



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

Criterios de propuesta para implementación de compensación reactiva en la red de Subtransmisión a 69 kV de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi (ELEPCO S.A.).

Cevallos Guacapiña, Michael Esteban

Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Trabajo de Titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Electromecánico

Msc. Freire Llerena, Washington Rodrigo

10 de febrero de 2022

Latacunga



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el trabajo de titulación “**CRITERIOS DE PROPUESTA PARA IMPLEMENTACIÓN DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN LA RED DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI (ELEPCO S.A.)**”. fue realizado por el señor **CEVALLOS GUACAPIÑA MICHAEL ESTEBAN**, el mismo que ha sido revisado en su totalidad, analizado por la herramienta de verificación de similitud de contenido; por tanto, cumple con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE, razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que lo sustente públicamente.

Latacunga, 10 de Febrero de 2022

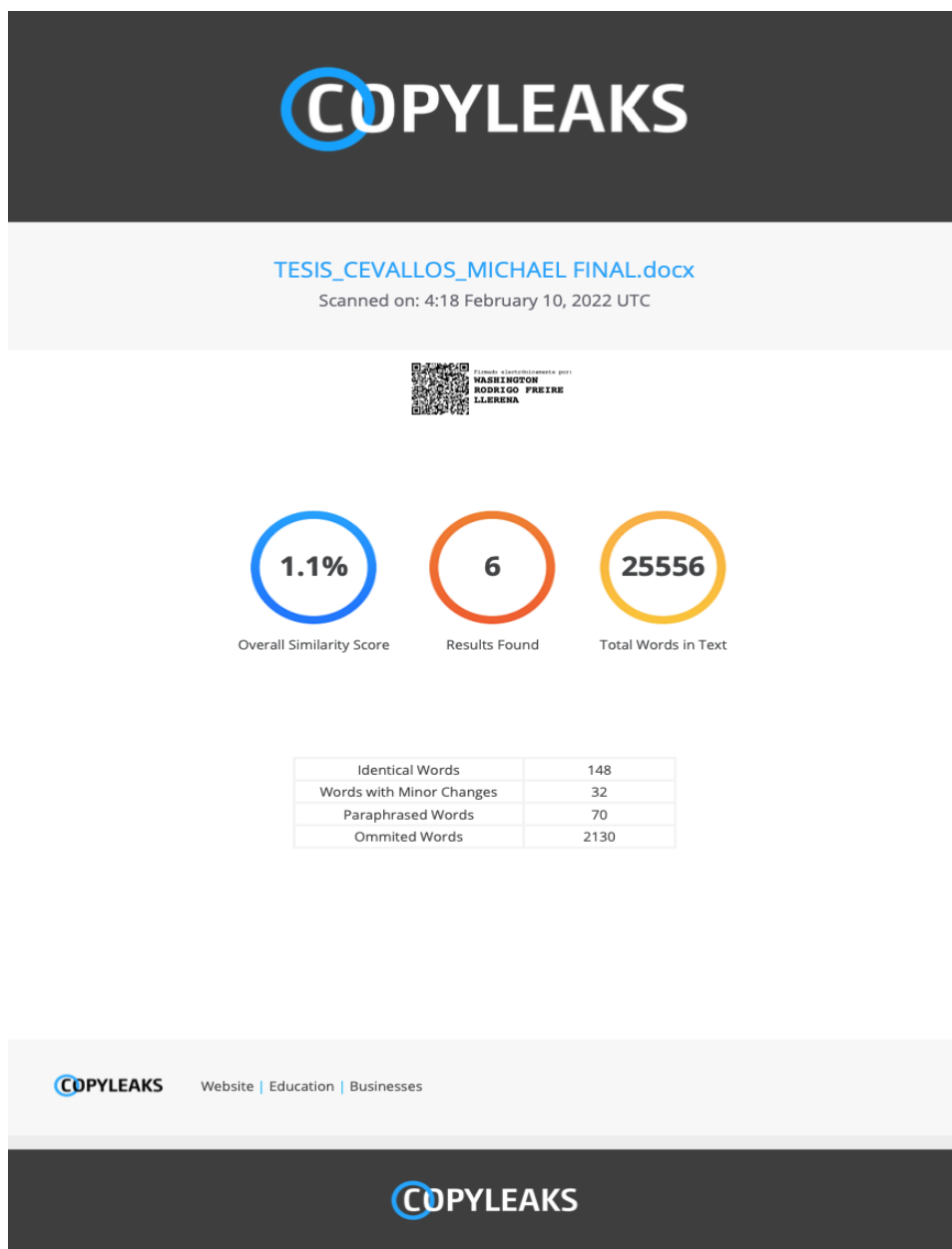


Firmado electrónicamente por:
**WASHINGTON
RODRIGO FREIRE
LLERENA**

Msc. Freire Llerena, Washington Rodrigo

C.C.: 1801910884

Reporte de verificación de contenido





ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA

Responsabilidad de autoría

Yo, **CEVALLOS GUACAPIÑA, MICHAEL ESTEBAN**, con cédula de ciudadanía 1723171458 declaró que el contenido, ideas y criterios del trabajo de titulación: **“CRITERIOS DE PROPUESTA PARA IMPLEMENTACIÓN DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN LA RED DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI (ELEPCO S.A.)”**. es de mi autoría y responsabilidad, cumpliendo los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas que constan el pie de las páginas correspondiente, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía. Consecuentemente el contenido de la investigación mencionada es veraz.

Latacunga, 10 de Febrero de 2022

Una firma manuscrita en tinta azul que parece decir 'Michael Esteban', con una línea horizontal debajo.

Cevallos Guacapiña, Michael Esteban

C.C.: 1723171458



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA

Autorización de publicación

Yo, **CEVALLOS GUACAPIÑA, MICHAEL ESTEBAN**, con cédula de ciudadanía 1723171458 autorizo a la Universidad de la Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de titulación: **“CRITERIOS DE PROPUESTA PARA IMPLEMENTACIÓN DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN LA RED DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI (ELEPCO S.A.)”**, en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi responsabilidad.

Latacunga, 10 de Febrero de 2022

Una firma manuscrita en tinta azul que parece decir 'Michael Esteban' con una línea horizontal que se extiende a la derecha.

Cevallos Guacapiña, Michael Esteban

C.C.: 1723171458

Dedicatoria

Una vez conseguido un objetivo primordial para mi vida, todo este esfuerzo y constancia es dedicado a cada una de las personas que estuvieron apoyándome a lo largo de mi carrera universitaria, nunca dejaron de creer en mi y aunque tuve una etapa muy complicada siempre permanecieron alentándome, pienso y creo que está es la mejor manera de demostrar todo lo que siento por ellos.

Raúl Y Martha nombrados así por sus padres y yo conociéndolos desde el día que abrí mis ojos, esto es por ustedes y quiero no solo dedicar este logro sino los que ya conseguí y los que aún me faltan por cumplir.

La familia siempre es un pilar fundamental en todo ámbito sea este laboral, educativo y como no sentimental, si bien existen problemas y dificultades, nunca se deja de lado a alguien quién es parte de ti y comparte tu misma sangre o a su vez forma lazos con sentimientos sean o no humanos. Diego, Daniel, Santiago, Sthefy gracias por todo y este es mi manera de demostrar que los quiero. El camino aún no concluye y este es solo el comienzo de grandes cosas.

Michael Cevallos G.

Agradecimiento

A lo largo de la vida se encuentran personas que cambian tu forma de ver la vida, sientes que lo que alcanzas por momentos no es suficiente y es aquí donde se debe tomar una decisión sea errada o no, gracias a esto logré comprender que las oportunidades no se deben desaprovechar y se debe vivir el momento.

A Dios no se lo ve y tampoco se lo puede tocar, es algo que se lo lleva dentro de cada persona y se lo puede sentir cuando pasan cosas inimaginables. Es por lo que agradezco por darme la fortaleza, salud y bienestar para lograr las cosas extraordinarias.

Agradezco a todos y cada uno de mis maestros que, si bien no todos fueron comprensivos y terminaron por invadir de desilusión a algunos alumnos, pues me enseñaron que en la vida nada es fácil, y lo que no tiene dificultad no vale la pena.

Ingenieros: Hernán Iturralde, Washington Freire y Wilson Sánchez agradezco por tener la oportunidad de haber formado parte de sus materias y enseñarnos que la carrera de Ingeniería Electromecánica es la mejor del mundo.

A lo largo de mi carrera universitaria encontré personas con tal empatía y similitud en las cosas que sentía, pensaba y hacía, con los que se tuvo grandes anécdotas y es aquí donde agradezco haberlos conocido "amig@s". El trayecto de esta etapa se hizo menos complicada y más agradable.

Michael Cevallos G.

Tabla de Contenidos

| | |
|--|-----------|
| Carátula..... | 1 |
| Certificación..... | 2 |
| Reporte de verificación de contenido..... | 3 |
| Responsabilidad de autoría..... | 4 |
| Autorización de publicación..... | 5 |
| Dedicatoria..... | 6 |
| Agradecimiento..... | 7 |
| Tabla de contenidos..... | 8 |
| Índice de tablas..... | 13 |
| Índice de figuras..... | 15 |
| Índice de ecuaciones..... | 17 |
| Resumen..... | 18 |
| Abstract..... | 19 |
| Marco metodológico de la investigación..... | 20 |
| Planteamiento del Problema..... | 20 |
| Antecedentes..... | 22 |
| Justificación e Importancia..... | 23 |
| Objetivos..... | 24 |
| <i>Objetivo General.....</i> | 24 |
| Objetivos Específicos..... | 24 |
| Marco teórico..... | 26 |

| | |
|--|----|
| Antecedentes Investigativo..... | 26 |
| Fundamentación teórica..... | 27 |
| <i>Sistemas Eléctricos de Potencia</i> | 27 |
| <i>Potencia Eléctrica</i> | 30 |
| <i>Factor de Potencia</i> | 37 |
| <i>Consumo</i> | 39 |
| <i>Demanda</i> | 40 |
| <i>Curva de Carga Diaria</i> | 40 |
| <i>Curva de Carga Anual</i> | 41 |
| <i>Impacto de reactivos en el sistema</i> | 41 |
| <i>Causas del bajo Factor de Potencia</i> | 42 |
| <i>Método de corrección del factor de potencia</i> | 44 |
| <i>Compensación de Reactivos</i> | 47 |
| <i>Corrección del Factor de Potencia</i> | 52 |
| <i>Corrección del Factor de potencia mediante el uso de condensadores.</i> | 52 |
| <i>Marco Regulatorio y Normativas Eléctricas del Ecuador</i> | 55 |
| <i>Criterios y Prácticas Internacionales para el manejo de reactivos (EE.UU.).</i> | 62 |
| Fundamentación teórica..... | 76 |
| Fundamentación conceptual: | 77 |
| Hipótesis | 78 |
| Variables de investigación | 78 |
| <i>Variable dependiente</i> | 78 |
| <i>Variable Independiente</i> | 78 |

| | |
|---|------------|
| | 10 |
| Metodología | 79 |
| Modalidad de Investigación | 79 |
| Tipos de investigación | 80 |
| <i>Investigación Aplicada</i> | <i>80</i> |
| <i>Investigación descriptiva</i> | <i>80</i> |
| Diseño de la investigación | 81 |
| <i>Investigación Experimental</i> | <i>81</i> |
| Niveles de Investigación | 82 |
| <i>Exploratorio</i> | <i>82</i> |
| <i>Predictivo</i> | <i>82</i> |
| <i>Descriptiva</i> | <i>82</i> |
| Muestra | 82 |
| Técnicas de Recolección de Datos | 83 |
| <i>Parámetros del sistema de Subtransmisión 69 kV</i> | <i>84</i> |
| Recopilación de datos históricos reales de la red de Subtransmisión a 69 kV | 93 |
| <i>Demanda Máxima y Mínima</i> | <i>93</i> |
| <i>Voltajes de la red</i> | <i>95</i> |
| <i>Factor de Potencia</i> | <i>97</i> |
| Técnicas de Análisis de Datos | 98 |
| Técnicas de Comprobación de Hipótesis | 99 |
| Análisis de resultados | 100 |
| Modelamiento del sistema de Subtransmisión a 69 kV en estado estable en condiciones actuales | 101 |
| Análisis de los flujos de Potencia | 102 |

| | |
|---|------------|
| | 11 |
| <i>Cargabilidad de las líneas de Subtransmisión.....</i> | <i>103</i> |
| <i>Cargabilidad de los transformadores de Subtransmisión</i> | <i>104</i> |
| <i>Factor de Potencia</i> | <i>106</i> |
| Propuesta..... | 108 |
| Datos Informativos | 108 |
| Objetivos | 109 |
| <i>Objetivo General</i> | <i>109</i> |
| <i>Objetivos Específicos.....</i> | <i>109</i> |
| Incorporación de compensación reactiva en base a criterios internacionales para el mejoramiento del factor de potencia | 109 |
| Modelamiento del sistema de Subtransmisión a 69 kV con la incorporación de compensación reactiva..... | 113 |
| Análisis de los flujos de Potencia con compensación reactiva | 114 |
| <i>Cargabilidad de las líneas de Subtransmisión con compensación reactiva</i> | <i>114</i> |
| <i>Cargabilidad de los transformadores de Subtransmisión de las subestaciones Mulaló, Lasso y Salcedo.</i> | <i>115</i> |
| <i>Factor de Potencia con compensación reactiva.....</i> | <i>116</i> |
| <i>Voltajes en la Barras.....</i> | <i>116</i> |
| Comparación del factor de potencia con compensación reactiva y sin compensación reactiva. | 117 |
| Conclusiones y Recomendaciones..... | 120 |
| Conclusiones | 120 |
| Recomendaciones | 122 |
| Bibliografía..... | 123 |

Anexos128

Índice de tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1 Niveles de Voltaje según ACERNNR..... | 56 |
| Tabla 2 Límites para el índice de nivel de voltaje ACERNNR..... | 57 |
| Tabla 3 Puntos de medición para la evaluación de la calidad de producto..... | 58 |
| Tabla 4 Rangos Aceptables de variación de voltaje | 59 |
| Tabla 5 Límites de contenido armónico del voltaje..... | 60 |
| Tabla 6 Entidades planificadoras en compensación de reactivos..... | 68 |
| Tabla 7 Parámetros Eléctricos Sistema Nacional S/E Ambato | 85 |
| Tabla 8 Parámetros de líneas de Subtransmisión Sistema Ambato. | 85 |
| Tabla 9 Parámetros de Transformadores..... | 86 |
| Tabla 10 Parámetros Eléctricos Sistema Nacional S/E Mulaló..... | 87 |
| Tabla 11 Parámetros de Generación Illuchi 1, Illuchi 2..... | 87 |
| Tabla 12 Parámetros de líneas de Subtransmisión | 88 |
| Tabla 13 Parámetros de Transformadores..... | 89 |
| Tabla 14 Parámetros Eléctricos Sistema Nacional S/E Quevedo..... | 89 |
| Tabla 15 Parámetros del Generador Calope..... | 90 |
| Tabla 16 Parámetros del Transformador ENERMAX | 90 |
| Tabla 17 Parámetros de los Generadores..... | 91 |
| Tabla 18 Parámetros de las líneas de Subtransmisión..... | 91 |
| Tabla 19 Parámetros de los Transformadores | 92 |
| Tabla 20 Demanda Máxima y Mínima Sistema Ambato | 93 |
| Tabla 21 Demanda Máxima y Mínima Sistema Mulaló..... | 94 |
| Tabla 22 Demanda Máxima y Mínima Sistema La Maná | 95 |
| Tabla 23 Voltaje de Barras Sistema Ambato..... | 95 |
| Tabla 24 Voltaje de Barras Sistema Mulaló..... | 96 |

| | |
|--|-----|
| | 14 |
| Tabla 25 Voltaje de Barras Sistema La Maná | 96 |
| Tabla 26 Factor de Potencia de las principales subestaciones de ELEPCO S.A..... | 97 |
| Tabla 27 Cargabilidad de las líneas de Subtransmisión. (Sistema Ambato) ELEPCO S.A. | 103 |
| Tabla 28 Cargabilidad de las líneas de Subtransmisión. (Sistema Mulaló) ELEPCO S.A. | 103 |
| Tabla 29 Cargabilidad de las líneas de Subtransmisión. (Sistema La Maná) ELEPCO S.A. | 104 |
| Tabla 30 Cargabilidad de los transformadores (Sistema Ambato) ELEPCO S.A..... | 104 |
| Tabla 31 Cargabilidad de los transformadores (Sistema Mulaló) ELEPCO S.A..... | 105 |
| Tabla 32 Cargabilidad de los transformadores (Sistema La Maná) ELEPCO S.A. | 105 |
| Tabla 33 Datos del Factor de Potencia en base al Modelamiento de las principales subestaciones de ELEPCO S.A..... | 106 |
| Tabla 34 | 110 |
| Tabla 35 Potencia del banco de Condensadores en los puntos de análisis. | 113 |
| Tabla 36 Cargabilidad de las líneas de Subtransmisión del sistema a 69 kV. ELEPCO S.A. con compensación reactiva en demanda máxima. | 115 |
| Tabla 37 Cargabilidad de los transformadores en conflicto S/E Mulaló , Lasso y Salcedo con compensación reactiva en demanda máxima. | 115 |
| Tabla 38 Factor de Potencia con compensación reactiva..... | 116 |
| Tabla 39 Voltajes de Barras en p.u. con compensación reactiva..... | 117 |
| Tabla 40 Comparación del Factor de Potencia de las principales S/E a 69 kV de ELEPCO S.A en demanda máxima. | 118 |
| Tabla 41 Comparación del Factor de Potencia S/E analizadas | 118 |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1 Partes principales de un S.E.P | 28 |
| Figura 2 Gráfica sinusoidal de potencia eléctrica | 34 |
| Figura 3 Diagrama Fasorial Corriente vs Voltaje..... | 37 |
| Figura 4 Diagrama Fasorial P vs Q..... | 37 |
| Figura 5 Tipos de cargas | 39 |
| Figura 6 Tipos de curvas diarias residencial, comercial, industrial..... | 40 |
| Figura 7 Compensador sincrónico en sobre-excitación y en sub-excitación..... | 45 |
| Figura 8 Principio compensador estático TCR y TSC | 46 |
| Figura 9 Diagrama fasorial del efecto de la compensación shunt | 50 |
| Figura 10 Compensación Individual..... | 53 |
| Figura 11 Compensación por grupo..... | 54 |
| Figura 12 Compensación global centralizada | 55 |
| Figura 14 Ventanas de Tiempo en Análisis de Potencia Reactiva | 64 |
| Figura 15 Técnicas de Estudio de Potencia Reactiva | 65 |
| Figura 16 Técnicas de Estudio de Potencia Reactiva | 70 |
| Figura 17 Niveles de Carga Pronosticados basados en CELT del criterio ISO-NE | 70 |
| Figura 18 Escenarios y Niveles de Carga | 70 |
| Figura 19 Compensación de línea basado en el criterio ISO-NE | 71 |
| Figura 20 Compensación del Factor de Potencia basado en el criterio ISO-NE..... | 72 |
| Figura 21 Condiciones de estudio del criterio SRP | 73 |
| Figura 22 Beneficios por el mejoramiento del Factor de Potencia según el. criterio EKPC. | 75 |
| Figura 23 Factor de Potencia de las Principales Subestaciones a 69 kV. ELEPCO S.A. | 97 |

Figura 24 Sistema de Subtransmisión a 69 kV de la Empresa Eléctrica Provincial

Cotopaxi (ELEPCO S.A.) 101

Figura 25 Comparación del Factor de Potencia de las Principales Subestaciones.

a 69 kV ELEPCO S.A. 119

Índice de ecuaciones

| | |
|---|----|
| Ecuación 1 Potencia Eléctrica | 30 |
| Ecuación 2 Potencia instantánea | 31 |
| Ecuación 3 Voltaje Instantáneo | 31 |
| Ecuación 4 Corriente Instantánea | 32 |
| Ecuación 5 Potencia Instantánea con valores eficaces | 32 |
| Ecuación 6 Voltaje RMS..... | 32 |
| Ecuación 7 Corriente RMS..... | 33 |
| Ecuación 8 Potencia instantánea con Valores RMS | 33 |
| Ecuación 9 Potencia..... | 33 |
| Ecuación 10 Potencia Activa | 35 |
| Ecuación 11 Potencia Reactiva | 35 |
| Ecuación 12 Potencia Aparente | 36 |
| Ecuación 13 Factor de Potencia..... | 38 |
| Ecuación 14 Potencia Reactiva después de la compensación shunt..... | 51 |
| Ecuación 15 Potencia Reactiva del condensador..... | 51 |
| Ecuación 16 Potencia Reactiva del condensador en función del ángulo de desfase..... | 52 |
| Ecuación 18 Factor de Potencia para Empresas Distribuidoras Ecuador | 61 |

Resumen

Un manejo inadecuado de reactivos en sistema por partes de las empresas distribuidoras provoca problemas de caídas de voltaje, inestabilidad en el sistema o a su vez se trabaja con un factor de potencia menor a lo establecido por las normativas y regulaciones, lo cual provoca un déficit en la calidad de servicio. Teniendo en cuenta que existe la penalización por el mal manejo de reactivos en el sistema en el Ecuador conocido como cargo por bajo factor de potencia, pues existen varias formas en las cuales pueden ayudar al mejoramiento del mismo. En consecuencia, con lo mencionado es ahí donde radica la investigación en proponer un criterio de compensación reactiva para la EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A., basándose en lineamientos internacionales más utilizados como lo son :: NERC, ISO New England, EKPC y SRP, una vez conocido los puntos específicos de cada criterio se evalúa datos históricos del año 2019 en condición de demanda máxima, mínima y el factor de potencia, la cual nos dará el inicio para realizar el modelamiento en Power Factory DIGSILENT de sistema y analizar si necesita o no la implementación de compensación reactiva y mejorar el factor del potencia en puntos focalizados donde existe una gran cantidad de industrias como lo son Mulaló , Lasso y Salcedo. El criterio Salt River Project es el que más se ajusta al sistema de Subtransmisión de ELEPCO S.A. dando lugar a la implementación de banco de condensadores en los puntos focalizados. Posteriormente validado con la simulación en el software Power Factory DigSILENT.

Palabras clave:

- **COMPENSACIÓN REACTIVA**
- **FACTOR DE POTENCIA**
- **SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN**

Abstract

An inadequate management of reagents in the system by the distribution companies causes problems of voltage drops, instability in the system or at the same time it works with a power factor lower than that established by the norms and regulations, which causes a deficit in the quality of service. Taking into account that there is a penalty for poor management of reagents in the system in Ecuador known as low power factor charge, there are several ways in which they can help to improve it. Consequently, with the above mentioned is where the research lies in proposing a reactive compensation criterion for EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A., based on the most used international guidelines for reactive compensation, based on the most used international guidelines such as: NERC, ISO New England, EKPC and SRP, once the specific points of each criterion are known, historical data of the year 2019 is evaluated in condition of maximum and minimum demand and power factor, which will give us the start to perform the modeling in Power Factory DIGSILENT system and analyze whether or not it needs the implementation of reactive compensation and improve the power factor in focal points where there is a large number of industries such as Mulaló, Lasso and Salcedo. The Salt River Project criterion is the one that best fits the ELEPCO S.A. Subtransmission system, leading to the implementation of capacitor banks in the focal points. Subsequently validated with the simulation in the Power Factory DigSILENT software.

Keywords:

- **REACTIVE COMPENSATION**
- **POWER FACTOR**
- **SUBTRANSMISSION SYSTEM**

Capítulo I

Marco metodológico de la investigación

1.1. Planteamiento del Problema

El estudio para un análisis de implementación de un sistema de compensación de potencia reactiva en las redes considera varios aspectos a tener en cuenta. En ocasiones las prácticas nacionales e internacionales tratan a la compensación reactiva de una manera que se centran en un área de servicio en particular, delegando este tipo de trabajo a las empresas de distribución de energía eléctrica. A su vez, estas tienen como labor el tomar en cuenta la planificación y expansión del sistema, donde la compensación reactiva es considerada como un aspecto muy importante y crucial para planificar las redes que estén dentro de los rangos de confiabilidad aceptados.

La compensación reactiva en bajos niveles provoca que la potencia reactiva en la red disminuye la capacidad de transmisión de potencia activa por sus componentes aumentando las pérdidas en las líneas de transmisión provocado caídas de voltaje, donde la calidad de servicio eléctrico se ve afectado.

Esto da lugar a que la transmisión de potencia reactiva que pasa a través de las redes genera diversos inconvenientes, de acuerdo con la actual regulación ARCERNR 002/20, para mantener la seguridad y correcta operación del sistema, así como también cumplir con los requerimientos de control de voltaje se hace muy necesario mantener reservas de potencia reactiva. Donde todo esto se traduce directamente en un sistema que debe obligatoriamente tener un equipamiento necesario de compensación de

reactivos, los que se determinan para una penalización o no, en conformidad con la regulación.

Todos estos fenómenos ayudan a crear normativas para penalizar el consumo excesivo de potencia reactiva, en Ecuador esto se conoce como cargo por bajo factor de potencia. Para evitar esto, las empresas distribuidoras optan por la implementación de bancos de condensadores para no ser penalizados y disminuir los recargos económicos para la empresa.

