

V_{\max} → La tensión máxima del equipo que se trate.

$$h_s = 2.3 + 0.105V_{\max} = 2.3 + 0.105(72.5\text{kV}) = 3.06 \text{ [m]}$$

2.6.6 Altitud de los equipos por encima del nivel del suelo

Para evitar alguna sensación de campo eléctrico para un operador que cruce debajo de las barras, se establece una altura mínima sobre el suelo, según los niveles de voltaje se calcula la misma, para el estudio de 69Kv, procederemos al cálculo por medio de la siguiente ecuación: [19]

$$H = 5 + 0.0125kV_{\max} = 5 + 0.91 = 5.91 \text{ [m]} \quad (2.17)$$

2.6.7 Altura de remate en las líneas de sub-transmisión

Para el remate de los conductores que entran o salen de una subestación, se debe considerar una altura mínima de 6 metros, el cálculo se lo hará a partir de la siguiente formula:

$$H = 5 + 0.006kV_{\max} = 5 + 0.44 = 5.44 \text{ [m]} \quad (2.18)$$

Debido a lo señalado anteriormente, se debe ajustar la altura de remate, esta será:

$$H = 6 \text{ [m]}$$

2.6.8 Aislamiento de barras aéreas

Debido a que la composición de los conductores de líneas de transmisión y las barras de una subestación es distinta, las impedancias características de igual manera serán distintas. Esto causara que, al llegar un sobre-voltaje transitorio a la subestación, este se refleje y refracte en el punto de cambio de impedancia característica.

Se usarán aisladores tipo poste, para la línea de subtransmisión la cadena será de siete aisladores en las estructuras de suspensión.

2.6.9 Selección de pararrayos

Para la selección de pararrayos nos basaremos en la norma UNE-EN-60099-4. [21]

Siendo $V_n = 69kV$.

La tensión máxima (V_m) para el sistema será:

$$V_m = 1.05V_n = 1.05(69) = 72.5\text{kV} \quad (2.19)$$

La tensión máxima de operación (V_c) está dada por:

$$V_c \geq \frac{V_m}{\sqrt{3}} \geq 41.86\text{kV} \quad (2.20)$$

Para un sistema la corriente nominal I_n se elegirá basado en la siguiente tabla.

Tensión nominal del sistema V_n	Tensión máxima del sistema V_m	Clasificación del pararrayos (I_n)					
		5 kA	10 Ka			20 kA	
			Clase 1	Clase 2	Clase 3	Clase 4	Clase 5
$V_n \leq 66 \text{ Kv}$	$V_n \leq 72.5 \text{ kV}$	•	•	•			
$220 \text{ kV} < V_n \leq 380 \text{ kV}$	$72.5 \text{ kV} < V_s \leq 245 \text{ kV}$			•	•		
$220 \text{ kV} < V_n \leq 380 \text{ kV}$	$245 \text{ kV} < V_s \leq 420 \text{ kV}$				•	•	
$V_s > 380 \text{ Kv}$	$V_s > 420 \text{ kV}$				•	•	

Tabla 2: Pararrayos.

La capacidad de soportar sobretensiones temporales, TOV_c , para el tiempo de 10 segundos que tiene que soportar el pararrayos viene dado por la siguiente ecuación:

$$TOV_c \geq V_{eq} = \left(K * \frac{V_s}{\sqrt{3}} \right) \left(\frac{T_t}{10} \right)^m \quad (2.21)$$

Donde:

$K=1.4$ para el sistema sólidamente puesto a tierra

$m= 0.02$

Se seleccionará un pararrayo de 60 Kv.

2.6.10 Apantallamiento

El apantallamiento en una subestación básicamente sirve para la protección contra descargas atmosféricas. Este efecto se logra con hilos de guarda que llegan de las torres de transmisión y son colocados a lo largo de la subestación sosteniéndose en los pórticos más altos hasta su respectiva salida. Con el hilo de guarda se logra un volumen de protección. [22]

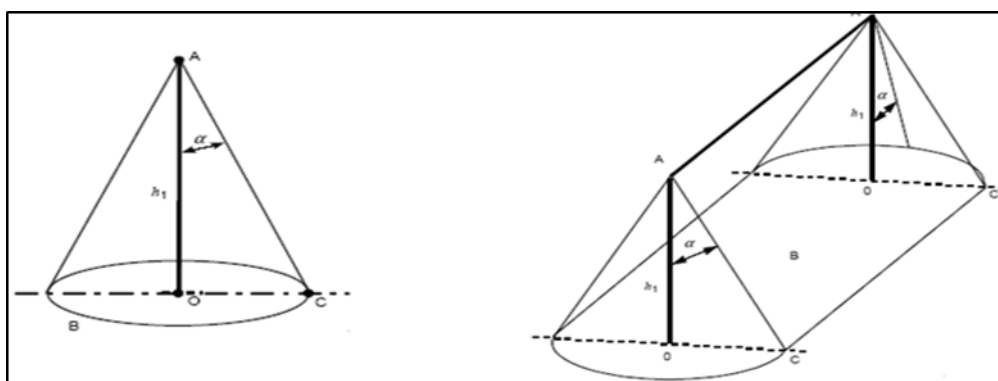


Figura 2.14: Volumen de protección. [22]

En la Figura 2.14 se detalla el volumen de protección de un pararrayo tipo punta que básicamente es un cono y un volumen de protección para hilos de guarda, los equipos a ser protegidos deben quedar dentro del área.

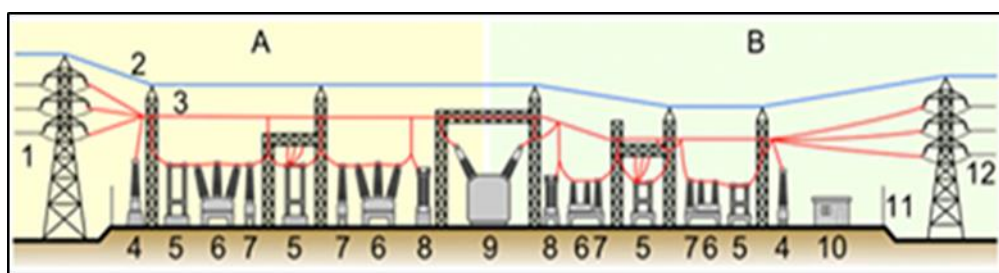


Figura 2.15: Vista horizontal de una subestación. [22]

En la Figura 2.15 el hilo de guarda tiene color azul y como se denota es el primer conductor que queda expuesto contra las descargas atmosféricas ofreciendo así la protección del sistema.

El hilo de guarda también puede ser utilizado para comunicación, por ello en la actualidad se está usando el conductor OPGW 24 que ofrece

características de resistencia contra descargas atmosféricas similares a los hilos de guarda clásicos, pero en su interior tiene fibra óptica que es utilizada para transmitir información. Para utilizar este tipo de conductor se basa en la norma IEEE-1138.

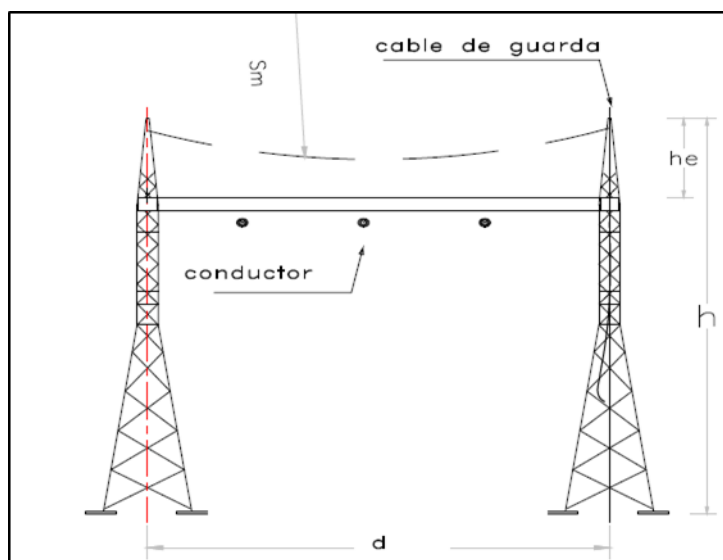


Figura 2.16: Hilo de guarda para patio de maniobras. [12]

En la Figura 2.16 se tiene el apantallamiento que se utilizará de pórtico a pórtico en el nuevo patio de maniobras. Para este proyecto se utilizará la línea de entrada y salidas ya existentes de Emeloro1, Saracay-Portovelo y Arenillas respectivamente. Se necesita un nuevo apantallamiento para la interconexión entre las barras en La Avanzada, por ello existirá un poste para el tendido de interconexión con su respectivo hilo de guarda.

2.7 Ajuste y coordinación de protecciones.

Para las líneas de sub-transmisión, se usará la función de sobre corriente (ANSI 50/51), el modelo de relés a usar es SEL 351A, los cuales de acuerdo con las normas IEC, tienen una característica de operación basada en curvas de tiempo inverso, en el caso del relé a utilizar, su curva correspondiente es la “muy inversa”.

[6]

2.7.1 Ajuste de protección

Para realizar el ajuste respectivo de la función de protección de sobre corriente ANSI 50/51, se debe tener datos como, la corriente máxima de ejecución del sistema (I_{MAX}) y las corrientes de cortocircuito.

Para ajustar la unidad instantánea, ANSI 50, se basa en la siguiente ecuación:

$$TAP_{50} > 1.25 \left(\frac{I_{3\phi MAX}}{RTC} \right) \quad (2.22)$$

Donde:

$I_{3\phi MAX}$ → Corriente máxima de falla trifásica.

RTC → Relación del transformador de corriente.

TAP50 → Ajuste del relé.

De esta manera en base al resultado de la inecuación, elegimos el TAP próximo al valor resultante.

Para el ajuste de la unidad temporizada, ANSI 51, se necesita calcular el valor del TAP adecuado con la siguiente formula:

$$TAP_{51} > \frac{I_{OP MAX}}{RTC} \quad (2.23)$$

Donde:

$I_{OP MAX}$ → Es la corriente máxima de operación.

Para el ajuste de la unidad temporizada se elige el adecuado "Ts", este se calcula a partir de la característica de operación del equipo a usar. En este caso, para el relé SEL 351A, la siguiente ecuación es la adecuada:

$$Ts = TD * \frac{13.5}{M - 1} \quad (2.24)$$

Donde:

TD → Dial de tiempo.

T_s → Tiempo en que el relé acciona.

M → Relación entre la corriente de falla trifásica máxima reflejada en el secundario del TC y el ajuste del TAP de la protección ANSI-51.

2.7.2 Cálculo para ajuste de protecciones

En base en los datos de la simulación, la línea de sub-transmisión desde la barra de estudio hasta el punto de llegada en la subestación Saracay, se obtuvo la corriente de falla siguiente:

$$I_{3\phi MAX} = 2550 [A]$$

$$I_{3\phi MAX N} = 1750 [A]$$

Para el caso de la corriente de operación máxima del sistema, será calculada en base a las capacidades de los transformadores instalados en el sistema, en este caso los que se encuentran en las distintas derivaciones de la línea de subtransmisión Saracay. La capacidad total de todos los transformadores aguas abajo es de 39MVA, en base a esta potencia la corriente de operación considerada será la siguiente:

$$I_{op.max} = 326.34 [A]$$

$$I_{op.N} = 240 [A]$$

Se elegirá un TC con relación 600:5.

Para el cálculo de las unidades instantáneas y temporizadas correspondientes a la línea de sub-transmisión que va desde la barra de estudio hacia el punto de llegada en la subestación Saracay, empleamos las ecuaciones 2.22, 2.23 y 2.24. Los valores conseguidos a partir de las simulaciones son:

$$TAP_{50} > 1.25 * \frac{I_{3\phi MAX}}{RTC} = 1.25 * \frac{2550}{600:5} = 26.56$$

$$TAP_{51} > \frac{I_{op.max}}{RTC} = \frac{326.34}{600:5} = 2.72$$

$$TAP_{50N} > 1.25 * \frac{I_{3\phi MAX N}}{RTC} = 1.25 * \frac{1750}{600:5} = 18.23$$

$$TAP_{51N} > \frac{I_{op.N}}{RTC} = \frac{240}{600:5} = 2$$

Para el ajuste de cada una de las unidades, se debe elegir el valor próximo de TAP, por lo tanto, los valores a elegir serán los siguientes.

$$TAP_{50} = 27 [A]$$

$$TAP_{51} = 3 [A]$$

$$TAP_{50N} = 19 [A]$$

$$TAP_{51N} = 2 [A]$$

$$TD = 0.20 [s]$$

$$TD_N = 0.15 [s]$$

Para la línea de sub transmisión desde la barra de interés hasta el punto de llega en la subestación Arenillas, luego de hacer la simulación, se obtienen los siguientes resultados:

$$I_{3\phi MAX} = 3000 [A]$$

$$I_{3\phi MAXN} = 2200 [A]$$

Las corrientes de operación serán calculadas considerando las capacidades máximas de los transformadores conectados a la red de estudio, en este caso, la suma de todos los transformadores instalados aguas abajo, desde donde empieza la línea de subtransmisión BARRA DE INTERES – ARENILLAS 69, la suma de las capacidades de los transformadores da un total de 25MVA, como resultado se obtienen las siguientes corrientes:

$$I_{op.max} = 270 [A]$$

$$I_{op.N} = 180 [A]$$

Se elegirá un TC con relación 500:5.

