



Universidad
Técnica de
Cotopaxi

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y
APLICADAS

INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

TEMA:

“ANÁLISIS DE PERFILES DE VOLTAJE Y PÉRDIDAS TÉCNICAS EMPLEANDO CURVAS DE CARGA, EN EL RAMAL TOTORAS, PELILEO Y BAÑOS A NIVEL DE SUBTRANSMISIÓN (69kV) DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.”.

AUTORES:

BARRIONUEVO MAYORGA DARIO JAVIER

RODRIGUEZ MORALES JORGE ORLANDO

DIRECTOR:

PhD. ILIANA GONZÁLEZ

LATACUNGA – ECUADOR

2017

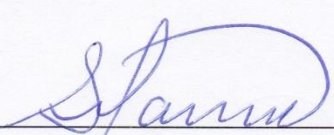
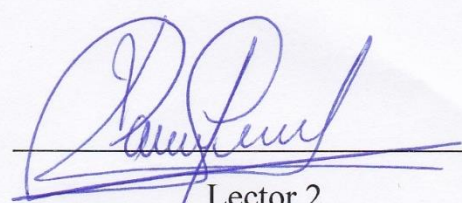
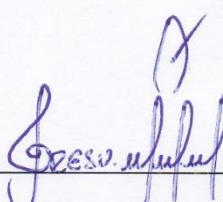


APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Unidad Académica de Unidad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, los postulantes: Barrionuevo Mayorga Dario Javier y Rodríguez Morales Jorge Orlando con el título de Proyecto de Investigación: **ANÁLISIS DE PERFILES DE VOLTAJE Y PÉRDIDAS TÉCNICAS EMPLEANDO CURVAS DE CARGA, EN EL RAMAL TOTORAS, PELILEO Y BAÑOS A NIVEL DE SUBTRANSMISIÓN (69 kV) DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMABATO S.A.** Han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Para constancia firman:

 _____ Lector 1 PhD. Secundino Marrero C.I.: 175710740-7	 _____ Lector 2 MsC. Xavier Proaño C.I.: 050265642-4
 _____ Lector 3 MsC. Rommel Suárez C.I.: 180416535-3	



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

“Nosotros Barrionuevo Mayorga Dario Javier y Rodríguez Morales Jorge Orlando declaro ser autor (a) del presente proyecto de investigación: **ANÁLISIS DE PERFILES DE VOLTAJE Y PÉRDIDAS TÉCNICAS EMPLEANDO CURVAS DE CARGA, EN EL RAMAL TOTORAS, PELILEO Y BAÑOS A NIVEL DE SUBTRANSMISIÓN (69KV) DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.** siendo la PhD. Iliana González director (a) del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

Barrionuevo Mayorga Dario Javier

CI: 1804570719

Rodríguez Morales Jorge Orlando

CI: 1804592127



AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

En calidad de Director del Trabajo de Investigación sobre el título:

“ANÁLISIS DE PERFILES DE VOLTAJE Y PÉRDIDAS TÉCNICAS EMPLEANDO CURVAS DE CARGA, EN EL RAMAL TOTORAS, PELILEO Y BAÑOS A NIVEL DE SUBTRANSMISIÓN (69kV) DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMABATO S.A.”, de Barrionuevo Mayorga Dario Javier y Rodríguez Morales Jorge Orlando, de la Carrera Ingeniería Eléctrica considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Honorable Consejo Académico de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, enero, 2017

EL TUTOR

PhD. Iliana González

CI: 175707065-9

DIRECTOR DE PROYECTO INVESTIGATIVO



EMPRESA ELECTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.

Trabajando con energía..!

CERTIFICADO

Por la presente, me permito **CERTIFICAR:** Que los Señores **BARRIONUEVO MAYORGA DARIO JAVIER** con C.I. No. **1804570719** Y **RODRIGUEZ MORALES JORGE ORLANDO** CON C.I. No. **1804592127**, estudiantes de la Universidad Técnica de Cotopaxi, UTC, Especialidad Ingeniería Eléctrica, realizaron la Tesis de Grado con el Tema: **"ANALISIS DE PERFILES DE VOLTAJE Y PERDIDAS TECNICAS EMPLEANDO CURVAS DE CARGA, EN EL RAMAL TOTORAS, PELILEO Y BAÑOS A NIVEL DE SUBTRANSMISION 69 kV DE LA EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A."**, bajo la supervisión de este Departamento, siguiendo todos los lineamientos y requerimientos establecidos por la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

Es todo cuanto puedo indicar en honor a la verdad, facultando a los interesados, dar uso de este documento en la forma que estimen conveniente.

Ambato febrero 20. 2017

Atentamente,

Ing. Héctor Barrera F.
DIRCTOR SUBTRANSMISION



MAT

AGRADECIMIENTO

Primeramente agradezco a Dios por darme salud, sabiduría y fuerza de voluntad para poder hacer realidad este sueño y anhelo de mi vida.

A mi padre Segundo, por darme su apoyo constante y saber guiarme de la mejor manera, dándome consejos de vida para poder ser una persona de bien. A mi madre Norma, la cual siempre ha estado presente brindándome su amistad, su amor y sus valores para poder llegar a ser alguien en la vida; a mis hermanas Diana y Karina por brindarme su apoyo en todo momento.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi, la cual me abrió las puertas para poder cumplir una meta trazada en mi vida.

A los ingenieros que formaron parte del diario vivir transmitiendo sus conocimientos, experiencias de la mejor manera, para formarnos como personas y grandes profesionales y saber desenvolvernos de la mejor manera en el campo laboral.

Dario...

AGRADECIMIENTO

Ante todo quiero dar las gracias a Dios por darme la fuerza para jamás rendirme, a mis padres que siempre han creído en mí a lo largo de toda mi vida, a mis hermanos y novia por proporcionarme siempre su apoyo incondicional para lograr culminar este proyecto con éxito.

A nuestro director del Proyecto de Investigación, PhD. Iliana González, quien supo guiarnos con sus conocimientos.

Finalmente una eterna gratitud a la Universidad Técnica de Cotopaxi por ofrecerme la oportunidad de superarme.

Jorge...

DEDICATORIA

A mi familia que de una u otra manera me brindaron su apoyo incondicionalmente, confiando en que ningún obstáculo que se presente en el camino me detendría y así lograr culminar este proyecto.

Dario...

DEDICATORIA

A mis padres por el apoyo incondicional que me han brindado durante toda mi vida encaminándome correctamente pues ellos son el pilar fundamental para la culminación de mi proyecto.

A mis hermanos y novia, por su apoyo el cual me ha impulsado para seguir adelante y conseguir mis metas más anheladas.

A mi familia y amigos que siempre me dieron ánimos para no renunciar y culminar mi meta pese a todas las adversidades.

Jorge...