Es por ello que el objetivo principal de este trabajo radica en esto. Se busca desarrollar una metodología de análisis con el fin de obtener un criterio de compensación de reactivos en el Sistema de Subtransmisión a 69 kV ,provisionalmente se lo realizará en la subestación Mulaló dado que en este punto existe una gran cantidad de Industrias las cuales producen un alto nivel de reactivos que ocasionarían penalizaciones a la empresa y a su vez al usuario, y de este modo cumplir con los requerimientos específicos de los consumos, dando lugar a una propuesta de un criterio de compensación que pueda solucionar el posible problema operacional que pueda presentar el sistema.

Este análisis considera los puntos y requisitos del sistema de forma general, no obstante, si queremos realizar planificación para subsistemas o sistemas locales, el análisis de potencia reactiva y los equipos para compensación deben realizarse de forma local y analizar bajo un punto focalizado de cada zona.

1.2. Antecedentes

Con el pasar de los años el consumo de energía eléctrica se incrementa de una manera acelerada. La expansión de la generación y transmisión de energía ha sido gravemente condicionada, los más importantes se dan a base de impedimentos ambientales y limitaciones económicas. Como resultado de estas limitaciones muchas de las redes de transmisión y Subtransmisión se encuentran en sus límites máximos de operación, cargabilidad y estabilidad lo cual se convierte en un factor limitante al sistema de transferencia de potencia.

Se ha visto que la demanda va creciendo de manera exponencial en la mayoría de ciudades y no es la excepción Cotopaxi, obligando a la EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A. a mejorar sus sistemas Subtransmisión y distribución, donde se hace efectivo y necesario realizar varios estudios del estado actual y la proyección de expansión conforme al crecimiento de la demanda en usuarios industriales, comerciales y residenciales.

La EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A. en los puntos de distribución de energía posee alimentadores los cuales abastecen a usuarios de tipo industrial, comercial y residencial. Las subestaciones: Mulaló, Lasso y Salcedo son las que actualmente poseen mayor carga de usuarios industriales, poniendo mayor énfasis en el cumplimiento de los indicadores de calidad de energía basados en la norma ARCERNR 002/20. Debido a que si existen gran cantidad de industrias provocan que el factor de potencia en esta zona sea menor y tenga una posible penalización.

Por tal motivo, para garantizar la calidad de servicio y no ser penalizados se deben realizar estudios basados en un análisis de estabilidad del sistema manteniéndose en los límites operativos, que permitan identificar la máxima cargabilidad del sistema eléctrico. En tal virtud se desarrolla un estudio basado en el estado actual del sistema y conocer en base a criterios de compensación reactiva si es necesario su implementación.

1.3. Justificación e Importancia

La planificación de los sistemas de generación, transmisión, Subtransmisión y distribución surge debido al crecimiento de la demanda, por esta razón, se plantea este proyecto donde se recopila los problemas que pueden encontrarse en los sistemas de Subtransmisión.

La compensación de reactivos es una manera de ayudar al sistema para no tener problemas por un bajo factor de potencia, dado que en Cotopaxi específicamente en Mulaló y Lasso existe una alta demanda de industrias, provocando un consumo excesivo de corriente dando lugar al incremento de potencia reactiva lo que implica tener un bajo factor de potencia, esto producirá penalizaciones a la empresa distribuidora que a su vez afectará a las industrias por un mal manejo de los sistemas de transformación de energía.

Algo muy relevante a destacar es que las subestaciones de Lasso, Mulaló, San Rafael y Salcedo que actualmente dan servicio a ELEPCO S.A., y la respectiva línea de 69 kV que las une, fueron construidas por el INECEL en base a varios programas de Subtransmisión, se encuentran con poca mantenimiento y con el transcurso del tiempo

este deterioro afecta a la calidad de servicio de la empresa , también cabe mencionar que se encuentran en puntos de alto riesgo que si llegase a suceder una catástrofe por ámbito volcánico estas serían destruidas y provocarían un colapso en el sistema.

Es así que, este proyecto tiene como propósito el análisis, diagnóstico y propuesta de un criterio de compensación reactiva para el mejoramiento del factor de potencia en el sistema de Subtransmisión a 69 kV de la ELEPCO S.A., determinando si operativamente presenta partes críticas e identificar los elementos en conflicto o con problemas y establecer una alternativa de solución. Todo esto, bajo la intención de mejorar la calidad del producto energético que el usuario final ha de recibir.

Finalmente, el presente estudio a través de la empresa eléctrica se presentará al ARCERNNR, para su evaluación y aprobación.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Desarrollar una metodología de análisis con el fin de obtener un criterio de compensación de reactivos en la red de Subtransmisión de la EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A. (ELEPCO S.A.), y de este modo cumplir con los requerimientos específicos de consumo y las topologías del sistema a 69 kV.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Analizar la teoría de sistemas eléctricos de potencia e identificar los conceptos aplicables a los sistemas de Subtransmisión.
- Analizar los datos históricos del sistema a 69 kV de ELEPCO S.A.

- Analizar el sistema de Subtransmisión de 69 kV de ELEPCO S.A. en estado estable modelado en el software PowerFactory DigSILENT.
- Analizar las prácticas internacionales para el control de reactivos en sistemas de Subtransmisión.
- Analizar el marco regulatorio y normativo ecuatoriano, en relación con la compensación de reactivos en sistemas de Subtransmisión, niveles operativos y factor de potencia admisible para las empresas distribuidoras.
- Realizar una propuesta basado en los criterios internacionales tomando en cuenta la topología y datos del sistema a 69 kV de ELEPCO S.A.
- Aplicar el criterio de compensación en un sistema de subtransmisión zonal seleccionado (S/E Mulaló ,S/E Lasso ,S/E Salcedo) y generar una propuesta de compensación en la misma.
- Validar la propuesta de compensación mediante el software PowerFactory DigSILENT de simulación.

Capítulo II

Marco teórico

2.1. Antecedentes Investigativo.

Un estudio efectivo para la planificación de las líneas de transmisión y nuevas redes de alto voltaje es prioritario realizar un análisis de estabilidad del sistema en régimen permanente, los puntos que tienen mayor énfasis para el sistema son voltajes de cada nodo, barras o líneas de transmisión, observar el comportamiento del flujo de potencia, pérdidas de energía en transformadores, entre otras.

Una vez establecidos los puntos iniciales para la elaboración de una implementación de compensación de reactivos, se debe tener en cuenta a que nivel se lo va a realizar y estos pueden ser en la red de distribución como es el caso de (Franco, 2009), y a los 230 kV como muestran en (Andrade, 2014) , esto requerirá observar cual es el punto óptimo de compensación y observar el efecto que puede provocar al sistema

Cuando se realizó un análisis para conocer cual es la formación de reactivos y la manera de compensarlos en la red (Franco, 2009) se tomo en cuenta el factor de potencia basados en el concepto del cociente entre potencia activa y potencia aparente consumida. Una vez establecido este punto la mejor manera para compensar el sistema y mejorar el factor de potencia fue la instalación e inyección de reactivos en pero se debe tomar en cuenta el nivel de demanda y voltaje en la red para que no se vea afectado.

La compensación reactiva a nivel internacional (Guerra Valdes, 2018), se debe considerar la topología propia del sistema, de esta manera se procederá a implementar el criterio recomendado por cada zona o ubicación, en Chile la mejor manera de compensación reactiva se basa en la ISO New England dado que se debe considerar

puntos como las líneas de transmisión dado que poseen una extensa longitud y abarcan un sistema mayor.

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A. a realizado estudios con referencia al análisis sobre sus componentes del sistema a 69 kV tomando en cuenta las demandas proyectadas (Fonseca & Saavedra, 2011) , donde se pudo observar un incremento considerable en la demanda de energía en el año 2020, esto producirá mayor consumo de energía y a su vez el incremento en la zona industrial en los puntos de Lasso y Mulaló serán algo primordial para estudios posteriores sean estos cargabilidad del sistema o como es el caso para llevar acabo un criterio para obtener una compensación de reactivos al sistema de 69 kV

(Chaquina & Mise, 2016) con respecto al factor de potencia en el alimentador primario de Salcedo y el punto de interconexión con Ambato, la mejor manera de elevar el factor de potencia es ubicar bancos de condensadores en el alimentador de Holcim y a su vez en el alimentador primario de Salcedo, siendo la solución óptima para el mejoramiento del factor de potencia

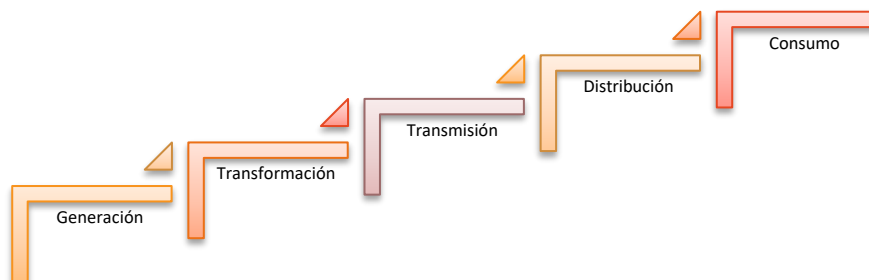
2.2. Fundamentación teórica

2.2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia

Un Sistema Eléctrico de Potencia con abreviatura SEP. es el conjunto de varios dispositivos que convierte la energía desde una manera primaria hacia la denominada energía eléctrica, la transporta y la distribuye a los usuarios o consumidores finales. Tiene como finalidad Generar, Transformar, Transmitir, Distribuir y Consumir la energía eléctrica en condiciones adecuadas de voltaje, frecuencia y disponibilidad, de tal manera que se pueda lograr una mayor calidad de servicio con un costo menor (Brokering Christie, 2008).

Figura 1

Partes principales de un S.E.P



Nota. Esquema de un SEP.

Cuando la energía eléctrica se transporte y distribución a los puntos donde se encuentran los usuarios y consumidores, da origen a líneas de transmisión eléctricas donde se agrupan y el conjunto de estos se denomina sistema de transmisión, que se pueden clasificar de dos formas, según función y según nivel de voltaje.

2.2.1.1. Clasificación por su función

Al momento de entregar o recibir energía y potencia los sistemas, se establece determinadas restricciones bajo las cuales estas funcionarán y llegarán a su propósito. Con este contexto los tipos de sistemas con mayor relevancia son:

- **Sistemas de distribución:** este tipo de sistemas entregan la potencia y energía eléctrica según los requisitos y necesidades de las redes que alimentan y dan el consumo a los usuarios finales, son los que conforman el primer escalón de los sistemas eléctricos.
- **Sistemas de Subtransmisión:** es la red o redes que suministra la potencia a los sistemas de distribución y son las que dan energía eléctrica para los usuarios industriales de determinado consumo, por lo general son radiales, aunque existen varias estructuras en bucle o anillo. El sistema de

Subtransmisión es alimentado mediante subestaciones transformadoras o a su vez por centrales pequeñas. La potencia transmitida no es tan alta dando lugar a unas pocas decenas de MW, por lo cual el voltaje usado está en el rango de 40 kV a 154 kV.

- **Sistemas de transporte:** estos sistemas entregan energía eléctrica a territorios grandes como son: provincias, regiones geográficas o países. La transferencia de potencia esta en el orden de cientos o miles de MW, los voltajes de este sistema están dentro de 220 kV a 750 kV.

2.2.1.2. Clasificación por nivel de voltaje

La potencia transmitida por los sistemas eléctricos de potencia se ve restringida por el nivel de voltaje empleado, que ayuda a dimensionar líneas de transmisión, elementos y equipos de las subestaciones con el aislamiento de los mismos. Entre los niveles de voltaje se encuentran:

- **Bajo Voltaje:** los niveles de voltaje se encuentran a un valor de 1000 V entre fases. Esta red alimenta a usuarios de consumos domiciliarios y la mayor parte de industrias. En. el caso de Ecuador el nivel de voltaje generalizado va desde 127 V a 600 V entre fases, 220 V fase neutro.
- **Medio Voltaje:** estas redes son las cuales permiten la transición al rango de los MW y están dentro de los valores de 0,6 kV y 40 kV norma ecuatoriana. Se han determinado tres escalones de voltaje:
 - **5 kV a 6 kV:** se ubican para consumidores industriales, condición de fácil aislamiento.
 - **10 kV a 15 kV:** es unos de lo valores más comerciales para zonas urbanas y también industrial. En Ecuador el valor más utilizado es de 13 kV.

- **20 kV a 40 kV:** se utilizan en redes de distribución. Ecuador maneja un voltaje de 22 kV en distintas zonas.
- **Alto Voltaje:** cuando se tiene este tipo de redes son consideradas para la transmisión de potencias altas, el rango de voltaje va desde 40 kV a 500 kV y pueden existir valores mayores a estos con varias condiciones, de igual forma a la anterior existen 3 escalones:
 - **40 kV a 70 kV:** se las utiliza en redes de Subtransmisión. En Ecuador el voltaje utilizado es de 69 kV.
 - **110 kV a 160 kV:** este tipo de sistemas se las utiliza en sistemas de transmisión radiales menores. En Ecuador el voltaje utilizado es de 138 kV.
 - **Mayores a 230 kV:** nivel de voltaje utilizado para sistemas de transmisión de potencia. Ecuador utiliza voltajes los voltajes de 230 kV y 500 kV este nivel se utiliza para grandes distancias de transmisión.

2.2.2. Potencia Eléctrica

De acuerdo con (Guerra Valdes, 2018) la Potencia eléctrica es la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado. La potencia eléctrica se representa con la letra P y la unidad de medida es el Vatio (W). La fórmula que la define se muestra en la **Ecuación 1** , donde W se refiere al trabajo mecánico y t es el tiempo.

$$P = \frac{\partial W}{\partial t}$$

Ecuación 1

Potencia Eléctrica

Nota. (Guerra Valdes, 2018).

El cálculo de la potencia eléctrica en corriente alterna se complica debido al desfase que provocan ciertos usuarios entre la corriente y el voltaje en un determinado tiempo (Guerra Valdes, 2018) .Por tal razón cuando se trata de corriente alterna (AC) se considera que el producto del voltaje con la corriente da como resultado a la potencia instantánea, esta expresión se aprecia a continuación.

$$p(t) = v(t) * i(t)$$

Ecuación 2

Potencia instantánea

Nota. (Guerra Valdes, 2018).

Donde:

$v(t)$ = voltaje instantáneo

$i(t)$ = corriente instantánea

La potencia instantánea nos permite conocer el valor instantáneo de la misma que demanda la carga, pero cuando se trata de evaluar y trabajar con potencias se debe tomar en cuenta los valores eficaces de cada elemento que conforman como lo es la potencia, voltaje y corriente. (Guerra Valdes, 2018)

Teniendo en cuenta estos aspectos sobre potencia podríamos llegar a tener un ejemplo de los términos que se derivan de la potencia eléctrica, las cuales son denominadas potencia activa y potencia reactiva, las ecuaciones utilizadas de voltaje y corriente para este concepto se mostrarán a continuación:

$$v(t) = V_{max} \sin(\omega t)$$

Ecuación 3

Voltaje Instantáneo

Nota. (Guerra Valdes, 2018).

Donde:

$v(t)$ = Voltaje instantáneo

V_{max} = Voltaje en valor efectivo o rms.

ω = Frecuencia de oscilación del sistema

$$i(t) = I_{max} \sin(\omega t - \varphi)$$

Ecuación 4

Corriente Instantánea

Nota. (Guerra Valdes, 2018).

Donde:

$v(t)$ = Corriente instantánea.

I_{max} = Corriente en valor efectivo o rms.

ω = Frecuencia de oscilación del sistema.

φ = Desfase del voltaje y corriente.

De esta manera la potencia instantánea integrada las ecuaciones anteriores tendrá la siguiente expresión:

$$p(t) = v(t) * i(t) = V_{max} I_{max} \sin(\omega t) \sin(\omega t - \varphi)$$

Ecuación 5

Potencia Instantánea con valores eficaces

Nota. (Guerra Valdes, 2018).

Los valores V_{max} , I_{max} pueden ser expresados de tal forma que se utilicen valores eficaces o rms, de tal manera que V e I se muestra a continuación:

$$V = \frac{V_{max}}{\sqrt{2}}$$

Ecuación 6

Voltaje RMS

Nota. (Guerra Valdes, 2018).

$$I = \frac{I_{max}}{\sqrt{2}}$$

Ecuación 7*Corriente RMS**Nota.* (Guerra Valdes, 2018).

Reemplazando la **Ecuación 6** y **Ecuación 7** en la **Ecuación 5** , se puede reescribir de tal forma:

$$p(t) = v(t) * i(t) = 2VI \sin(\omega t) \sin(\omega t - \varphi)$$

Ecuación 8*Potencia instantánea con Valores RMS**Nota.* (Guerra Valdes, 2018).

Si bien la ecuación de potencia podría quedarse de esta forma, tendremos su equivalencia con expresiones trigonométricas que nos ayudarán a tener conceptos de potencia activa y potencia reactiva.

$$p(t) = VI \cos(\varphi) - VI \cos(2\omega t - \varphi)$$

$$p(t) = VI \cos(\varphi) (1 - \cos(2\omega t)) - VI \sin(\varphi) \sin(2\omega t)$$

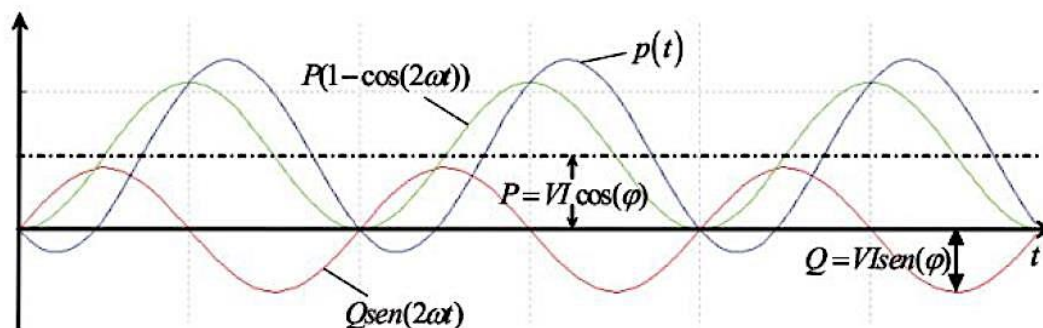
$$p(t) = P(1 - \cos(2\omega t)) - Q \sin(2\omega t)$$

Ecuación 9*Potencia**Nota.* (Guerra Valdes, 2018).

Las componentes de la potencia eléctrica se describen a continuación: el producto VI se las denomina potencia aparente, de manera que la potencia instantánea tiene una forma sinusoidal y tiene una oscilación entre $VI \cos(\varphi)$, conocido como potencia media, real o Potencia Activa. A la expresión $VI \sin(\varphi)$, es denominada Potencia Reactiva o fluctuante (Brokering Christie, 2008). Esto se puede observar en la **Figura 2** .

Figura 2

Gráfica sinusoidal de potencia eléctrica



Nota. Tomado de (Guerra Valdes, 2018).

Una vez obtenido todas las expresiones con una base matemática, se da lugar a la conceptualización de los términos como potencia activa, potencia reactiva y potencia aparente.

2.2.2.1. Potencia Activa

De acuerdo a (Guru, 2002) es la potencia que constituye la capacidad de un circuito o red eléctrica para efectuar la transformación de energía eléctrica en trabajo. Además, se representa por el valor medio de la potencia instantánea. Una manera diferente de definirla es considerando los tipos de cargas presentes en un sistema eléctrico (CA). Las cargas netamente resistivas se alimentan de corrientes que están en fase con el voltaje aplicadas en las mismas, esto se refiere a que se realiza una transformación completa de energía eléctrica en trabajo mecánico, calor o en cualquier forma de energía que no reingresa de una forma directa al circuito o red eléctrica.

$$P = VI \cos(\varphi)$$

Ecuación 10*Potencia Activa*

Nota. (Brokering Christie, 2008).

Donde:

P = Potencia Activa.

V = Voltaje.

I = Corriente.

$\cos(\varphi)$ = Desfase del voltaje y corriente.

2.2.2.2. Potencia Reactiva

Es una potencia que fluctúa y tiene una forma de onda sinusoidal. Cuando no existe o presenta armónicos su valor medio es cero. Esta potencia da lugar a la formación de campos eléctricos y magnéticos de las reactancias de un circuito eléctrico o red eléctrica, en otras palabras, la energía eléctrica no es transformada en trabajo. Visto desde un punto de las cargas, se toman en cuenta las cargas reactivas ideales que receptan corrientes que se encuentran desfasadas 90° con respecto al voltaje aplicado, por lo que la energía eléctrica no es consumida y a su vez es almacenada en forma de campo eléctrico o magnético (Guerra Valdes, 2018).

$$Q = VI \sin(\varphi)$$

Ecuación 11*Potencia Reactiva*

Nota. (Brokering Christie, 2008).

Donde:

Q = Potencia Reactiva.

V = Voltaje.

I = Corriente.

$\sin(\varphi)$ = Desfase del voltaje y corriente.

La potencia reactiva es la segunda componente de la expresión de potencia **Ecuación 9**, podremos observar que esta componente provoca en una red se tome energía de la fuente de alimentación y a su vez la devuelve, dependiendo la cantidad de energía de la amplitud de Q , su unidad representada son los VAr (Volts-Amperios reactivos) (Guerra Valdes, 2018).

2.2.2.3. Potencia Aparente

Esta potencia representa la magnitud de la potencia compleja de un circuito o red eléctrica. Nos indica el valor o la energía requerida de un circuito o red para ser alimentado y no solo para compensar la energía que es consumida por cargas resistivas, sino que debe también satisfacer las necesidades de energía que fluctúan entre varios componentes eléctricos, como es: bobinas y condensadores de las cargas reactivas. Su unidad son los Volts-Amperios (VA).

$$S = VI$$

Ecuación 12

Potencia Aparente

Nota. (Brokering Christie, 2008).

Donde:

S = Potencia Aparente

V = Voltaje.

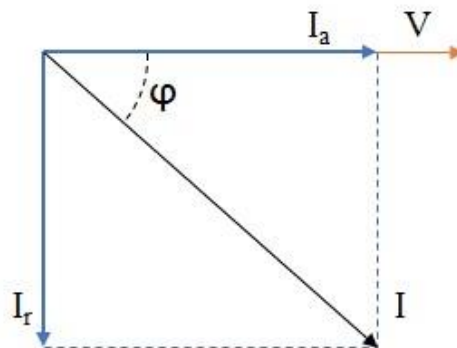
I = Corriente.

2.2.3. Factor de Potencia

Es el ángulo, el cual fue nombrado en el apartado 2.2 , el cual es referido al desfase entre el voltaje y corriente, denominado ángulo de factor de potencia, a su vez también el $\cos(\varphi)$ se le conoce como factor de potencia (Guru, 2002). En la **Figura 3**, se observa el desfase entre el voltaje y corriente expresada como fasores. De esta figura se puede extraer el fasor de la corriente I que puede ser descompuesta en dos componentes, I_a componente activa de la corriente la cual se encuentra en fase con el voltaje V . Otra componente de la corriente es I_r llamada reactiva que se desfasa 90° con respecto al voltaje (Guerra Valdes, 2018).

Figura 3

Diagrama Fasorial Corriente vs Voltaje

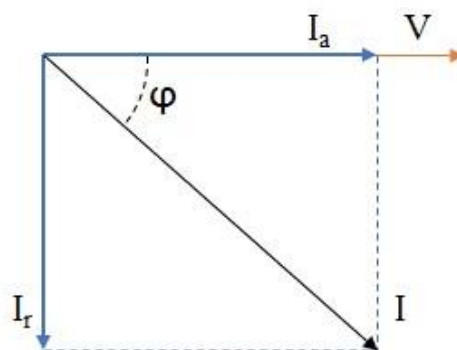


Nota. Tomado de (Guerra Valdes, 2018).

Con estos conceptos sobre el diagrama de fasorial podemos expresarlo de manera de potencia activa y potencia reactiva.

Figura 4

Diagrama Fasorial P vs Q



Nota. Tomado de (Guerra Valdes, 2018).

Por trigonometría con observación en los diagramas fasoriales podemos decir que el factor de potencia FP puede ser expresado de la siguiente manera:

$$FP = \cos(\varphi) = \frac{P}{S}$$

Ecuación 13

Factor de Potencia

Nota. (Brokering Christie, 2008).

Se relaciona la potencia activa P y potencia aparente S , pero se debe tomar en cuenta que la corriente y el voltaje sean señales netamente sinusoidales (Schneider Electric S.A., 2016).

Mientras mayor sea la corriente reactiva, el ángulo será más grande y, por lo tanto, el factor de potencia tenderá a ser bajo. Cuando un factor de potencia es bajo en una instalación, circuito o red provoca un alto consumo de potencia reactiva, ocasionando un riesgo en poder tener excesivas pérdidas y sobrecargas en los equipos eléctricos y líneas de transmisión (Yebra, 1986). Por lo anterior antes mencionado las normativas regulan y toman la decisión de realizar multas por poseer un bajo factor de

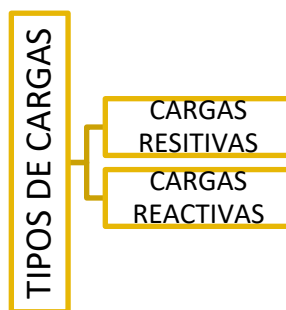
potencia, en Ecuador el procedimiento para determinar los cargos se indica en (CONELEC , 2016) y en (ARCONEL , 2020).