Para el cálculo de las unidades instantáneas y temporizadas correspondientes a la línea de sub-transmisión que va desde la barra de

estudio hasta el punto de llegada en la subestación Arenillas, se emplean las ecuaciones 2.22, 2.23 y 2.24 y los valores conseguidos a partir de las simulaciones.

$$TAP_{50} > 1.25 * \frac{I_{3\phi MAX}}{RTC} = 1.25 * \frac{3000}{500:5} = 37.5$$

$$TAP_{51} > \frac{I_{op.max}}{RTC} = \frac{270}{500:5} = 2.70$$

$$TAP_{50N} > 1.25 * \frac{I_{3\phi MAXN}}{RTC} = 1.25 * \frac{2200}{500:5} = 27.5$$

$$TAP_{51N} > \frac{I_{op.N}}{RTC} = \frac{180}{500:5} = 1.8$$

Para el ajuste de cada una de las unidades, se debe elegir el valor próximo de TAP, por lo tanto, los valores a elegir serán los siguientes.

$$TAP_{50} = 38 [A]$$

$$TAP_{51} = 3 [A]$$

$$TAP_{50N} = 28 [A]$$

$$TAP_{51N} = 2 [A]$$

$$TD = 0.16 [s]$$

$$TD_N = 0.15 [s]$$

2.8 Lista de equipos a utilizar para la implementación.

- Disyuntor tanque vivo 69 kV.
- Transformador de potencial 69/ $\sqrt{3}$ kV / 120 v (medición y protección)
- Transformador de corriente 69 kV 600/5 A 20 V A 5P20.
- Transformador de corriente 69 kV 500/5 A 20 V A 5P20.
- Pararrayos de 60 kV tipo estación.
- Tablero para protección y control.
- Relés SEL 351A.
- Seccionador tripolar a 69 kV de montaje horizontal.
- Seccionador monopolar con barras de cobre de 69 kV (operación con pértiga).

- Aisladores porcelana tipo poste.
- Conductor desnudo de cobre 500 MCM.
- Pórticos para barra de 69 kV.
- Conductor 4/0 (malla).
- Soldadura exotérmica (malla).

A continuación, las características de los equipos principales del patio de maniobras.

DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
Corriente nominal máxima	1200 A
Numero de polos	3
Voltaje nominal	69 kV
Medio de aislamiento	SF6
Frecuencia	60 Hz
Voltaje máximo	72,5 kV
Tensiones máximas BIL	325 kV pico
Tensión a frecuencia industrial	140 kV rms
Mecanismo de operación	Motor-resorte
Voltaje de circuitos de control	125 VDC
Mínima distancia de fuga	1813 mm
Corriente nominal de interrupción de línea en vacío	10 kA
Capacidad nominal de interrupción en corto circuito	31,5 kA
Duración máxima de corto circuito	3 seg
Capacidad nominal de cierre en corto circuito	80 kA
Norma	IEC 62271-100

Tabla 3: Características del interruptor trifásico de tanque vivo a 69 Kv.

DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
Corriente nominal	1200 A
Voltaje nominal	69 kV
Frecuencia	60 Hz
Voltaje máximo	72,5 kV
Tensión máxima BIL	325 kV pico
Tensión a frecuencia industrial	140 kV
Mínima distancia de fuga	1813 mm
Corriente nominal soportable de corta duración	31,5 kA
Duración de corto circuito	1 seg
Norma	IEC 62271-102

Tabla 4: Características del seccionador tripolar a 69 kv.

DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
Corriente nominal primaria	600 A
Corriente nominal secundaria	5A
Corriente máxima permanente	120%
Número de fases	1
Voltaje nominal	69 kV
Frecuencia	60 Hz
Burden y Clase de precisión Devanado secundario N1	40 VA 5P20
Burden y Clase de precisión Devanado secundario N2	40 VA 0,2
Tensión máxima BIL	325 kV
Tensión a frecuencia industrial	140 kV
Mínima distancia de fuga	1813 mm
Corriente nominal de corta duración (1 seg)	31,5 kA
Corriente nominal dinámica	52 kA
Norma	IEC 60044-1

Tabla 5: Características del transformador de corriente a 69 kv.

DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
Voltaje nominal primario fase-tierra	69/ $\sqrt{3}$ kV
Voltaje nominal de salida devanado secundario 1	115-115/ $\sqrt{3}$ kV
Voltaje nominal de salida devanado secundario 2	115-115/ $\sqrt{3}$ kV
Número de fases	1
Frecuencia	60 Hz
Burden y Clase de precisión Devanado secundario N1	40 VA 0,5
Burden y Clase de precisión Devanado secundario N2	40 VA 0,2
Tensión máxima BIL	325 kV pico
Tensión a frecuencia industrial	140 kV rms
Mínima distancia de fuga	1813 mm
Factor de sobre-voltaje operación continua	120%
Factor de sobre-voltaje 30 seg	150%
Norma	IEC 60044-2

Tabla 6: Características del transformador de potencial a 69 kv.

DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
Corriente nominal	1200 A
Voltaje nominal	69 kV
Frecuencia	60 Hz
Voltaje máximo	72,5 kV
Tensión máxima BIL	325 kV pico
Tensión a frecuencia industrial	140 kV
Mínima distancia de fuga	1813 mm
Corriente nominal soportable de corta duración	31,5 kA
Duración de corto circuito	1 seg
Norma	IEC 62271-102

Tabla 7: Características de seccionador monopolar a 69 kv.

DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
Voltaje asignado Ur	60 kV
Tipo	Oxido metálico
Tensión nominal del sistema	69 kV
Tensión máxima del sistema	72,5 kV
Máxima tensión de operación continua	48 kV
Frecuencia	60 Hz
Máxima duración de falla a tierra	1 seg
Corriente nominal de descarga	10 kA
Tensión máxima BIL	450 kV
Tensión a frecuencia industrial	140 kV
Mínima distancia de fuga	1813 mm
Norma	IEC 60099-4

Tabla 8: Características de pararrayo tipo estación a 69 kv.

DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
Tipo	OPGW
Sección metálica	82 mm
Carga de rotura nominal	5047 kgf
Coeficiente de dilatación	16,2 (10-6 /°C)
Clase de descarga atmosférica	50
Máxima corriente de cortocircuito	40 kA
Fibra óptica	24
Norma	IEEE-1138

Tabla 9: Características del hilo de guarda.

DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
Material	Porcelana
Resistencia	5000 lbs
Distancia de fuga	1813 mm
Norma	ANSI C29.7-1992

Tabla 10: Características de aisladores a 69 kv.

CAPÍTULO 3

3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.

3.1 Simulación del sistema incorporando la expansión del patio.

Con la expansión del patio de maniobras se simuló cuatro casos tomando en cuenta la expansión del patio. Además, se hicieron consideraciones en cuanto a la topología de las líneas de llegada a la subestación La Avanzada.

En los gráficos la expansión del patio toma el nombre de “Barra de Interés 69” (Para CYME líneas de color negro indican conexión y morado indican desconexión).

Caso 1: Operación sin interconexión entre EMELORO 1 - TRANSELEC 69 y con interconexión entre La Avanzada – Expansión del patio.

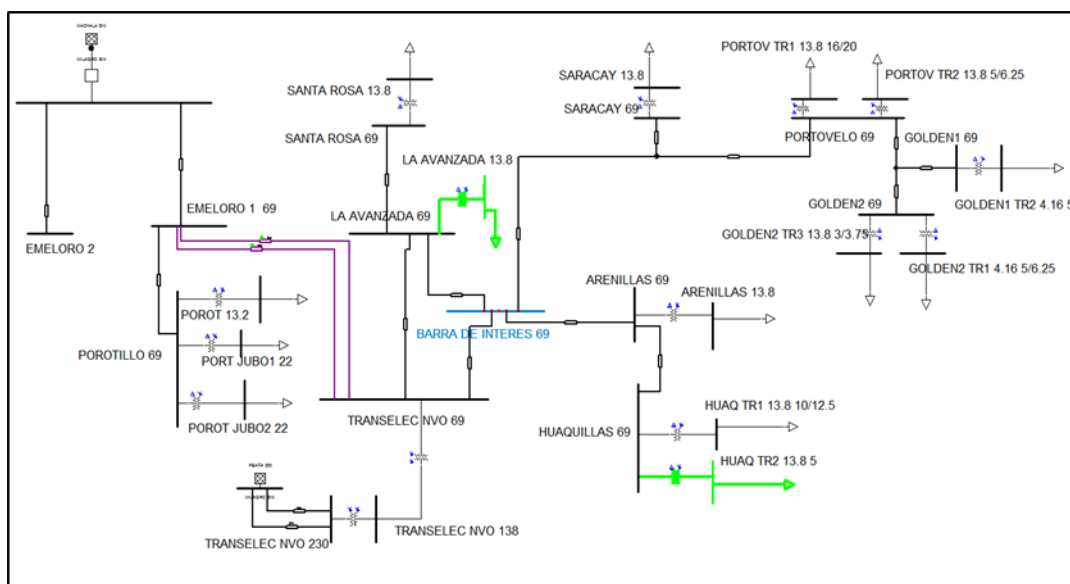


Figura 3.1: Esquema unifilar de sistema empleando el caso 1. [11]

La Figura 3.1 presenta el diagrama unifilar con una desconexión entre EMELORO1 y TRANSELEC 69.

BARRAS	KV BASE	KV LL	KV PU
EMELORO 1 69	69	69	1
TRANSELEC NVO 69	69	71,8	1,04
LA AVANZADA 69	69	71,8	1,04
BARRA DE INTERES 69	69	71,7	1,04
SANTA ROSA 69	69	71,3	1,033
ARENILLAS 69	69	70,7	1,025
HUAQUILLAS 69	69	69,6	1,008
SARACAY 69	69	69,8	1,011
PORTOVELO 69	69	67,4	0,976
GOLDEN1 69	69	67,3	0,976
GOLDEN2 69	69	67,3	0,976
POROTILLO 69	69	68	0,986
LA AVANZADA 13.8	13,8	14,7	1,065
SANTA ROSA 13.8	13,8	14,3	1,038
ARENILLAS 13.8	13,8	14,2	1,029
HUAQ TR1 13.8 10/12.5	13,8	14,2	1,027
HUAQ TR2 13.8 5	13,8	14,6	1,054
SARACAY 13.8	13,8	14,2	1,027
PORTOV TR1 13.8 16/20	13,8	13,9	1,01
PORTOV TR2 13.8 5/6.25	13,8	14	1,014
GOLDEN1 TR2 4.16 5	4,16	4,2	1,019
GOLDEN2 TR3 13.8 3/3.75	13,8	14	1,018
GOLDEN2 TR1 4.16 5/6.25	4,16	4,1	0,989
PORT JUBO1 22	22	21,6	0,98
POROT JUBO2 22	22	21,6	0,98
POROT 13.2	13,2	13,1	0,994

Tabla 11: Resultado de los voltajes del Caso 1.

En la Tabla 11 se muestra los voltajes del sistema, los cuales están dentro de sus valores aceptados en por unidad con excepción de la barra La Avanzada 13.8 y Huaq TR2 13.8 que salen del rango permitido con sobretensión de 1.5% y 0.4% de diferencia de su valor nominal respectivamente. Este caso muestra una mejora notable al sistema actual expuesto en el CAPITULO 2.

Para mejorar el sistema se cambió los TAPs primarios de los transformadores donde se encontraba el problema de sobretensión y se obtuvieron los siguientes resultados:

BARRAS	KV BASE	KV LL	KV PU	TAP Primario
LA AVANZADA 13.8	13,8	14,3	1,038	100%
HUAQ TR2 13.8 5	13,8	14,2	1,027	97,50%

Tabla 12: Voltajes en las barras con sobretensión del Caso 1.

En la Tabla 12 se nota que los voltajes en por unidad se encuentran dentro de los rangos permitidos, pero para esto se cambió el TAP primario del transformador “La Avanzada” de 97,5% a 100% y en el transformador de “Huaq TR2 13.8” de 95% a 97,5%, con esto todas las barras quedan dentro de los rangos permitidos.

Caso 2: Operación con interconexión entre EMELORO 1 - TRANSELEC 69 y entre La Avanzada – Expansión del patio.