ÍNDICE GENERAL

PORTADA	i
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN.....	ii
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	iii
AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN	iv
AVAL DE IMPLEMENTACIÓN.....	¡Error! Marcador no definido.
AGRADECIMIENTO	vi
DEDICATORIA.....	viii
RESUMEN	xvii
ABSTRACT	xviii
AVAL DE TRADUCCIÓN	x
1. INFORMACIÓN GENERAL	1
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	3
3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	3
4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO	3
5. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	4
6. OBJETIVOS.....	4
General.	4
Específicos.....	4
7. ACTIVIDADES Y SISTEMAS DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS	5
8. FUNDAMENTACIÓN CIENTIFICO TÉCNICA.....	5
Descripción del Sistema	5
• Área de concesión	5
• Nodos de suministro de energía	6
Análisis de flujos de carga.....	7
Pérdidas Eléctricas	8

Pérdidas Técnicas	8
• Pérdidas de energía por efecto Joule	9
• Pérdidas por efecto corona	9
• Pérdidas debidas a Armónicos	10
• Pérdidas debidas a corrientes de fuga.....	10
• Pérdidas independientes de la carga o demanda	10
• Factores que influyen en las pérdidas técnicas.....	10
Pérdidas no Técnicas	11
Transformadores.....	11
• Transformador de Potencia	12
Método de cálculo de las pérdidas de energía	13
• Pérdidas de Energía	13
• Factor de potencia	13
Cargas Puntuales	14
Estudio de demanda máxima.....	14
Proyección de la demanda.....	14
Carga Instalada	15
Curva de Carga	15
• Curva de carga o de demanda.....	15
Demanda Máxima	15
Dispositivos que conforman un sistema eléctrico de potencia.....	16
• Líneas de Transporte	16
Descripción general del CYME	16
Cymdist	17
• Características y capacidades	18
Características del programa	19
• Gráficos y reportes	20

9. HIPÓTESIS	20
10. METODOLOGÍAS Y DISEÑO EXPERIMENTAL	21
Métodos Generales	21
• Método Científico.....	21
Métodos Específicos.....	21
• Método histórico.....	21
• Método Analítico.....	21
Técnica	21
11. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	21
Descripción General del sistema	21
Modelación digital del sistema.....	23
• Parámetros del sistema en estudio.....	23
• Creación de la base de datos.....	24
Modelación de equipos.....	24
• Fuente Equivalente	24
• Transformadores.....	25
Conductores.....	26
Modelación de subestaciones	26
Análisis de Flujos de potencia.....	27
Perfil de caída de voltaje	28
Cálculo de pérdidas técnicas	29
• Procedimiento de cálculo de pérdidas	30
• Pérdidas en transformadores	30
• Pérdidas en líneas de subtransmisión	34
Proyección de la demanda.....	38
• Recopilación y análisis de datos históricos para la proyección de la demanda	38
• Análisis de datos para la proyección de la demanda.....	38

Reducción de pérdidas mediante cambio de conductor	42
Análisis de costo/beneficio.....	45
• Costo total repotenciación de la línea de subtransmisión (69kV).....	45
• Análisis Costo/Beneficio	46
Tiempo de recuperación	47
12. IMPACTOS.....	47
13. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	48
RECOMENDACIONES	48
14. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	49
15. ANEXOS.....	51

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Actividades de los objetivos	5
Tabla 2 Cobertura del servicio eléctrico por Provincia	6
Tabla 3 Tipos de Pérdidas de Energía Eléctrica	8
Tabla 4 Parámetros del sistema en estudio	24
Tabla 5 Creación de fuentes equivalentes	25
Tabla 6 La Potencia de Cortocircuito	25
Tabla 7 Base de datos de los transformadores de Potencia	25
Tabla 8 Características eléctricas de los conductores de aluminio con alma de acero (ACSR)	26
Tabla 9 Demanda de las Subestaciones	27
Tabla 10 Reporte de Flujos de Carga	28
Tabla 11 Resumen de Pérdidas de los Transformadores de potencia.....	34
Tabla 12 Resumen de pérdidas en las Líneas de Transmisión	37
Tabla 13 Datos total de energía proyectada	38
Tabla 14 Datos total potencia proyectada.....	39
Tabla 15 Datos total de energía proyectada	40
Tabla 16 Datos total potencia proyectada.....	41
Tabla 17 Impedancia equivalente del conductor de calibre 300 MCM.....	42
Tabla 18 Resultados del flujo de carga.....	43
Tabla 19 Resumen de pérdidas en Líneas de Subtransmisión.....	44
Tabla 20 Resumen pérdidas de acuerdo a cada conductor	45
Tabla 21 Costo total de construcción de 1 Km de línea	45
Tabla 22 Costo total de la repotenciación de la línea de (69kV).....	46
Tabla 23 Energía de pérdida Anual (kWh/año).....	46
Tabla 24 Energía de pérdida Anual en Dólares (\$)	46
Tabla 25 Ahorro Anual en Dólares (\$).....	47
Tabla 26 Tiempo de recuperación	47

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 Cobertura de servicio eléctrico por Provincia	6
Gráfico 2 Principales factores que inciden en las pérdidas técnicas.	11
Gráfico 3 Curva de Carga.....	15
Gráfico 4 Interfaz de Cymdist	18
Gráfico 5 Gráficos y Reportes	20
Gráfico 6 Diagrama Unifilar del sistema.....	22
Gráfico 7 Modelación georreferenciada del sistema en Cymdist.....	22
Gráfico 8 Modelación detallada de las subestaciones	23
Gráfico 9 Ingreso de los conductores a la base de datos	26
Gráfico 10 Modelación detallada de la subestación	27
Gráfico 11 Perfil caída de voltaje L/ST Totoras – Pelileo	28
Gráfico 12 Perfil caída de voltaje L/ST Pelileo – Baños.....	29
Gráfico 13 Perfil de carga considerando las demandas promedio para el año en estudio.....	31
Gráfico 14 Perfil de pérdidas, considerando demanda promedio.....	31
Gráfico 15 Perfil de Carga vs Perfil de Pérdidas.....	32
Gráfico 16 Perfil de carga, considerando las demandas promedio.....	32
Gráfico 17 Perfil de pérdidas, considerando la demanda promedio.....	33
Gráfico 18 Perfil de Carga vs Perfil de Pérdidas.....	33
Gráfico 19 Perfil de pérdidas de los transformadores de potencia	34
Gráfico 20 Recorrido de la línea de Subtransmisión Totoras-Pelileo-Baños.....	35
Gráfico 21 Perfil de carga "Línea Totoras - Pelileo"	35
Gráfico 22 Perfil de pérdidas "Línea Totoras - Pelileo"	36
Gráfico 23 Perfil de carga vs Perfil de pérdidas "Línea Totoras - Pelileo"	36
Gráfico 24 Perfil de carga "Línea Pelileo - Baños"	36
Gráfico 25 Perfil de pérdidas "Línea Pelileo - Baños"	37
Gráfico 26 Perfil de carga vs Perfil de pérdidas "Línea Pelileo - Baños"	37
Gráfico 27 Proyección de Energía y Línea de tendencia.....	39
Gráfico 28 Proyección de Energía y Línea de tendencia.....	39
Gráfico 29 Proyección de la demanda años 2011-2021	40
Gráfico 30 Proyección de Energía y Línea de tendencia.....	41
Gráfico 31 Proyección de Energía y Línea de tendencia.....	41
Gráfico 32 Proyección de la demanda años 2011-2021	42

Gráfico 33 Perfil de pérdidas "Líneas Totoras - Pelileo"	43
Gráfico 34 Perfil de pérdidas "Línea Totoras - Pelileo" varios conductores.....	43
Gráfico 35 Perfil de pérdidas "Línea Pelileo - Baños"	44
Gráfico 36 Perfil de pérdidas "Línea Pelileo - Baños" varios conductores.....	44

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
Latacunga – Ecuador

TITULO: “ANÁLISIS DE PERFILES DE VOLTAJE Y PÉRDIDAS TÉCNICAS EMPLEANDO CURVAS DE CARGA, EN EL RAMAL TOTORAS, PELILEO Y BAÑOS A NIVEL DE SUBTRANSMISIÓN (69kV) DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.”

AUTORES:

Barrionuevo Mayorga Dario Javier

Rodríguez Morales Jorge Orlando

RESUMEN

El presente proyecto de investigación contiene el análisis del sistema de subtransmisión Totoras Pelileo y Baños a un nivel de voltaje de 69 kV, perteneciente a la Empresa Eléctrica Ambato S.A, con la finalidad de calcular las pérdidas y nivel de voltaje que se presentan en las líneas y transformadores en base a las mediciones registradas en los medidores instalados en la salida de cada línea y barras del transformador. Mediante el programa CYMDIST se realizó análisis de flujos de carga a demanda máxima con la finalidad de obtener las pérdidas máximas. Con las pérdidas máximas obtenidas de los flujos de carga se determinó los perfiles de voltaje, pérdidas de energía y potencia que se presentan en el sistema, observando si operativamente presenta partes críticas e identificando las subestaciones que se encuentran con problemas. Verificando así que los valores de las caídas de voltaje se encuentren dentro de las regulaciones emitidas por el Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL). A partir del análisis de los datos históricos del año 2011 y como base el 2015 se determinó la proyección de la demanda para tener una visión de cómo va aumentando las cargas a futuro de este ramal. Mediante el análisis de ahorro anual de energía en dólares se establece que la alternativa para la reducción de pérdidas en el ramal Totoras, Pelileo y Baños es rentable.