2.2.4. Consumo

En la parte del consumo existe una variedad de usuarios que son considerados consumidores que se encuentran conectados al sistema eléctrico, y todos ellos requieren potencia activa y potencia reactiva. Una carga real siempre debe considerarse como una carga compuesta por una parte resistiva ideal que es conectada en paralelo con una parte reactiva ideal (Yebra, 1986) .Estas cargas pueden definirse de la siguiente manera:

Figura 5

Tipos de cargas



Nota. Esquema laborado por el autor.

2.2.4.1. Cargas Resistivas

Son cargas por las cuales fluye la corriente que se encuentra en fase con el voltaje que se le aplica, lo que se traduce en que la energía eléctrica recibida se transforma completamente en trabajo mecánico u otra forma de energía sin que la misma retorne al sistema eléctrico (Ezquerro, 2005).

2.2.4.2. Cargas Reactivas

Este tipo de cargas se caracterizan por no absorber o consumir toda la energía eléctrica que reciben, sino que las pueden almacenar en forma de campo magnético o eléctrico que a su vez la energía almacenada es devuelta al sistema, la corriente se desfasa 90° con respecto al voltaje aplicado (Ezquerro, 2005).

Además del consumo y los tipos de cargas antes mencionadas existe un concepto el cual está ligado y se mencionará a continuación

2.2.5. Demanda

El término demanda según (Brokering Christie, 2008) se refiere a la potencia que se encuentra presente en los puntos de conexión a las cargas del sistema, es promediada en un intervalo específico de tiempo que podrían ir desde: 10 minutos, 15 minutos, 30 minutos o una hora.

2.2.5.1. Demanda Máxima

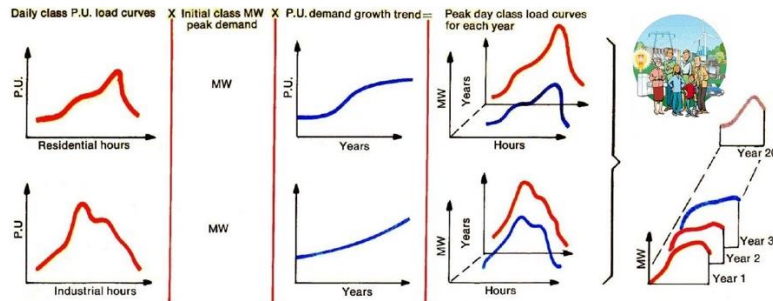
Cuando se encuentra un valor registrado alto o el mayor valor presente en un periodo de tiempo se lo considera como demanda máxima o demanda punta (Gallo Fernando, 2015).

2.2.6. Curva de Carga Diaria

Las curvas de carga diaria se encuentran formadas por los valores de energía eléctrica obtenidos en intervalos de una hora para cada hora del día. Las curvas de carga diaria nos pueden indicar las características de la carga en el sistema, para un sector que podría ser residencial, comercial o industrial (Gallo Fernando, 2015).

Figura 6

Tipos de curvas diarias residencial, comercial, industrial



Nota. Tomado del artículo (Wolff, 1982)

2.2.7. Curva de Carga Anual

Este tipo de curvas están formadas por los valores de la demanda en la hora pico en cada mes, nos permiten observar los crecimientos y distintas variaciones de los valores picos que pueden ser mensuales y anuales. Con un análisis de la curva de carga anual podríamos llegar a conclusiones que nos mostrarían el comportamiento del sistema y que causas pueden estar afectando al mismo (Gallo Fernando, 2015).

2.2.8. Impacto de reactivos en el sistema

En la sección 2.2.2. con respecto a la relación entre la potencia activa y la potencia aparente fue denominado el factor de potencia. Un factor de potencia bajo en cualquier tipo de instalación eléctrica nos representa un consumo alto de corriente reactiva lo que conlleva a un aumento en el costo para la administración de potencia activa necesaria para el sistema, debido a que se debe crear un dimensionamiento de la red para poder abastecer la potencia aparente necesaria y permitir un flujo óptimo de reactivos (Chacón, 2009).

La circulación de potencia reactiva da lugar a algunos problemas al sistema eléctrico, a continuación, se mencionan los principales: (Carrasco, 2011)

- Reduce la capacidad de transmisión de potencia activa por el sistema eléctrico o a la red.

- Ocasionan cargos económicos por un bajo factor de potencia a las empresas distribuidoras de energía eléctrica.
- Se aumentan las pérdidas y se generan caídas de voltaje en los sistemas eléctricos o en la red.

2.2.9. Causas del bajo Factor de Potencia

Cuando se tiene un bajo factor de potencia se debe particularmente a una carga excesiva de motores a inducción, usos de balastos, transformadores y por lo general a cualquier carga que contenga inductancias. Estas cargas son no lineales las cuales llegan a contaminar la red eléctrica, provocando un consumo de corriente que se desfasa en relación con el voltaje dando como resultado un bajo factor de potencia (Llumiquinga, 2012). A continuación, se enuncian algunas cargas que provocan la caída del factor de potencia:

- Iluminación de descarga o de arco
- Motores de inducción de pequeña y gran cantidad
- Motores sobredimensionados
- Transformadores operando en vacío o con cargas bajas
- Transformadores sobredimensionados
- Un nivel de voltaje por encima del nominal
- Hornos Eléctricos de arco voltaico
- Soldadoras eléctricas de corriente alterna

2.2.10. Consecuencias del Bajo Factor de Potencia

Un bajo factor de potencia que está entre los límites de 0 a 0,9 comparado con un rango superior que tiene sus límites entre 0,9 hasta 1, origina un mayor consumo de

corriente implicando una necesidad de dimensionar las secciones de los cables para una corriente excesiva dando lugar a una sección mayor, para que pueda fluir la corriente de manera correcta y eficiente, que evitarían las pérdidas y caídas de voltaje de las redes de alimentación (Higuera, 2019).

La potencia Aparente es mayor cuando el factor de potencia es bajo, originando un dimensionamiento mayor de las componentes de las redes eléctricas como los son generadores, transformadores, líneas de transmisión y equipos que alimentan a las cargas de los usuarios. Esto causa un costo mayor en las instalaciones de redes eléctricas, lo que no resulta eficiente para las compañías eléctricas distribuidoras y también que se verán afectados los usuarios dado que el gasto en la energía eléctrica será mayor con un factor de potencia bajo.

Esta es la razón por la cual las compañías distribuidoras de energía eléctrica penalizan o son penalizadas por un bajo factor de potencia, son exigidas para mantener el cumplimiento de las normativas y regulaciones de acuerdo a los reglamentos establecidos. Para el caso de Ecuador el valor de factor de potencia mínimo debe ser igual a 0,92 (ARCONEL , 2020).

Con estas consideraciones podremos enunciar algunas de las consecuencias por un bajo factor de potencia:

- Calentamiento de bobinados de transformadores de distribución.
- Sobrecarga de generadores, transformadores y líneas de transmisión.
- Mayor consumo de corriente.
- Calentamiento de cables.
- Aumento de la caída de voltaje

- Incremento de la facturación de energía eléctrica por un mayor consumo de potencia reactiva.
- Penalizaciones económicas a empresas distribuidoras o a usuarios.

2.2.11. Importancia de la Corrección del Factor de Potencia

Cuando se aplica una corrección del factor de potencia en instalaciones o redes eléctricas se proporciona una potencia reactiva necesaria, reduciendo el valor de corriente y se puede decir que la potencia útil requerida es similar, dando lugar a varias ventajas que entre ellas es el uso optimizado de generadores y transformadores a su vez de un funcionamiento óptimo de las líneas de transmisión, Subtransmisión y distribución.

Las principales ventajas de un mejoramiento o corrección de factor de potencia son las siguientes:

- Uso optimizado de las máquinas eléctricas.
- Uso optimizado de las líneas de transmisión.
- Reducción de la caída de tensión.
- En las temperaturas de los conductores.
- Reducción en las pérdidas.

2.2.12. Método de corrección del factor de potencia

El método para la corrección de potencia en sistemas eléctricos se lo realiza mediante una implementación o uso de componentes que se ubican de manera estratégica en nodos o puntos del sistema de interés. Los dispositivos entregan la potencia o energía reactiva necesaria que son usadas por las cargas o usuarios para tener su correcto funcionamiento.

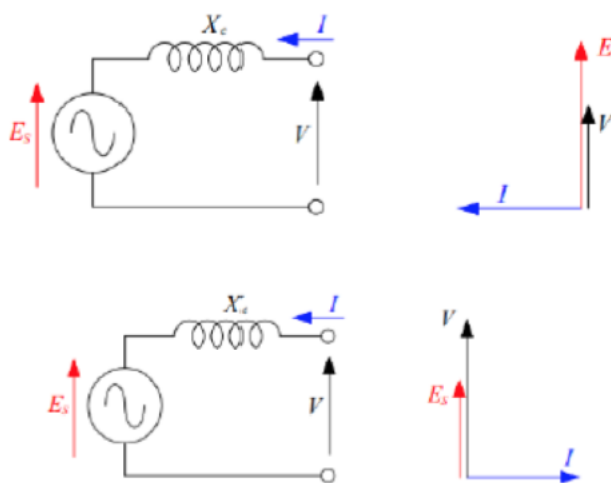
Las componentes se clasifican por un tipo de operación y pueden ser de dos maneras.

2.2.12.1. Compensación Dinámica

Son componentes que se instalan para tener una compensación de acuerdo con el consumo de reactivos, en ocasiones son instalaciones de motores síncronos que funcionan en vacío que pueden inyectar potencia capacitiva o reactiva variando la corriente de excitación del motor, esta solución es muy poca aplicada por el motivo económico elevado a diferencia con la instalación de condensadores fijos (Martinez, 2018).

Figura 7

Compensador síncrono en sobre-excitación y en sub-excitación



Nota. Tomado de (Martinez, 2018)

2.2.12.2. Compensación Estática

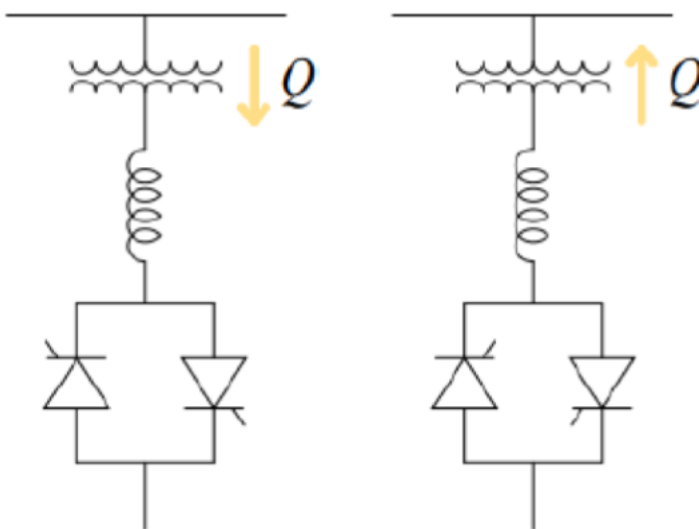
Este tipo de compensación se encuentran constituidos principalmente por condensadores estacionarios y por dos superficies conductoras llamadas armaduras, en

medio de estas existe un material dieléctrico y tiene un comportamiento como bipolo pasivo (Martinez, 2018).

Existen varios tipos de compensación estática como lo son: TSC (Thyristor Switched Capacitors) y TCR (Thyristor Controlled Reactors) , estos son sistemas de compensación electromecánicos. Los TSC nos permite un control de manera escalonado de potencia reactiva provista de un grupo de condensadores que realización la compensación inyectando reactivos conforme a la necesidad. Los TCR controlan de una manera continua la potencia reactiva absorbida por las inductancias (Higuera, 2019).

Figura 8

Principio compensador estático TCR y TSC



Nota. Tomado de (Martinez, 2018)

2.2.13. Compensación de Reactivos

Un exceso de reactivos en el sistema provoca problemas, pero se presentan alternativas diversas para poderlas compensar que a su vez se clasifican de varias formas, a continuación, presentamos las más utilizadas:

- **Según su conexión:** según la conexión al sistema se puede tener varios tipos como lo es tipo serie, paralela (shunt) o mixta (Siemens, 2011) .
- **Según su control:** La compensación de potencia reactiva es esencial para una correcta gestión técnica y económica de un sistema eléctrico en Medio Voltaje (CIRCUTOR, 2013). Los beneficios obtenidos son:
- **Optimización técnica:** Ayuda al control del voltaje a lo largo del sistema de transporte y distribución, descarga de las líneas de transporte y los transformadores de potencia y reducción del nivel de pérdidas del sistema (CIRCUTOR, 2013).
- **Optimización económica:** Reducción del coste de la energía reactiva facturable, reducción del coste económico oculto por efecto Joule en las líneas de transporte y permite una mejor ratio (kW/kVA) de utilización de las instalaciones (CIRCUTOR, 2013).

2.2.13.1. Compensación en Serie

Este tipo de compensación puede ser inductiva o capacitiva, la compensación tipo inductiva puede disminuir la capacidad de transferencia de energía por la línea de transmisión debido a que aumenta la reactancia de la misma, esta es la razón por la cual no se utiliza para el mejoramiento del factor de potencia. La compensación capacitiva se emplea banco de condensadores en serie, que se ubican en la parte central o en las partes extremas de la línea de transmisión.

De acuerdo con (Brokering Christie, 2008), este método es el más evidente sobre regulación de voltaje, considerando que, al sumar un voltaje con magnitud controlable en fase con el voltaje en cualquier punto dado existente, se obtendrá como resultado una salida de voltaje constante. Este tipo de compensación no elimina variaciones de voltaje lo que quiere decir es que no se verá modificado los flujos de reactivos, no se disminuye las pérdidas del sistema. Teniendo en cuenta estas dificultades, es un método efectivo para regular el voltaje en nodos del sistema donde la relación Q/V es muy alta, se puede decir que se lo hará cerca del punto de generación.

2.2.13.2. Condensador Serie

Cuando se instala condensadores estáticos en serie con una línea de transmisión, su valor de la reactancia puede obtener valores positivos, nulos o negativos, basado en el grado de compensación instalado reduciendo así la caída voltaje a lo largo del sistema en estudio o compensado.

Se debe tomar en cuenta que la reducción de reactancia provocado por el condensador, provocaría un aumento en los niveles de corto circuito en el sistema y así dando lugar a la implementación y utilización de equipos más costosos que tengan la capacidad de soportar estos niveles.

Un problema con este tipo de condensador en serie, es que la compensación para que sea efectiva en la regulación de voltaje se debe tener una correlación entre la variación de voltaje y la potencia reactiva a compensar, lo que se traduce en que el factor de potencia en las cargas presentes del sistema se mantenga constantes de manera relativa (Thallam, 2012).

2.2.13.3. Compensación Shunt

La compensación shunt o paralela se puede colocar mediante el uso de condensadores o reactores. Cuando se utiliza reactores estos absorben reactivos

disminuyendo sobrevoltajes en vacío, por otra parte, utilizando condensadores podremos disminuir las caídas de voltajes en las líneas de transmisión, disminuye pérdidas en los equipos y varias componentes de la red dando lugar a un mejoramiento del factor de potencia.

Este tipo de compensación puede ser colocada de manera cercana a la carga, en una subestación de distribución, en un punto cualquiera del alimentador o bien en una subestación de transmisión. Como se mencionada anteriormente puede ser de tipo capacitivo o inductivo, la gran mayoría de los casos se instala una compensación capacitiva dado que las cargas son comúnmente inductivas (Thallam, 2012) .

2.2.13.4. Condensador Shunt

Este tipo de condensador es empleado mayormente a nivel de subestación debido a que se puede realizar una regulación de voltaje, reduce las pérdidas y además incrementa la capacidad en los equipos.

Durante el día la demanda varía y esto provoca que la subestación y las barras de distribución también lo hagan. A su vez se tiene que tener en cuenta que el factor de potencia en la mayor parte es inductivo un condensador en paralelo conectado en la subestación podría elevar el nivel de voltaje cuando exista una alta demanda. Este condensador podría estar conectado de manera permanente a la barra o también podría ser instalado para que se ajuste a la necesidad del día (Yeber, 1986).

En el momento de compensar la carga que tiene un factor de potencia inductiva, mejora de manera considerable y se reduce las pérdidas en las corrientes que atraviesan las líneas de transmisión.

Cuando se efectúa compensación shunt con banco de condensadores se reduce de una manera significativa la cargabilidad de las líneas en transformadores y generadores, con lo que se podría decir que al momento de realizar esta compensación

se transporta mayor cantidad de potencia sin tener una sobrecarga en los equipos de los sistemas eléctricos de potencia.

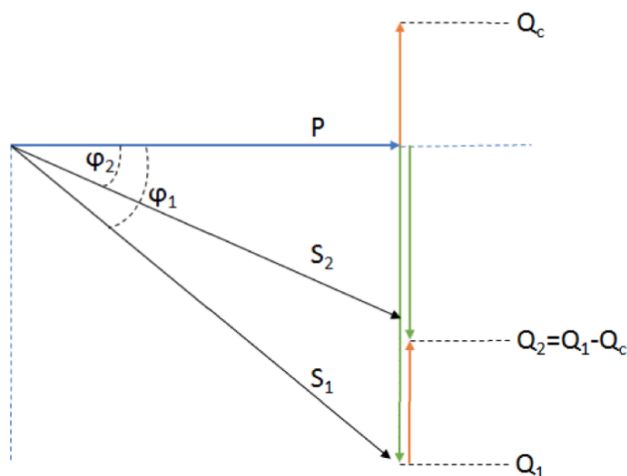
Este es el medio mayormente utilizado al momento de compensar reactivos dado que tiene grandes ventajas y posee estos beneficios:

- Costo bajo en comparación con otro tipo de compensaciones.
- No consume energía activa
- Tiene una duración de vida aproximado a los años
- Gran facilidad de operación
- Bajo requerimiento cuando de mantenimiento del dispositivo se trata.

Además de estos beneficios este tipo de condensadores son muy aptos para la utilización en subestaciones de bajo y medio voltaje donde se requiere compensar el factor de potencia. Se puede observar en la **Figura 9**, que la reducción del parámetro de potencia reactiva se ve reflejado en una disminución de potencia aparente (S).

Figura 9

Diagrama fasorial del efecto de la compensación shunt



Nota. Tomado de (Guerra Valdes, 2018)

Donde:

P = Potencia Activa

Q_1 = Potencia Reactiva antes de la compensación shunt

S_1 = Potencia Aparente antes de la compensación shunt.

φ_1 = Ángulo de desfase entre P y S_1 antes de la compensación shunt.

Q_c = Potencia Reactiva del condensador.

Q_2 = Potencia Reactiva después de la compensación shunt.

S_2 = Potencia Aparente después de la compensación shunt.

φ_2 = Ángulo de desfase entre P y S_1 después de la compensación shunt.

Del diagrama fasorial se puede decir que φ_1 y φ_2 son los ángulos de factor de potencia con y sin compensación reactiva respectivamente. A partir de esto la **Ecuación 16**, nos representa la compensación reactiva necesaria estimada para un ángulo de fase determinado.

$$Q_2 = Q_1 - Q_c$$

Ecuación 14

Potencia Reactiva después de la compensación shunt.

Nota. (Guerra Valdes, 2018)

$$Q_c = Q_1 - Q_2$$

Ecuación 15

Potencia Reactiva del condensador

Nota. (Guerra Valdes, 2018)

$$Q_c = P(\tan(\varphi_1) - \tan(\varphi_2))$$

Ecuación 16

Potencia Reactiva del condensador en función del ángulo de desfase

Nota. (Guerra Valdes, 2018)

Con respecto a (Ezquerro, 2005), los BBCC (banco de condensadores) se pueden clasificar según:

- **Sistema de control:** compensar de tal manera que tenga operaciones en base a la curva de carga diaria de potencia reactiva. pueden ser fijos o desconectables, este último se puede utilizar en tres aspectos importantes los cuales pueden mejorar el voltaje, mejorar el factor de potencia y disminuir pérdidas.
- **Ubicación en el sistema:** depende del punto de ubicación donde van a ser instalados los BBCC pueden ser: subestación de baja, interconexión, alimentadores de las subestaciones.

2.2.14. Corrección del Factor de Potencia

La corrección del factor de potencia en instalaciones o redes eléctricas es algo necesario cuando se tiene un bajo factor, una manera sencilla y con bajo costo es la implementación de bancos de condensadores reduciendo el consumo de reactivos en el sistema (INTERNATIONAL CAPACITORS, S.A., 2016) .

2.2.15. Corrección del Factor de potencia mediante el uso de condensadores**2.2.15.1. Compensación Individual**

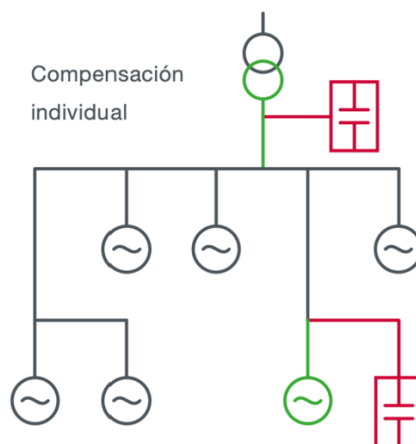
Generalmente se utiliza para cargas específicas o dirigida a una máquina en particular, dando una solución técnica más óptima al reducir el consumo de reactivos a la carga, que pueden ser transformadores de potencia, grandes motores o a su vez de

cualquier receptor que tenga un gran consumo de reactivos (CIRCUTOR, 2013). A continuación, algunas ventajas de este tipo de compensación:

- No consume reactivos dado que se encuentra en el mismo punto de la carga.
- Reduce las caídas de voltaje.
- Descarga el transformador de potencia.
- Pocas pérdidas por el efecto Joule.

Figura 10

Compensación Individual



Nota. Tomado de (CIRCUTOR, 2013)

2.2.15.2. Compensación en Grupo

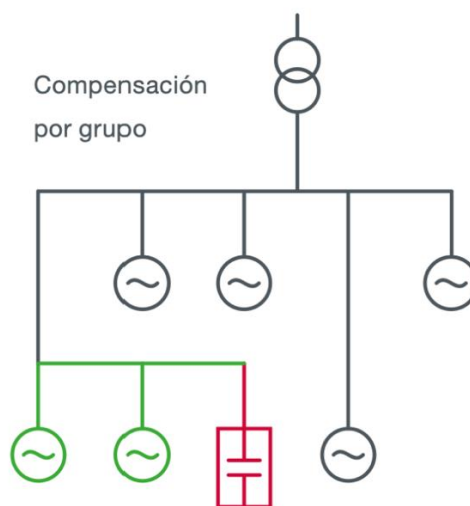
Este tipo de compensación se realiza en grupos de cargas o instalaciones donde existe ramificaciones o distribución por sectores y de una manera extensa (CIRCUTOR, 2013). Los condensadores son instalados en CCM (Centros de Control de Motores) o a su vez en tableros de distribución secundarios.

A continuación, algunas ventajas de este tipo de compensación:

- Aumentar la capacidad de la línea que suministra al grupo de cargas a compensar.
- Descarga el transformador de potencia.
- Sirven de apoyo en las compensaciones globales o centralizadas.

Figura 11

Compensación por grupo



Nota. Tomado de (CIRCUTOR, 2013)

2.2.15.3. Compensación Global Centralizada

La compensación global o central es aquella que se la conecta a la entrada general de la instalación o en alimentadores principales de los sistemas, son utilizadas con frecuencia para tener una disminución en la facturación eléctrica por recargos por energía reactiva (CIRCUTOR, 2013).

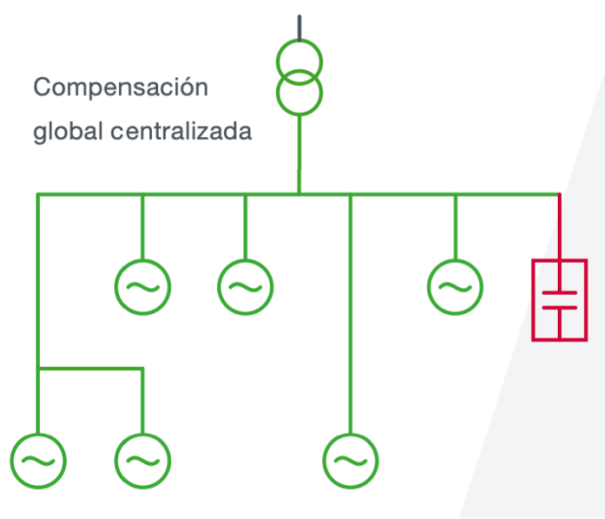
A continuación, algunas ventajas de este tipo de compensación:

- No existe penalizaciones por energía reactiva

- Representa una solución más económica, dado que toda la potencia se concentra en un punto.
- Se ajusta la potencia aparente a las necesidades del sistema
- Descarga el transformador de potencia.