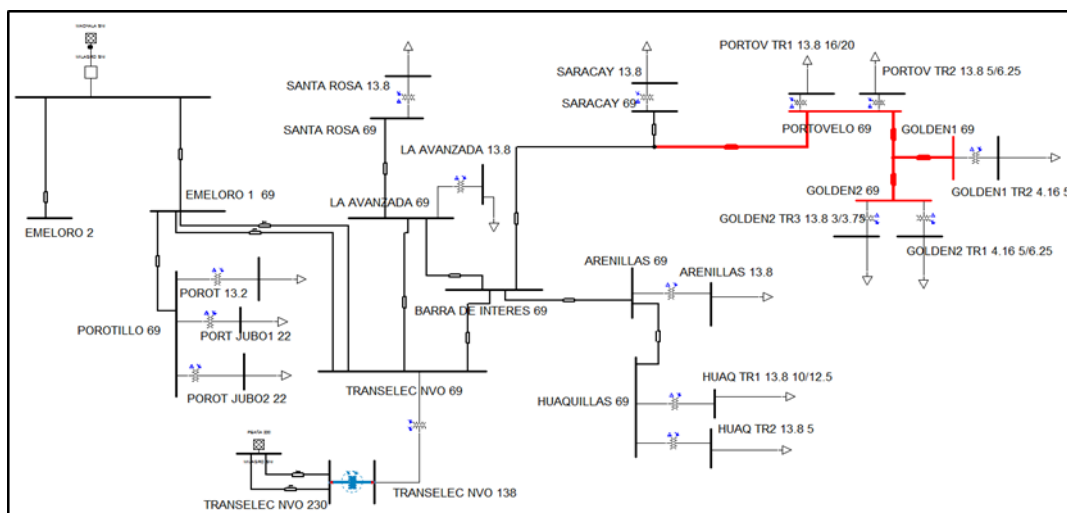


Figura 3.2: Esquema unifilar de sistema empleando el caso 2. [11]

La Figura 3.2 muestra el correspondiente esquema unifilar a la configuración del caso 2, lo que se denota de color rojo es una sub-tensión en el sistema.

BARRAS	KV BASE	KV LL	KV PU
EMELORO 1 69	69	69	1
TRANSELEC NVO 69	69	69,5	1,008
LA AVANZADA 69	69	69,6	1,008
BARRA DE INTERES 69	69	69,6	1,008
SANTA ROSA 69	69	69,1	1,001
ARENILLAS 69	69	68,5	0,992
HUAQUILLAS 69	69	67,3	0,975
SARACAY 69	69	67,5	0,978
PORTOVELO 69	69	65	0,941
GOLDEN1 69	69	64,9	0,941
GOLDEN2 69	69	64,9	0,941
POROTILLO 69	69	68	0,986
LA AVANZADA 13.8	13,8	14,2	1,032
SANTA ROSA 13.8	13,8	13,9	1,004
ARENILLAS 13.8	13,8	13,7	0,994
HUAQ TR1 13.8 10/12.5	13,8	13,7	0,99
HUAQ TR2 13.8 5	13,8	14,1	1,019
SARACAY 13.8	13,8	13,7	0,992
PORTOV TR1 13.8 16/20	13,8	13,4	0,972
PORTOV TR2 13.8 5/6.25	13,8	13,5	0,976
GOLDEN1 TR2 4.16 5	4,16	4,1	0,982
GOLDEN2 TR3 13.8 3/3.75	13,8	13,5	0,981
GOLDEN2 TR1 4.16 5/6.25	4,16	4	0,953
PORT JUBO1 22	22	21,6	0,98
POROT JUBO2 22	22	21,6	0,98
POROT 13.2	13,2	13,1	0,995

Tabla 13: Resultados de los voltajes de caso 2.

En los resultados expuestos en la Tabla 13 se tiene sub-tensión que la barra Portovelo, Golden 1 y Golden 2 salen del rango permitido con un 0.9% de diferencia de su valor nominal.

Caso 3: Operación sin interconexión entre EMELORO 1 - TRANSELEC 69 y sin interconexión entre La Avanzada - Expansión del patio.

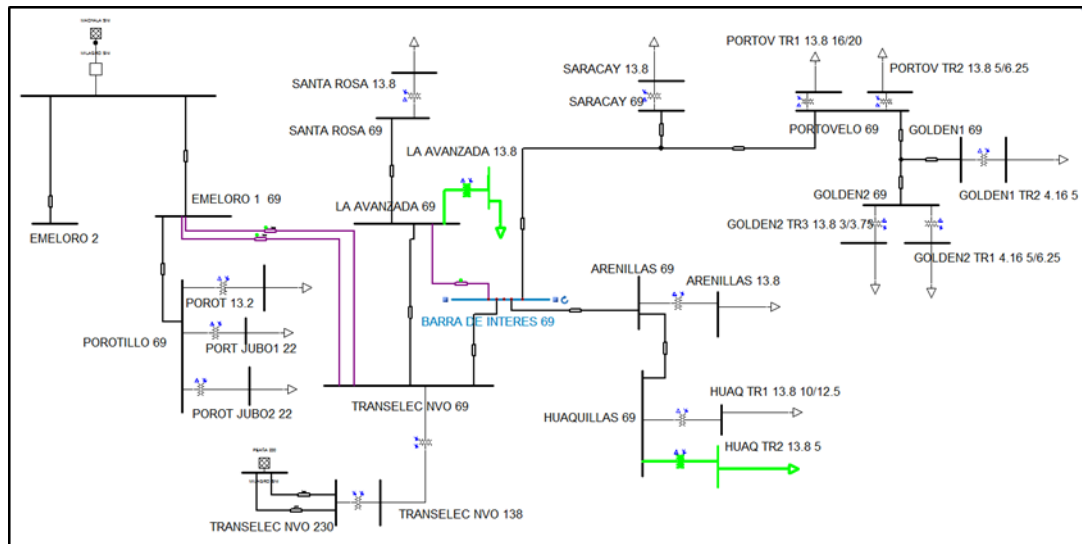


Figura 3.3: Esquema unifilar de sistema empleando el caso 3. [11]

En la Figura 3.3 se presenta el diagrama unifilar teniendo la configuración del Caso3.

BARRAS	KV BASE	KV LL	KV PU
EMELORO 1 69	69	69	1
TRANSELEC NVO 69	69	71,8	1,04
LA AVANZADA 69	69	71,8	1,04
BARRA DE INTERES 69	69	71,7	1,04
SANTA ROSA 69	69	71,3	1,033
ARENILLAS 69	69	70,7	1,024
HUAQUILLAS 69	69	69,6	1,008
SARACAY 69	69	69,8	1,011
PORTOVELO 69	69	67,4	0,976
GOLDEN1 69	69	67,3	0,976
GOLDEN2 69	69	67,3	0,976
POROTILLO 69	69	68	0,986
LA AVANZADA 13.8	13,8	14,7	1,065
SANTA ROSA 13.8	13,8	14,3	1,038
ARENILLAS 13.8	13,8	14,2	1,028
HUAQ TR1 13.8 10/12.5	13,8	14,2	1,027
HUAQ TR2 13.8 5	13,8	14,5	1,054
SARACAY 13.8	13,8	14,2	1,026
PORTOV TR1 13.8 16/20	13,8	13,9	1,009
PORTOV TR2 13.8 5/6.25	13,8	14	1,013
GOLDEN1 TR2 4.16 5	4,16	4,2	1,019
GOLDEN2 TR3 13.8 3/3.75	13,8	14	1,018
GOLDEN2 TR1 4.16 5/6.25	4,16	4,1	0,989
PORT JUBO1 22	22	21,6	0,98
POROT JUBO2 22	22	21,6	0,98
POROT 13.2	13,2	13,1	0,994

Tabla 14: Resultados de los voltajes de caso 3.

En la Tabla 14 se denota que la barra La Avanzada 13.8 y Huaq TR2 13.8 salen de los rangos con una diferencia de su valor nominal de 1.5% y 0.4% respectivamente. Para mejorar el sistema se realizó cambios en los TAPs primarios de los transformadores donde se presentó sobretensión. Los resultados fueron los siguientes:

BARRAS	KV BASE	KV LL	KV PU	TAP Primario
LA AVANZADA 13.8	13,8	14,3	1,038	100%
HUAQ TR2 13.8 5	13,8	14,2	1,027	97,50%

Tabla 15: Voltajes en las barras con sobretensión del caso 3.

En la Tabla 15 se nota que los voltajes en por unidad se encuentran dentro de los rangos permitidos, se cambió el TAP primario del transformador “La Avanzada” de 97,5% a 100% y en el transformador de “Huaq TR2 13.8” de 95% a 97,5%, con esto todas las barras quedan dentro de los rangos permitidos.

Caso 4: Operación con interconexión entre EMELORO 1 - TRANSELEC 69 y sin interconexión entre La Avanzada - Expansión del patio.

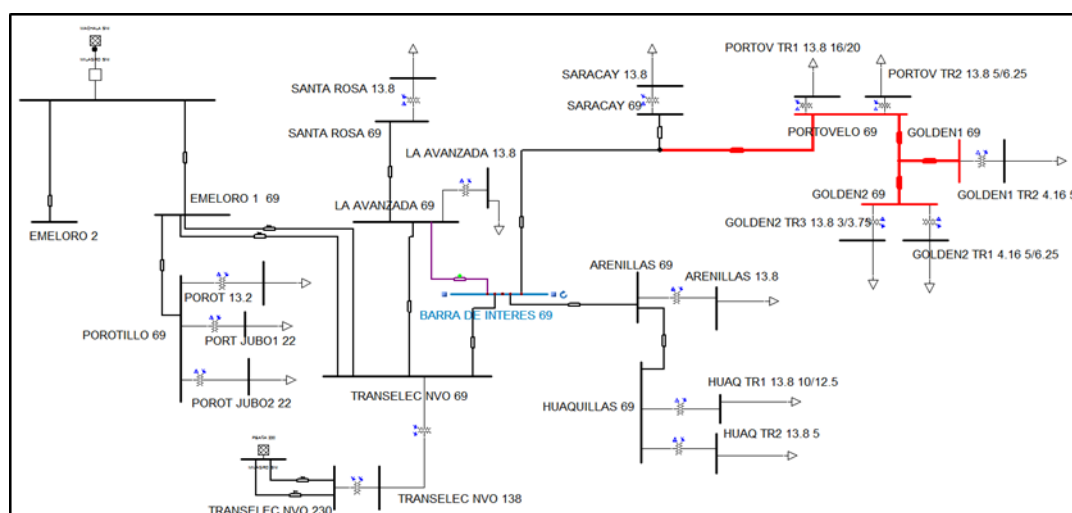


Figura 3.4: Esquema unifilar de sistema empleando el caso 4. [11]

La Figura 3.4 se muestra el esquema unifilar correspondiente a la configuración del caso 4, lo que se denota de color rojo es una sub-tensión en el sistema.

BARRAS	KV BASE	KV LL	KV PU
EMELORO 1 69	69	69	1
TRANSELEC NVO 69	69	69,5	1,008
LA AVANZADA 69	69	69,6	1,008
BARRA DE INTERES 69	69	69,5	1,008
SANTA ROSA 69	69	69,1	1,001
ARENILLAS 69	69	68,4	0,992
HUAQUILLAS 69	69	67,3	0,975
SARACAY 69	69	67,5	0,978
PORTOVELO 69	69	64,9	0,941
GOLDEN1 69	69	64,9	0,941
GOLDEN2 69	69	64,9	0,941
POROTILLO 69	69	68	0,986
LA AVANZADA 13.8	13,8	14,2	1,032
SANTA ROSA 13.8	13,8	13,9	1,004
ARENILLAS 13.8	13,8	13,7	0,994
HUAQ TR1 13.8 10/12.5	13,8	13,7	0,99
HUAQ TR2 13.8 5	13,8	14,1	1,019
SARACAY 13.8	13,8	13,7	0,992
PORTOV TR1 13.8 16/20	13,8	13,4	0,972
PORTOV TR2 13.8 5/6.25	13,8	13,5	0,976
GOLDEN1 TR2 4.16 5	4,16	4,1	0,982
GOLDEN2 TR3 13.8 3/3.75	13,8	13,5	0,981
GOLDEN2 TR1 4.16 5/6.25	4,16	4	0,953
PORT JUBO1 22	22	21,6	0,98
POROT JUBO2 22	22	21,6	0,98
POROT 13.2	13,2	13,1	0,995

Tabla 16: Resultados de los voltajes de caso 4.

Se tiene en la Tabla 16 que existe sub-tensión en la barra Portovelo, Golden 1 y Golden 2 saliendo de los rangos con un 0.9% de diferencia de su valor nominal.

Luego de analizar los cuatros casos se nota que en ningún caso todos los voltajes quedan dentro de los rangos permitidos siendo este el +/-5% del valor nominal, pero en comparación a la simulación presentada en la Figura 2.3 que tiene una diferencia del valor nominal de 13.9% en las barras de Portovelo 69, Gonden 1 y Golden2 se nota una gran mejora teniendo una diferencia máxima en los casos de estudio de 6.5% del valor nominal.