Palabras clave: línea de subtransmisión, pérdidas, energía, potencia.

**TECHNICAL UNIVERSITY OF
COTOPAXI**
ACADEMIC UNIT OF APPLIED AND ENGINEERING SCIENCE
Latacunga – Ecuador

TOPIC: "ANALYSIS OF VOLTAGE PROFILES AND TECHNICAL LOSSES USING LOAD CURVES, IN THE LEG TOTORAS, PELILEO AND BATHROOMS AT THE LEVEL OF SUBTRANSMISSION (69KV) OF THE ELECTRICITY COMPANY AMBATO S.A."

AUTHORS:

Barrionuevo Mayorga Dario Javier

Rodríguez Morales Jorge Orlando

ABSTRACT

This research project contains an analysis of the system of subtransmission Totoras Pelileo and Baños to a voltage level of 69 kV, belonging to the Electricity Company Ambato S.A, in order to calculate the losses and voltage level that are presented in the lines and transformers on the basis of the measurements recorded in meters installed in each line output and transformer bars . Through the CYMDIST analysis of flowd to maximum demand with the purpose of obtaining the maximum losses. With the maximum losses obtained from load flows determined voltaje profiles, loss of energy and power that is present in the system, noting of operationally presents critical parts and identifying substations that are impaired voltage in trouble. checking so that the values of the voltage drops are within the regulations issued by the Agency for the Regulation and Control of Electricity (ARCONEL). Based on an analysis of the historical data of the year 2011 and on the basis of the 2015 was determined the projection of demand for an overview of how it increases the loads to future ir this brancada. Through the analysis of annual energy savings in dollars is established that the alternative for the reduction of losses in the Totoras, Pelileo and Baños branch is profitable.

Keywords: subtransmission line, losses, energy, power.



Universidad
Técnica de
Cotopaxi

CENTRO CULTURAL DE IDIOMAS

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro Cultural de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que: La traducción del resumen de tesis al Idioma Inglés presentado por los señores Egresados de la Carrera de Eléctrica de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas: **DARIO JAVIER BARRIONUEVO MAYORGA Y JORGE ORLANDO RODRIGUEZ MORALES**, cuyo título versa “**ANÁLISIS DE PERFILES DE VOLTAJE Y PÉRDIDAS TÉCNICAS EMPLEANDO CURVAS DE CARGA, EN EL RAMAL TOTORAS, PELILEO Y BAÑOS A NIVEL DE SUBTRANSMISIÓN (69kV) DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A**”, lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al peticionario hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimaren conveniente.

Latacunga, febrero del 2017

Atentamente,

Lic. Marcia Janeth Chiluisa Chiluisa
DOCENTE CENTRO CULTURAL DE IDIOMAS
C.C. 050221430-7

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título del proyecto

ANÁLISIS DE PERFILES DE VOLTAJE Y PÉRDIDAS TÉCNICAS EMPLEANDO CURVAS DE CARGA, EN EL RAMAL TOTORAS, PELILEO Y BAÑOS A NIVEL DE SUBTRANSMISIÓN (69 kV) DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.

Fecha de inicio:

Lunes 04 de abril del 2016

Fecha de finalización:

Miércoles 18 de enero del 2017

Lugar de ejecución:

Provincia: Tungurahua

Cantón: Ambato

Sector: Subestaciones Totoras, Pelileo y Baños.

Facultad que auspicia:

Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

Carrera que auspicia:

Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia.

Equipo de trabajo:

Tutor de titulación:

Nombres y Apellidos: Iliana Antonia González Palau

Fecha de nacimiento: 1960 – 06 - 13

Cedula de ciudadanía: 175707065-9

Estado civil: casada

Números telefónicos: 09843440820 / 032- 270575

e-mail: iliana.gpnzalez@utc.edu.ec

Coordinadores del proyecto:

Nombres y Apellidos: Barrionuevo Mayorga Dario Javier

Fecha de nacimiento: 1992 – 06 - 17

Cedula de ciudadanía: 180457071-9

Estado civil: soltero

Números telefónicos: 0995173525 / 032- 451018

e-mail: darilowjav@hotmail.com

Nombres y Apellidos: Rodríguez Morales Jorge Orlando

Fecha de nacimiento: 1991 – 10 - 22

Cedula de ciudadanía: 180459212-7

Estado civil: soltero

Números telefónicos: 0987701297

e-mail: jorginhio91@hotmail.com

Área de conocimiento:

Ingeniería y Tecnología Eléctrica

Línea de investigación:

Explotación y diseño de sistemas eléctricos

Sub líneas de investigación de la Carrera:

Análisis y diseño de sistemas eléctricos

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El presente proyecto de investigación tiene como objeto analizar los perfiles de voltaje y pérdidas técnicas, mediante las mediciones realizadas por el medidor ION en las cabeceras de las subestaciones y líneas de subtransmisión.

Mediante los datos obtenidos del sistema se realizó los histogramas de frecuencia por el lapso de un año base 2015, obteniendo los valores de potencia y energía máximos.

Con datos obtenidos de potencia y energía máximos procedimos a realizar la simulación en el software Cymdist 7.1 conociendo las condiciones actuales en que se encuentra operando el sistema, verificando si las caídas de voltaje de las líneas se encuentran dentro de las regulaciones emitidas por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), teniendo en cuenta los valores de pérdidas técnicas que se encuentran en cada una de las subestaciones.

La propuesta nos servirá para realizar un presupuesto estimado del cambio de conductor y así poder bajar las pérdidas técnicas y mediante el análisis costo/beneficio conocer si esta propuesta es rentable o no.

3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

El análisis sobre las pérdidas técnicas y perfiles de voltaje mediante curvas de carga en las subestaciones Totoras, Pelileo y Baños perteneciente al sistema de 69 kV de la Empresa Eléctrica Ambato Sociedad Anónima (EEAS.A.) tiene como objeto analizar el sistema de subtransmisión para conocer las condiciones actuales de operación y su comportamiento.

Teniendo en cuenta la calidad de servicio que proporciona este sistema para las diferentes zonas a las cuales provee el suministro energético, al desarrollar este tema determinaremos las pérdidas técnicas que presenta este sistema y si está operando dentro de los valores nominales.

Con el desarrollo de este proyecto ayudaremos a la empresa distribuidora y usuarios a las cuales alimenta este sistema de subtransmisión para tener un servicio eléctrico continuo y eficiente.

4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO

La Empresa Eléctrica Ambato, para la toma de alternativas de soluciones así los usuarios puedan tener un servicio eléctrico eficiente y de calidad.

5. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En el sistema de subtransmisión de la EEAS.A, existen 12 subestaciones de 69/13,8 kV y una de media tensión (MT) con un total de 171,5 MVA. Las subestaciones de reducción transforman el nivel de voltaje de entrada de 69 a 13,8 kV, mientras que la subestación de elevación transforma de 6,9 y 4,16 a 13,8 Kv.

No se cuenta con un análisis de perfiles de voltaje y pérdidas potencia y energía, debido al crecimiento poblacional, y más aun con el programa de cocción eficiente (PEC) promovido por el gobierno, que produce problemas en el sistema.

La EEAS.A, con el análisis de flujos de carga del sistema de subtransmisión mostrará la operación actual del sistema y en qué condiciones se encuentra operando.

El problema de la investigación consiste en la determinación de los perfiles de voltaje y pérdidas técnicas con el uso, de curvas de carga, para proveer una planificación apropiada y lograr tener un servicio eficiente.