Figura 12

Compensación global centralizada



Nota. Tomado de (CIRCUTOR, 2013)

2.2.16. Marco Regulatorio y Normativas Eléctricas del Ecuador

En el Ecuador los agentes reguladores del servicio eléctrico nacional es la ARCERNNR (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables) y el Operador Nacional de Electricidad CENACE el cual realiza la acción de operación y administración del correcto funcionamiento técnico y comercial del SNI (Sistema Nacional Interconectado) a su vez también encargado de las interconexiones internacionales (CENACE, 2021).

Para el desarrollo del estudio se considera las regulaciones y normas basadas en la calidad de servicio, transporte y comercialización de la energía eléctrica. Algunos de estas regulaciones y términos a utilizar se detallan a continuación.

- Niveles de Voltaje: según (ARCERNNR 002/20, 2021), los niveles de voltaje para los sistemas serán los siguientes:

Tabla 1

Niveles de Voltaje según ARCERNNR

| Nivel de Voltaje | Descripción |
|-------------------------|--|
| Bajo Voltaje: | Menor o igual a 0,6 kV |
| Medio Voltaje: | Mayor a 0,6 kV y menor o igual a 40 kV |
| Alto Voltaje grupo 1: | Mayor a 40 kV y menor o igual a 138 kV |
| Alto Voltaje grupo 2: | Mayor a 138 kV. |

Nota. La Tabla nos muestra los niveles de voltaje definidos según la regulación ARCERNNR 002/20. Tomado de (ARCERNNR 002/20, 2021)

2.2.16.1. ARCERNNR 002/20

La Regulación Nro. ARCERNNR 002/20 “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”, tiene como objetivo establecer varios aspectos como son los indicadores, los índices y los límites que corresponde a la calidad de servicio y comercialización de la energía eléctrica que brindan las empresas distribuidoras del Ecuador (ARCERNNR 002/20, 2021). En la Regulación Nro. ARCERNNR 002/20 se definen los procedimientos de medición, la manera de registrar los valores y su respectiva evaluación para lograr un cumplimiento por parte de las empresas de distribución de energía eléctrica y sus consumidores.

Se toma puntos muy importantes para el estudio realizado como:

- **Nivel de Voltaje**

Con respecto a la variación del voltaje de suministro y al voltaje nominal en un punto o nodo determinado del sistema de distribución podremos obtener la calidad. Una empresa distribuidora con los niveles de voltaje en un punto de medición si el 95% o más de sus registros durante la etapa de medición están dentro de los límites cumple con el requerimiento y la regulación establecida. Los valores en los cuales debe permanecer y así cumplir con la regulación se muestra a continuación:

Tabla 2

Límites para el índice de nivel de voltaje ARCERNNR.

| Nivel de voltaje | Rango Admisible |
|----------------------------------|------------------------|
| Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2) | ±5,0% |
| Medio Voltaje | ±6,0% |
| Bajo Voltaje | ±8,0% |

Nota. La Tabla nos muestra los límites admisibles del voltaje definidos según la regulación ARCERNNR 002/20. Tomado de (ARCERNNR 002/20, 2021)

- **Medición de la calidad de servicio**

Para las empresas distribuidoras deberán tomar en cuenta varias acciones para la realización de la medición de la calidad de servicio:

- Determinar un plan anual para la realización de campañas de medición las cuales identifiquen la cantidad y los puntos donde van a ser las mediciones.
- Instalar equipos de medida o llamados analizadores en la red los cuales permitan evaluar la calidad del producto.
- Medir, registrar y almacenar los datos obtenidos a nivel de todas las fases.

- Verificar y analizar el cumplimiento de los límites establecidos y cumplir la normativa.

Esto se realizará en un periodo no menor a 7 días continuos, con intervalos de tiempo de 10 minutos, podrán realizar mediciones cada 15 minutos siempre y cuando los dispositivos de medición entreguen todos los datos y variables del sistema para su respectivo análisis.

Para el estudio a realizar se tomará en cuenta solo el grupo 1 que corresponde a alto y medio voltaje los cuales según la regulación es la siguiente:

Tabla 3

Puntos de medición para la evaluación de la calidad de producto

| Grupo | Descripción | Cantidad | Tipo de selección | Punto de Medición | Índice a medir |
|--------------|---|---|--------------------------|--------------------------|-----------------------|
| 1 | Barras de salidas de subestaciones de distribución de AV/MV | Todas las barras de salida de subestaciones de distribución AV/MV | Anual | MV | Nivel de Voltaje |

Nota. La Tabla nos muestra los Puntos de medición para la evaluación de la calidad de producto definidos según la regulación ARCERNNR 002/20. Tomado de (ARCERNNR 002/20, 2021)

2.2.16.2. CONELEC 003/08

La Regulación No. CONELEC - 003/08 “Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado” tiene como finalidad establecer los distintos niveles y procedimientos para la evaluación de la calidad de la potencia, a su vez el servicio de transmisión y conexión en los sistemas de transmisión del SNI, debiendo estar en operación conforme a las distintas disposiciones

que indican en la normativa que está vigente con relación al Funcionamiento del MEM, la transacciones de potencia Reactiva en el Mercado Eléctrico Mayorista, tener un procedimientos de Despacho y Operación, además teniendo en cuenta las Restricciones e Inflexibilidades Operativas (CONELEC 003/18).

Las instalaciones en base a esta regulación tomadas en cuenta son:

- Redes o circuitos de líneas de transmisión y puntos de interconexión que operan a un voltaje mayor a los 90 kV.
- Sistemas o instalaciones de transformación y regulación de voltaje.
- Usuarios considerados como grandes consumidores los cuales tienen un punto de conexión directo en los sistemas de líneas de transmisión o instalaciones de campo de las empresas distribuidoras de Energía.

Los aspectos de calidad para esta regulación las enunciamos a continuación.

• Calidad de energía

Se toma en cuenta los siguientes aspectos:

- Niveles de Voltaje

Tabla 4

Rangos Aceptables de variación de voltaje

| Nivel de voltaje | Banda inferior | | Banda Superior | |
|------------------|----------------|------------|----------------|------------|
| | Normal | Emergencia | Normal | Emergencia |
| 500 kV | -5% | -8% | 5% | 7% |
| 230 kV | -5% | -7% | 5% | 6% |
| 128 kV | -5% | -10% | 5% | 6% |
| 69 y 46 kV | -3% | -5% | 4% | 6% |

Nota. La Tabla muestra el rango de variación del voltaje para sistemas de alto voltaje.

Tomado de (PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD 2018 -2027, 2018)

- Contenido Armónico del Voltaje

Tabla 5

Límites de contenido armónico del voltaje

| Límites para contenido armónico de voltajes (IEEE 519) | | |
|---|--|------------------------|
| Voltajes de Barras kV | Contenido Armónico Individual Máximo V_i (%) | VTHD Máximo (%) |
| $V_n \leq 69$ kV | 3.00 | 5.00 |
| 69 kV < $V_n \leq 161$ kV | 1.50 | 2.50 |
| $V_n > 161$ KV | 1.00 | 1.50 |

Nota. La Tabla nos muestra los límites del contenido armónico según el voltaje y basados en la norma IEEE 519 para sistemas de alto voltaje. Tomado de (CONELEC 003/18)

- Balance de Voltajes: Será calculado en base al factor de desbalance de voltaje en secuencia negativa, se lo medirá en las barras de los sistemas de transmisión teniendo en cuenta los puntos de conexión y se registrará el valor de demanda máxima (CONELEC 003/18) .
- Contenido Armónico de Corriente
- Factor de Potencia de Carga: el límite en del factor de potencia según (PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD 2018 -2027, 2018) se debe considerar como mínimo 0,96 inductivo o superior para condiciones de máxima, media y mínima demanda en la categoría 1 y 2 de alto voltaje. En consumidores o usuarios regidos a las empresas distribuidoras con voltajes menores a 69 kV se debe tener en cuenta que su factor de potencia no debe ser menor a 0,92 (ARCERNNR 003/2021, 2021), si este valor es menor se procederá a penalizar al usuario de acuerdo a las siguientes consideraciones:

$$P_{B_{FP}} = \begin{cases} P_{B_{FP}} = 0, & FP_r \geq 0,92 \\ P_{B_{FP}} = B_{F_p} \times FSPEE_I, & FP_r < 0,92 \rightarrow B_{F_p} = \frac{0,92}{FP_r} - 1 \end{cases}$$

Ecuación 17

Factor de Potencia para Empresas Distribuidoras Ecuador

Nota. (ARCERNNR 003/2021, 2021)

Donde:

$P_{B_{FP}}$: Penalización por bajo factor de Potencia

FP_r : Factor de potencia registrado o calculado

B_{F_p} : Factor de Penalización

$FSPEE_I$: Factura por servicio público de energía eléctrica inicial

Si el factor de potencia es menor a 0,6 se llevará a cabo la suspensión del servicio público de energía eléctrica (ARCERNNR 003/2021, 2021) .

2.2.16.3. Transacciones de potencia reactiva en el MEM

Antes se consideraba en regulación de la CONELEC 004/02 ahora forma parte de toda la regulación 003/08 (DNRTSE, 2021) .Esta regulación establece la responsabilidad a empresas distribuidoras y a grandes consumidores cumplir con un factor de potencia determinado por la CONELEC basado en estudios previos y realizados por el CENACE. Es aquí donde el valor de factor de potencia en los puntos de entrega del SNT no debe ser menor a 0,96 en las condiciones de máxima, media y mínima demanda (CONELEC 004/02, 2018).

2.2.16.4. Calidad de servicio de transmisión y conexión

Se debe determinar la continuidad del servicio que se encuentren dentro de los niveles de calidad (CONELEC 003/18). Tienen como responsabilidad las partes de Transmisión y de los Agentes, mantener constantemente actualizada la información estadística de indisponibilidad de sus instalaciones de transmisión y de campos de conexión, conforme los requerimientos establecidos por el CENACE (CONELEC 003/18).

2.2.17. Criterios y Prácticas Internacionales para el manejo de reactivos (EE.UU.)

2.2.17.1. Prácticas Internacionales y Recomendaciones sobre compensación Reactiva

Una de las compensaciones a nivel internacional es la North American Electric Reliability Corporation que sus siglas son NERC , es una de las organizaciones que se encargan de mantener y asegurar la confiabilidad de los sistemas eléctricos interconectados de U.S.A. con el nombre de BPS (Bulk Power System) (NERC, s.f.). Esta organización es una autoridad regulatoria a nivel internacional que trabaja sin fines de lucro, que se creó con un propósito, hacer cumplir las normativas y regulaciones para tener un desarrollo y así reforzar los estándares de confiabilidad de los sistemas eléctricos BPS, monitorean los mismos de manera anual con el fin de evaluar la confiabilidad estacional y también a un periodo de tiempo más largo. Su objetivo también se centra en la permanente educación del personal que a su vez adquiere experiencia y tiene una capacidad certificada.

North American Electric Reliability Corporation tienen procedimientos estándares que se basan principalmente para sistemas que tienen un nivel de voltaje

mayor a 100 kV y no incluyen a los sistemas radiales. Los estándares considerados por la NERC (NERC, 2017) son de planificación, que serán utilizados por los encargados para realizar un planeamiento de sistemas que se llevarán a cabo basándose en los criterios de confiabilidad y seguridad.

Los estándares que tienen concordancia para el estudio realizado son basados en el TPL-001-4 que toma el nombre de Transmission System Planning Performance Requirements (NERC, 2010) . Este criterio tiene puntos específicos para los requerimientos en el ámbito de la planificación, teniendo en cuenta términos que utilizan los BPS donde son operados de una manera confiable con distintas condiciones y varias contingencias probables que puedan ocurrir. Los reactivos en el sistema deben ser considerados al momento de realizar una planificación a largo plazo, dado que es uno de los puntos críticos de los sistemas (NERC, 2010). Esto se ajusta al procedimiento, requerimientos y a los estándares que se mencionan a continuación:

- Considerar márgenes aceptables de voltaje y tener un criterio basado en estados del sistema tales como: régimen permanente, post contingencia y régimen transitorio.
- Identificar inestabilidades cuando existe variaciones en el voltaje y definir criterios para el mismo.
- Compartir información de tal manera que se utilicen estas técnicas de planificación en sistemas vecinos.
- Elaborar un plan de coordinación para delegar responsabilidades entre varias identidades.

Este criterio se enfoca principalmente en mantener un sistema equilibrado y que permanezca estable a nivel de los voltajes.

La NERC propone prácticas para tener una adecuada planificación de reactivos y una mantener el control del voltaje, utilizados por distintas entidades como recomendación en este tipo de criterio. Desarrollan guías anuales en base a la “Reliability Guideline: Reactive Power Planning” , dando diversas estrategias para mantener la confiabilidad del sistema al igual que la capacidad de reactivos.

Este estudio solo considera las estrategias para la planificación de reactivos dejando de lado la operación del sistema. Con este contexto se considera aspectos del sistema como las demandas máximas o peak de la carga, también demandas bajas.

A continuación, se detallan las prácticas recomendadas en base a la guía “Reliability Guideline”.

2.2.17.2. Estrategias y Prácticas Recomendadas por la “Reliability Guideline: Reactive Power Planning”

La estrategia presentada por la NERC se utiliza como herramientas que ayuden y sirvan a manera de guía con directrices para el modelamiento, estudio y una localización de una compensación reactiva con el propósito de robustecer y mantener en los límites operativos los voltajes en el sistema.

La planificación y operación de reactivos varían en el territorio de la NERC en un amplio rango, existe varios puntos que comúnmente analizan varios aspectos tales como: el tiempo, técnicas de estudio y el procedimiento que se utilizará para la realización de los modelos.

- Ventanas de Tiempo en Análisis de Potencia Reactiva

Figura 13

Ventanas de Tiempo en Análisis de Potencia Reactiva

Tiempos

Régimen Permanente Pre- Contingencia: Cuando se opera en esta condición los rangos de voltajes se mantienen dentro de los límites permitidos dado que la red se encuentra operando en estado seguro. Se pueden realizar ajustes manuales en los elementos del sistemas programados durante el día. Si se pronostica una situación de post contingencia las acciones correctivas se deben realizar en esta etapa para mitigar efectos posibles en estados futuros. Las acciones a tomar en cuenta es conectar o desconectar equipos shunt de la red.

Transiente : esta etapa ocurre al instante posterior de una contingencia con una duración aproximada de 0 a 3 segundos típicamente. En este tiempo se debe tener mucho en cuenta los recursos reactivos que soportarán las oscilaciones del voltaje en el sistema, debido a que si existe grandes transferencias de energía pues son ellos los encargados de amortiguar el sistema. Se tendrá en cuenta el enfoque en los recursos dinámicos.

Análisis Mid-Term Dinámico : Ocurre luego del primer transitorio y tiene una duración que desde los 3 a 30 segundos .Si el sistema es estable pues sus oscilaciones disminuirán y llegará a una etapa de régimen permanente. Durante este periodo actuarán los controles automáticos y los recursos de reactivos que se ajustarán continuamente. Las acciones manuales no están incluidas en el análisis.

Análisis Long-Term Dinámico: el sistema encuentra en un nuevo punto de equilibrio posterior a la contingencia . La duración de esta ventana va desde los 30 segundos hasta los 3 minutos. Se analiza los niveles de voltaje , además se debe obtener resultados de todos los controles automáticos como son los sistemas de excitación, FACTS

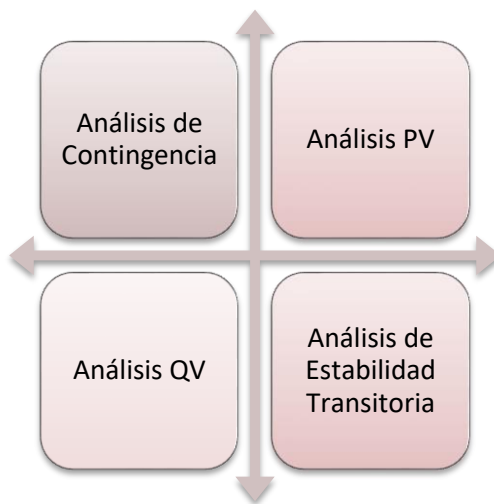
Régimen Permanente Pos- Contingencia : última etapa y tiene una duración entre los 3 y 30 minutos . Aquí todo el sistema retoma los límites de operación aceptables y se analizan controles manuales y a su vez los controles automáticos.

Nota. Tomado de (Guerra Valdes, 2018)

- Técnicas de Estudio de Potencia Reactiva

Figura 14

Técnicas de Estudio de Potencia Reactiva



Nota. Tomado de (Guerra Valdes, 2018)

- *Análisis de Contingencia:* se lo realiza para estar seguros si el sistema está dentro de los rangos de voltaje inmediatamente después de la

ocurrencia de una contingencia donde involucre la pérdida de solo un elemento (condición n-1) en la cual no interviene el operador (Guerra Valdes, 2018). Se debe tomar en cuenta que dado esta situación el sistema tenga la forma de trabajar u opere en demanda máxima y mínima de carga. El flujo de potencia al realizarse con este análisis en la mayoría de casos no converge y resulta erróneo.

- *Análisis QV:* este análisis refleja la sensibilidad del voltaje en un punto o barra determinada basado en las inyecciones de potencia reactiva (Guerra Valdes, 2018) .El análisis QV tiene como objetivo principal determinar la última unidad Var de reactivos el cual será soportado por una barra antes que se produzca un colapso de voltaje. Una ventaja de este análisis es permitir converger el flujo de potencia dado que el requerimiento de potencia reactiva se obtiene sin afectar el modelo. La desventaja es que se debe pre seleccionar una barra del sistema representando una condición en particular como lo es un colapso del voltaje y no refleja los verdaderos problemas de estabilidad del voltaje en el área (Guerra Valdes, 2018) .
- *Análisis PV:* con respecto a este análisis es reflejar la sensibilidad del voltaje de una barra seleccionada teniendo en cuenta el incremento de potencia activa. Se lo puede realizar en condiciones de pre y post contingencia y principalmente se utiliza para evaluar los límites de operación del voltaje en los sistemas.
- *Análisis de Estabilidad Transitoria:* cuando ya se haya despejado la contingencia ocurrida, el voltaje estará oscilando e incrementará significativamente con respecto a los límites de operación, pero irá

decaendo con el pasar del tiempo, en esta última parte se debe tener mucho cuidado y prevenir que el transitorio no caiga en voltajes muy por debajo de lo recomendado dado que afectará a la confiabilidad y a la calidad de la energía suministrada. Esta oscilación no debe ser muy larga y tampoco debe tener un tiempo prolongado, si ocurre esto se debe tener en cuenta que se podría ocasionar daños colaterales como una desconexión de carga o dependiendo de la falla una desconexión en la generación, esta caída no debe provocar colapso a nivel del voltaje. Si la simulación del modelo en contingencia nos indica que los niveles de voltaje son muy por debajo de lo recomendado, se debe modificar alguno de los factores tales como niveles de transferencia de potencia en pre contingencia, los niveles de carga y la reserva de reactivos.

- Coordinación de reactivos: El estudio realizado en base a la coordinación de reactivos según la NERC tiene como prioridad tres procesos: Modelación, Planificación y Operación. El objetivo del trabajo presente solo considera dos parámetros Modelación y Planificación. El estudio del flujo de potencia va entre los límites de transmisión y distribución analizando la estabilidad del sistema, las cargas modeladas en MW y MVAR, el voltaje y la manera en cual se encuentra la potencia reactiva del sistema (Guerra Valdes, 2018). El factor de potencia de carga puede afectar a los parámetros antes mencionados sea en transmisión o distribución, es por ello que es fundamental la planificación de la coordinación de este, estableciendo estándares de factor de potencia mínimos y máximos mutuamente entre transmisión y distribución asegurando la confiabilidad del sistema. Con esto se aseguraría que la carga y su componente reactiva no llegasen a contribuir en el aumento o disminución del

voltaje en los BPS de tal manera que si el factor de potencia sobrepasa los límites permitidos sean estos bajos o altos, el distribuidor de la energía eléctrica tomará las acciones respectivas y planificará corregir los reactivos del sistema.

2.2.17.3. Estados Unidos y su tratamiento de Reactivos

En Estados Unidos la planificación para la compensación de reactivos se tiene que hacer de una manera más puntual como en los subsistemas y de forma local debido a los diferentes comportamientos de los reactivos.

A continuación, se puede observar de una manera resumida las entidades que tienen tres distintas formas a la hora de planificar una compensación de reactivos en la zona de EEUU.

Tabla 6

Entidades planificadoras en compensación de reactivos

| Entidad | Tipo | Manera de Compensación |
|----------------|------------------|--|
| FRCC | Entidad Regional | Compensación de Línea |
| ERCOT | Operador | Compensación de Línea |
| MISO | Operador | Compensación de Línea |
| PJM | Operador | Compensación de Línea |
| ISO- NE | Operador | Compensación de Línea y Factor de Potencia |
| SRP | Utilidad | Compensación de Factor de Potencia |
| EKPC | Utilidad | Compensación de Factor de Potencia |

Nota. La Tabla nos muestra las entidades, tipo y la manera en la cual realizan la compensación de reactivos. Tomado de (Guerra Valdes, 2018) .

2.2.17.4. ISO New England

Se tratan de operadores que trabajan de manera independiente y sus siglas son ISO- NE, de igual forma que la NERC es una organización sin fines de lucro que se encarga de mantener la operación de los sistemas de energía eléctrica confiables a un costo mínimo en la zona de New England (ISO New England, 2015), funcionando las

24 horas y los 7 días de la semana teniendo al sistema de una forma balanceada entre generación y demanda. Son los responsables de planificar y operar de una manera confiable los sistemas de transmisión a niveles mayores de 69 kV en un tiempo de estudio aproximado de 10 años (ISO New England, 2017). La coordinación de flujos de energía eléctrica lo realizan en varios estados que se encuentran ubicados en la región de New England (ISO New England, 2016), Según la topología del sistema que se encuentra en cada región establece estándares para mantener la confiabilidad y tener una planificación exitosa, pero como en Estados Unidos los sistemas eléctricos y las redes de Subtransmisión son interconectados de manera global se deben regir también a los estándares de la NERC.

Los estándares establecidos por la ISO-NE en el ámbito de planificación y gestión de reactivos deben cumplir con los criterios de voltaje, además se rigen a tres restricciones (ISO New England, 2017):

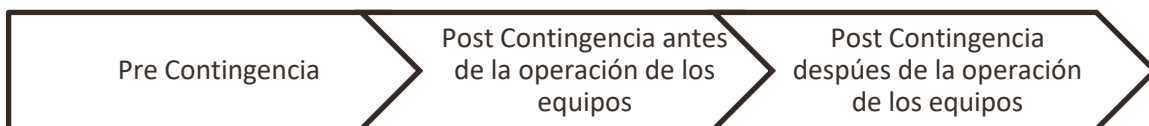
- Los límites de voltajes en los puntos de distribución y en los usuarios deben mantenerse dentro del rango permitido.
- Los límites de voltajes de los equipos de transmisión y los equipos que están con conexión en el sistema deben mantenerse dentro del rango permitido y en los límites de operación propia.
- No tener colapso en los niveles de voltaje.

Los límites de voltaje son determinados por los equipos y por (ARCERNR 003/2021, 2021) el usuario. El voltaje máximo será dado por los equipos y el voltaje mínimo por el usuario además se debe tener en cuenta el límite de voltaje en contingencia.

A continuación, se presentarán los escenarios para tener en cuenta los criterios de voltaje:

Figura 15

Técnicas de Estudio de Potencia Reactiva



Nota. Tomado de (Guerra Valdes, 2018)

Para los estudios basados en el criterio de ISO-NE se debe utilizar datos procesados sobre las demandas las cuales son elaboradas por CELT (The Capacity, Energy, Loads and Transmission) (Guerra Valdes, 2018). Estos datos son reportados anualmente por esta entidad los cuales contienen el pronóstico aproximado de 10 años de la demanda que a su vez tiene un pronóstico para condiciones meteorológicas incluidas para efectos de estudio en la zona de New England (ISO New England, 2016).