Con las mejoras realizadas en el caso 1 y 3, se notó una operación del sistema donde todos sus valores están dentro de los rangos permitidos, con una particularidad que entre ambos resultados solo varían en 0.002% que los hace prácticamente iguales. Una vez analizado esto se tomará que la mejor configuración es la del caso 1 para los estudios a realizarse con la proyección de carga.

3.2 Simulación del sistema final proyectado diez años a futuro.

Basándose en el estado actual de todo el sistema eléctrico, se usó los datos de demanda de los últimos años para así obtener un crecimiento porcentual promedio de las mismas. Se procedió a proyectar la demanda de las distintas cargas del sistema 10 años al futuro, considerando los distintos casos de operación del sistema presentados anteriormente.

Caso 1, Proyectado a futuro.

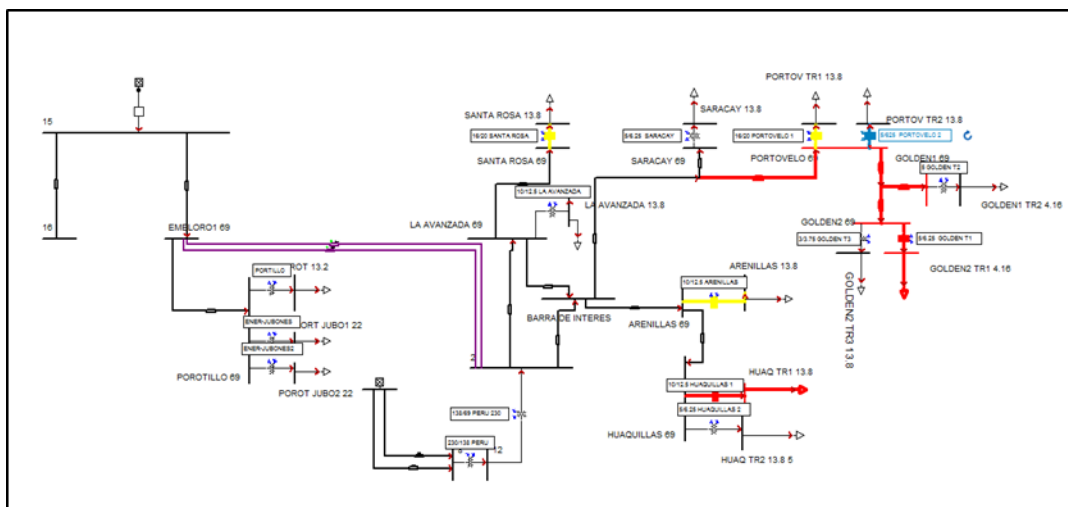


Figura 3.5: Esquema unifilar de sistema con demandas proyectadas. [11]

En la Figura 3.5 se muestran transformadores sobrecargados, esto se nota por el color amarillo con el que están resaltados, al igual que caídas severas de tensión en distintas barras y líneas del circuito analizado, esto se muestra resaltado con color rojo.

Transformador	kVA Nominal	kVA de paso
SANTA ROSA	16000	20243
LA AVANZADA	10000	1628
HUAQUILLAS 1	10000	18646
HUAQUILLAS 2	5000	4259
ARENILLAS	10000	11036
SARACAY	5000	3791
GOLDEN T2	5000	1058
GOLDEN T3	3000	708
GOLDEN T1	5000	1767
PORTOVELO 1	16000	17558
PORTOVELO 2	5000	6721
ENER-JUBONES	10000	1889
ENER-JUBONES2	10000	1889
PORTILLO	5000	2384

Tabla 17: Valores de carga de transformadores.

Se tiene en la Tabla 17 los valores de capacidad nominal de cada uno de los transformadores que se encuentran en el sistema eléctrico se confirman lo que se reflejaba en la Figura 3.5 acerca de las sobrecargas de los transformadores SANTA ROSA, HUAQUILLAS 1, ARENILLAS, PORTOVELO 1 Y PORTOVELO 2.

BARRAS	KVBASE	KVPU	KVLL
EMELORO1 69	69	69	1
TRANSELECTRIC NVO 69	69	71.4	1.035
LA AVANZADA 69	69	71.4	1.035
BARRA DE INTERES	69	71.4	1.035
SANTA ROSA 69	69	70.7	1.025
ARENILLAS 69	69	69.4	1.006
HUAQUILLAS 69	69	67.1	0.972
SARACAY 69	69	68.3	0.99
PORTOVELO 69	69	64.7	0.937
GOLDEN1 69	69	64.6	0.937
GOLDEN2 69	69	64.6	0.937
POROTILLO 69	69	68	0.986
LA AVANZADA 13.8	13.8	14.3	1.033
SANTA ROSA 13.8	13.8	14.1	1.022
ARENILLAS 13.8	13.8	13.8	0.998
HUAQ TR1 13.8	13.8	13.1	0.949
HUAQ TR2 13.8 5	13.8	13.9	1.009
SARACAY 13.8	13.8	13.8	1.001
PORTOV TR1 13.8	13.8	13.2	0.957
PORTOV TR2 13.8	13.8	13.3	0.963
GOLDEN1 TR2 4.16	4.16	4.1	0.978
GOLDEN2 TR3 13.8	13.8	13.5	0.976
GOLDEN2 TR1 4.16	4.16	3.9	0.949
POROT JUBO1 22	22	21.6	0.98
POROT JUBO2 22	22	21.6	0.98
POROT 13.2	13.2	13.1	0.994

Tabla 18: Resultados de voltajes caso 1, proyectado a futuro.

La Tabla 18 muestra los distintos resultados de voltajes en por unidad de todas las barras presentes en el circuito, que por regulación eléctrica deben estar en un rango del 5% por encima o debajo del valor nominal. Se nota que los voltajes de las barras PORTOVELO 69, GOLDEN1 69, GOLDEN2 69, HUAQ TR1 13.8 Y GOLDEN2 TR1 4.16 no se encuentran en el rango debido.

Para mejorar el problema existente en las subestaciones, se propondrá repotenciar las mismas, de manera que se sustituyan los transformadores que están sobrecargados por transformadores de mayor capacidad, de la siguiente manera.

Barra origen	KVA Nominal Actual	KVA Nominal Nuevo
SANTA ROSA	16000	25000
HUAQUILLAS 1	10000	20000
ARENILLAS	10000	15000
PORTOVELO 1	16000	20000
PORTOVELO 2	5000	10000

Tabla 19: Transformadores actuales y transformadores propuestos.

Caso 3 Incluyendo repotenciación de transformadores.

Se procederá a simular el sistema deshabilitando la interconexión entre dos barras, la existente en la subestación La Avanzada y la barra propuesta a realizar.

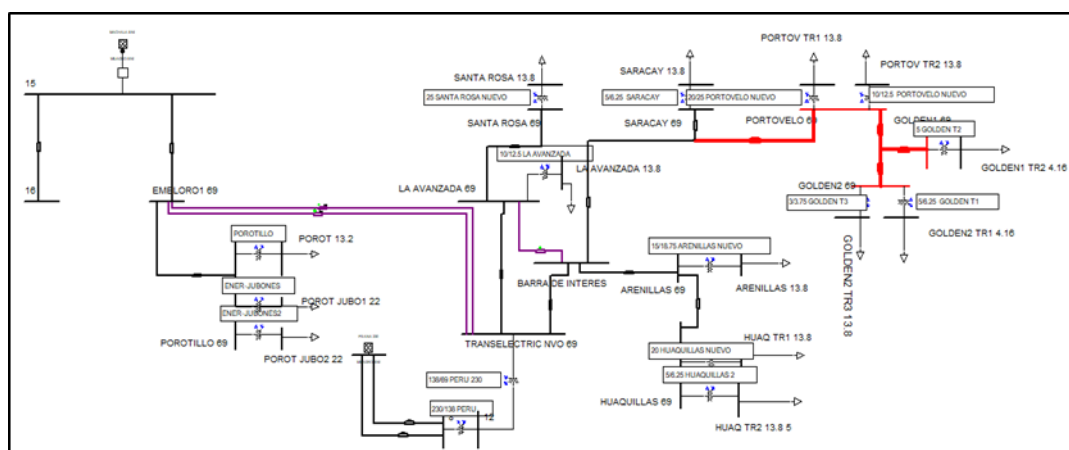


Figura 3.6: Esquema unifilar de sistema con demandas proyectadas, Caso 3.

Como se observa en la Figura 3.6, al desconectar la interconexión entre las barras que de la subestación la avanzada, las líneas que conectan la barra TRANSELECTRIC NVO 69 a LA AVANZADA y la BARRA DE INTERES que pertenece a la expansión propuesta seguirán en operación normal, es decir, bastara con la capacidad actual. Se observa que existiría sub-tensión en las líneas de subtransmisión, por ende, en las barras de llegada de las mismas.

BARRA	KV BASE	KV LL	KV PU
EMELORO1 69	69	69	1
TRANSELECTRIC NVO 69	69	72	1.043
LA AVANZADA 69	69	72	1.043
BARRA DE INTERES	69	71.9	1.042
SANTA ROSA 69	69	71.3	1.034
ARENILLAS 69	69	70.1	1.016
HUAQUILLAS 69	69	68	0.986
SARACAY 69	69	69	1
PORTOVELO 69	69	65.5	0.949
GOLDEN1 69	69	65.5	0.949
GOLDEN2 69	69	65.5	0.949
POROTILLO 69	69	68	0.986
LA AVANZADA 13.8	13.8	14.4	1.041
SANTA ROSA 13.8	13.8	14.4	1.042
ARENILLAS 13.8	13.8	14.1	1.021
HUAQ TR1 13.8	13.8	13.9	1.008
HUAQ TR2 13.8	13.8	14.1	1.024
SARACAY 13.8	13.8	14	1.011
PORTOV TR1 13.8	13.8	13.5	0.977
PORTOV TR2 13.8	13.8	13.6	0.989
GOLDEN1 TR2 4.16	4.16	4.1	0.991
GOLDEN2 TR3 13.8	13.8	13.7	0.989
GOLDEN2 TR1 4.16	4.16	4	0.961
POROT JUBO1 22	22	21.6	0.98
POROT JUBO2 22	22	21.6	0.98
POROT 13.2	13.2	13.1	0.994

Tabla 20: Resultados voltajes caso 3, proyección a futuro.

La Tabla 20 muestra que los resultados de todas las barras de 13.8kV están dentro del rango establecido, mientras que las barras de llegada de las líneas de subtransmisión en PORTOVELO 69, GOLDEN1 69 Y GOLDEN2 69, se encuentran fuera del rango.

Dado los resultados de las simulaciones, junto a la repotenciación de las subestaciones, se propondrá repotenciación de las líneas de subtransmisión para evitar funcionamientos inadecuados del sistema.

Barra de partida	Barra de llegada	Cargabilidad (A)	Capacidad (A)	% de utilización
TRANSELECTRIC NVO 69	BARRA DE INTERES	381.6	645	59.16%
TRANSELECTRIC NVO 69	LA AVANZADA 69	329.2	645	51.04%

Tabla 21: Cargabilidad de líneas salientes de la barra TRANSELECTRIC NVO 69.

Como se observa en la Tabla 21 la utilización de las líneas de subtransmisión TRANSELECTRIC NVO 69 – LA AVANZADA y TRANSELECTRIC NVO 69 – BARRA DE INTERES están por encima del 50%.

Caso 1 Considerando posibles contingencias en las líneas TRANSELECTRIC NVO 69 – LA AVANZADA y TRANSELECTRIC NVO 69 – BARRA DE INTERES.

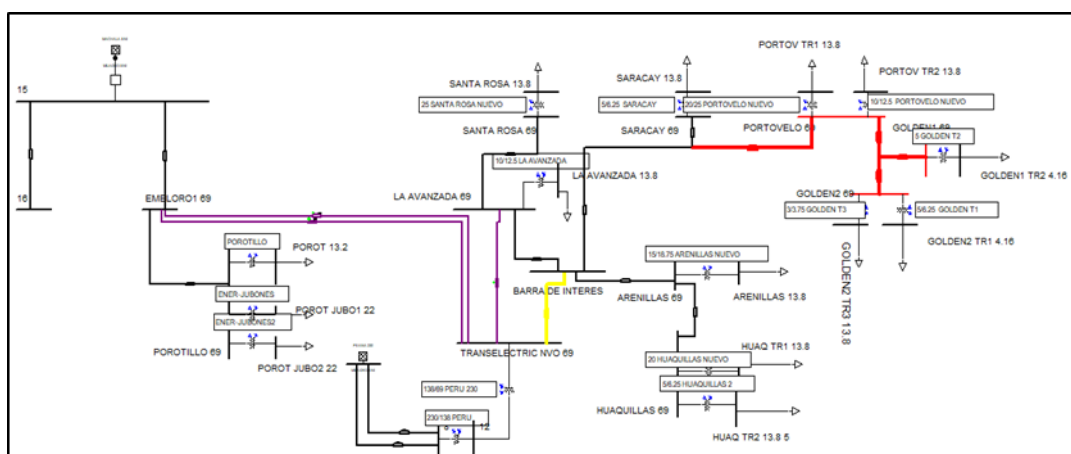


Figura 3.7: Esquema unifilar con cargas proyectadas, caso 4. [11]

Como se observa en la Figura 3.7, la línea que conecta la barra TRANSELECTRIC NVO 69 con BARRA DE INTERES que pertenece a la expansión propuesta, se sobrecarga, mientras que los voltajes siguen en las mismas condiciones que en la simulación anterior.