6. OBJETIVOS

General.

- Determinar los perfiles de voltaje y pérdidas técnicas mediante la simulación del sistema de subtransmisión en los bornes de las salidas de los alimentadores de las subestaciones Totoras, Pelileo y Baños de la empresa eléctrica Ambato S.A. empleando curvas de carga mediante el software CYMDIST.

Específicos.

- Investigar sobre los sistemas de subtransmisión, pérdidas técnicas y perfiles de voltaje, a partir de bibliografías científicas que sirvan de base para la investigación.
- Determinar las curvas de duración de la demanda de las subestaciones a nivel de 69 kV, mediante un análisis de histogramas de frecuencia.
- Modelar y simular el sistema de subtransmisión en el software CYMDIST utilizando las curvas de demanda que son medidos en los bornes de salida de las subestaciones.
- Analizar los resultados obtenidos y comprobar si se encuentra bajo los índices de regulaciones emitida.

7. ACTIVIDADES Y SISTEMAS DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS

Tabla 1 Actividades de los objetivos

OBJETIVO	ACTIVIDAD (TAREAS)	RESULTADOS ACTIVIDAD	MEDIOS DE VERIFICACIÓN
Determinar las curvas de duración de la demanda diaria de las subestaciones a nivel de 69 kV.	Recopilación de Datos. Depuración de Datos.	Curvas de Carga. Curvas de Energía.	Curvas realizadas en el Software Excel.
Modelar y simular el sistema de subtransmisión en el software CYMDIST.	Creación de Datos en el Software CYMDIST.	Situación actual del Sistema.	Simulación.
Analizar los resultados obtenidos con lo que se especifica en las regulaciones y proponer alternativas de solución para mejorar la calidad de servicio eléctrico si se lo requiere.	Reportes de la Simulación para la determinación de las pérdidas y variaciones de voltaje en nuestro sistema. Análisis costo/beneficio	Alternativas de soluciones para mejorar el sistema.	Análisis de la simulación.

Elaborado por: Autores

8. FUNDAMENTACIÓN CIENTIFICO TÉCNICA

Descripción del Sistema

- **Área de concesión**

La Empresa Eléctrica Ambato S.A. es una de las empresas más grandes del país, posee un área de concesión a lo largo de las provincias de Bolívar, Chimborazo, Tungurahua, Pastaza, Napo, Orellana, Morona Santiago con una área de 41116 km^2 , con 246728 clientes regulados

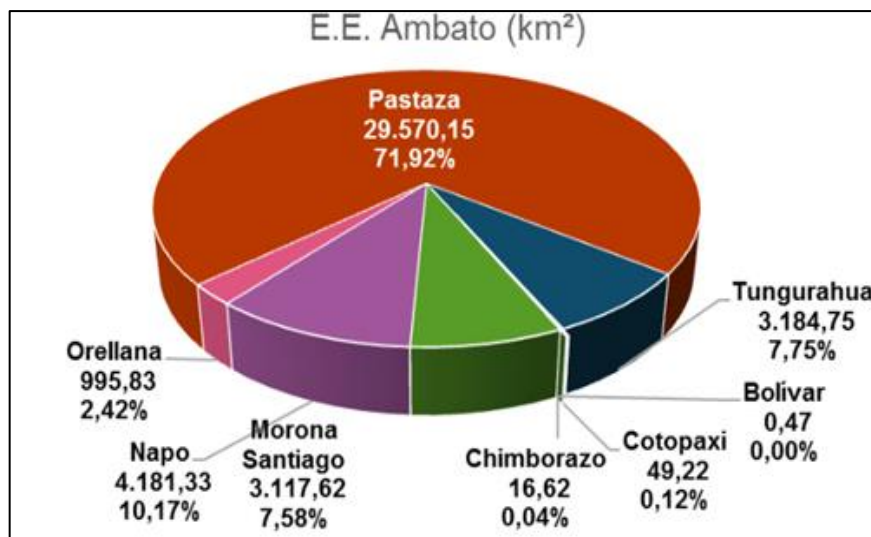
(Residencial, Comercial, Industrial, Otros) y 3 clientes no regulados, su infraestructura eléctrica y su área de concesión se la puede observar en el Anexo 1.

Tabla 2 Cobertura del servicio eléctrico por Provincia

Empresa	Provincia	Área de prestación del servicio (km^2 – %)	
E.E.A.S.A	Bolívar	0,47	0,00 %
	Chimborazo	16,62	0,04 %
	Cotopaxi	49,22	0,12 %
	Morona Santiago	3.117,62	7,58 %
	Napo	4.181,33	10,17 %
	Orellana	995,83	2,42 %
	Pastaza	29.570,15	71,92 %
	Tungurahua	3.184,75	7,75 %
Total		41.115,99	16,03 %

Fuente: Estadísticas del sector eléctrico ARCONEL

Gráfico 1 Cobertura de servicio eléctrico por Provincia



Fuente: Estadísticas del sector eléctrico ARCONEL

En el gráfico 1, se indica la cobertura de forma porcentual de la EEAS.A. la cual podemos observar que la mayor cobertura se lo realiza en la provincia de Pastaza.

- **Nodos de suministro de energía**

El sistema Eléctrico de la EEAS.A., al tener un área de concesión extensa cuenta con varios nodos frontera del SNI del que se abastece de energía en el sector sierra por las Subestaciones

Totoras y Ambato, en su área de concesión oriental por las Subestaciones Puyo y Tena, de esta manera en el presente trabajo realizaremos el análisis desde en nodo frontera que es la Subestación Totoras, pasando por las subestaciones Pelileo y Baños, el sistema eléctrico se lo puede apreciar en el diagrama unifilar en el Anexo 2.

Análisis de flujos de carga

El análisis de flujo de cargas tiene por objetivo analizar el desempeño en régimen permanente del sistema de potencia bajo diversas condiciones de funcionamiento. Es la herramienta de análisis de base para el planeamiento, diseño y operación de cualquier sistema eléctrico de potencia permitiendo así determinar los flujos de potencia activa y reactiva en cada línea del sistema y las tensiones en cada una de las barras, para ciertas condiciones preestablecidas de operación. En la operación diaria, constituye la base del análisis de seguridad del sistema, los análisis de flujos de carga se ejecutan periódicamente para identificar posibles problemas de sobrecargas o voltajes inaceptables como consecuencia del crecimiento de la carga o cuando ocurre algún cambio brusco en la topología de la red. En la planificación permite simular el estado en que se encontrarían los distintos escenarios que se estén analizando ante una demanda estimada. Los estudios de flujo de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, de igual manera sirven para la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes.

En síntesis, el análisis de flujos de carga permite:

- Programar las ampliaciones necesarias del SEP y determinar su mejor modo de operación, teniendo en cuenta posibles nuevos consumos, nuevas líneas o nuevas centrales generadoras.
- Estudiar los efectos sobre la distribución de potencias, cuando se producen pérdidas temporales de generación o circuitos de transmisión.
- Ayudar a determinar los programas de despacho de carga para obtener un funcionamiento óptimo.
- Para la determinación de los flujos de potencia se utilizan diferentes programas tales como Cymdist, Etap, Neplan, Power Factory, para este análisis utilizaremos el programa Cymdist debido a que este software se utiliza en las empresas distribuidoras de energía, y por su fácil manejo.

Pérdidas Eléctricas

Previo a un detalle acerca de la evolución de pérdidas de energía de una empresa distribuidora, es adecuado realizar un resumen de las pérdidas presentes en un sistema eléctrico.

Las pérdidas de energía y potencia en los sistemas de distribución constituyen la energía que se pierde en cada una de las etapas funcionales: Subestaciones, redes de media tensión, transformadores de distribución, redes secundarias, luminarias, acometidas y medidores.