Figura 16

Niveles de Carga Pronosticados basados en CELT del criterio ISO-NE

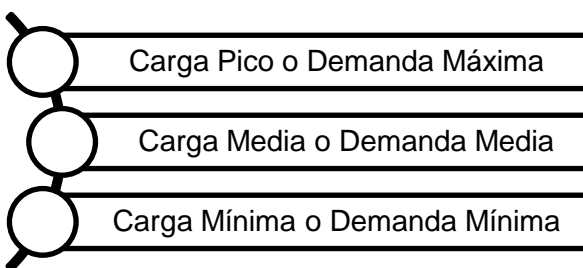
| Nivel de carga 50 /50 | Nivel de Carga 90/10 |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Demanda máxima esperada cada 2 años • Carga con una probabilidad del 50 % en exceder el pronóstico | <ul style="list-style-type: none"> • Carga en condición extrema meterológica • Demanda máxima esperada en 10 años • Carga con una probabilidad del 10% en exceder el pronóstico. |

Nota. Tomado de (Guerra Valdes, 2018)

Los escenarios para realizar el estudio basado en el criterio ISO-NE y llegar a una planificación especificada se rigen a los siguientes niveles de carga:

Figura 17

Escenarios y Niveles de Carga



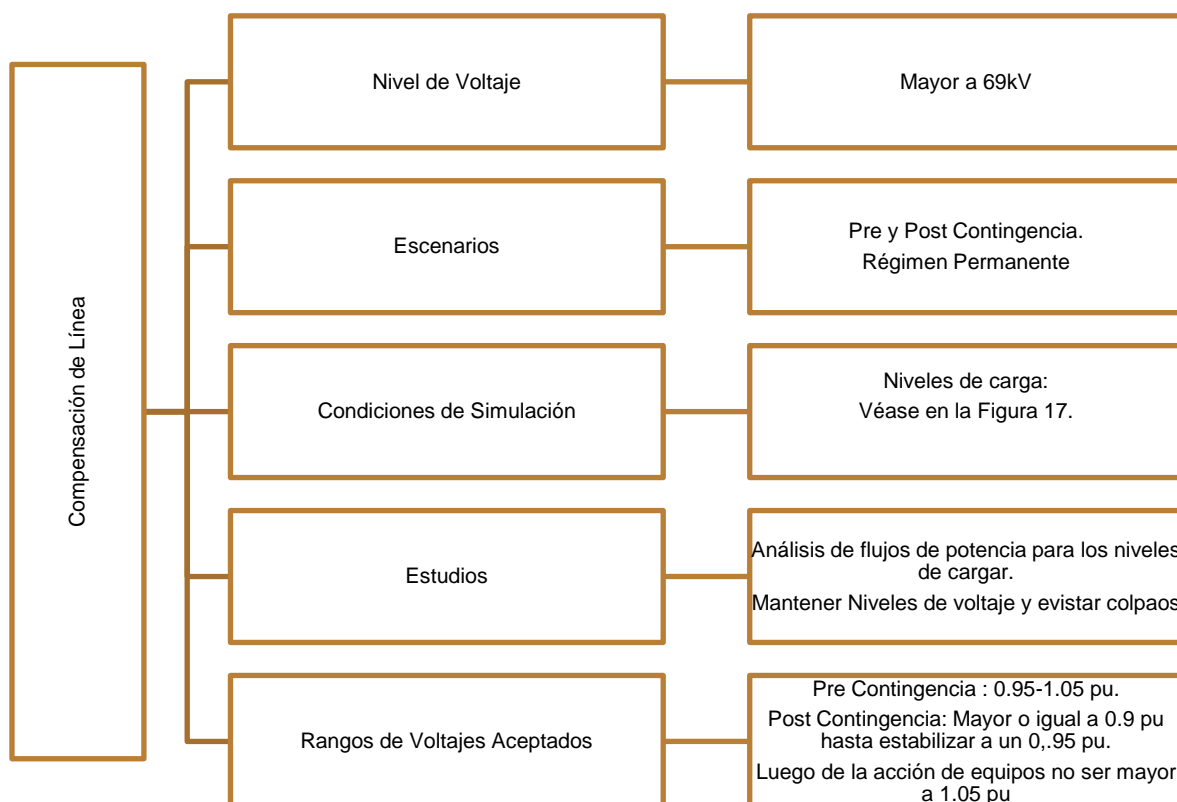
Nota. Tomado de (Guerra Valdes, 2018)

A continuación, podremos visualizar de una manera resumida como el criterio de la ISO-NE hace la compensación y estar dentro de los rangos permisibles del voltaje.

Figura 18

Compensación de línea basado en el criterio ISO-NE

Figura 17



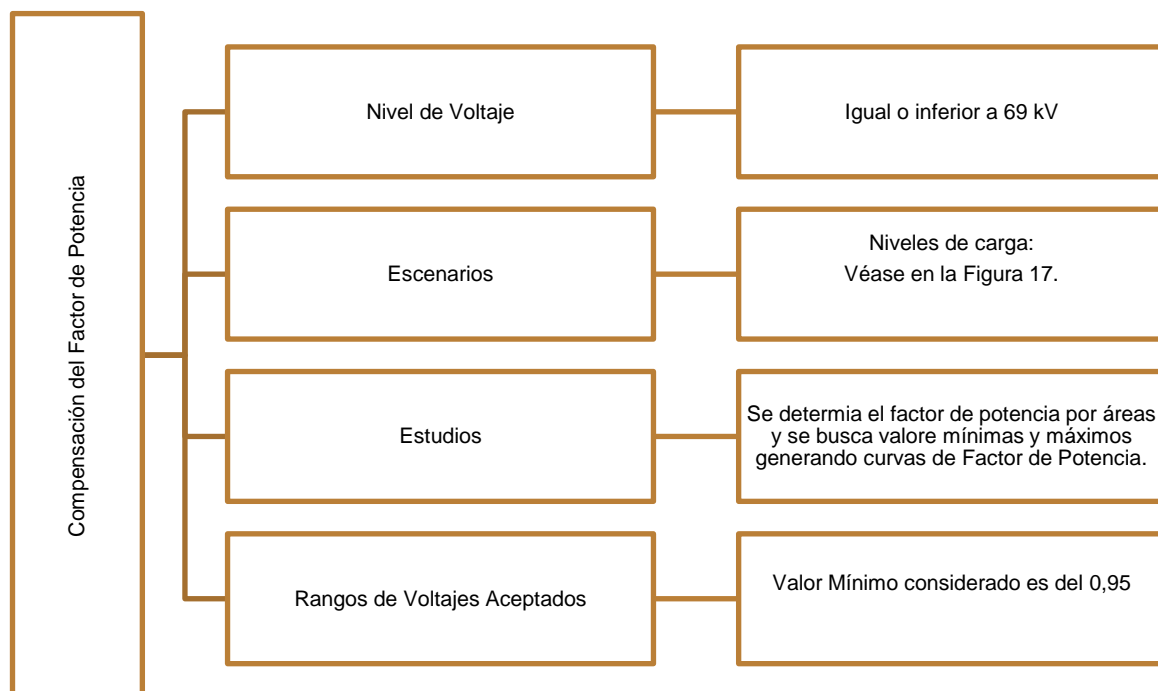
Nota. Tomado de (Guerra Valdes, 2018)

La ISO- NE también tiene criterios para la corrección del factor de potencia para zonas determinadas (ISO New England, 2016). ISO-NE se guía en un estudio anual de las cargas del sistema de distribución y determina bandas donde las cargas pueden variar el factor de potencia. La empresa distribuidora debe garantizar y monitorear el factor de potencia en todas sus barras y llegar a la conclusión si se necesita añadir o quitar fuentes reactivas y llegar a los niveles específicos (ISO New England, 2016).

De igual manera en la Figura --, se resume los requerimientos y las prácticas para una compensación del factor de potencia según ISO-NE.

Figura 19

Compensación del Factor de Potencia basado en el criterio ISO-NE



Nota. Tomado de (Guerra Valdes, 2018)

2.2.17.5. SRP

La Salt River Project es una entidad pública de utilidad que se encarga de la provisión de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para un aproximado de 1 millón de usuarios en la zona de Arizona (Salt River Project, 2021).

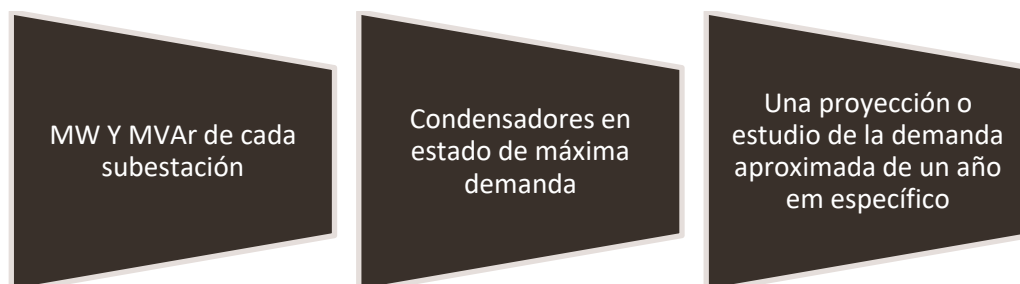
Se ubican varios condensadores en todo el sistema de distribución. Como principal finalidad es mantener el factor de potencia y no se vea afectado en la condición de máxima demanda. Los niveles del factor de potencia deben estar en el rango de 0,98 en el lado de bajo voltaje dando lugar en el lado de alto voltaje a tener un valor aproximado de 1 y 0,99. De esta manera el factor de potencia capacitivo llega a compensar a las subestaciones con alta carga industrial las cuales se encuentran sin compensación y el factor de potencia en el lado de alto voltaje mantiene un balance equivalente a 1 (Thallam, 2012).

El condensador no tiene el labor de mantener el voltaje sino que según el criterio SRP es dejar al transformador cumpla la función de regular el voltaje basándose en los taps de este.

Las condiciones que este criterio se basa son los siguientes:

Figura 20

Condiciones de estudio del criterio SRP



Nota. Tomado de (Guerra Valdes, 2018)

Los MVAR se determinan con el estudio de demanda máxima del sistema con datos actuales. Finalmente se debe tomar la decisión del desarrollo de una implementación del condensador a instalar, tomando en cuenta cada transformador en particular.

2.2.17.6. EKPC

El criterio East Kentucky Power Cooperative (EKPC), es una entidad del tipo utilidad de igual manera a las anteriores no tienen fines de lucros y se centra en la generación y transmisión eléctrica. Principalmente es formado por 16 miembros que se encuentran en el Estado de Kentucky los cuales poseen niveles de voltaje que van desde los 69,138,161 y 345 kV. Aproximadamente entregan energía eléctrica alrededor de 1.1 millones de usuarios (East Kentucky Power Cooperativ, 2016).

Ellos se rigen también a los estándares de confiabilidad dadas por la NERC, de esta manera tiene funciones como las de: Autoridad de Balance e Intercambio, coordinador de planificación y confiabilidad, operador de transmisión y proveedor del servicio de transmisión.

La EKPC tiene funciones como: diseño, operación y manutención de las estructuras de las subestaciones de distribución. El criterio contempla también la planificación por lo que la EKPC esta en una constante reforma para poder estar a la vanguardia al igual que los anteriores criterios. Al igual que la ISO-NE se realiza estudios que son netamente para la planificación para dos condiciones demanda máxima y demanda mínima, de tal manera que identifica limitaciones en el voltaje del sistema.

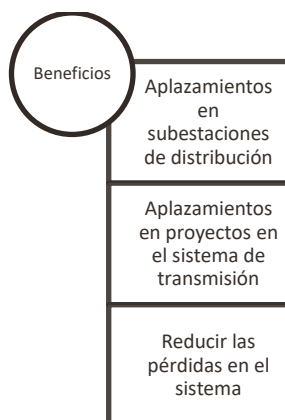
Dado que es una entidad de utilidad, abarca todos los requerimientos para las subestaciones de distribución. Monitorea la carga máxima de las subestaciones estacionalmente teniendo como fin identificar probables problemas de carga en el

sistema. Realiza un estudio para la planificación durante un periodo de tiempo que van desde 1 año hasta los 4, con esto se puede adquirir información para la toma de decisiones de mejoras y posibles expansiones para determinados puntos del sistema (East Kentucky Power Cooperative, 2015). Además, el criterio EKPC trabaja en proyectos de mejoramiento del factor de potencia en medio voltaje con la finalidad de lograr un aumento en la capacidad y disponibilidad de las subestaciones, lograr un ahorro en las posibles creaciones de nuevos proyectos y también reducir las pérdidas en el sistema.

Tiene como objetivo principal el mejoramiento y recomendación de un nivel del factor de potencia óptimo, los cuales se verán beneficiados los niveles de medio voltaje y por consiguiente el lado de bajo voltaje. Si bien este estudio se centra en realizar un criterio de compensación reactiva para ELEPCO S.A. sin tomar en cuenta el aspecto económico, el criterio EKPC tiene varios beneficios económicos por la corrección y mejoramiento del factor de potencia enunciados a continuación (East Kentucky Power Cooperative, 2012):

Figura 21

Beneficios por el mejoramiento del Factor de Potencia según el criterio EKPC.



Nota. Tomado de (Guerra Valdes, 2018)

El factor de potencia para la mejora debe estar evaluados entre 0.95 hasta 0,99.

Para determinar los beneficios de los aplazamientos de los proyectos de subestaciones de distribución a partir de la corrección del factor de potencia se debe realizar un análisis del flujo de potencia con un estado de la carga en condiciones de máxima demanda. Se verifica los niveles de voltaje y cargabilidad de los transformadores con un factor de potencia mejorado. Si bien se puede observar una mejora en los niveles operativos de las subestaciones, se debe tener en cuenta un factor de potencia óptimo las cuales no afecten al sistema.

2.3. Fundamentación teórica

- **Regulación CONELEC 003/08** : Normativa regulatoria sobre transmisión de energía que trata de la calidad de transporte de electricidad y del servicio de transmisión y conexión en SNI.
- **Regulación ARCERNR 002/20** : Normativa regulatoria sobre la calidad de servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica , en esta sección se encuentra dentro de ella la regulación y penalización del bajo factor de potencia.
- **Transacciones de potencia reactiva en el MEM** : regulación por la cual se establece la generación de potencia de reactivos y su manera de comercializar o penalizar a las empresas distribuidoras.
- **NERC** : autoridad regulatoria internacional que se encarga de reducir al mínimo los riesgos que afecten a la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

- **ISO New England:** e entidad supervisora de las operaciones en sistemas de transmisión y redes de alto voltaje , que garantiza entregar energía eléctrica de calidad sin cortes.
- **EKPC :** ente regulatorio de Estados Unidos que tiene como objetivo mantener un factor de potencia adecuado en sus redes y de esta manera no caer en su calidad de servicio.
- **SRP:** ente utilitario que se basa en la generación y transmisión de energía estableciendo estándares operativos de calidad

2.4. Fundamentación conceptual:

- **ARCERNNR :** Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables
- **ARCONEL :** Agencia de Regulación y Control de Electricidad
- **SNEE:** Sistema Nacional de Eficiencia Energética
- **ELEPCO S.A.:** Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi Sociedad Anónima.
- **NERC:** Corporación Norteamericana de Fiabilidad Eléctrica
- **ISO New England:** Electricidad fiable. Precios competitivos. Transición a la energía limpia.
- **EKPC :** Cooperativa Eléctrica del Este de Kentucky
- **SPR:** Proyecto Río Salado

2.5. Hipótesis

¿La implementación de compensación reactiva en base a los criterios expuestos con anterioridad permitirá mejorar la calidad de energía del sistema de Subtransmisión a 69 kV ELEPCO S. A.?

2.6. Variables de investigación

2.6.1. Variable dependiente

Implementación de compensación reactiva en base a los criterios internacionales

2.6.2. Variable Independiente

La Calidad de energía del sistema de Subtransmisión a 69 kV ELEPCO S. A

Capítulo III

Metodología

3. Modalidad de Investigación

La metodología de investigación ayuda en la resolución de varios problemas en los campos tales como psicología, economía , ingeniería y en este último es utilizado con mayor frecuencia , cuando existe un problema con ayuda de la metodología de investigación tenemos varios métodos y técnicas permitiendo realizar una investigación eficaz y de una manera clara las cuales pueden recolectarse en formas de gráficos estadísticos donde los resultados obtenidos serán exactos y con una confiabilidad alta (Hernández, 2010) .

El estudio empieza a partir de la investigación bibliográfica, teniendo en cuenta fuentes documentadas oficiales y a través de bases digitales centrados específicamente en los conceptos sobre compensación reactiva de manera general, como se puede mejorar un bajo factor de potencia en sistemas eléctricos, ubicar condensadores de manera óptima para compensar reactivos y elevar el factor de potencia del sistema manteniendo los niveles operacionales de voltaje dentro de las normas y regulaciones.

Se obtiene información de la caracterización del sistema a 69 kV de ELEPCO S:A. el cual es un punto fundamental para el caso de estudio tomando en cuenta aspectos eléctricos y operativos del año 2019, se modela el sistema en estas condiciones para establecer un punto de inicio y realizar un análisis con los datos obtenidos para tomar decisiones si se requiere o no la compensación reactiva, el método utilizado en este contexto es experimental dado que se basa en la modelación del sistema para realizar una propuesta.

Una vez conocido los puntos fundamentales para la realización de compensación de reactivos, se procede a recolectar información y hacer un levantamiento de varias prácticas internacionales en especial de los Estados Unidos basado en la forma de tratar reactivos en sus sistemas. Se sintetiza las prácticas que realizan en EE.UU. con un nivel de investigación denominado análisis comparativo la cuál nos ayudará a identificar el proceso que se ajuste de mejor manera con el sistema a 69 kV de ELEPCO S:A.

La propuesta de compensación reactiva se basa en los antecedentes que fueron recopilados con anterioridad, se utiliza los datos del sistema a 69 kV de ELEPCO S.A. , el objetivo se centra en generar un criterio para compensar en condición de máxima demanda la cual es la condición más exigente del sistema .Esta hipótesis será comprobada con el desarrollo del estudio y posteriormente ser validada con las herramientas computacionales (Power Factory DigSILENT).Esta etapa se basa en el método inductivo según la metodología de la investigación.

3.1. Tipos de investigación

3.1.1. Investigación Aplicada

La investigación aplicada nos permitirá encontrar una solución o posible solución al planteamiento del problema que pueda tener la red de Subtransmisión a 69 kV de ELEPCO S.A. visto desde un punto del bajo factor de potencia.

3.1.2. Investigación descriptiva

El estudio encuentra varios aspectos importantes, la cual basados en datos reales del sistema nos permiten proponer la mejora mediante fundamentos teóricos en puntos específicos del sistema, ayudando a mejorar el factor de potencia del mismo.

3.2. Diseño de la investigación

Basado en (Uribe, 2004) el diseño de investigación es el plan creado para dar respuesta a las preguntas e interrogantes que tiene la investigación, nos indica la forma y la manera de alcanzar los objetivos propuestos, dando lugar a dar respuesta a las preguntas planteadas.

Nuestro objetivo es “Desarrollar una metodología de análisis con el fin de obtener un criterio de compensación de reactivos en la red de Subtransmisión de la EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A. (ELEPCO S.A.) y de este modo cumplir con los requerimientos específicos de consumo y las topologías particulares del sistema a 69 kV”. El estudio realizado fundamentalmente se centra en una investigación experimental, dado que los datos obtenidos y la forma en las cuales se los debe tratar ayudarán a la realización del modelamiento y obtener las características del sistema de Subtransmisión a 69 kV, permitiendo conocer si el sistema necesariamente debe optar por implementar una compensación de reactivos y lograr comparar con métodos utilizados internacionalmente.

3.2.1. Investigación Experimental

Se utilizará datos y variables extraídas del sistema de ELEPCO S.A. no evaluadas, posteriormente se procesarán y se tendrá en cuenta las condiciones de máxima demanda obteniendo valores de factor de potencia reales, creando un punto de inicio para la investigación.

3.3. Niveles de Investigación

3.3.1. Exploratorio

Este nivel de investigación empieza explorando variables del sistema las cuales determinan la condición actual del sistema de Subtransmisión a 69 kV, observando las constantes de potencia de la carga en su máxima demanda.

3.3.2. Predictivo

Con los valores se modela el sistema el cuál nos indicará si existe sobrecargas en líneas o transformadores, dando lugar a la propuesta o no de compensación para un posible mejoramiento del factor de potencia y tomar en cuenta acciones para el futuro.

3.3.3. Descriptiva

Se crea soluciones al problema encontrado en el sistema, basados en criterios internacionales ajustándose a las normativas actuales ecuatorianas y además teniendo en cuenta las condiciones del sistema de Subtransmisión 69 kV, se realiza comparaciones entre varios criterios internacionales y se optará por el más favorable para la empresa.

3.4. Muestra

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. tiene como finalidad y objetivo principal el brindar energía eléctrica en un área concesionada de 6100 km² aproximadamente, en toda la provincia de Cotopaxi considerando los 7 cantones los cuales se muestran a continuación: Latacunga, Salcedo, Pujilí, Saquisilí, Sigchos, Pangua y La Maná.

ELEPCO S.A. consta de 5 centrales hidráulicas la cuales tienen una capacidad instalada de 15, 3 MVA , una vez conformado el punto de generación la energía

eléctrica es transportada por medio de las líneas de Subtransmisión las cuales llegan hasta un punto de transformación, llamadas subestaciones y ELEPCO S.A. tienen a su disposición alrededor de 10 subestaciones con niveles de voltaje 69 kV / 13,8 kV teniendo en cuenta la potencia instalada de estas con un aproximado de 150 MVA (Anexo A), teniendo en cuenta 3 subsistemas definidos como lo es sistema Ambato, sistema Mulaló y sistema La Maná. Una vez llevado a cabo la transformación de energía se procede a la conformación del sistema de distribución donde la empresa posee 40 circuitos primarios conociéndolos como alimentadores primarios que se encuentran en un nivel de voltaje medio, posee alrededor de 10000 transformadores de distribución de igual manera con una potencia instalada de 280 MVA aproximado, como punto final estos abastecen de energía eléctrica a un alrededor de 150000 usuarios en un bajo nivel de voltaje con líneas trifásicas o en ocasiones monofásicas para lograr su uso y comercialización todo esto en área aproximada de 4400 km².

3.5. Técnicas de Recolección de Datos

Es algo fundamental para el estudio dado que es un punto fundamental para dar inicio el análisis del sistema a 69 kV, esto gracias a la información proporcionada por medio del Departamento de Planificación y departamento técnico ELEPCO S.A., poniendo énfasis en las subestaciones 89 /13.9 kV , se registra los datos del año 2019 y conjunto con sus operaciones del sistema.

La información se obtuvo mediante varios departamentos lo cual dificultó un poco el trabajo, en ocasiones algunos datos fueron erróneos y no fueron completos en algunos casos, si bien pertenecen a la misma empresa cada departamento tiene diferentes datos lo cual no fue posible verificar con totalidad su veracidad, para esto fue

necesario ir directamente a los puntos que se encontraban con información incompleta y en ocasiones con datos no reconocidos.

También algunos datos históricos de la empresa fueron recolectados de manera externa, a continuación, se dará detalle de la misma:

- TRANSELECTRIC: Los datos equivalentes con respecto a las impedancias del sistema en los puntos de interconexión de ELEPCO S.A. con los puntos de AMBATO y MULALÓ.
- DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN: Demanda de energía por meses de cada alimentador primario conectado a cada una de las subestaciones sean estas de 69 kV o 22 kV, voltajes en barras del sistema y diagramas unifilares para poder modelar el sistema.
- DEPARTAMENTO TÉCNICO: Datos sobre las líneas de Subtransmisión y cargabilidad de las líneas de Subtransmisión para el año 2019.
- DEPARTAMENTO DE GENERACIÓN: Datos sobre la generación de energía al sistema.

3.5.1. Parámetros del sistema de Subtransmisión 69 kV

Los datos técnicos para el estudio fueron suministrados por la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S. A.; por otro lado, la unidad de negocios EP TRANSELECTRIC suministró los equivalentes Thevenin en las barras de conexión con el sistema nacional de transmisión (SNT) a nivel de 69 kV: Mulaló, Ambato y Quevedo.

EP TRANSELECTRIC, por intermedio de ELEPCO S. A., remitió la información del Sistema Nacional de Transmisión en las tres barras de interconexión: Ambato, Mulaló y Quevedo:

Los parámetros que se muestran a continuación son clasificados por 3 subsistemas: Ambato, Mulalo y la Maná, dado que a la empresa ELEPCO S.A. le resulta más factible para casos de estudios a nivel de 69 kV.

3.5.1.1. Sistema Ambato

En el sistema Ambato se consideró las subestaciones Faris, Salcedo y Holcim. A continuación, mostramos los parámetros del sistema Ambato, en el cual se puede observar:

- Equivalentes del sistema
- Impedancias de las líneas de Subtransmisión
- Parámetros de transformadores

Tabla 7

Parámetros Eléctricos Sistema Nacional S/E Ambato

| | Equivalente del sistema nacional de transmisión | | | | | | | | | | |
|---|--|--------------------------------|-------------|-----------|---------------------------------|-------------|-----------|-----------------------------|------------|------------|------------|
| | | Cortocircuito Trifásico | | | Cortocircuito Monofásico | | | Equivalente Thevenin | | | |
| | | Ik'' | Sk'' | Ip | Ik'' | Sk'' | Ip | R0 | X0 | R1 | X1 |
| Condición | <i>kV</i> | <i>kA</i> | <i>MVA</i> | <i>kA</i> | <i>kA</i> | <i>MVA</i> | <i>kA</i> | <i>Ohm</i> | <i>Ohm</i> | <i>Ohm</i> | <i>Ohm</i> |
| Ambato Máxima generación | 69 | 7.65 | 913.71 | 19.45 | 8.99 | 358.1 | 22.87 | 0.15 | 3.16 | 0.43 | 5.72 |
| Ambato Mínima Generación | 69 | 6.20 | 740.65 | 15.57 | 7.45 | 296.79 | 18.72 | 0.18 | 3.17 | 0.56 | 6.4 |

Nota. La Tabla muestra los parámetros eléctricos de la subestación Ambato requeridos para la simulación. Datos entregados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A.