Barra de partida	Barra de llegada	Cargabilidad (A)	Capacidad (A)	% de utilización
TRANSELECTRIC NVO 69	BARRA DE INTERES	711	645	110.23%

Tabla 22: Cargabilidad de la línea en servicio, saliente de la barra TRANSELECTRIC NVO 69.

Como se muestra en la Tabla 22 la línea de subtransmisión TRANSELECTRIC NVO 69 – BARRA DE INTERES se encuentra sobrecargada con un 110.23%, debido a esta sobrecarga se propondrá la repotenciación para la línea antes mencionada, al ser de igual capacidad que la línea de subtransmisión que conecta la barra TRANSELECTRIC NVO 69 con LA AVANZADA. En el caso que exista una contingencia en cualquiera de las dos conexiones, ya sea TRANSELECTRIC NVO 69 con LA AVANZADA o TRANSELECTRIC NVO 69 con BARRA DE INTERES, existirá una sobrecarga en la que se mantiene en servicio. Por lo tanto, en las dos se deberá proponer la repotenciación antes mencionada.

Para el caso del voltaje fuera del rango de regulación en la línea de subtransmisión desde BARRA DE INTERES hasta la barra PORTOVELO 69, también se propondrá repotenciación de la terna existente entre esos dos puntos.

A continuación, se presentan los cambios propuestos para conductores.

BARRA SALIDA	BARRA DESTINO	CONDUCTOR ACTUAL	CONDUCTOR PROPUESTO
TRANSELECTRIC NVO 69	LA AVANZADA	ACAR 500	ACAR 600
TRANSELECTRIC NVO 69	BARRA DE INTERES	ACAR 500	ACAR 600
BARRA DE INTERES	NODO SARACAY	ACSR 336 LINET	ACSR 636 GROSBEACK
NODO SARACAY	PORTOVELO 69	ACSR 336 LINET	ACSR 636 GROSBEACK

Tabla 23: Conductores actuales y conductores propuestos.

Para los casos estudiados se incluirá posibles contingencias, en el anillo formado entre las tres barras principales, TRANSELECTRIC NVO 69, LA AVANZADA y BARRA DE INTERES.

Caso 1 Incluyendo la propuesta de repotenciación de líneas de subtransmisión, dando paso a las posibles contingencias en las líneas de subtransmisión principales.

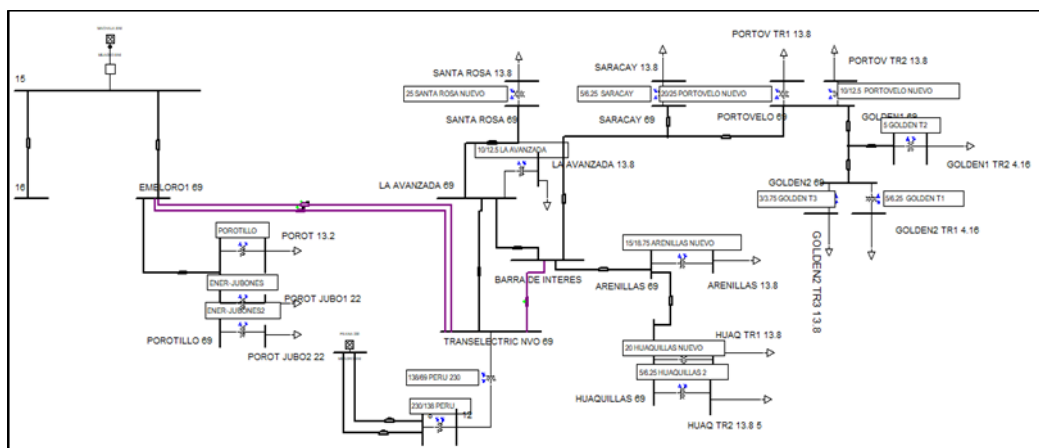


Figura 3.8 Esquema unifilar de sistema con demandas proyectadas, contingencia línea TRANSELECTRIC NVO 69 – BARRA DE INTERES.

Como se observa en la Figura 3.8, al salir de operación la línea de subtransmisión del tramo TRANSELECTRIC NVO 69 – BARRA DE INTERES, la cargabilidad de la línea TRANSELECTRIC NVO 69 – LA AVANZADA abastece para la energía que necesita transmitir.

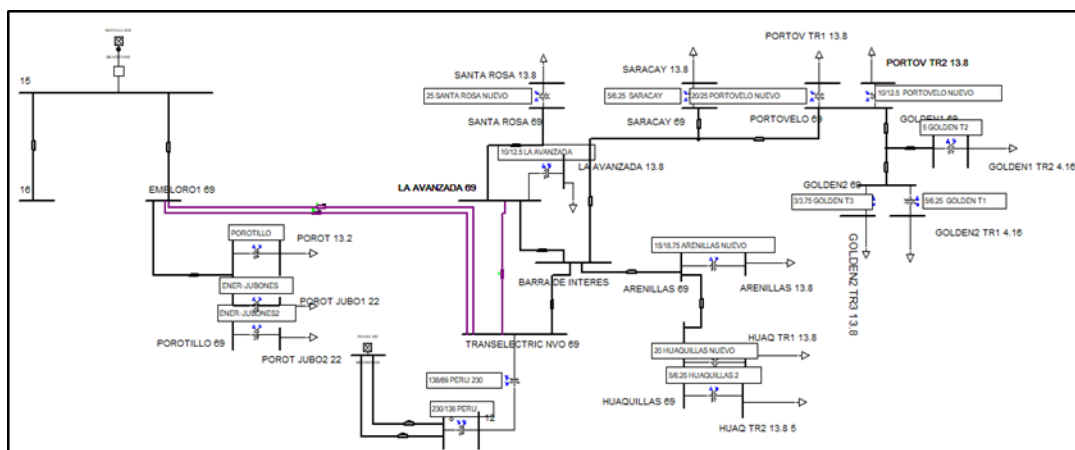


Figura 3.9: Esquema unifilar de sistema con demandas proyectadas, contingencia línea TRANSELECTRIC NVO 69 – LA AVANZADA. [11]

En la Figura 3.9 se simula la salida de operación de la línea de subtransmisión del tramo TRANSELECTRIC NVO 69 – LA AVANZADA. Dado que ambas líneas fueron repotenciadas con el mismo conducto, tampoco se ve afectada en su cargabilidad, es decir, también abastece para la energía que se necesita transmitir por la misma.

Dado que en todas las posibles contingencias dentro del anillo se logró cumplir con estándares de funcionamiento para el circuito estudiado, se presenta el funcionamiento normal del sistema.

Caso 1 Incluyendo la propuesta de repotenciación de líneas de subtransmisión.

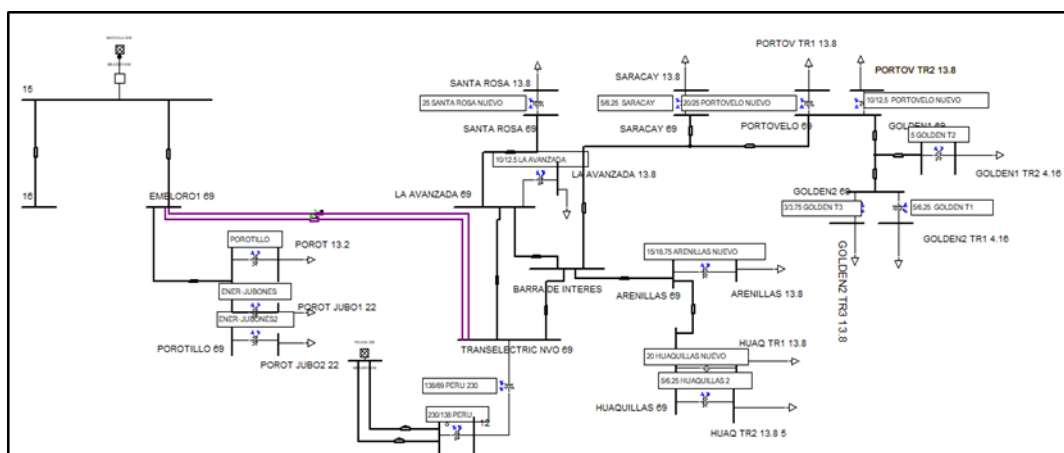


Figura 3.10: Esquema unifilar de sistema con demandas proyectadas y repotenciado, incluyendo interconexión. [11]

Se observa en la Figura 3.10 el sistema en óptimas condiciones, realizando las necesarias repotenciaciones y excluyendo la conexión EMELORO 1 – TRANSELECTRIC NVO 69. De esta manera se obtiene un sistema con los equipos utilizados de manera adecuada y los voltajes en valores adecuados.

BARRA	KV BASE	KV LL	KV PU
EMELORO1 69	69	69	1
TRANSELECTRIC NVO 69	69	72	1.044
LA AVANZADA 69	69	72	1.044
BARRA DE INTERES	69	72	1.044
SANTA ROSA 69	69	71.4	1.035
ARENILLAS 69	69	70.2	1.018
HUAQUILLAS 69	69	68.1	0.999
SARACAY 69	69	69.9	1.014
PORTOVELO 69	69	66.5	0.978
GOLDEN1 69	69	66.4	0.978
GOLDEN2 69	69	66.4	0.978
POROTILLO 69	69	68	0.986
LA AVANZADA 13.8	13.8	14.4	1.042
SANTA ROSA 13.8	13.8	14.4	1.039
ARENILLAS 13.8	13.8	14.1	1.023
HUAQ TR1 13.8	13.8	13.9	1.022
HUAQ TR2 13.8 5	13.8	14.1	1.038
SARACAY 13.8	13.8	14.1	1.026
PORTOV TR1 13.8	13.8	13.7	1.008
PORTOV TR2 13.8	13.8	13.9	1.020
GOLDEN1 TR2 4.16	4.16	4.2	1.022
GOLDEN2 TR3 13.8	13.8	13.9	1.020
GOLDEN2 TR1 4.16	4.16	4.1	0.991
POROT JUBO1 22	22	21.6	0.98
POROT JUBO2 22	22	21.6	0.98
POROT 13.2	13.2	13.1	0.994

Tabla 24: Voltajes resultantes del sistema proyectado y repotenciado, incluyendo interconexión.

Como se observa en la Tabla 24 no existen voltajes fuera del rango de regulación. Para los niveles de 69kV los niveles más bajos en por unidad resultan en la barra PORTOVELO 69, GOLDEN 1 69 Y GOLDEN 2 69, en las que da el mismo valor en por unidad 0.978. Para los niveles de distribución el nivel más bajo de voltaje en las zonas correspondientes a CNEL UN EL ORO, se da en PORTOV TR1 13.8 con un valor de 0.992 en por unidad, por el lado privado se da en GOLDEN 2 TR 4.16 con un valor de 0.976 en por unidad.

Caso 3 Incluyendo la propuesta de repotenciación de líneas de subtransmisión.

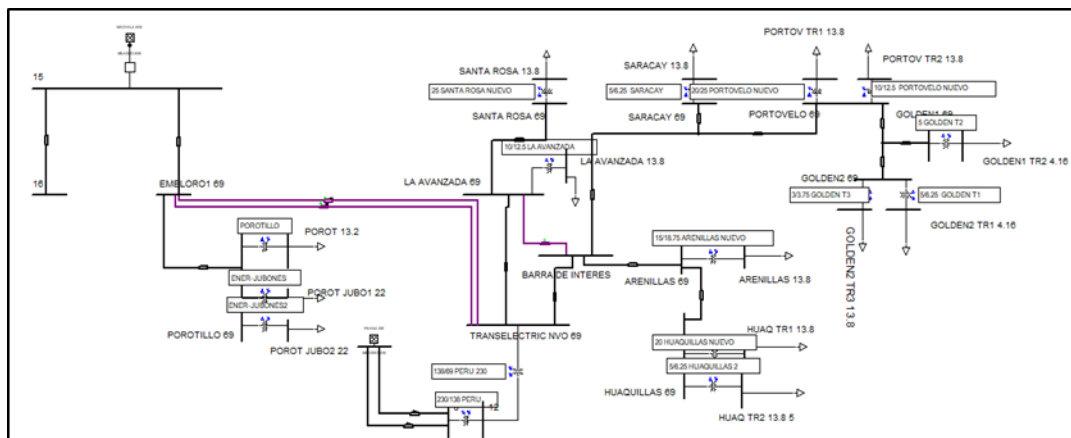


Figura 3.11: Esquema unifilar de sistema con demandas proyectadas, caso 4.
[11]

Como se observa en la Figura 3.11, aparentemente todos los problemas han sido solucionados, a continuación, se presentan los valores de voltajes.