Las pérdidas de energía eléctrica son comunes e inherentes de las empresas eléctricas no existe un sistema perfecto que no posea pérdidas; tornándose en un problema muchas veces grave cuando éstas rebasan ciertos límites establecidos, obligando a la Empresa Distribuidora a comprar energía adicional a o establecer nuevas normas para satisfacer la demanda, conllevando al incremento de los costos de operación, generando pérdidas económicas para la empresa.

Una de las principales preocupaciones de una empresa eléctrica es evaluar el nivel de pérdidas en su área de concesión, de forma que se puedan definir y establecer los métodos y mecanismos para su reducción.

En un sistema eléctrico normalmente se identifican dos tipos de pérdidas que se son las Técnicas y las no Técnicas, que de una manera general se presentan a continuación.

Tabla 3 Tipos de Pérdidas de Energía Eléctrica

PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
TÉCNICAS	NO TÉCNICAS
TRANSFORMADORES	HURTO DE ENERGÍA
LÍNEAS TRANSMISIÓN, SUBTRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN	DEBILIDADES ADMINISTRATIVAS DE LA DISTRIBUIDORA
MOTORES	CONSUMOS NO REGISTRADOS
GENERADORES	
FACTOR DE POTENCIA	

Elaborado por: Autores

Pérdidas Técnicas

Este tipo de pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica principalmente por la resistencia de los conductores, por tanto, dependen

del grado de optimización de la estructura del sistema eléctrico, del equipo y de las políticas de operación y mantenimiento.

Las pérdidas técnicas constituyen energía que se disipa y que no se puede aprovechar de ninguna manera. Por esta razón deben ser uno de los objetivos primordiales de cualquier programa de reducción de pérdidas.

Entre las principales causas que originan las pérdidas técnicas de energía están: efecto Joule, Corona, pérdidas que son independientes de la carga o de la demanda.

- **Pérdidas de energía por efecto Joule**

“La cantidad de energía calorífica producida por una corriente eléctrica, depende directamente de cuadrado de la intensidad de la corriente y del tiempo que esta circula por el conductor y de la resistencia que opone el mismo al paso de la corriente” . (Paúl Vásquez, 2013)

Las pérdidas por efecto joule son aquellas que se presenta por el calentamiento de conductores y dependen directamente al tiempo que esté presente la circulación de corriente.

$$Q = I^2 \cdot R \cdot t$$

Donde:

Q: Energía producida por la corriente expresada en Julios [J]

I: Intensidad de la corriente que circula [A]

R: Resistencia del conductor [Ω]

T: tiempo [sg]

Este tipo de pérdidas se manifiestan en: cables, conductores, bobinado de transformadores, además ocasiona el deterioro del aislamiento de los cables, reduciendo la vida útil de los mismos.

- **Pérdidas por efecto corona**

Este tipo de pérdidas se evidencia visualmente por la aparición en la superficie de las líneas de alto voltaje, además provoca un ruido radioeléctrico y genera ozono.

Este tipo de pérdidas no se determinaran en el estudio debido al nivel de voltaje de las líneas de subtransmisión de la EEAS.A.

- **Pérdidas debidas a Armónicos**

La distorsión armónica se origina debido a las características de los equipos y cargas del sistema de potencia. Como en otros equipos, las corrientes armónicas incrementan el calor y las pérdidas en interruptores, líneas u otros elementos, reduciendo la capacidad de conexión y acortando la vida de algunos componentes.

- **Pérdidas debidas a corrientes de fuga**

La corriente de fuga es aquella corriente “pequeña” que puede atravesar un material dieléctrico, al aplicar una tensión entre las dos caras del mismo, esta corriente produce un calentamiento local del aislante, lo cual permite el paso de más corriente debido a que la resistividad transversal disminuye, este efecto es acumulativo y si la tensión llega a un valor suficientemente elevado puede producirse la perforación del aislamiento.

Esta corriente de fuga está produciendo continuamente pérdidas de potencia y debido a que está en un material aislante puede seguir dos caminos posibles, el primero sobre la superficie del material, y el otro a través del cuerpo del material, por lo que habrá una resistencia superficial y una resistencia volumétrica. La suciedad como el polvo, grasa, vapores metálicos, etc., sobre la superficie de los elementos, aumenta las pérdidas de corriente de fuga y es por ello que tanto pararrayos como aisladores son fabricados de materiales lisos y pulidos tales como la porcelana.

- **Pérdidas independientes de la carga o demanda**

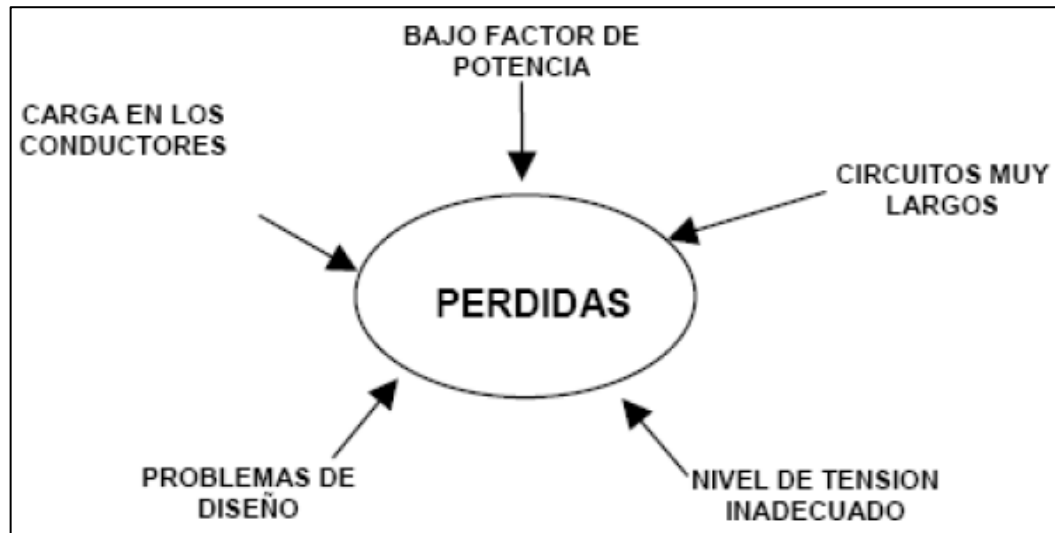
También son conocidas como pérdidas en vacío, estas pérdidas dependen de la variación de la tensión, se presentan en los transformadores y máquinas eléctricas, se deben a las corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación. Dado que los sistemas eléctricos funcionan con muy pocas fluctuaciones de tensión se considera a las pérdidas en vacío como un valor constante.

- **Factores que influyen en las pérdidas técnicas**

“De estudios realizados sobre pérdidas de energía a empresa eléctricas, se ha obtenido como resultados que la parte de distribución de energía en la parte funcional de bajo voltaje es donde se tiene el mayor porcentaje de pérdidas debido a factores que influyen en estas” como se indica en el Gráfico 2. (Santiago Cañar, 2007)

Las pérdidas más frecuentes que se pueden encontrar en una empresa distribuidora en su etapa funcional son en bajo voltaje debido a factores que influyen directamente como su bajo factor de potencia, circuitos muy largos y pérdidas técnicas

Gráfico 2 Principales factores que inciden en las pérdidas técnicas.



Fuente: Tesis “Cálculo de pérdidas detallado en sistemas de distribución aplicado a alimentadores”, Santiago P. Cañar o.

Pérdidas no Técnicas

La determinación cualitativa de las pérdidas no técnicas resulta relativamente fácil, no así la cuantificación de estas, pues resulta de la diferencia de las pérdidas totales y las pérdidas técnicas.

Las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía, al contrario, esta energía se encuentra utilizada por algún “usuario”, sin embargo, la empresa distribuidora que presta los servicios a la comunidad no recibe el pago correspondiente. Las pérdidas se pueden clasificar en:

- Fraude y Hurto
- Consumos no registrados
- Debilidades administrativas de la distribuidora

Por lo general las pérdidas no técnicas son muy poco probables encontrarlas en los sistemas de Transmisión y Subtransmisión razón por la cual este estudio solo se enfocará al análisis de las pérdidas netamente técnicas.