Tabla 8

Parámetros de líneas de Subtransmisión Sistema Ambato.

| Impedancias de secuencia de las líneas de Subtransmisión de ELEPCO S.A. | | | | | | |
|---|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|
| Línea | Long. [km] | R1 [ohm] | X1 [ohm] | R0 [ohm] | X0 [ohm] | B1 [us] |
| Ambato - Fairis | 13,37 | 2,4806 | 6,3798 | 6,6053 | 20,5643 | 46,3487 |
| Fairis - Salcedo | 10,21 | 1,8952 | 4,8741 | 5,1494 | 17,0478 | 35,4163 |
| Salcedo - San Juan | 10,78 | 1,9996 | 5,1405 | 5,6661 | 17,5083 | 39,8253 |
| San Juan - Holcim | 0,695 | 0,2293 | 0,3436 | 0,4723 | 1,0770 | 2,4268 |

Nota. La Tabla nos muestra las impedancias de las líneas de Subtransmisión requeridos para la simulación. Datos entregados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A.

Tabla 9

Parámetros de Transformadores

| Transformadores | | | | | | |
|-----------------|---------------------------|-----------------------------|----------------------------|----------------------|--------|-----------------|
| Tr. | Voltaje primario kV | Voltaje secundario kV | Potencia nominal MVA | Grupo de conexión | Z % | Δv -tap |
| Fairis | 69 | 13.8 | 5 | Dyn1 | 6.81 | +/-2x2.5%-3 |
| Salcedo | 69 | 13.8 | 10/12.5 | Dyn1 | 6.87 | +/-2x2.5%-3 |
| Holcim | 69 | 4.16 | 7.5/9.3 | Dyn1 | 7.71 | +/-2x2.5%-3 |

Nota. La Tabla nos muestra los parámetros de las 3 subestaciones requeridos para la simulación. Datos entregados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A.

3.5.1.2. Sistema Mulaló

En el sistema Mulaló se consideró las subestaciones Mulaló, Lasso, Familia, Sigchos, La Cocha, Centro de Rehabilitación, San Rafael, Pujilí, El Calvario, Illuchi 1 e Illuchi 2. A continuación, mostramos los parámetros del sistema Mulaló, en el cual se puede observar:

- Equivalentes del sistema

- Parámetros de Generadores
- Impedancias de las líneas de Subtransmisión
- Parámetros de transformadores

Tabla 10

Parámetros Eléctricos Sistema Nacional S/E Mulaló

| Equivalente del Sistema Nacional de Transmisión | | | | | | | | | | | |
|--|--------------------------------|-----------|------------|-----------|---------------------------------|------------|-----------|-----------------------------|------------|------------|------------|
| | Cortocircuito Trifásico | | | | Cortocircuito Monofásico | | | Equivalente Thevenin | | | |
| | I_k'' | S_k'' | I_p | I_k'' | S_k'' | I_p | R0 | X0 | R1 | X1 | |
| Condición | <i>kV</i> | <i>kA</i> | <i>MVA</i> | <i>kA</i> | <i>kA</i> | <i>MVA</i> | <i>kA</i> | <i>Ohm</i> | <i>Ohm</i> | <i>Ohm</i> | <i>Ohm</i> |
| Mulaló Máxima Generación | 69 | 5.63 | 673.03 | 13.85 | 6.60 | 263 | 16.24 | 0.23 | 4.69 | 1.1 | 7.7 |
| Mulaló Mínima Generación | 69 | 4.77 | 569.48 | 11.41 | 5.62 | 224.06 | 13.47 | 0.3 | 4.86 | 1.4 | 8.25 |

Nota. La Tabla nos muestra los parámetros eléctricos de la subestación Ambato requeridos para la simulación. Datos entregados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A.

Este sistema consta de varios generadores, por lo cual se debe tener en cuenta también sus parámetros, que a su vez serán elementos esenciales para lograr mayor exactitud al momento de realizar la simulación.

Tabla 11

Parámetros de Generación Illuchi 1, Illuchi 2

| Generadores ELEPCO | | | | | | | | | | |
|---------------------------|---------------|-----------|-----------------|-------------|-----------|-----------|-------------|-----------|-----------|------------|
| Generador | Unidad | Vn | Potencia | F.P. | Xd | Xq | Xd'' | X2 | X0 | Rt |
| | | <i>kV</i> | <i>MVA</i> | | <i>pu</i> | <i>pu</i> | <i>pu</i> | <i>pu</i> | <i>pu</i> | <i>Ohm</i> |
| Illuchi 1 | G1-G2 | 2.4 | 0.872 | 0.8 | 0.6 | 0.4 | 0.15 | 0.175 | 0.15 | Aislada |
| | G3-G4 | 2.4 | 1.750 | 0.8 | 0.6 | 0.4 | 0.15 | 0.175 | 0.15 | Aislada |
| Illuchi 2 | G1-G2 | 2.4 | 3.250 | 0.8 | 0.6 | 0.4 | 0.15 | 0.175 | 0.15 | 67 Ohm |

Nota. La Tabla nos muestra los parámetros de los generadores de Illuchi 1, Illuchi 2 requeridos para la simulación. Datos entregados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A.

Tabla 12

Parámetros de líneas de Subtransmisión

| Impedancias de secuencia de las líneas de Subtransmisión de ELEPCO S.A. | | | | | | | |
|--|--------------------------|--------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------|
| Línea | Longitud [km] | Vn [kV] | R1 [ohm] | X1 [ohm] | R0 [ohm] | X0 [ohm] | B1 [us] |
| Mulaló - Der. Familia | 4.27 | 69 | 0.8907 | 1.9770 | 2.4369 | 7.1437 | 15.2059 |
| Der. Familia - Lasso | 2.22 | 69 | 0.4631 | 1.0279 | 1.2670 | 3.7141 | 7.9056 |
| Der.familia - Familia | 1 | 69 | 0.2004 | 0.4776 | 0.5857 | 1.4139 | 3.4647 |
| Laigua - Mulaló | 8.19 | 69 | 1.7071 | 3.7544 | 4.4037 | 13.0843 | 29.4520 |
| Laigua - Der. C.R.S. | 4.14 | 69 | 0.8632 | 1.9123 | 2.2451 | 6.7155 | 14.7984 |
| Der. C.R.S. – C.R.S. | 2.28 | 69 | 0.5981 | 1.0431 | 1.2224 | 2.9120 | 8.6015 |
| Der. C.R.S.- San Rafael | 6 | 69 | 1.2510 | 2.7714 | 3.2538 | 9.7326 | 21.4470 |
| San Rafael - Pujilí | 7,05 | 69 | 1,4715 | 3,2980 | 3,9453 | 11,7758 | 24,9189 |
| Laigua - La Cocha | 6,44 | 69 | 1,3428 | 3,0306 | 3,3462 | 10,0052 | 22,5956 |
| Lasso - Sigchos | 37.91 | 69 | 7.9131 | 18.1315 | 21.2667 | 66.4765 | 132.1535 |
| La Cocha - El Calvario | 2.32 | 13.8 | 0.8221 | 1.1705 | 1.2272 | 4.7068 | 9.0392 |
| El Calvario- Illuchi 2 | 7.49 | 13.8 | 0.9174 | 2.8777 | 2.2252 | 14.2943 | 32.4347 |
| El Calvario- Illuchi 1 | 9.45 | 24 | 5.1811 | 4.6025 | 9.4421 | 16.2741 | 32.4494 |

Nota. La Tabla nos muestra los parámetros de las líneas de Subtransmisión requeridos para la simulación. Datos entregados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A.

Tabla 13

Parámetros de Transformadores

| Transformadores | | | | | | |
|-----------------|---------------------------|-----------------------------|----------------------------|----------------------|--------|-----------------|
| Tr. | Voltaje primario kV | Voltaje secundario kV | Potencia nominal MVA | Grupo de conexión | Z % | Δv -tap |
| Mulaló | 69 | 13.8 | 10/12.5 | Dyn1 | 7.57 | +/-2x2.5%-3 |
| Lasso | 69 | 13.8 | 16/20 | Dyn1 | 7.13 | +/-2x2.5%-3 |
| Familia | 69 | 13.8 | 10/12.5 | Dyn1 | 8.24 | +/- 2x2.5%-3 |
| Sigchos | 69 | 13.8 | 5 | Dyn1 | 6.87 | +/- 2x2.5%-3 |
| La Cocha | 69 | 13.8 | 10/12.5 | Dyn1 | 6.44 | +/- 2x2.5%-3 |
| C.R.S. | 69 | 13.8 | 3.5 | Dyn1 | 6.00 | +/- 2x2.5%-3 |
| San Rafael | 69 | 13.8 | 10/13 | Dyn1 | 6.87 | +/- 2x2.5%-4 |
| Pujilí | 69 | 13.8 | 5 | Dyn1 | 6.87 | +/- 2x2.5%-3 |
| El Calvario | 23 | 13.8 | 4/5.2 | Dyn1 | 5.81 | +/- 2x2.5%-3 |
| Illuchi 1 | 24.4 | 2.4 | 3x1.75 | Yd1 | 6.8 | - |
| Illuchi 2 | 13.8 | 2.4 | 6.5 | Ynd1 | 8.43 | +/- 2x2.5%-3 |

Nota. La Tabla nos muestra los parámetros de las subestaciones requeridos para la simulación. Datos entregados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A.

3.5.1.3. Sistema La Mana

Tabla 14

Parámetros Eléctricos Sistema Nacional S/E Quevedo

| | Equivalente del Sistema Nacional de Transmisión | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|---|---------|---------|-------|--------------------------|---------|-------|----------------------|------|------|------|
| | Cortocircuito Trifásico | | | | Cortocircuito Monofásico | | | Equivalente Thevenin | | | |
| | | I_k'' | S_k'' | I_p | I_k'' | S_k'' | I_p | R0 | X0 | R1 | X1 |
| Condición | kV | kA | MVA | kA | kA | MVA | kA | Ohm | Ohm | Ohm | Ohm |
| Quevedo Máxima Generación | 69 | 9.83 | 1175.25 | 25.67 | 11.84 | 471.68 | 30.90 | 0.05 | 2.14 | 0.24 | 4.45 |
| Quevedo Mínima Generación | 69 | 7.19 | 858.82 | 18.78 | 9.10 | 362.21 | 23.76 | 0.06 | 2.15 | 0.31 | 5.53 |

Nota. La Tabla nos muestra los parámetros eléctricos de la subestación Quevedo requeridos para la simulación. Datos entregados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A.

En el sistema La Maná se consideró a los siguientes transformadores: La Maná, Catazación y El Estado A continuación mostramos los parámetros del sistema Mulaló, en el cual se puede observar:

- Equivalentes del sistema
- Parámetros de Generadores
- Impedancias de las líneas de Subtransmisión
- Parámetros de transformadores

El generador y transformador que pertenece a ENERMAX, se debe considerar como parte de la empresa ELEPCO S.A. dado que se encuentra conectado a la red de Subtransmisión a 69 kV.

Tabla 15

Parámetros del Generador Calope

| Generadores ELEPCO | | | | | | | |
|---------------------------|---------------|------------------|-------------------------|-------------------------------|------------------|-------------------|--------------------|
| Generador | Unidad | Vn kV | Potencia MVA | Factor de potencia | Xd pu | Xq' pu | Xd'' pu |
| Calope | G1-G2 | 6.9 | 9.258 | 0.9 | 1.4 | 0.28 | 0.175 |

Nota. La Tabla nos muestra los parámetros del generador Calope requeridos para la simulación. Datos entregados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A.

Tabla 16

Parámetros del Transformador ENERMAX

| Transformadores | | | | | | |
|------------------------|------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|----------------|----------------------------------|
| Transformador | Voltaje primario kV | Voltaje secundario kV | Potencia nominal MVA | Grupo de conexión | Z % | Δv-tap |
| ENERMAX | 69 | 6.9 | 16/20.8 | Dyn1 | 6.3 | +/- 2x2.5%-3 |

Nota. La Tabla nos muestra los parámetros del transformador Calope requeridos para la simulación. Datos entregados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A.

Este sistema consta de varios generadores, por lo cual se debe tener en cuenta también sus parámetros, que a su vez serán elementos esenciales para lograr mayor exactitud al momento de realizar la simulación. Los parámetros del generador y transformador de ENERMAX están desvinculados de las tablas debido a que su uso es de manera independiente, pero se los debe tomar en cuenta para la simulación del sistema.

Tabla 17

Parámetros de los Generadores

| Generadores ELEPCO | | | | | | | | | |
|---------------------------|---------------|------------------|-------------------------|-----------------------------------|------------------|------------------|--------------------|------------------|------------------|
| Generador | Unidad | Vn kV | Potencia MVA | Factor de potencia | Xd pu | Xq pu | Xd'' pu | X2 pu | X0 pu |
| Catazación | G1-G2 | 0.44 | 0.5 | 0.8 | 0.6 | 0.4 | 0.15 | 0.175 | 0.15 |
| El Estado | G1-G2 | 4.16 | 1.0625 | 0.8 | 0.6 | 0.4 | 0.15 | 0.175 | 0.15 |

Nota. La Tabla nos muestra los parámetros de los generadores Catazación y El Estado requeridos para la simulación. Datos entregados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A.

Tabla 18

Parámetros de las líneas de Subtransmisión

| Subtransmisión de ELEPCO S.A. | | | | | | | |
|-------------------------------|------------------|------------|-------------|-------------|--------------|-------------|------------|
| Línea | Longitud [km] | Vn [kV] | R1 [Ohm] | X1 [Ohm] | R0 [Ohm] | X0 [Ohm] | B1 [uS] |
| Quevedo- Calope | 29.716 | 69 | 4.6259 | 14.4084 | 13.2887 | 48.3435 | 107.34 |
| Calope – La Maná | 5.56 | 69 | 0.7407 | 2.5104 | 2.6326 | 9.7598 | 19.8589 |

Nota. La Tabla nos muestra las impedancias de las líneas de Subtransmisión requeridos para la simulación. Datos entregados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A.

Tabla 19

Parámetros de los Transformadores

| Transformadores | | | | | | |
|-------------------|---------------------------|-----------------------------|----------------------------|----------------------|------|-----------------|
| Tr. | Voltaje primario kV | Voltaje secundario kV | Potencia nominal MVA | Grupo de conexión | Z % | ΔV -TAP |
| Maná | 69 | 13.8 | 10/12.5 | Dyn1 | 7.5 | +/- 2x2.5%-3 |
| Catazación | 13.8 | 0.44 | 1 | Ynd11 | 5.8 | +/- 2x2.5%-1 |
| El Estado | 13.8 | 4.16 | 2.5 | Ynd11 | 6.46 | +/- 2x2.5%-3 |

Nota. La Tabla nos muestra los parámetros de los transformadores requeridos para la simulación. Datos entregados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A.

Todos estos parámetros son necesarios para obtener una simulación con la mayor exactitud asemejada a la realidad de la red de Subtransmisión a 69 kV.

3.5.2. Recopilación de datos históricos reales de la red de Subtransmisión a 69 kV

Los datos recolectados del sistema de 69 kV del sistema de Subtransmisión ELEPCO fueron los siguientes:

- Demanda,
- Voltajes de cada alimentador
- Factor de Potencia de Transformador y barras donde van conectados cada alimentador.

El periodo de tiempo de cada medición se lo realizan cada 10 minutos, según corresponde a la norma ACERNNR 002/08 , a su vez los años tomados en cuenta son 2019 .Se obtuvo un promedio por cada hora de los 12 meses del año, distribuidos de tal forma como se muestra en el Anexo B,, determinando su demanda máxima y mínima por cada alimentador , una vez obtenido estos datos se realiza un promedio anual de igual forma por alimentador, que al final se traduce en las demandas utilizadas para el estudio , dado que el análisis se debe realizar con un promedio para el año 2019 se obtuvo los siguientes valores:

3.5.3. Demanda Máxima y Mínima

De igual manera se divide en tres sistemas, a su vez las demandas se tomaron de manera anual, dado que si se lo hace por meses u horas solo os servirá para obtener la curva de demanda que se asemeja a la curva de demanda del País.

3.5.3.1. Sistema Ambato

Tabla 20

Demanda Máxima y Mínima Sistema Ambato

| Demanda de las subestaciones por alimentador | | | | |
|---|-----------------------|-------------|-----------------------|-------------|
| S/E | Demanda Máxima | | Demanda Mínima | |
| | MW | MVAr | MW | MVAr |
| FAIRIS | 1.551 | 0.605 | 0.537 | 0.024 |
| SALCEDO_A1 | 3.753 | 0.901 | 1.825 | 0.566 |
| SALCEDO_A2 | 2.089 | 0.353 | 0.987 | 0.332 |
| SALCEDO_A3 | 3.370 | 0.645 | 1.852 | 0.608 |
| SALCEDO_A4 | 1.530 | 0.323 | 0.864 | 0.193 |
| HOLCIM | 4.500 | 1.500 | 4.500 | 1.500 |

Nota. Datos procesados y analizados por el autor. Datos históricos entregados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A (Anexo B1 y Anexo B2).

3.5.3.2. Sistema Mulaló

Tabla 21

Demanda Máxima y Mínima Sistema Mulaló

| Demanda de las subestaciones por alimentador | | | | |
|---|-----------------------|-------------|-----------------------|-------------|
| S/E | Demanda Máxima | | Demanda Mínima | |
| | MW | MVAr | MW | MVAr |
| SIGCHOS_A1 | 0.814 | 0.058 | 0.335 | 0.038 |
| SIGCHOS_A2 | 0.157 | 0.008 | 0.092 | 0.006 |
| LASSO_A1 | 2.389 | 0.578 | 1.324 | 0.246 |
| LASSO_A2 | 1.791 | 0.280 | 0.886 | 0.184 |
| LASSO_A3 | 1.654 | 0.422 | 1.311 | 0.408 |
| LASSO_A4 | 1.195 | 0.410 | 0.528 | 0.086 |
| LASSO_A5 | 4.300 | 1.300 | 4.300 | 1.300 |
| S/E FAMILIA | 5.470 | 1.798 | 5.470 | 1.798 |
| MULALO_A1 | 1.686 | 0.217 | 1.068 | 0.200 |
| MULALO_A2 | 3.376 | 0.751 | 1.795 | 0.541 |
| MULALO_A4 | 2.480 | 0.791 | 2.135 | 0.633 |
| LA COCHA_A1 | 1.263 | 0.042 | 0.629 | 0.005 |
| LA COCHA_A3 | 1.215 | 0.308 | 0.466 | 0.243 |
| LA COCHA_A4 | 0.224 | 0.011 | 0.119 | 0.005 |
| LA COCHA_A5 | 2.702 | 0.345 | 1.289 | 0.253 |
| EL CALVARIO_A1 | 1.366 | 0.303 | 0.771 | 0.272 |
| EL CALVARIO_A2 | 1.664 | 0.211 | 0.481 | 0.136 |
| EL CALVARIO_A3 | 1.055 | 0.263 | 0.657 | 0.163 |
| EL CALVARIO_A4 | 2.316 | 0.535 | 1.280 | 0.468 |
| SAN RAFAEL_A1 | 3.170 | 0.672 | 1.952 | 0.613 |
| SAN RAFAEL_A2 | 1.953 | 0.389 | 1.257 | 0.593 |
| SAN RAFAEL_A3 | 2.838 | 0.640 | 1.763 | 0.515 |

| S/E | MW | MVAr | MW | MVAr |
|------------|-------|-------|-------|-------|
| PUJILÍ_A12 | 2.610 | 0.451 | 1.210 | 0.083 |
| PUJILÍ_A23 | 1.287 | 0.184 | 0.624 | 0.124 |
| S/E CRS | 2.500 | 0.822 | 0.750 | 0.247 |

Nota. Datos procesados y analizados por el autor. Datos históricos entregados por el

Departamento de Planificación de ELEPCO S.A. (Anexo B3 - Anexo B10).

3.5.3.3. Sistema La Maná

Tabla 22

Demanda Máxima y Mínima Sistema La Maná

| Demanda de las subestaciones por alimentador | | | | |
|--|----------------|-------|----------------|-------|
| S/E | Demanda Máxima | | Demanda Mínima | |
| | MW | MVAr | MW | MVAr |
| LA MANÁ_A1 | 1.517 | 0.688 | 0.683 | 0.497 |
| LA MANÁ_A2 | 2.078 | 1.128 | 0.896 | 1.062 |
| LA MANÁ_A3 | 2.581 | 0.637 | 1.412 | 0.460 |
| LA MANÁ_A4 | 1.267 | 0.536 | 0.699 | 0.368 |

Nota. Datos procesados y analizados por el autor. Datos históricos entregados por el

Departamento de Planificación de ELEPCO S.A (Anexo B11).

3.5.4. Voltajes de la red

3.5.4.1. Sistema Ambato

Tabla 23

Voltaje de Barras Sistema Ambato

| Barra | Voltajes en Barras (pu) | | | |
|---------|-------------------------|--------|----------------|--------|
| | Demanda Máxima | | Demanda Mínima | |
| | V [kV] | V [pu] | V [kV] | V [pu] |
| Fairis | 68.233 | 0.989 | 68.366 | 0.991 |
| Salcedo | 67.527 | 0.978 | 67.890 | 0.984 |
| Holcim | 67.248 | 0.975 | 67.613 | 0.979 |

Nota. Datos procesados y analizados por el autor. Datos históricos entregados por el

Departamento de Planificación de ELEPCO S.A

3.5.4.2. Sistema Mulaló

Tabla 24

Voltaje de Barras Sistema Mulaló

| Barra | Voltajes en Barras (pu) | | | |
|---------------------|-------------------------|--------|----------------|--------|
| | Demanda Máxima | | Demanda Mínima | |
| | V [kV] | V [pu] | V [kV] | V [pu] |
| Sigchos 69 kV | 69.3622 | 1.0052 | 68.6951 | 0.9956 |
| Lasso 69 kV | 69.4086 | 1.0059 | 68.6578 | 0.9950 |
| Familia 69 kV | 69.4791 | 1.0069 | 68.7011 | 0.9957 |
| Mulalo 69 kV | 69.8280 | 1.0120 | 69.0000 | 1.0000 |
| Laigua 69 kV | 69.0468 | 1.0007 | 68.7030 | 0.9957 |
| La Cocha 69 kV | 68.8978 | 0.9985 | 68.7086 | 0.9958 |
| San Rafael 69 kV | 68.3703 | 0.9909 | 68.3224 | 0.9902 |
| Pujilí 69 kV | 68.2330 | 0.9889 | 68.2584 | 0.9893 |
| C.R.S. 69 kV | 68.6887 | 0.9955 | 68.5227 | 0.9931 |
| La Cocha 13.8 kV | 13.7132 | 0.9937 | 13.7087 | 0.9934 |
| El Calvario 13.8 kV | 13.7312 | 0.9950 | 13.9374 | 1.0100 |
| El Calvario 23 kV | 23.3138 | 1.0136 | 23.6535 | 1.0284 |
| Illuchi 2 13.8 kV | 14.2235 | 1.0307 | 14.4250 | 1.0453 |
| Illuchi 1 24 kV | 24.3330 | 1.0139 | 24.6602 | 1.0275 |

Nota. Datos procesados y analizados por el autor. Datos históricos entregados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A.

3.5.4.3. Sistema La Maná

Tabla 25

Voltaje de Barras Sistema La Maná

| Barra | Voltajes en Barras (pu) | | | |
|--------------------|-------------------------|--------|----------------|--------|
| | Demanda Máxima | | Demanda Mínima | |
| | V [kV] | V [pu] | V [kV] | V [pu] |
| Quevedo 69 kV | 68.9310 | 0.9990 | 69.0000 | 1.0000 |
| Calope 69 kV | 70.1334 | 1.0164 | 70.5436 | 1.0224 |
| La Maná 69 kV | 69.9942 | 1.0144 | 70.4656 | 1.0212 |
| La Maná 13.8 kV | 13.8251 | 1.0018 | 13.9565 | 1.0113 |
| Catazación 13.8 kV | 12.8092 | 0.9282 | 13.6848 | 0.9917 |
| El Estado 13.8 kV | 13.4484 | 0.9745 | 13.7307 | 0.9950 |

Nota. Datos procesados y analizados por el autor. Datos históricos entregados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A

3.5.5. Factor de Potencia

El análisis se lo realizó en las principales subestaciones del sistema a 69 kV, dado que solo se obtuvo estos datos que fueron proporcionados por empresa ELEPCO S.A.