BARRA	KV BASE	KV LL	KV PU
EMELORO1 69	69	69	1.000
TRANSELECTRIC NVO 69	69	72.1	1.044
LA AVANZADA 69	69	72	1.044
BARRA DE INTERES	69	72	1.044
SANTA ROSA 69	69	71.4	1.035
ARENILLAS 69	69	70.2	1.018
HUAQUILLAS 69	69	68.9	0.999
SARACAY 69	69	69.9	1.014
PORTOVELO 69	69	67.5	0.979
GOLDEN1 69	69	67.5	0.978
GOLDEN2 69	69	67.5	0.978
POROTILLO 69	69	68	0.986
LA AVANZADA 13.8	13.8	14.4	1.042
SANTA ROSA 13.8	13.8	14.3	1.038
ARENILLAS 13.8	13.8	14.1	1.024
HUAQ TR1 13.8 10/12.5	13.8	14.1	1.022
HUAQ TR2 13.8 5	13.8	14.3	1.038
SARACAY 13.8	13.8	14.2	1.026
PORTOV TR1 13.8 16/20	13.8	13.9	1.009
PORTOV TR2 13.8 5/6.25	13.8	14.1	1.020
GOLDEN1 TR2 4.16 5	4.16	4.3	1.022
GOLDEN2 TR3 13.8 3/3.75	13.8	14.1	1.021
GOLDEN2 TR1 4.16 5/6.25	4.16	4.1	0.992
PORT JUBO1 22	22	21.6	0.980
POROT JUBO2 22	22	21.6	0.980
POROT 13.2	13.2	13.1	0.994

Tabla 25: Voltajes del sistema excluyendo la interconexión.

La Tabla 25 muestra los resultados de voltaje, realmente han mejorado de gran manera, teniendo en por unidad 0.978 como el menor valor para el nivel de 69kV y 0.991 para los niveles de distribución, por lo que se considera exitosos los propuesto anteriormente.

3.3 Propuesta de esquema del patio de maniobras

Para el esquema del patio de maniobras se toma en cuenta las distancias mínimas de espaciamiento entre equipos y alturas con respecto al nivel del suelo de pendiendo del nivel de voltaje del patio y la homologación para las

subestaciones de la distribuidora CNEL. Debido a los requerimientos que tiene el sistema de la distribuidora CNEL El Oro se denotó que se necesita un patio con cuatro posiciones: una posición de llegada, una posición para una interconexión con la barra existente en el patio de la subestación La Avanzada y dos posiciones de salida para los circuitos Arenillas y Saracay-Portovelo.

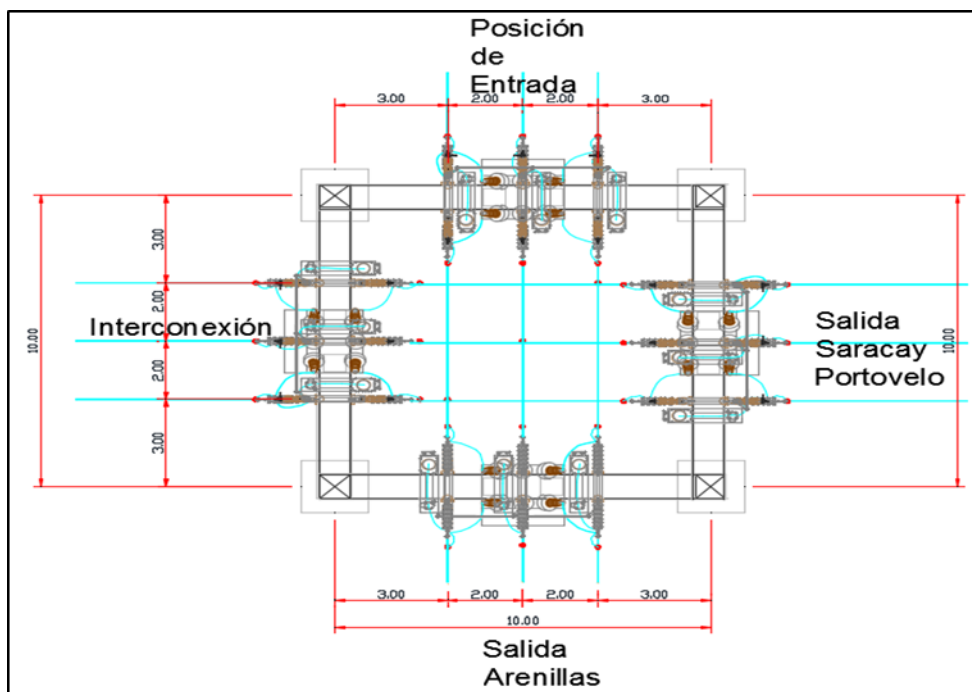


Figura 3.12: Vista superior de patio a 69 kV. [12]

En la Figura 3.12 se muestra la vista superior del patio contando con una separación de diez metros de pórtico a pórtico y una separación horizontal de dos metros entre conductores. El lado izquierdo se dispone para la interconexión, el lado superior para la llegada del nuevo punto de entrega, el lado derecho para la salida de Saracay-Portovelo y el lado inferior para la salida hacia Arenillas.

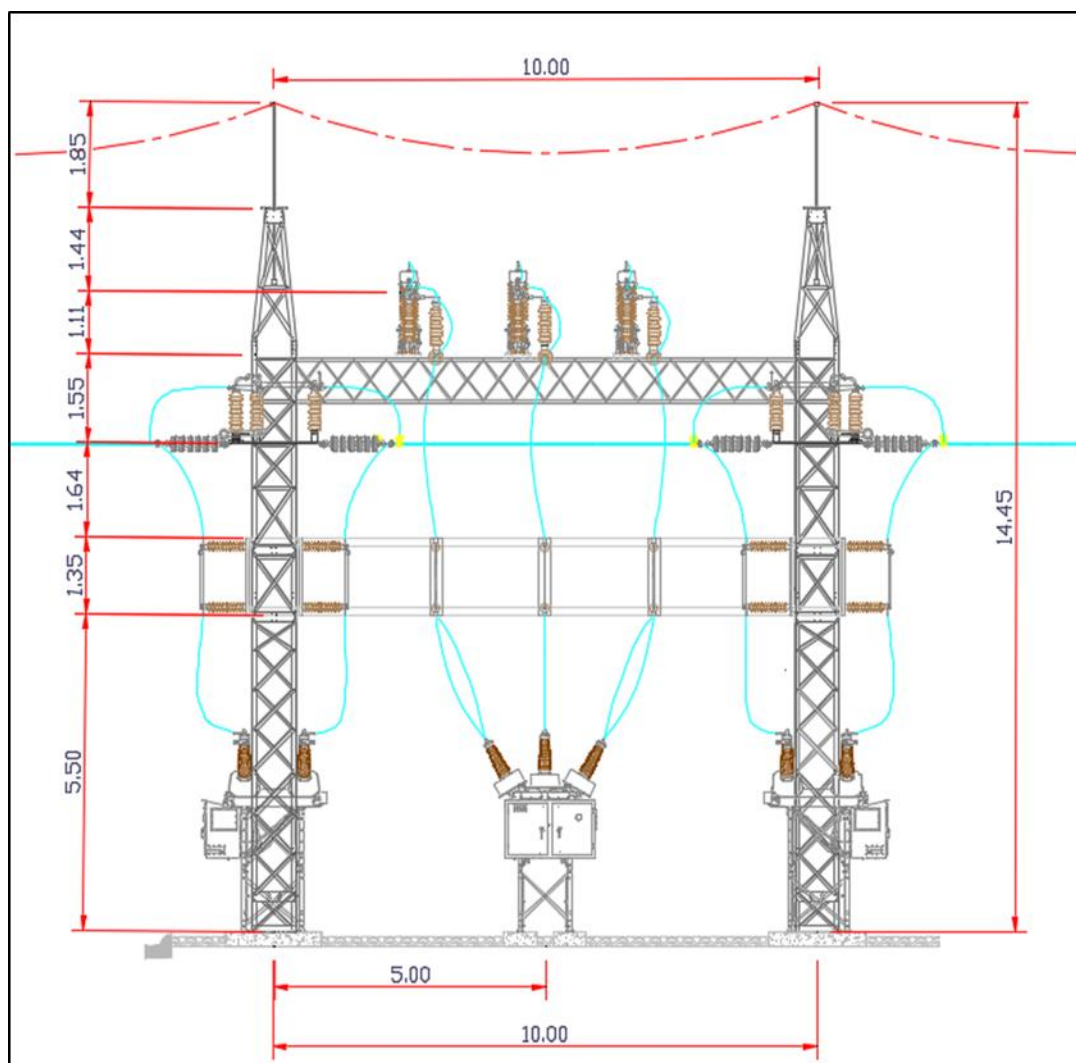


Figura 3.13: Vista frontal de los pórticos del patio de 69. [12]

La Figura 3.13 muestra la vista frontal del patio a 69 kV propuesto, se ha tomado en cuenta las alturas mínimas establecidas por las normas para el diseño y la homologación para subestaciones de distribución de CNEL. Se tiene una altura mínima de seguridad de barraje de cinco metros esto es para que el personal pueda pasar libremente por el patio para cualquier inspección. La altura total del pórtico es de aproximadamente 14.45 metros de altura.

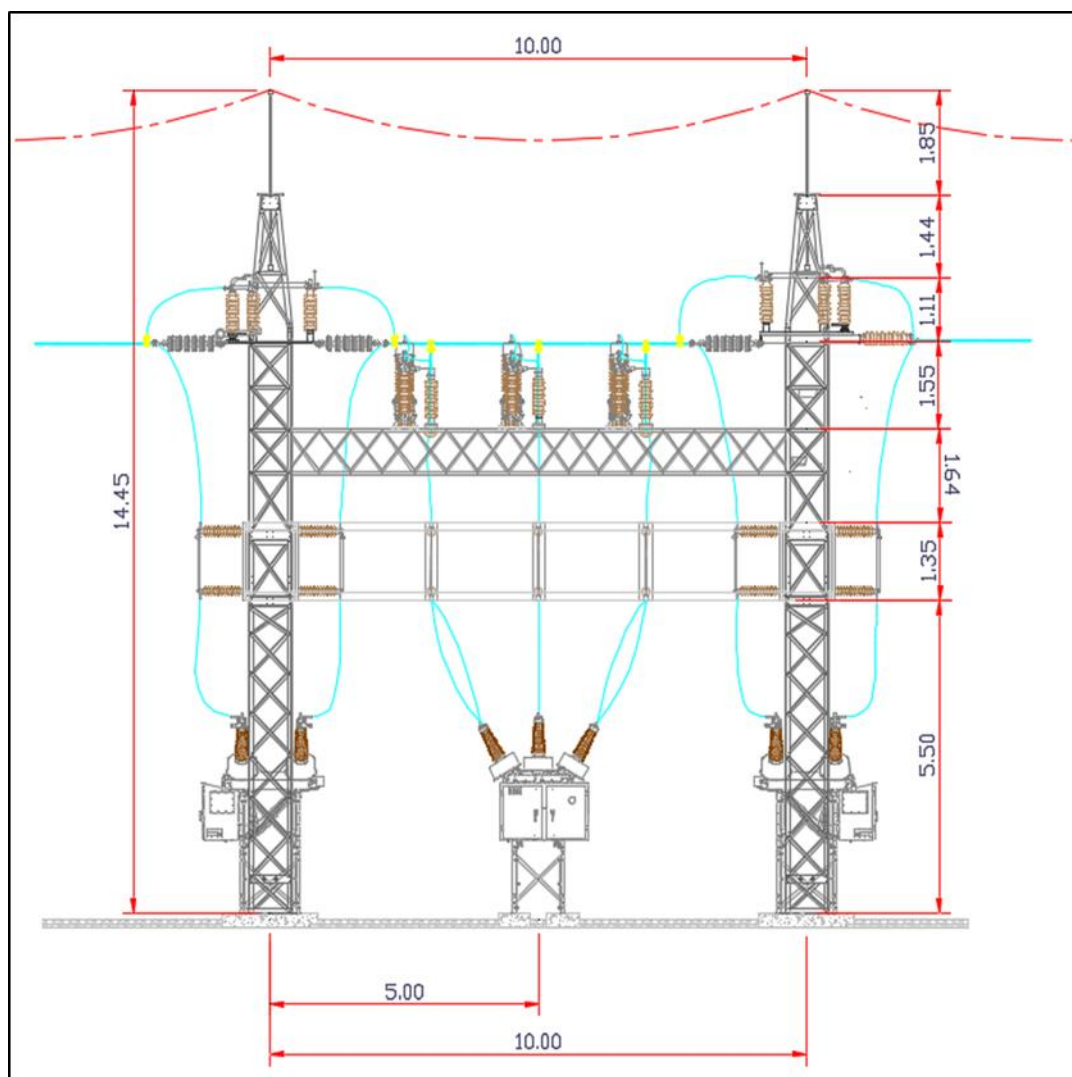


Figura 3.14: Vista lateral de los pórticos del patio de 69. [12]

La Figura 3.14 muestra la vista lateral del patio de maniobras propuesto, aquí se indica cada una de las distancias verticales y horizontales expresadas en metros.