Transformadores

“Es un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia. El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en

energía alterna de otro nivel de tensión, basándose en el fenómeno de la inducción electromagnética. Está constituido por dos bobinas de material conductor, devanadas sobre un núcleo cerrado de material ferro- magnético, pero aisladas entre sí eléctricamente. Las bobinas o devanados se denominan primario y secundario según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente”. (Paúl Vasquez, 2013)

El transformador es una máquina diseñada para aumentar o disminuir el voltaje manteniendo su potencia mediante la inducción electromagnética el mismo que por lo general contiene dos devanados un primario y un secundario de esta manera esta máquina es muy utilizada en el sistema de transmisión, subtransmisión y distribución.

- **Transformador de Potencia**

En el transformador de potencia el autor relata:

“Es una máquina eléctrica de corriente alterna que no tiene partes móviles. Consta de dos bobinas de alambre no magnético aisladas entre si y montadas estas en un núcleo magnético, todo esto sumergido en aceite aislante contenido en un tanque. El transformador puede ser utilizado como elevador de tensión o reductor de tensión, dependiendo esto de la relación de vueltas entre el devanado primario y el devanado secundario. Son aparatos en donde la tensión secundaria dentro de las condiciones normales de operación es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque un poco defasada. Su principal función es transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. El primario del transformador se conecta en paralelo al circuito por controlar y el secundario en paralelo con las bobinas de tensión de los aparatos de medición y protección. Los terminales del devanado primario del transformador de potencial se conectan a las dos líneas del sistema donde se necesita medir en alta tensión y los instrumentos de medición se conectan en paralelo a las terminales del secundario.” (Chapman, 2012)

Es un dispositivo que puede elevar o reducir el voltaje dependiendo siempre de la relación de vueltas que se tenga en el bobinado primario y bobinado secundario, donde los transformadores de potencia, elevan el voltaje de la energía generada a magnitudes de voltaje superiores, con el objeto de transportar la energía eléctrica en las líneas de transmisión.

Método de cálculo de las pérdidas de energía

- **Pérdidas de Energía**

“Para estimar las pérdidas de energía enunciamos el método utilizado para determinar las pérdidas, el mismo, que consiste en evaluar la expresión”: (Ing. Poveda M 2002)

$$P = \left(\frac{D_{Pi} * \cos\varphi_{max}}{D_{Pmax} * \cos\varphi_i} \right)^2 D_{RL-max}$$

Donde:

P: Pérdidas a la demanda del intervalo i

D_{Pi} : Demanda en el intervalo i

D_{Pmax} : Demanda Máxima

$\cos\varphi_{max}$: Factor de potencia a demanda máxima

$\cos\varphi_i$: Factor de potencia en el intervalo i

D_{RL-max} : Pérdidas a demanda máxima (flujo de carga)

Con esa base, se obtiene una curva de pérdidas y la energía de pérdidas.

El periodo de registro puede ser un año completo cada diez minutos de las demandas por subestación de esta forma determinaremos las pérdidas de energía.

- **Factor de potencia**

El conjunto de todos los elementos eléctricos que intervienen directamente en los procesos de generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica forma un todo único de operación conjunta, de aquí se deriva que casi toda la electricidad que consumimos en las industrias, fábricas, hogares todos son elementos que pueden considerarse equipos consumidores de energía eléctrica. Estos usuarios deben de considerar la importancia del Factor de Potencia de su consumo.

Cargas Puntuales

En el caso que se tenga clientes cuyas características sean especiales, tanto en el uso de la energía como en la magnitud de la demanda, las demandas correspondientes a estos clientes, deberán ser estudiadas conjuntamente con la empresa eléctrica y con estos resultados definir si deberán ser parte integrante de la red primaria o de los circuitos secundarios del proyecto.

Estudio de demanda máxima

La demanda máxima representa para un instante dado, la máxima coincidencia de cargas eléctricas operando al mismo tiempo. La demanda máxima corresponde a un valor instantáneo en el tiempo. Por ejemplo, si encienden en una planta todas sus máquinas casi al mismo tiempo, el pico de corriente de arranque será muy grande, pudiéndose hacer de forma escalonada y reducir costos en el pago del recibo eléctrico. Los medidores de energía almacenan únicamente, la lectura correspondiente al máximo valor registrado de demanda, en cualquier intervalo de 10 minutos de cualquier día del ciclo de lectura. Los picos por demanda máxima se pueden controlar evitando el arranque y la operación simultánea de cargas eléctricas.

Proyección de la demanda

“La proyección de la demanda es la estimación a futuro de la misma, en base a observaciones estadísticas de su comportamiento anterior”. (ENRÍQUEZ HARPER, 1982)

La proyección de la demanda es una percepción a futuro que se realiza en base a datos históricos obteniendo así un resultado más real debido al incremento poblacional e incremento de la carga. En los sistemas de distribución se hace el pronóstico basándose en dos índices que son:

- Crecimiento Horizontal.- Este crecimiento se refiere al aumento de la demanda debido a la creación de nuevas áreas residenciales, comerciales o industriales, éste se lo puede entender como el crecimiento del número de consumidores.
- Crecimiento Vertical.- Este crecimiento se refiere al aumento producido en la demanda de un área que cuenta con servicio eléctrico y que puede ser motivado por factores como: reconstrucción de áreas residenciales, creación y/o ampliación de centros comerciales, industrias, a esto se lo puede entender como el crecimiento del consumo.

Carga Instalada

La carga instalada son todas las potencias nominales de todos los aparatos de consumo conectados al sistema, ya sea que estén operando o no. Se expresa generalmente en kVA, MVA, kW, MW.

Curva de Carga

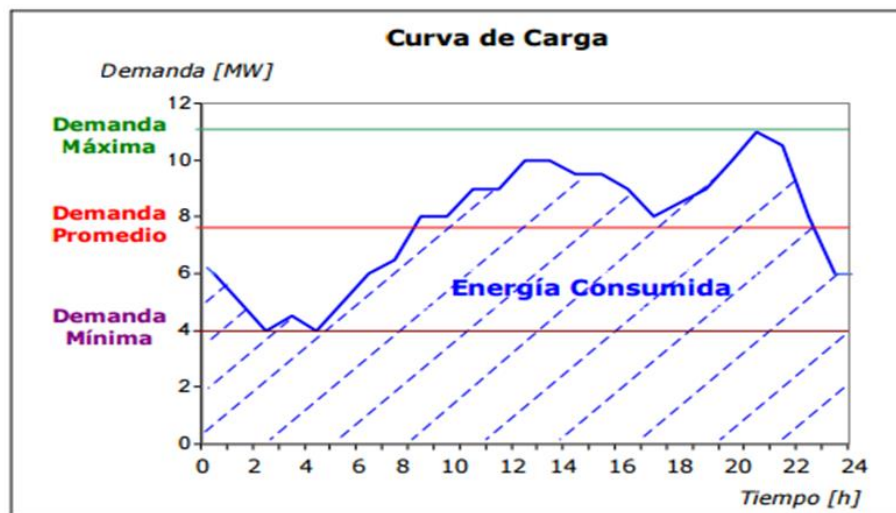
Es la representación gráfica de las demandas de potencia de un consumidor en cada instante de tiempo, durante un periodo.

- **Curva de carga o de demanda**

“Es la representación gráfica de cómo varía la demanda o carga eléctrica en el transcurso del tiempo (por ejemplo Gráfico 3). El intervalo de tiempo elegido para realizar el análisis, puede ser diario, semanal, mensual, anual. La carga no es constante en el período analizado”. (Jorge González)

Es una representación gráfica de la demanda eléctrica a lo largo del tiempo el análisis se lo puede realizar en diferentes etapas de tiempo sean estas diarias, semanales, mensuales, anuales.