Tabla 26

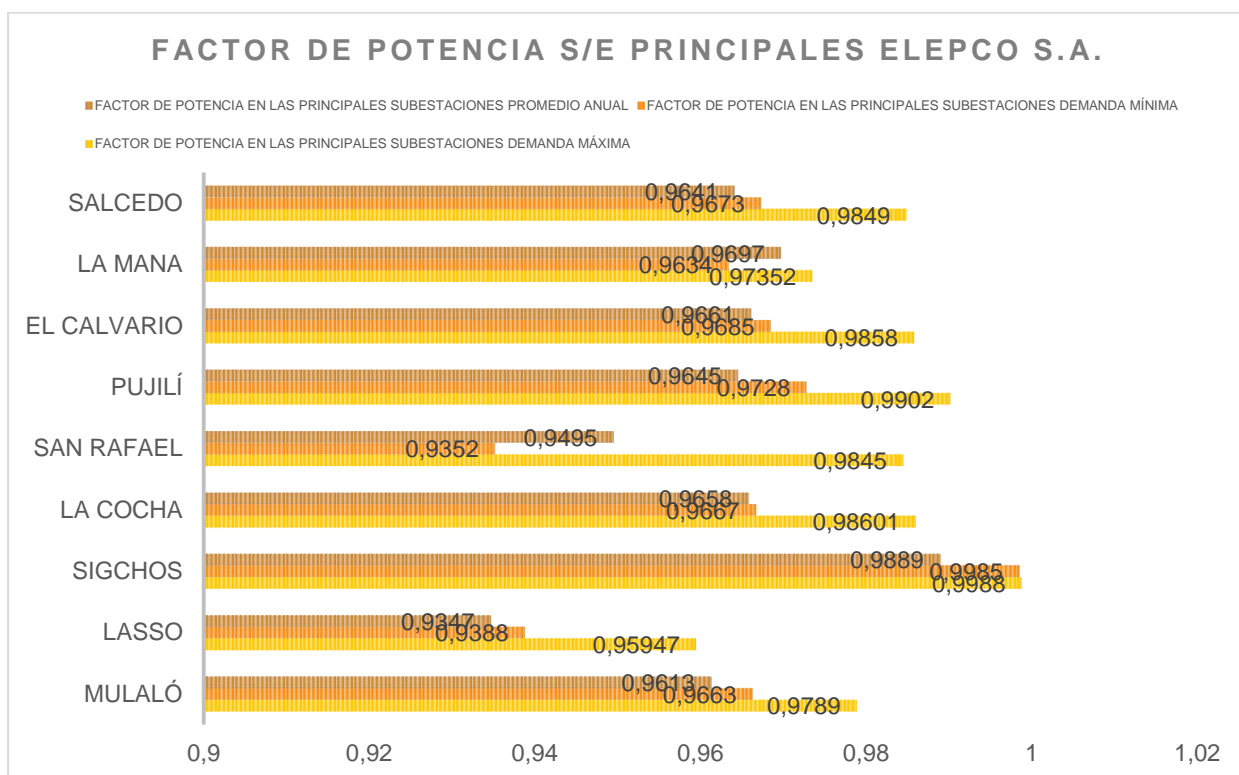
Factor de Potencia de las principales subestaciones de ELEPCO S.A.

| Factor de potencia de las principales subestaciones | | | |
|--|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| S/E | Demanda máxima | Demanda mínima | Promedio anual |
| Mulaló | 0,9789 | 0,9663 | 0,9613 |
| Lasso | 0,95947 | 0,9388 | 0,9347 |
| Sigchos | 0,9988 | 0,9985 | 0,9889 |
| La Cocha | 0,98601 | 0,9667 | 0,9658 |
| San Rafael | 0,9845 | 0,9552 | 0,9695 |
| S/E | Demanda máxima | Demanda mínima | Promedio anual |
| Pujilí | 0,9902 | 0,9728 | 0,9645 |
| El Calvario | 0,9858 | 0,9685 | 0,9661 |
| La Maná | 0,97352 | 0,9634 | 0,9697 |
| Salcedo | 0,9849 | 0,9673 | 0,9641 |

Nota. Datos procesados y analizados por el autor. Datos entregados por el Departamento de Planificación

Figura 22

Factor de Potencia de las Principales Subestaciones a 69 kV ELEPCO S.A.



Nota. Gráfica de Barras del factor de potencia de las principales subestaciones de ELEPCO S.A.

-

3.6. Técnicas de Análisis de Datos

Para el análisis del sistema de Subtransmisión a 69 kV se tomo en cuenta variables como Potencia Activa, Potencia Reactiva y el factor de potencia de los alimentadores primarios de cada subestación, los datos proporcionados por la empresa y el departamento de planificación fueron filtrados por meses y posteriormente procesados por horas, la cual nos indica la demanda máxima y demanda mínima de cada uno de los alimentadores de forma mensual, si bien se debería verificar y realizar este análisis por meses se debió realizar un promedio para obtener por año de estudio (2019) .(Anexo B)

Una vez establecida la demanda máxima y mínima de las subestaciones se procede a evaluar el sistema en estas condiciones mediante el software Power Factory DIGSILENT con la corrida de flujos se puede establecer los valores en las cuales están trabajando (año 2019).

3.7. Técnicas de Comprobación de Hipótesis

La técnica utilizada para la comprobación de hipótesis se basa en el método deductivo obteniendo resultados específicos de los objetivos planteados para el estudio, la metodología documental o investigación bibliográfica nos ayudará a poder fundamentar las distintas normas y reglamentos , a su vez tener conocimientos previos enfocados al área técnica, con esto se procede a la experimentación o método experimental el cuál será utilizado para demostrar que los datos obtenidos en base a la simulación y corrida de flujos de potencia presentan una mejora significativa en los niveles de voltaje y eleva el factor de potencia en puntos específicos, dando lugar a que la investigación y el estudio realizado es satisfactorio.

Capítulo IV

Análisis de resultados

4. Análisis de Resultados

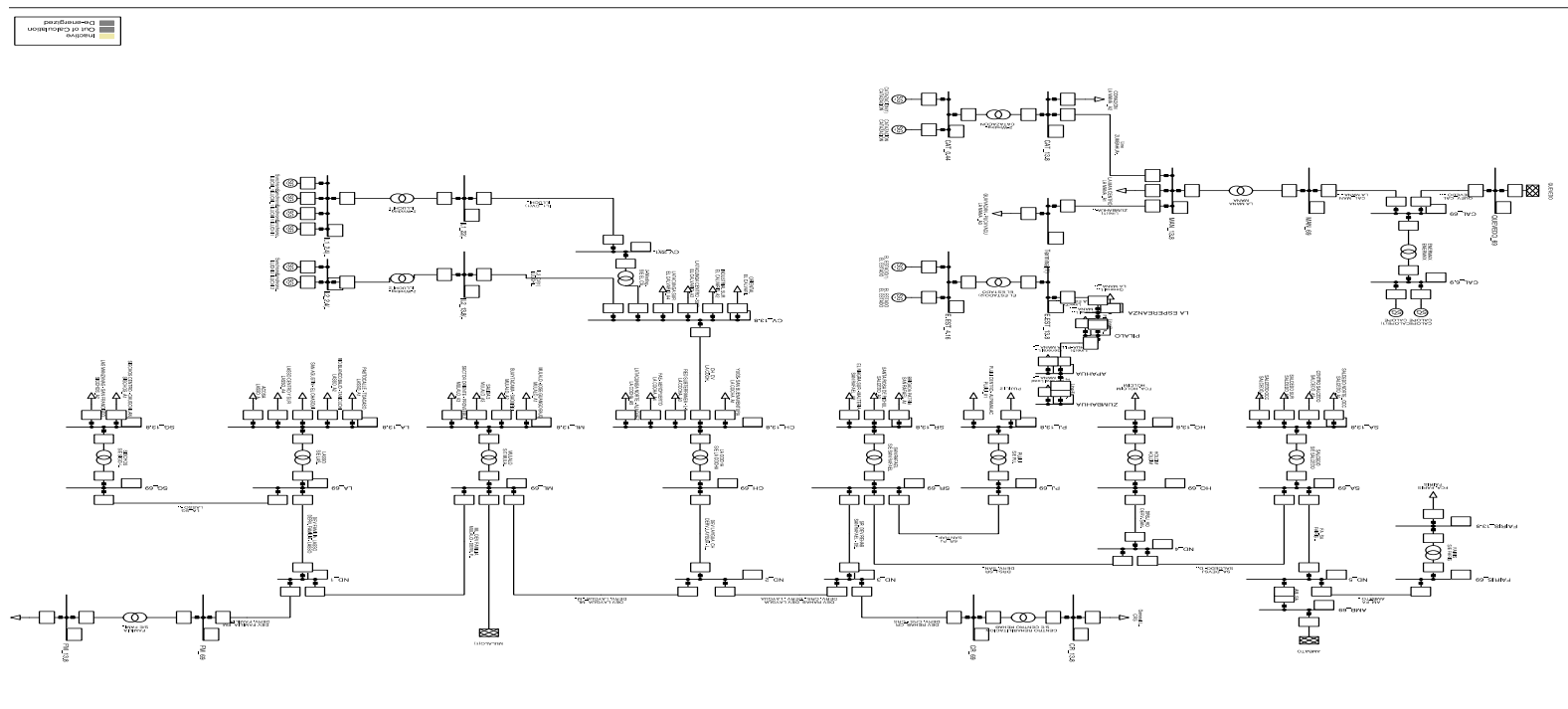
En esta sección se realiza el análisis del sistema de Subtransmisión a 69 kV de ELEPCO S.A. en del año 2019, se toma en cuenta varios aspectos como lo son parámetros eléctricos del sistema, datos históricos sobre voltaje, potencia activa y reactiva, y como principal punto el factor de potencia de cada subestación. Una vez establecido el punto de inicio y observando las condiciones del sistema se procede a la verificar si es posible o no la implementación de compensación reactiva dependiendo de la necesidad del sistema basado en los criterios internacionales de EEUU.

Como se puede observar el factor de potencia más bajo es de la S/E Lasso con un promedio anual de 0.9347, seguido de la S/E Mulaló que de igual forma su factor de potencia es de 0.9613 y por último S/E Salcedo con 0.9641. Todos estos valores se encuentran dentro de la norma ecuatoriana donde el límite no debe ser menor a 0.92. Desde el punto de vista internacional estos factores de potencia son relativamente bajos debido a que su límite inferior no debe ser menor a 0.95, con esto se determina que existe un valor menor al límite internacional el cual es el caso de la S/E Lasso.

4.1. Modelamiento del sistema de Subtransmisión a 69 kV en estado estable en condiciones actuales

Figura 23

Sistema de Subtransmisión a 69 kV de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi (ELEPCO S.A.)



Nota. Sistema de Subtransmisión a 69 kV diseñado en el software Power Factory DigSILENT Versión 15.1.7. .

El modelo dispone de varios elementos tales como:

- 5 centrales de generación eléctrica de una capacidad instalada total de 15,4 MVA, basándose en lo siguiente: Central hidroeléctrica Illuchi N° 1 capacidad de 5,24 MVA, Central hidroeléctrica Illuchi N° 2 capacidad de 6,50 MVA, Central hidroeléctrica El Estado capacidad de 2,12 MVA y Central hidroeléctrica Catazación capacidad de 1,00 MVA.
- 10 subestaciones de voltaje 69 kV / 13.8 kV con una potencia instalada total de 112,5 MVA.
- El sistema de distribución consta de 37 circuitos primarios o también llamados alimentadores de medio voltaje.

Este modelo realizado en Power Factory DigSILENT está configurado de acuerdo a los parámetros y datos históricos del sistema

4.2. Análisis de los flujos de Potencia

Para el análisis de compensación reactiva como primer paso se realiza las corridas de flujos para demanda máxima y demanda mínima del sistema. (Anexo F)

Los flujos de carga y en general el estudio se ha efectuado para un promedio de demanda del año 2019.

Es importante indicar que la carga de la Empresa ELEPCO S.A. tiene el comportamiento de la curva de carga del S.N.I. (Sistema Nacional Interconectado).

Anexo D.

Referente al control de voltaje y factor de potencia en los puntos S.N.T. y de las instalaciones del sistema de Subtransmisión, se considero los límites basados en la Regulación ARCERNR 002/08.

4.2.1. Cargabilidad de las líneas de Subtransmisión

Con la red de Subtransmisión modelada se procede a verificar la cargabilidad de las líneas de Subtransmisión a 69 kV. De igual forma para el análisis de resultados se divide en 3 subsistemas.

Tabla 27

Cargabilidad de las líneas de Subtransmisión (Sistema Ambato) ELEPCO S.A.

| Línea | Cargabilidad | |
|--------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| | Demanda máxima % Cargabilidad | Demanda mínima % Cargabilidad |
| Ambato - Fairis | 8.89 | 4.75 |
| Fairis - Salcedo | 28.78 | 19.96 |
| Salcedo - San Juan | 55.36 | 15.31 |
| San Juan - Holcim | 9.95 | 7.12 |

Nota. Se muestra la Cargabilidad en las líneas de Subtransmisión (Sistema Ambato).

(Anexo F1, Anexo G1)

Tabla 28

Cargabilidad de las líneas de Subtransmisión (Sistema Mulaló) ELEPCO S.A.

| Línea | Cargabilidad | |
|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| | Demanda máxima % Cargabilidad | Demanda mínima % Cargabilidad |
| Mulaló - Derivación Familia | 43.13 | 34.61 |
| Derivación Familia - Lasso | 44.63 | 37.96 |
| Derivación Familia - Familia | 11.56 | 10.68 |
| Laigua - Mulaló | 66.70 | 18.30 |
| Laigua - Derivación C.R.S. | 32.54 | 13.02 |
| Derivación C.R.S. - C.R.S. | 6.33 | 1.88 |
| Derivación San Juan - San Rafael | 46.72 | 9.68 |
| San Rafael - Pujilí | 5.93 | 4.33 |
| Laigua - La Cocha | 74.30 | 42.32 |
| Lasso - Sigchos | 42.60 | 27.22 |
| La Cocha - El Calvario | 83.22 | 72.69 |
| El Calvario - Illuchi 2 | 57.56 | 27.18 |
| El Calvario - Illuchi 1 | 80.75 | 37.28 |

Nota. Se muestra la Cargabilidad en las líneas de Subtransmisión (Sistema Mulaló).

(Anexo F1, Anexo G1)

Tabla 29

Cargabilidad de las líneas de Subtransmisión (Sistema La Maná) ELEPCO S.A.

| Línea | Cargabilidad | |
|------------------|-----------------------|-----------------------|
| | Demanda máxima | Demanda mínima |
| | <i>% Cargabilidad</i> | <i>% Cargabilidad</i> |
| Quevedo - Calope | 20.51 | 22.77 |
| Calope - La Maná | 10.42 | 3.39 |

Nota. Se muestra la Cargabilidad en las líneas de Subtransmisión (Sistema La Maná).

(Anexo F1, Anexo G1)

4.2.2. Cargabilidad de los transformadores de Subtransmisión

Una vez obtenido los datos de las líneas de Subtransmisión, procedemos al análisis de los transformadores (Subestaciones).

Tabla 30

Cargabilidad de los transformadores (Sistema Ambato) ELEPCO S.A.

| Transformador | Cargabilidad | |
|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | Demanda Máxima | Demanda Mínima |
| | <i>% Cargabilidad</i> | <i>% Cargabilidad</i> |
| Fairis | 35.97 | 10.87 |
| Salcedo | 54.64 | 36.64 |
| Holcim | 18.65 | 11.36 |

Nota. Se muestra la Cargabilidad de los transformadores del Sistema Ambato. (Anexo

F2, Anexo G2)

En la **Tabla 30**, la cargabilidad en demanda máxima del transformador Salcedo se encuentran a un 55 %, aproximadamente y en demanda mínima con un porcentaje del 37 % .

Tabla 31

Cargabilidad de los transformadores (Sistema Mulaló) ELEPCO S.A.

| Transformador | Cargabilidad | |
|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | Demanda Máxima | Demanda Mínima |
| | <i>% Cargabilidad</i> | <i>% Cargabilidad</i> |
| Mulaló | 55.67 | 38.03 |
| Lasso | 42.14 | 41.89 |
| Familia | 25.32 | 22.86 |
| Sigchos | 18.97 | 5.23 |
| La Cocha | 85.97 | 76.58 |
| C.R.S. | 59.71 | 22.81 |
| San Rafael | 51.74 | 25.68 |
| Pujilí | 20.84 | 11.46 |
| El Calvario | 83.52 | 65.68 |
| Illuchi 1 | 85.67 | 68.78 |
| Illuchi 2 | 85.87 | 66.95 |

Nota. Se muestra la Cargabilidad de los transformadores del Sistema Mulaló. (Anexo F2, Anexo G2)

Como se puede observar en la **Tabla 31** , la cargabilidad en demanda máxima de los transformadores Mulaló y Lasso se encuentran con una carga al 56 % y 42 % respectivamente. Se debe tener en cuenta que La Cocha, El Calvario e Illuchi 1 y 2 tiene una alta cargabilidad en demanda máxima y mínima, lo que se requeriría un análisis profundo sobre liberación de carga en los alimentadores principales de estas subestaciones,

Tabla 32

Cargabilidad de los transformadores (Sistema La Maná) ELEPCO S.A.

| Transformador | Cargabilidad | |
|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | Demanda máxima | Demanda mínima |
| | <i>% Cargabilidad</i> | <i>% Cargabilidad</i> |
| La Maná | 38.78 | 17.74 |
| Catazación | 10.85 | 4.49 |
| El Estado | 48.51 | 23.18 |

Nota. Se muestra la Cargabilidad de los transformadores del Sistema La Maná. (Anexo F2, Anexo G2)

La Central El Estado en operación normal se encuentra absorbiendo reactivos de la red. La cargabilidad del transformador de Catazación tiene una carga del 11 % en demanda máxima y un 4 % en demanda mínima

4.2.3. Factor de Potencia

De igual manera como en la recopilación de datos históricos con respecto al **Factor de Potencia**, se hará referencia a las principales subestaciones.

Tabla 33

Datos del Factor de Potencia en base al Modelamiento de las principales subestaciones de ELEPCO S.A.

| Factor de potencia de las principales subestaciones | | |
|--|-----------------------|-----------------------|
| S/E | Demanda Máxima | Demanda Mínima |
| Mulaló | 0,9709 | 0,9621 |
| Lasso | 0,9618 | 0,9545 |
| Sigchos | 0,9889 | 0,9987 |
| La Cocha | 0,9790 | 0,9623 |
| San Rafael | 0,9990 | 0,9845 |
| Pujilí | 0,9867 | 0,9790 |
| El Calvario | 0,9990 | 0,9787 |
| La Maná | 0,9923 | 0,9767 |
| Salcedo | 0,9767 | 0,9785 |

Nota. Datos procesados y analizados por el autor.

Con esto se puede observar que no existe una variación significativa según los datos históricos analizados en la **Tabla 26** . Cabe recalcar que los límites operativos del factor de potencia y voltaje del modelo tienen una condición de restricción de variación de $\pm 5\%$, llegando a un límite inferior de factor de potencia de 0.95 estando por encima

de la normativa ecuatoriana. En base a esto se podría decir que no sería factible implementar la compensación reactiva dado que se encuentra acorde con la norma ecuatoriana y a su vez llegando a un punto óptimo según las normativas internacionales.

Pero existe un conflicto con varios datos encontrados en varios días del mes de agosto en la subestación de “ Mulaló - alimentador A1 ; alimentador A4 “,del año 2019 existiendo factores de potencias muy bajos por el nivel de la normativa regulatoria (Anexo B) ,de igual forma la subestación Lasso con un factor por debajo de 0.95 promedio anual y la subestación Salcedo antes mencionadas poseen una mayor afluencia de usuarios industriales , es por eso que la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. para el mejoramiento de su calidad de energía en su sistema y a su vez no exista inconvenientes con usuarios comerciales, industriales y residenciales procede a optar una realización del presente proyecto, un análisis de los criterios internacionales sobre compensación reactiva para el mejoramiento del factor de potencia y así robustecer el sistema en los puntos antes mencionados (S/E Mulaló , S/E Salcedo , S/E Lasso).

Capítulo V

Propuesta

En este capítulo se realiza un análisis del mismo sistema a 69 kV pero se implementa la compensación reactiva teniendo en cuenta los parámetros del sistema en el año 2019. Para la realización de la compensación reactiva se debe analizar y descartar o aprobar los criterios de compensación internacionales según la base informativa y recursos disponibles del sistema.

Una vez establecido cual será el criterio que mas se asemeja al sistema de 69 kV se procede a tener a evaluar al sistema en condiciones de máxima demanda como lo indica el criterio SRP (Salt River Project).

Si bien el sistema no necesariamente se lo debe realizar una implementación de reactivos , según el criterio SRP el factor de potencia no debe ser menor a 0,95 y se lo evalúa para el punto de 0,98 el factor de potencia , llegando así a incorporar 3 bancos de condensadores de manera paralela a la carga (shunt) en los puntos de Mulaló, Lasso y Salcedo.

Una vez establecido el modelo se verifica su validez en el software Power Factory DigSILENT y así dar como satisfactorio el resultado, bajando la cargabilidad en transformadores y líneas de Subtransmisión.

5.1. Datos Informativos

Institución:

Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.

Beneficiarios:

Tesista

Sistema Eléctrico del Subtransmisión 69 kV y distribución 13,8 kV

Dirección de Planificación ELEPCO S.A.

Ubicación:

Provincia de Cotopaxi, Cantones Lasso y Salcedo. Parroquias Lasso -Tan cuchi-
San Miguel de Salcedo

5.2. Objetivos**5.2.1. Objetivo General**

Incrementar el nivel del factor de potencia en la red de Subtransmisión a 69 kV de ELEPCO S.A. específicamente en las subestaciones Mulaló , Lasso y Salcedo mediante la implementación de compensación reactiva usando el criterio Salt River Project , y mejor la calidad de energía en el sistema

5.2.2. Objetivos Específicos

- Determinar el nivel de Potencia Reactiva de los bancos de condensadores a utilizar en el modelo
- Modelar el sistema de Subtransmisión a 69 kV de ELEPCO S.A. en el software Power Factory DigSILENT incorporando la compensación reactiva en los puntos de Mulaló , Lasso y Salcedo.
- Validar la propuesta mediante el uso del software Power Facto DigSILENT

5.3. Incorporación de compensación reactiva en base a criterios internacionales para el mejoramiento del factor de potencia

A continuación, se realiza una comparación y análisis entre los puntos principales de los criterios internacionales las cuales fueron mencionados en el capítulo 1 , y así establecer cuál se ajusta a las condiciones del sistema de Subtransmisión a 69 kV de ELEPCO S.A.

Tabla 34

Comparación y lineamientos de los criterios de compensación de reactivos internacionales EE.UU.

| Lineamientos y enfoque de los criterios de compensación de reactivos Internacionales | | | | | |
|---|-------------|--|-------------------------|---|--|
| Criterio | Tipo | Contexto | Nivel de Voltaje | Escenarios | Requisitos de simulación y Estudios |
| NERC (ERCOT, FRCC MISO) | Operador | Compensación de línea | Mayor a 69 kV | <ul style="list-style-type: none"> • Pre Contingencia • Post Contingencia • Régimen Permanente | <ul style="list-style-type: none"> • Mantener la estabilidad en el voltaje de barras. • Se simula desde un 2,5% a 5 % con sobrecarga con referencia a demanda máxima • Estudios de Flujo de potencia y análisis de niveles de voltaje • Se utiliza para simulaciones dinámicas. • Se realiza un estudio que cubre un plazo que van desde 6 a 20 años. |
| ISO New Englad | Operador | Compensación de Línea. Corrección del factor de potencia. | Mayor a 69 kV | <ul style="list-style-type: none"> • Pre Contingencia • Post Contingencia • Régimen Permanente | <ul style="list-style-type: none"> • Se considera las cargas del sistema en tres estados: Demanda mínima, Demanda media y Demanda Máxima. • El factor de potencia debe empezar o setear con un valor de 0.998. • Cada nivel de carga se evalúa un f.p. máximo y un f.p. mínimo en cada componente y áreas. • En el f.p. máximo no debe ser menor a la unidad. • Para la simulación existen tres restricciones: Evitar colapsos de voltajes, mantener niveles de voltaje en el sistema de distribución y en los equipos aguas abajo del sistema. • Análisis del flujo de potencia en demanda mínima, media y máxima. • Se lo utiliza para simulaciones dinámicas |

| Criterio | Tipo | Contexto | Nivel de Voltaje | Escenarios | • Requisitos de simulación y Estudios |
|---|--|---|-------------------------|---------------------------------|---|
| Salt River Project (S.R.P.) | Utilidad (Demanda máxima aproximada a a 7000 MW) | Corrección del Factor de Potencia en subestaciones transformadoras | Sobre los 69 kV | Demanda máxima según estaciones | <ul style="list-style-type: none"> • Consumo de potencia activa y reactiva de cada transformador de subestación. • Banco de condensadores propuestos según su tamaño y estado en el momento de máxima demanda. • Flujo de potencia con implementación de condensadores. • Puede analizar demandas proyectadas para estudios de planificación desde 1 año en adelante. |
| East Kentucky Power Cooperative Inc (EKPC) | Utilidad (Demanda máxima aproximada a a 2890 MW) | Planificación de Subestaciones en MV y BV. Corrección del factor de potencia en subestaciones en el lado de bajo Voltaje. | Entre 12,5 kV y 69 kV | Demanda máxima según estaciones | <ul style="list-style-type: none"> • Consumo de potencia activa y reactiva de cada transformador de subestación. • Corrección del factor de potencia del rango entre 0,95 a 0,99. • Se evalúa al sistema en condiciones de demanda máxima |

Los criterios NERC e ISO NE tienen un enfoque prioritario de compensación reactiva a las líneas de transmisión y se lo realizan habitualmente para redes con un rango de voltaje mayor a 69 kV. Se basan en estudios a largo plazo que van desde 6 años en adelante, teniendo proyecciones mayores a 20 años, se tienen como puntos esenciales para el modelamiento las limitaciones del sistema debido a sobrecargas térmicas, se debe tener un factor de potencia mínimo de 0.95 para un nivel de carga bajo (demanda mínima). Podemos decir que estos criterios no tendrían efecto para el estudio a realizarse por la empresa dado que no se posee algunos requisitos y se lo realizan para líneas de transmisión y redes mayores a 69 kV.