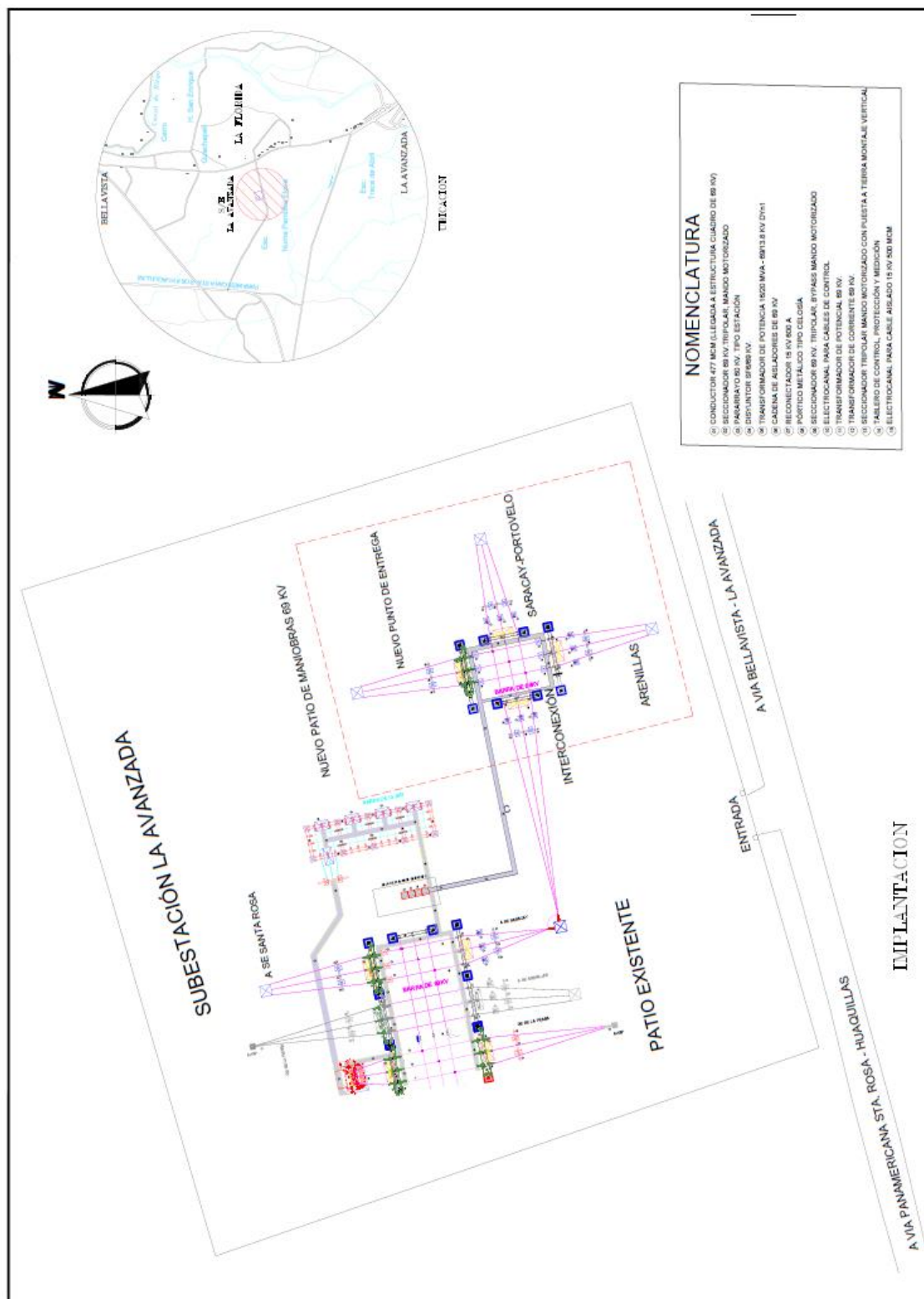


Figura 3.15: Vista Superior de la Subestación La Avanzada.

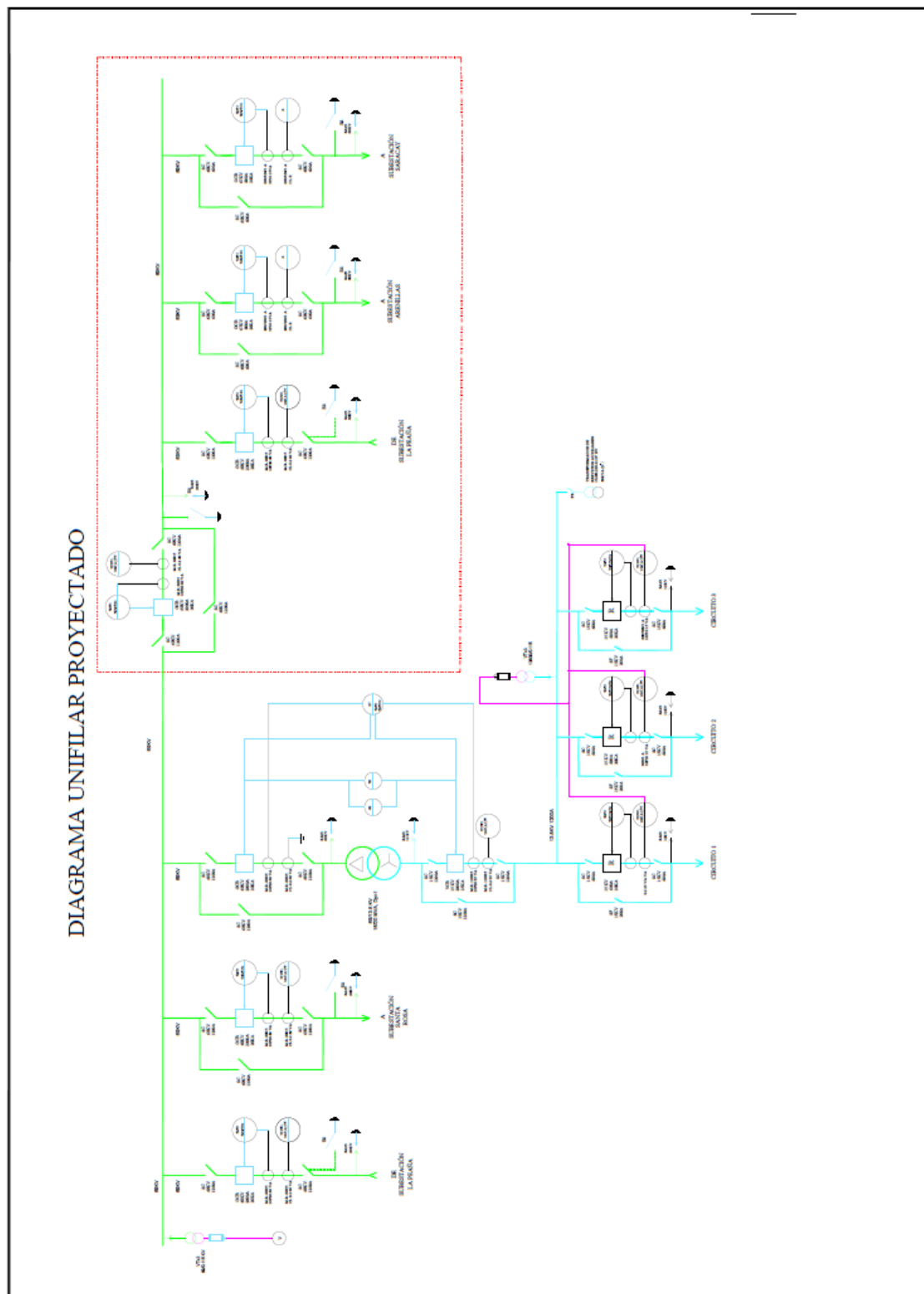


Figura 3.16: Diagrama Unifilar de la Subestación La Avanzada.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las conclusiones de nuestro estudio son las siguientes:

En circuito de EMELORO 1 se tiene que tomar medidas correctivas debido a que aguas debajo de la subestación La Avanzada los niveles decaen hasta en un 13.9% del valor nominal quedando por fuera de la regulación que establece el +/- 5% del valor nominal.

La propuesta de realizar la alimentación del sistema mediante otro punto de entrega fue un éxito momentáneo, ya que considerando el aumento de carga a futuro se necesitarán nuevos cambios como lo son repotenciaciones de líneas de sub-transmisión y subestaciones de distribución para de esta manera mantener los voltajes dentro de los rangos.

Mientras la barra de EMELORO 1 no tenga el mismo nivel de voltaje que la barra TRANSELECTRIC NVO 69, la línea que conecta estas dos barras debe estar desconectada debido a que se necesita mantener el voltaje.

Para tener un sistema más confiable, la línea EMELORO 1 - TRANSELECTRIC NVO 69 debe seguir disponible para ser conectada en el momento que exista una contingencia.

La reducción de pérdidas es algo muy importante y que se puede lograr teniendo dos líneas que transmitan la energía en paralelo, por lo que se debe subir el voltaje existente en la barra EMELORO 1 para así poder conectar sin problema alguno la línea que conecta esta barra con TRANSELECTRIC NVO 69.

Las recomendaciones de nuestro estudio son las siguientes:

Mantener estudios de crecimiento de las cargas anualmente, de esta manera se puede prevenir posibles malos funcionamientos del sistema ejecutando los cambios que según los estudios se vean necesarios.

Mientras no exista algún problema en la alimentación del sistema por medio de la línea de transmisión de 230kV, es recomendable mantener desconectada la línea de sub-transmisión del tramo EMELORO 1 – TRANSELECTRIC 69 debido a que los voltajes son menores mientras la misma esté conectada.

Proyectando el mismo sistema al futuro, basándonos en el historial de demanda anual, existen cargas que superan las capacidades nominales de las subestaciones y por estos motivos existen problemas de caídas de tensión. Por lo tanto, es recomendable tomar en cuenta una necesaria repotenciación de las mismas en el transcurso del tiempo, de esta manera se logrará abastecer las demandas presentadas.

En el sistema proyectado a 10 años, si se da una contingencia en el anillo formado entre las líneas que interconectan a las tres barras principales del sistema TRANSELECTRIC, LA AVANZADA y PUNTO DE INTERES, siendo esta en cualquier de las dos líneas que salen de TRANSELECTRIC, la que quede habilitada sufrirá una sobrecarga. Por lo tanto, se recomienda repotenciar las dos líneas mencionadas.

El sistema proyectado a 10 años en el futuro pasa a tener problemas de caída de tensión, para la mejora del mismo se recomienda repotenciar las líneas de sub-transmisión, al implementar la solución propuesta se lograría solucionar el problema.

Se recomienda elevar el voltaje en EMELORO 1, de esta manera se puede conectar a la barra TRANSELECTRIC NVO 69 sin ocasionar problemas de caída de tensión, al realizar esto se mejoraría los niveles de confiabilidad del sistema.

En la repotenciación de las líneas de sub-transmisión, se debe considerar realizarla construyendo ternas nuevas, de esta manera se disminuyen las perdidas y se da mayor confiabilidad al sistema.

Debido a que las proyecciones de las demandas de los alimentadores se hicieron en base a datos históricos entre 3 y 5 años, al esto no ser suficiente para un estudio muy

eficiente, se necesitaría basarse en estudios de evolución del sistema realizados por entidades regulatorias encargadas.

Para mejora de la tesis hacer estudio de la línea de transmisión de 230kV.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Maldonado Vizcaino, Alejandra; Valladares Benitez, Alejandro;, «Agencia de Regulacion y Control de Electricidad,» [En línea]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/04/Atlas2016.pdf>. [Último acceso: 31 Mayo 2017].
- [2] Maldonado Vizcaino, Alejandra; Valladares Benitez, Alejandro;, «Agencia de Regulacion y Control de Electricidad,» [En línea]. Available: http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/04/Est_2016_Anexos.pdf. [Último acceso: 31 Mayo 2017].
- [3] EATON, «CYME - Programa de analisis de redes electricas,» 2017. [En línea]. Available: <http://www.cyme.com/es/software/cymdist/>. [Último acceso: 24 Mayo 2017].
- [4] I. J. C. Romero, «Universidad de La Salle, Bogota,» [En línea]. Available: <http://cmapspublic2.ihmc.us/rid=1L7681P9H-2BT34NJ-1MP3/COORDINACION-DE-AISLAMIENTO.PDF>. [Último acceso: 20 Mayo 2017].
- [5] LVC-Consultor, 27 Diciembre 2005. [En línea]. Available: <https://es.scribd.com/document/49739621/Criterios-de-ajuste-y-coordinacion-de-los-sistemas-de-proteccion-del-sein>. [Último acceso: 29 Mayo 2017].
- [6] C. R. Mason, El Arte y La Ciencia De La Proteccion por Relevadores.
- [7] I. P. Concha, «Patricio Concha - Universidad Bio Bio, Chile,» [En línea]. Available: http://patricioconcha.ubb.cl/eleduc/public_www/capitulo5/mallas_de_tierra.html. [Último acceso: 30 Mayo 2017].
- [8] U. N. J. B. Grohmann, «Análisis Estructural de Torre de Transmisión Eléctrica,» Tacna, 2015.
- [9] J. D. G. & M. S. Sarma, «Análisis y Diseño de Sistemas de Potencia,» de Flujo de Potencia, pp. 250-255.
- [10] Siemens, «Case study - IEC61850 communications protocol,» 2009.
- [11] CNEL-EP UN EL ORO, «Datos,» MACHALA.
- [12] CNEL-EP, «Homologación».
- [13] J. S. R. C. & E. A. C. Plata, «Universidad Nacional de Colombia,» [En línea]. Available: <http://www.bdigital.unal.edu.co/4770/3/eduardoantonioacanoplata.2010.pdf>. [Último acceso: 19 Junio 2017].