Gráfico 3 Curva de Carga



Fuente: <http://es.slideshare.net/HiberFranciscoEspiritu/curvas-decargaygeneracin>

Demanda Máxima

Para caracterizar la carga se hace referencia a la Demanda Máxima, que es la mayor de todas las potencias demandadas que han ocurrido durante un periodo específico de tiempo.

“En un sistema eléctrico, se pueden tener variaciones súbitas de la demanda como la de arranque de un motor o ‘puesta en servicio de un transformados pero se debe establecer un periodo mínimo de tiempo que se debe mantener este valor de potencia para que se considere como el

máximo, normalmente los aparatos están calibrados para considerar como demanda máxima aquella que se mantiene durante un periodo de 10 a 15 minutos.” (Loor Michael & Valladares Alex. 2012)

Es la potencia máxima que existe en un periodo de tiempo esto debido al arranque de un motor, puesta en servicio de un transformador.

Dispositivos que conforman un sistema eléctrico de potencia

Básicamente en una red se tiene dos tipos de dispositivos:

- Componentes activos: máquinas rotativas, como son generadores y motores.
- Componentes pasivos: también conocidos como elementos estáticos, entre los que se tienen transformadores, líneas, capacitores, etc.

En el estudio de flujos de carga se hace necesario simular cada elemento del sistema de potencia a través de su respectivo modelo equivalente, es importante mencionar que se pueden utilizar modelos equivalentes sencillos cuando los cálculos lo permitan, mientras que los modelos exactos y complejos solo se limitan para objetivos muy especializados donde la exactitud es primordial como en los estudios de estabilidad.

- **Líneas de Transporte**

Los parámetros necesarios para la modelación de las líneas dependen tanto de las características físicas de la misma como de las condiciones de operación a las que se encuentra sometida los parámetros presentes en las líneas son resistencia, inductancia, capacitancia.

Descripción general del CYME

CYME International T&D es un proveedor de soluciones de ingeniería de sistemas de potencia de nivel mundial con una reputación establecida gracias a su receptividad orientada al cliente y experiencia técnica. Estudios realizados en base a CYME respaldan más de un millar de proyectos de transmisión y de distribución de energía eléctrica en más de 100 países y HB Sistemas Eléctricos es su representante en Chile.

El programa de análisis de redes eléctricas CYME presenta una interfaz gráfica de usuario mejorada que brinda gran flexibilidad para crear el diagrama unifilar de la red y una amplia variedad de opciones para personalizar sus ventanas y reportes. El Editor de redes eléctricas de CYME es una de las herramientas de ingeniería más amigables y poderosas disponibles actualmente en el mercado

El programa de análisis de redes eléctricas CYME es una serie de aplicaciones que constan de un editor de redes, de módulos de análisis y de bibliotecas de modelos personalizables desde los cuales el usuario puede obtener la solución más eficiente.

Los módulos disponibles incluyen varias aplicaciones avanzadas y extensas bibliotecas para el análisis de redes industriales, de transporte o de distribución de energía eléctrica.

Programas de CYME para redes de distribución de energía eléctrica.

Programas de CYME para redes de transporte de energía eléctrica y redes industriales.

Cymdist

El programa CYMDIST permite realizar varios tipos de estudios en sistemas equilibrados o desequilibrados, monofásicos, bifásicos o trifásicos, con configuración radial, en anillo o mallada. El programa CYMDIST incluye un editor completo de redes y las funciones siguientes:

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

El programa de análisis de redes de distribución CYMDIST es una serie de aplicaciones que consta de un editor de red, de módulos de análisis y de bibliotecas de modelos personalizables desde las cuales el usuario puede obtener la solución más eficiente.

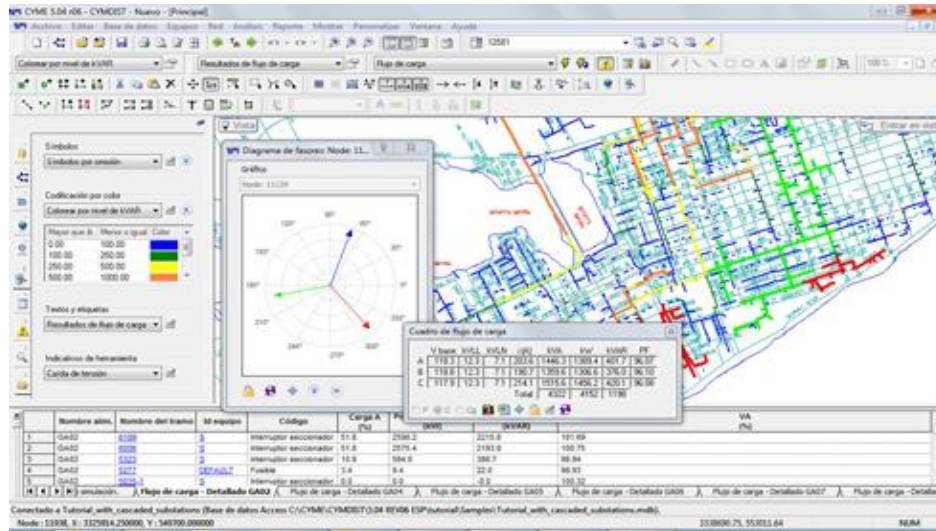
El programa fue diseñado para realizar estudios de planeamiento y simular el comportamiento de las redes de distribución en distintas condiciones de funcionamiento y distintos escenarios. Incluye varias funciones incorporadas necesarias para el planeamiento, la explotación y el análisis de las redes de distribución.

El espacio de trabajo del programa es totalmente personalizable. La representación gráfica de los componentes de la red, los resultados y los reportes puede crearse y modificarse con el fin de satisfacer el nivel de detalle requerido. Los algoritmos de CYMDIST, su flexible interfaz de usuario y sus amplias bibliotecas se basan en tecnologías innovadoras de ingeniería y en las prácticas y normas de la industria.

Las funciones de análisis de flujo de carga, cortocircuito y optimización de la configuración eléctrica pueden ejecutarse en sistemas de distribución equilibrados o desequilibrados, con diferentes combinaciones de fases y configuraciones.

El programa CYMDIST es una herramienta muy potente para crear sus propios estudios predictivos por simulación para evaluar el impacto de los cambios efectuados en la red.

Gráfico 4 Interfaz de Cymdist



Fuente: <http://www.cyme.com/es/software/cymeeditor/>

- **Características y capacidades**
- Flujo de carga y caída de tensión.
- Cálculo de cortocircuito.
- Dimensionamiento y ubicación óptima de condensadores.
- Balance, distribución y evaluación de cargas.
- Análisis en régimen permanente con perfiles de carga.
- Análisis armónico.
- Optimización de la configuración de las redes eléctricas.
- Administrador avanzado de proyectos y Planificador de redes.
- Modelación de la generación distribuida.
- Análisis dinámico a largo plazo.
- Optimización Volt-VAR.
- Análisis de confiabilidad (Predictiva e histórica).
- Ubicación óptima de reguladores de tensión.
- Ubicación óptima de reconectores.

- Análisis de contingencias simples con restablecimiento.
- Modelación de subestaciones y de subredes.
- Análisis de redes secundarias malladas.
- Modelado de redes de distribución de baja tensión.
- Evaluación de riesgos por relámpago de arco.
- Verificación de la coordinación de los dispositivos de protección.
- Análisis de protección contra fallas mínimas.

Características del programa

El módulo viene con su propia interfaz de usuario y asistente para una visualización, edición e importación óptimas de los perfiles de carga y de los perfiles de demanda.