El criterio de East Kentucky Power Cooperative Inc. y el SRP son los que más se ajustan al sistema de estudio dado que se lo utiliza con una mayor frecuencia para subestaciones de medio y bajo voltaje considerando los rangos que van desde 12.5 kV a 69 kV, también es apropiado para la planificación de crecimientos y operaciones de redes de Subtransmisión, considera varios aspectos como lo es el factor de potencia de las subestaciones al igual que las demandas máximas del sistema o condiciones de carga peak (Demanda máxima). El tiempo de estudio del sistema se lo realiza desde 1 hasta 5 años y para el modelamiento del sistema se toma en cuenta factores de potencias que van desde 0,95 a 0.99 respectivamente.

Considerando este último criterio de compensación reactiva podremos seguir con el análisis del sistema para modelarlo y posteriormente validarlo mediante el software Power Factory DigSILENT, teniendo en cuenta los aspectos requeridos por la EKPC y SRP.

5.4. Modelamiento del sistema de Subtransmisión a 69 kV con la incorporación de compensación reactiva.

Mediante los cálculos realizados para el mejoramiento del factor de potencia según la ecuación **Ecuación 15** determinamos el valor de MVar de los condensadores o banco de condensadores a utilizar en los puntos de análisis.

Tabla 35

Potencia del banco de Condensadores en los puntos de análisis.

| S/E | Valor de condensador Qc a instalar | | | |
|-------------|------------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-----------------------|
| | Potencia (MW) | Factor de potencia real Anual | Factor de potencia a mejorar | Condensador Qc (MVar) |
| S/E Mulaló | 7,54 | 0,9613 | 0,98 | 0,811 |
| S/E Lasso | 11,33 | 0,9347 | 0,98 | 0,958 |
| S/E Salcedo | 10,74 | 0,9641 | 0,98 | 0,574424 |

Nota. Se puede observar que el valor de potencia reactiva requerida para los

condensadores es considerablemente medio.

Una vez obtenidos los valores de potencia de los condensadores se procede a escoger un valor comercial. Basados en (CTTECH S.L. Engineerring & Consulting, 2017), el valor que más se ajusta es:

- Banco de compensación del Factor de Potencia Intemperie-exterior, fijo tipo “Console and Pole” (*Anexo H*)

Son bancos de condensadores para alto voltaje con rangos desde 7.2 kV hasta 69 kV, y son realizados para una potencia reactiva que van desde 75 a 900 kVar .

La instalación del banco de condensadores en la S/E Mulaló, S/E Lasso y S/E Salcedo se realizarán en forma global.

Una vez conocido los principales datos y forma de compensación del sistema en los puntos de conflicto se procede a la elaboración del modelo en Power Factory DigSILENT y observar el comportamiento del sistema con la compensación reactiva.

En este estudio no se tomará en cuenta los costos de instalación debido a que se centra en los casos de estudio de criterios internacionales de compensación y no en instalaciones, pero puede servir para los estudios iniciales de un dimensionamiento e implementación posterior de compensación reactiva en el sistema a 69 kV de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.

5.5. Análisis de los flujos de Potencia con compensación reactiva

Para el análisis de compensación reactiva se realiza las corridas de flujos para demanda máxima o peak como lo indica el criterio internacional SRP para el sistema.

(Anexo I)

Como en la sección Análisis de los flujos de Potencia. Se mantiene las condiciones operacionales para el modelamiento de sistema.

El banco de condensadores tiene valores comerciales indicados a continuación:

- S/E Mulalo: Condensador Intemperie-exterior, fijo tipo “Console and Pole”
 $Q_c = 0.8125 \text{ MVar}$ $V = 13.8 \text{ kV}$
- S/E Lasso: Condensador Intemperie-exterior, fijo tipo “Console and Pole”
 $Q_c = 0.9 \text{ MVar}$ $V = 69 \text{ kV}$
- S/E Salcedo: Condensador Intemperie-exterior, fijo tipo “Console and Pole” $Q_c = 0.6 \text{ MVar}$ $V = 69 \text{ kV}$

5.5.1. Cargabilidad de las líneas de Subtransmisión con compensación reactiva

Las cargabilidades de las líneas de Subtransmisión con una implementación reactiva tiene una variación aproximada del 5 % con respecto a la sección Cargabilidad de las líneas de , en esta ocasión se pueden observar todas las líneas en una sola tabla dado que el sistema modelado toma como referencia al sistema de 69 kV en su totalidad.

Tabla 36

Cargabilidad de las líneas de Subtransmisión del sistema a 69 kV ELEPCO S.A. con compensación reactiva en demanda máxima.

| Cargabilidad | |
|-------------------------------|-----------------------|
| Línea | % Cargabilidad |
| Ambato - Fairis | 5,2555 |
| Fairis - Salcedo | 20,4435 |
| Salcedo - San Juan | 7,942 |
| San Juan - Holcim | 8,857 |
| Mulaló – Derivación Familia | 24,6735 |
| Derivación Familia - Lasso | 43,6985 |
| Derivación Familia - Familia | 10,032 |
| Laigua - Mulaló | 42,815 |
| Laigua – Derivación C.R.S. | 15,163 |
| Derivación C.R.S.- C.R.S. | 2,0135 |
| Derivación C.R.S – San Rafael | 12,584 |
| San Rafael - Pujilí | 5,5335 |
| Laigua - La Cocha | 48,785 |
| Lasso - Sigchos | 34,9 |
| La Cocha - El Calvario | 73,809 |
| El Calvario - Illuchi 2 | 76,182 |
| Quevedo - Calope | 18,7345 |
| Calope - La Maná | 3,999 |

5.5.2. Cargabilidad de los transformadores de Subtransmisión de las subestaciones Mulaló, Lasso y Salcedo

Se puede observar una disminución en la cargabilidad del transformador de la S/E Salcedo al igual que Lasso, también se puede verificar que el transformador de la S/E Mulaló mantiene su cargabilidad y no existe una mayor variación.

Tabla 37

Cargabilidad de los transformadores en conflicto S/E Mulaló , Lasso y Salcedo con compensación reactiva en demanda máxima.

| Cargabilidad | |
|----------------------|-----------------------|
| Transformador | % Cargabilidad |
| Mulaló | 46.78 |
| Lasso | 36.85 |
| Salcedo | 37.51 |

5.5.3. Factor de Potencia con compensación reactiva

El factor de potencia a tenido un incremento aproximado del 1 % en las subestaciones del sistema a 69 kV. El valor teórico ha alcanzar del factor de potencia que se muestra en la sección Modelamiento del sistema de Subtransmisión a 69 kV con la incorporación de compensación reactiva. en la **Tabla 35** tiene una pequeña diferencia con respecto al modelado, pero se mantiene en el rango.

Tabla 38

Factor de Potencia con compensación reactiva

| Factor de potencia con compensación reactiva | |
|---|-----------------------|
| S/E | Demanda máxima |
| Mulaló | 0,98 |
| Lasso | 0,97 |
| Sigchos | 0,97 |
| La Cocha | 0,98 |
| San Rafael | 0,99 |
| Pujilí | 0,99 |
| El Calvario | 0,99 |
| La Maná | 0,99 |
| Salcedo | 0,98 |

5.5.4. Voltajes en la Barras

Los voltajes de barra en el sistema a 69 kV en p.u. han tenido una diferencia del ± 2 % aproximado en la mayoría de las barras, dando lugar a que la compensación reactiva tenga un resultado satisfactorio y que de esta manera mantener los límites las normativas ecuatorianas con variación de voltaje $\pm 5\%$.

Tabla 39

Voltajes de Barras en p.u. con compensación reactiva

| Voltajes en Barras (pu) | |
|--------------------------------|-----------------------|
| | Demanda Máxima |
| Barra | V [pu] |
| Fairis | 1.00 |
| Salcedo | 0.98 |
| Holcim | 0.98 |
| Lasso 69 kV | 1.00 |
| Familia 69 kV | 1.00 |
| La Cocha 69 kV | 0.95 |
| San Rafael 69 kV | 0.99 |
| Pujilí 69 kV | 0.99 |
| CRS 69 kV | 0.98 |
| La Cocha 13.8 kV | 0.96 |
| El Calvario 13.8 kV | 0.99 |
| El Calvario 23 kV | 0.95 |
| Quevedo 69 kV | 1.00 |
| Calope 69 kV | 1.02 |
| La Maná 69 kV | 1.02 |
| La Maná 13.8 kV | 1.01 |
| Catazación 13.8 kV | 0.98 |
| El Estado 13.8 kV | 0.98 |

5.6. Comparación del factor de potencia con compensación reactiva y sin compensación reactiva

Con los datos recopilados y analizados de los valores del factor de potencia del sistema a 69 kV de ELEPCO S.A. en las secciones: 3.5.5,4.2.3 y 5.5.3 , podremos determinar si el criterio para la realización de la compensación reactiva puede ser efectuada como un paso preliminar para la implementación posterior en la empresa.

Cabe decir que los factores de potencia son analizados solo para demanda máxima según el criterio de compensación SRP.

Tabla 40

Comparación del Factor de Potencia de las principales S/E a 69 kV de ELEPCO S.A en demanda máxima.

| Comparación del Factor de potencia en demanda máxima | | | |
|---|------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| S/E | F.P. Datos históricos | Sistema modelado | |
| | | F.P. sin compensación reactiva | F.P. con compensación reactiva |
| Mulaló | 0,9789 | 0,9709 | 0,9804 |
| Lasso | 0,95947 | 0,9618 | 0,9707 |
| Sigchos | 0,9988 | 0,9889 | 0,9756 |
| La Cocha | 0,98601 | 0,9790 | 0,9889 |
| San Rafael | 0,9845 | 0,9990 | 0,9934 |
| Pujilí | 0,9902 | 0,9867 | 0,9923 |
| El Calvario | 0,9858 | 0,9990 | 0,9909 |
| La Maná | 0,97352 | 0,9923 | 0,9923 |
| Salcedo | 0,9849 | 0,9767 | 0,9853 |

La tabla nos muestra un ligero aumento del factor de potencia con compensación reactiva en comparación con el sistema modelado sin la misma. Pero con respecto a los datos históricos recolectados por la empresa en comparación con los datos del sistema modelado existe un mejoramiento mínimo en las subestaciones analizadas.

Tabla 41

Comparación del Factor de Potencia S/E analizadas

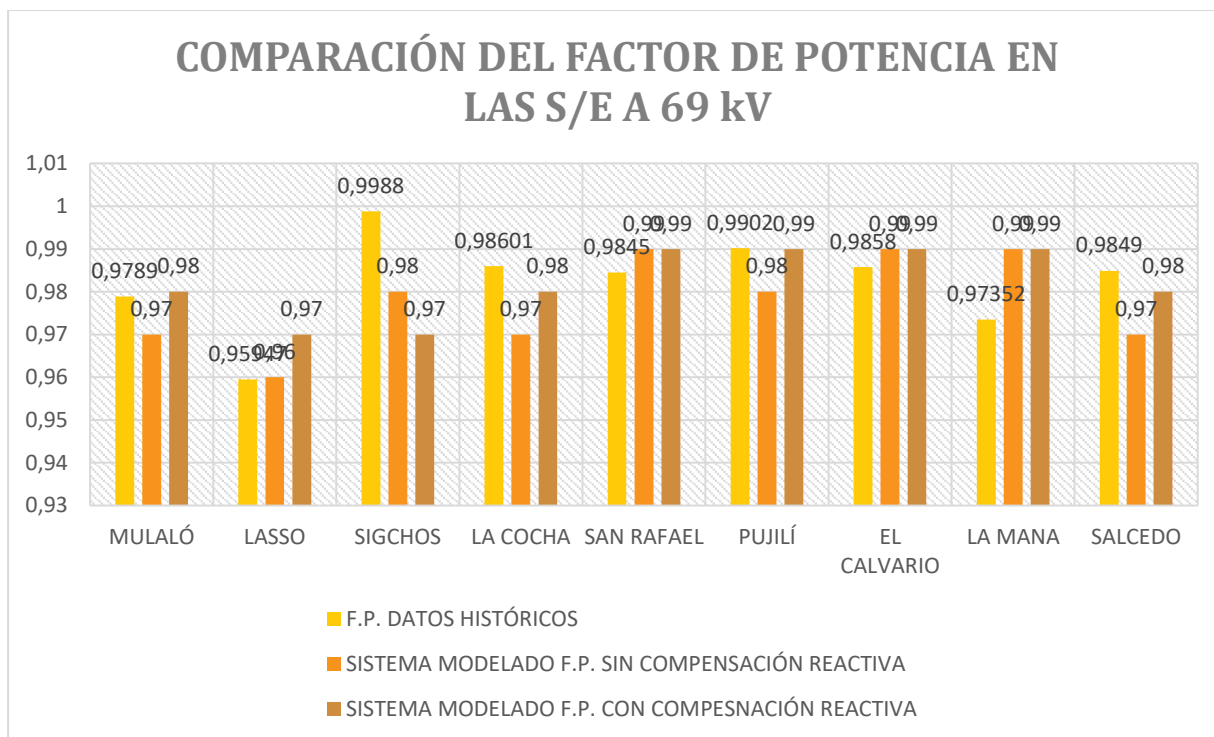
| S/E | F.p. Datos históricos | F.p. con Compensación reactiva |
|------------|------------------------------|---------------------------------------|
| Mulaló | 0,9789 | 0,9804 |
| Lasso | 0,95947 | 0,9707 |
| Salcedo | 0,9849 | 0,9853 |

A continuación, se puede apreciar en la figura con mayor detalle la comparación realizada con los valores obtenidos en los 3 casos expuesto anteriormente.

Figura 24

Comparación del Factor de Potencia de las Principales Subestaciones a 69 kV ELEPCO

S.A.



Si bien la compensación reactiva mejora el factor de potencia en un valor aproximado de 0,02 en la S/E Lasso con respecto a los datos recolectados por la empresa y en la S/E Mulaló el factor de potencia tiene un leve incremento con un aproximado de 0,01 no se puede decir lo mismo en la S/E Salcedo dado que tiene una caída de 0,005.

Capítulo VI

Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

Se efectuó un análisis de los aspectos teóricos que conllevan los estudios de potencia reactiva que provocan un factor de potencia bajo, identificando aquellos que en particular podrían aplicarse a los sistemas de Subtransmisión que existen en Ecuador.

Principalmente se hizo un levantamiento bibliográfico de los detalles de los criterios de compensación de reactivos de forma internacional, basados en la experiencia de las empresas y operadores internacionales, en la manera de identificación de requerimientos de datos y parámetros del sistema, que posteriormente son esenciales para la realización de compensación de reactivos en sistemas de Subtransmisión.

Con relación a las regulaciones y normativas ecuatorianas, se pudo identificar aspectos vigentes que nos dieron los puntos de referencia para determinar si cumplen con los valores establecidos acorde a la regulación establecida ARCERNR 002/08 a su vez poner en contexto los criterios internacionales para poder realizar una comparación y verificar el criterio que más se ajuste al sistema a 69 kV de ELEPCO S.A.

Se obtuvo en cuenta los aspectos y parámetros del sistema a 69 kV de ELEPCO S.A., a su vez se realizó las comparaciones de experiencias internacionales con respecto a compensación reactiva dando lugar al criterio como propuesta de SRP (Salt River Project) que se ajusta al sistema a 69 kV de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi teniendo en consideración el mejoramiento del factor de potencia.

El factor de potencia en las subestaciones del sistema a 69 kV de ELEPCO S.A. y en los puntos de alimentación para los usuarios comerciales, industriales y

residenciales se encuentran dentro de los límites operacionales según la regulación, se puede decir que no es necesario la realización de una compensación reactiva en la actualidad.

Para la realización del criterio de compensación reactiva, el caso de estudio se centra en las subestaciones Mulaló, Lasso y Salcedo, dado que son los puntos con mayor afluencia de industrias y algo no menos importante es la recolección de valores muy por debajo de la norma sobre el factor de potencia también se encuentran valores negativos en el mes de Agosto del año 2019 en los alimentadores A1 y A4 de la S/E Mulaló, todo esto presentándose en el momento del análisis de los datos históricos.

Se aplica el criterio SRP y se propone la implementación de 3 bancos de condensadores de tal manera que se deben conectar al sistema de forma CENTRALIZADA O GLOBAL en los puntos de conflicto teniendo como finalidad generar la propuesta establecida en el estudio.

Finalmente, esta propuesta es validada mediante la simulación en el software Power Factory DigSILENT logrando un incremento en el factor de potencia en los puntos analizados y lograr mantener todos puntos del sistema a 69 kV de ELEPCO S.A dentro de los niveles establecidos por la regulación. La cargabilidad en las líneas y transformadores también tienen una reducción considerable a un aproximado del 10 %.

El trabajo futuro para la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A. es la evaluación y validación del criterio propuesto que posteriormente podrá ser implementado, pero se debe tener en cuenta que el estudio realizado no toma en cuenta aspectos económicos, aspectos técnicos de construcción y dimensionamiento de componentes de compensación reactiva (condensadores, baterías y conductores).

6.2. Recomendaciones

Se debe tomar en cuenta un análisis y realizar un estudio sobre la calidad de energía anualmente de todo el sistema de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. con lo que se logrará observar los estados y las condiciones operativas, esto ayudará a proponer mejoras, implementaciones, re potencialización o construcciones de sistemas que aportarán al mejoramiento de la calidad de energía en la provincia de Cotopaxi.

Se recomienda a ELEPCO S.A. tener una base de datos actualizada, esto ayudará a sus operadores y al área de planificación realizar trabajos con mayor facilidad y el tiempo ocupado para filtrar datos de varios años y meses postergados, serán ocupados para la realización de análisis y evaluar al sistema en menos tiempo.

Los criterios internacionales conforme al mejoramiento del factor de potencia consideran muchos aspectos técnicos los cuales la empresa no proporciona o a su vez carece de esta información, se debería tomar en cuenta gestionar en equipos de medición más actuales dado a un alto crecimiento en el ámbito tecnológico.

Al momento existen líneas de Subtransmisión con un exceso de carga, ayudaría mucho un análisis en el lado de bajo voltaje para observar cuál podría ser el motivo y así lograr un equilibrio de carga aguas abajo de los alimentadores logrando una mejora en la calidad de servicio.

Si bien el factor de potencia está por encima de la norma, algunos datos proporcionados por la empresa fueron menores y en ocasiones valores negativos, se recomienda realizar un estudio para verificar el motivo y aspectos que pueden estar afectando al sistema para obtener estos valores en el factor de potencia.

Bibliografía

- Andrade, F. (2014). Análisis de Compensación Reactiva Serie en la Red de 230 kV del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano. 14.
- ARCERNNR 002/20. (2021). Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica.
- ARCERNNR 003/2021. (2021). PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2021.
- ARCONEL . (2020). Distribución y comercialización de energía eléctrica. *Regulación ARCONEL 001/20* .
- Brokering Christie, W. (2008). *Los sistemas eléctricos de potencia*. Santiago de Chile: Pearson.
- Carrasco, R. (2011). Definición Óptima Técnico-Económica De Planes De Compensación De Potencia Reactiva En Un Sistema De Subtransmisión. Santiago de Chile, Chile.
- CENACE. (2021). MAPA NORMATIVO E INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO .
- Chacón, C. (2009). Estudio Técnico Y Económico De Un Plan De Instalación de Bancos De Condensadores Para El Sistema De Subtransmisión Dela Región Metropolitana. Santiago de Chile, Chile.
- Chaquina, N., & Mise, C. (2016). DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS TÉCNICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ENTRE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI ELEPCO S.A. Y LA CONEXIÓN CON EL PUNTO FRONTERA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO AMBATO PARA MEJORAR LAS CONDICIONES DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRIC. Latacunga, Ecuador.

- CIRCUTOR. (2013). Soluciones para la compensación de energía reactiva en Media Tensión.
- CONELEC . (2016). CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN. *Regulación 004/01.*
- CONELEC 003/18. (s.f.). CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD Y DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN Y CONEXIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.
- CONELEC 004/02. (2018). TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA EN EL MEM.
- CTTECH S.L. Engineering & Consulting. (2017). *Banco de Condensadores MT.*
Obtenido de www.cttech.com
- DNRTSE. (Marzo de 2021). MAPA NORMATIVO E INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.
- East Kentucky Power Cooperativ. (2016). 2016 Annual Report. Winchester.
- East Kentucky Power Cooperative. (2012). Responses To Commission Staff's Second Request For Information To East Kentucky Power Cooperative. Winchester.
- East Kentucky Power Cooperative. (2015). Integrated Resource Plan. Winchester.
- Ezquerro, M. (2005). Análisis De la Factibilidad de Incorporación de Banco de Condensadores en 110 kV en un plan de compensación de Reactivos de una Empresa Distribuidora. Santiago de Chile, Chile.
- Fonseca, R., & Saavedra, C. (2011). "ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV, PARA LA DEMANDA ACTUAL Y PARA LA DEMANDA PROYECTADA AL AÑO 2020 EN EL ÁREA DE CONCESIÓN DE LA ELEPCO S.A. Latacunga, Ecuador .

- Franco, F. (2009). Procedimiento para el diseño de un sistema de compensación reactiva de una red eléctrica basado en búsquedas exhaustivas. Caso IAAIM. Cuba, CUba.
- Gallo Fernando, G. L. (2015). ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A NIVEL DE 69 KV CONSIDERANDO LA INCORPORACIÓN MASIVA DE LAS COCINAS DE INDUCCIÓN PARA LA DEMANDA PROYECTADA AL AÑO 2020, EN LA ZONA CENTRO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A. EN EL P. Latacunga, Ecuador.
- Guerra Valdes, P. F. (2018). ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ZONALES Y PROPUESTA DE CRITERIOS PARA LA COMPENSACIÓN EN SUBESTACIONES AT/MT. Santiago de Chile, Chile: Universidad de Chile.
- Guru, B. (2002). *Máquinas Eléctricas Y Transformadores*. New York: Oxford University Press.
- Hernández, R. (2010). Metodología de la Investigación. 6. México: McGRAW-HILL.
- Higuera, J. (2019). Elaboración de una aplicación para la selección de componentes eléctricos para la conformación de un banco de condensadores automático para la corrección del factor de potencia para la empresa DISPROEL S.A". . Bogotá, Colombia.
- INTERNATIONAL CAPACITORS, S.A. (2016). Corrección del Factor de Potencia .
NOTAS TÉCNICAS DE APLICACIÓN.
- ISO New England. (2015). 2015 Regional System Plan. Massachusetts, USA.
- ISO New England. (2016). "ISO New England Operating Procedure No. 17 Appendix B: Methodology For Developing Load Power Factor Limits. Massachusetts, USA.

- ISO New England. (2016). 2016 Regional Electricity Outlook. Holyoke, Massachusetts, USA.
- ISO New England. (2016). ISO New England Operating Procedure No. 17: Load Power Factor Correction. Massachusetts, USA.
- ISO New England. (2016). Transmission Planning Technical Guide Appendix J: Load Modeling Guide for ISO New England Network Model. Massachusetts, USA.
- ISO New England. (2017). Transmission Planning Technical Guide. Holyoke Massachusetts, USA.
- Llumiquinga, F. (2012). Diseño de un banco de condensadores para la corrección del factor de potencia de la empresa Banchisfood S.A. *Trabajo de grado de pregrado*. Quito, Ecuador.
- Martinez, C. (2018). Análisis y dimensionamiento de la compensación del factor de potencia en instalaciones eléctricas industriales de baja tensión. Vasco.
- Nasar, S. A. (2006). *Sistemas eléctricos de potencia*. México: McGraw-Hill Interamericana S.A.
- NERC. (2010). Transmission System Planning Performance Requirements: TPL-001-4. Atlanta, USA.
- NERC. (2017). Reliability Standards For The Bulk Electric Systems Of North America. Atlanta, USA.
- NERC. (s.f.). *The North American Electric Reliability Corporation*. Obtenido de <http://www.nerc.com/AboutNERC/>.
- PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD 2018 -2027. (2018). PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN. *PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD 2018 -2027*. Ecuador.

Rojas, M. E. (2015). Estudio de Transformadores con Cambiador de Derivaciones Bajo Carga. Concepción, Chile .

Salt River Project. (2021). *Salt River Project*. Obtenido de <https://www.srpnet.com/>

Schneider Electric S.A. (2016). *Electrical Installation Guide: According to IEC International Standards*. Francia: Schneider Electric.

Siemens. (2011). *Discover The World Of FACTS Technology*. Alemania: Siemens AG.

Thallam, R. (2012). *Electric Power Generation, Transmission, and Distribution*. Florida: Taylor & Francis Group.

Uribe, F. G. (2004). *Diccionario de metodología de la investigación científica*.

Recuperado el 5 de Noviembre de 2021, de

<https://books.google.com.ec/books?id=3G1fB5m3eGcC&pg=PA45&lpg=PA45&dq=el+plan+concebido+para+responder+a+las+preguntas+de+investigaci%C3%B3n.+El+dise%C3%B1o+se%20ala+lo+que+es+necesario+hacer+para+alcanzar+los+objetivos,+el+dise%C3%B1o+se%20ala+lo+i>

Wolff, R. (Mayo de 1982). The new electronic frontier distribution design. *Electrical World*.

Yebra, J. (1986). *Compensación De Potencia Reactiva En Sistemas Sléctricos*. México: McGraw Hill.

Anexos