- [14] CONELEC, «CONELEC 004/01».
- [15] IEC60071-1, «International Electrotechnical Commission,» [En línea]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/578>. [Último acceso: 20 JUNIO 2017].
- [16] IEC60071-2, «International Electrotechnical Commission,» [En línea]. Available: https://webstore.iec.ch/preview/info_iec60071-2%7Bed3.0%7Db.pdf. [Último acceso: 21 JUNIO 2017].
- [17] IEEE, «IEEE Standards Association,» [En línea]. Available: <https://standards.ieee.org/findstds/standard/C57.19.00-2004.html>. [Último acceso: 19 JUNIO 2017].
- [18] IEC60815, «International Electrotechnical Commission,» [En línea]. Available: https://webstore.iec.ch/preview/info_iec60815-1%7Bed1.0%7Den.pdf. [Último acceso: 21 JUNIO 2017].
- [19] IEEE, «National Electrical Safety Code,» 2007.
- [20] M. d. E. y. E. Renovable, «Unidades de Propiedad,» [En línea]. Available: http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article&id=582&Itemid=905. [Último acceso: Junio 2017].
- [21] A. E. d. N. y. Certificación, «AENOR,» [En línea]. Available: <http://www.aenor.es/aenor/normas/normas/fichanorma.asp?tipo=N&codigo=N0057527#.WaVUQyiGPIU>. [Último acceso: JUNIO 2017].
- [22] «Sector electricidad,» [En línea]. Available: <http://www.sectorelectricidad.com/11758/partes-de-una-subestacion-electrica-visual-lateral/>. [Último acceso: Julio 2017].
- [23] CONELEC, «REGLAMENTO DE CONCESIONES, PERMISOS Y LICENCIAS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA,» 1998.

ANEXOS

ANEXO A: DEMANDA DEL CIRCUITO EMELORO 1

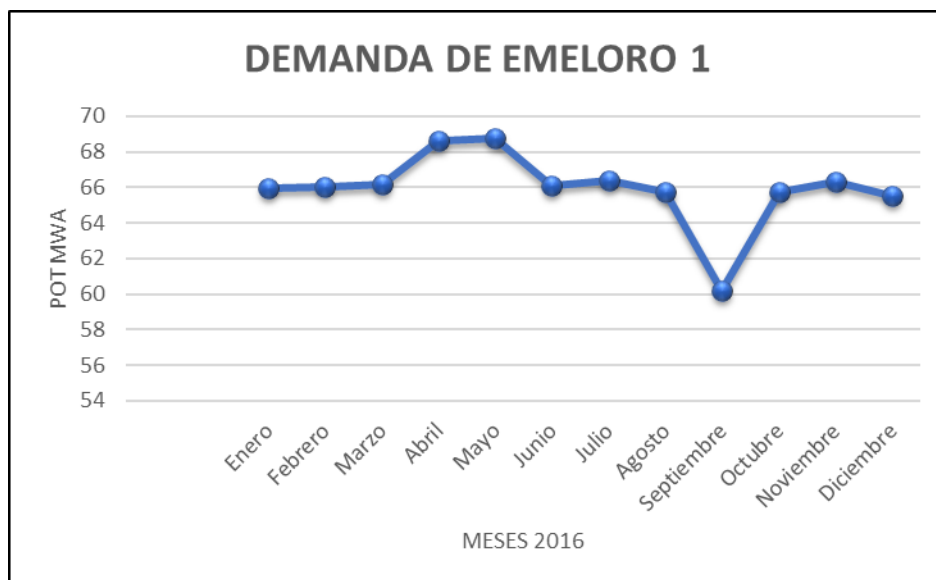


Figura A.0.1: Curva de la demanda anual del circuito EMELORO 1 del año 2016. [11]

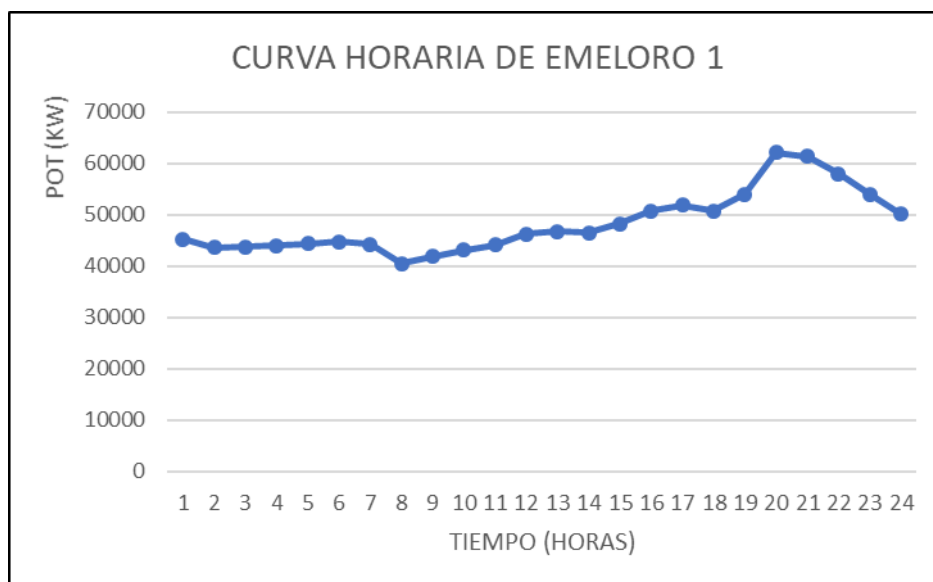


Figura A.0.2: Curva de la demanda horaria del circuito EMELORO 1. [11]

ANEXO B: DIAGRAMAS DE LA IMPLANTACIÓN ACTUAL SUBESTACIÓN LA AVANZADA

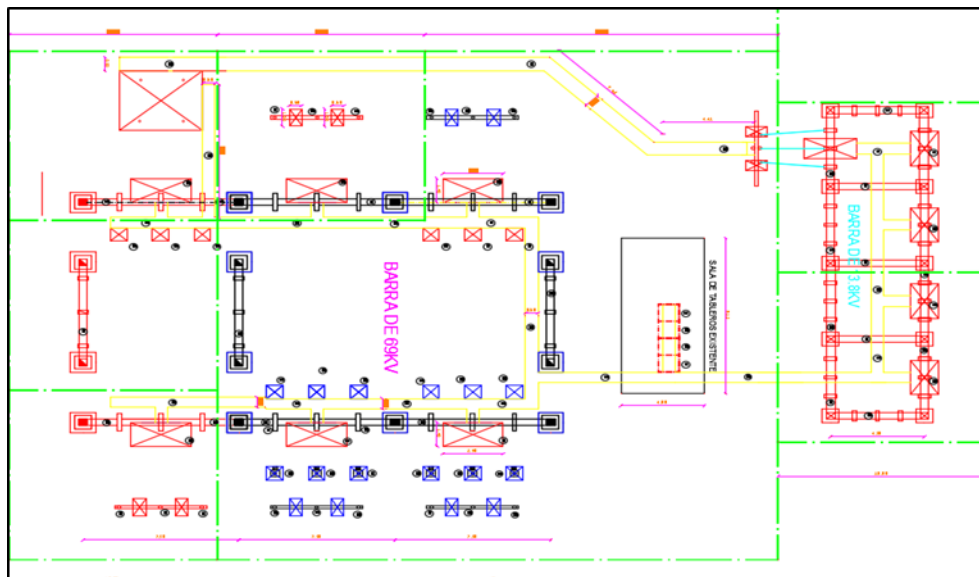


Figura B.0.3: Vista superior de subestación La Avanzada. [11]

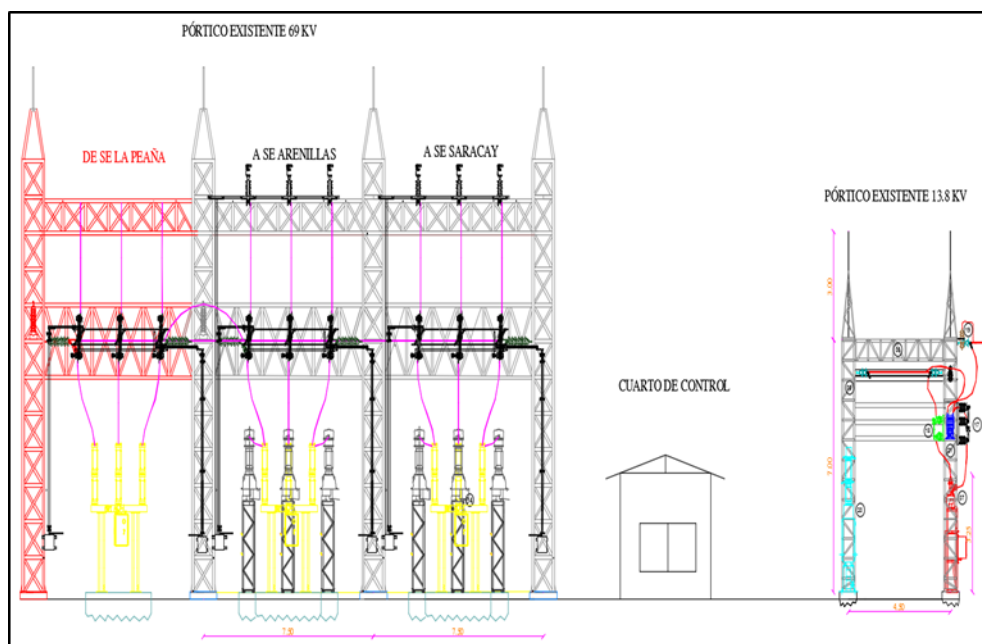


Figura B.2: Vista frontal de subestación La Avanzada. [11]

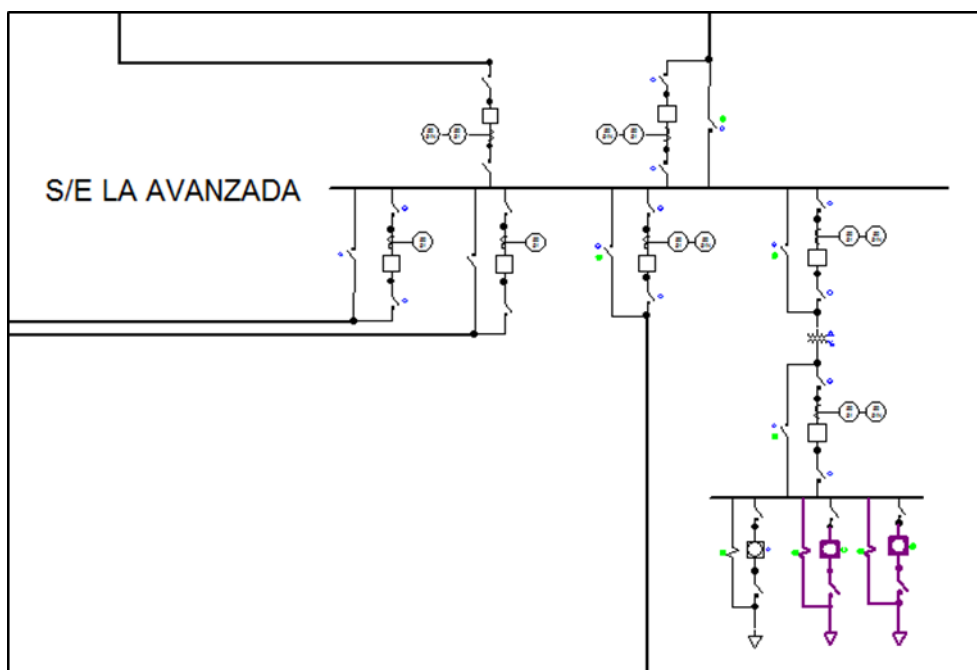


Figura B.3: Diagrama unifilar de la subestación La Avanzada. [11]