De manera más precisa, el módulo:

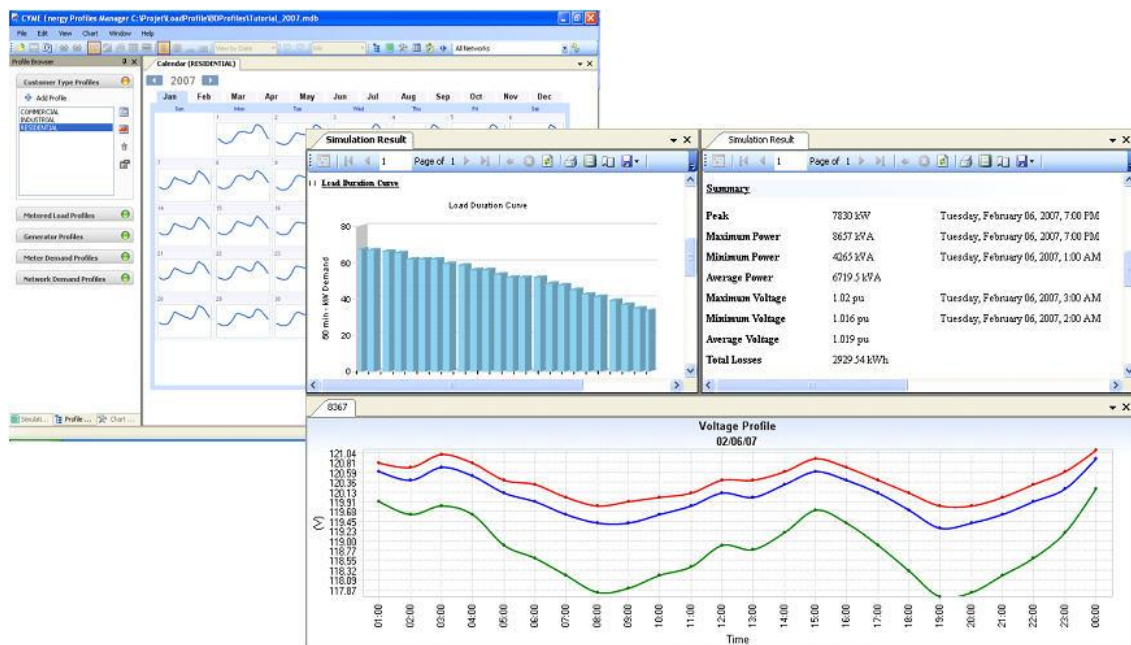
- Permite crear las curvas (perfiles de carga) para los clientes con carga medida. Las curvas pueden también representar una carga típica. Por ejemplo: por tipo de cliente, por lectura del medidor o por demanda de la red. El usuario también puede introducir curvas de generación.
- Facilita la importación de datos de medición por intervalos (15 min, 30 min, 60 min) o sin intervalos (kWh mensuales) como los de sistemas de lectura automática de medidores o de sistemas de información sobre facturación de clientes. Estos datos medidos junto a los datos de los estudios sobre el comportamiento de la carga pueden ser utilizados para el análisis de flujo de carga.
- Simplifica la creación de perfiles proponiendo modelos de tipos de perfil estándar como el “modelo 8 760 horas” y el de “día típico” (día laborable típico y día de fin de semana típico).
- Permite la importación de perfiles de formato ASCII (.csv).
- Admite varias unidades de perfiles: Demanda promedio kW, Amps PF, kW & kVAR, kVA & PF, %, p.u. (por fase o total).
- Ofrece funciones para la creación, visualización y edición de los perfiles. Los perfiles pueden presentarse en formato gráfico o tabular.
- Proporciona una herramienta para importar y sincronizar los dispositivos conservados en las bases de datos de CYME.
- Permite la visualización en 2D, 3D y en isolíneas.
- Admite la creación de perfiles para días feriados y días especiales.

- **Gráficos y reportes**

El análisis de Flujo de carga con perfiles permite al usuario producir varios reportes y gráficos basados en los equipos monitoreados y en los resultados sumarios de red. El usuario puede producir los reportes y gráficos siguientes:

- Resumen de red indicando las pérdidas totales de sistema, la tensión pico y la potencia pico.
- Condiciones anormales indicando sobrecargas y condiciones anormales de tensión en duración y porcentaje para un periodo dado. Por ejemplo: el número de horas/días que un equipo ha estado sobrecargado.
- Reportes tabulares con valores personalizados para los dispositivos monitoreados.
- Curvas de duración de la carga para un transformador de distribución o cualquier dispositivo monitoreado que indique la carga de un dispositivo en porcentaje.

Gráfico 5 Gráficos y Reportes



Fuente: <http://www.cyme.com/es/software/cymeeditor/>

9. HIPÓTESIS

El análisis de la Red de Sub transmisión de la EEA S.A. considerando curvas de carga mediante el software, permitirá determinar las pérdidas técnicas y de energía.

10. METODOLOGÍAS Y DISEÑO EXPERIMENTAL

Métodos Generales

- **Método Científico**

Este método será utilizado para realizar el análisis de las pérdidas en el sistema de subtransmisión de las subestaciones Totoras, Pelileo y Baños, mediante el desarrollo del modelo teórico del Ing. Mentor Poveda el cual nos permitirá demostrar las carencias del sistema.

Métodos Específicos

- **Método histórico**

Este método facilitará recopilar datos e información de los medidores ION de las subestaciones Totoras Pelileo y Baños los mismos que nos ayudará en nuestra investigación.

- **Método Analítico**

Se utilizará este método para analizar los datos obtenidos en las subestaciones, el cual nos permitirá conocer el estado actual del sistema de subtransmisión del ramal Totoras Pelileo y Baños, llegando a establecer una propuesta viable con proyección para mejorar los niveles de voltaje y minimizar las pérdidas del sistema mediante la modelación y simulación.

Técnica

- Modelación y Simulación.

La modelación y simulación se la desarrollará en el software CYMDIST el cual nos generará los reportes y determinará el estado del sistema antes mencionado.

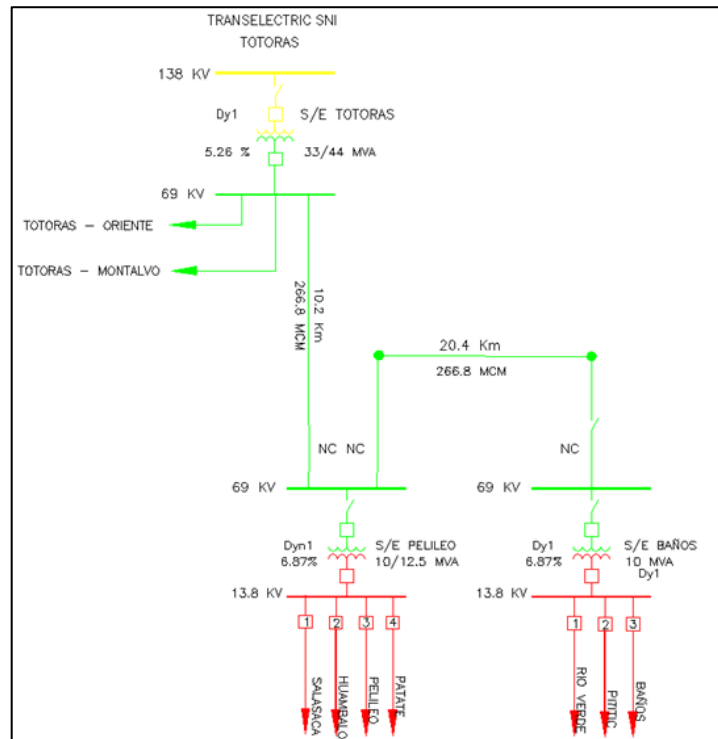
11. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Descripción General del sistema

La modelación del sistema comprendido entre la subestación Totoras, Pelileo y Baños se lo realizó en base a la ubicación geográfica y georreferenciada del recorrido de las líneas de subtransmisión; los datos de coordenadas fueron proporcionados por el departamento técnico de la empresa distribuidora.

En la gráfico 6, se presenta la modelación final del sistema, con todos sus parámetros eléctricos para determinar las pérdidas máximas en cada tramo de línea.

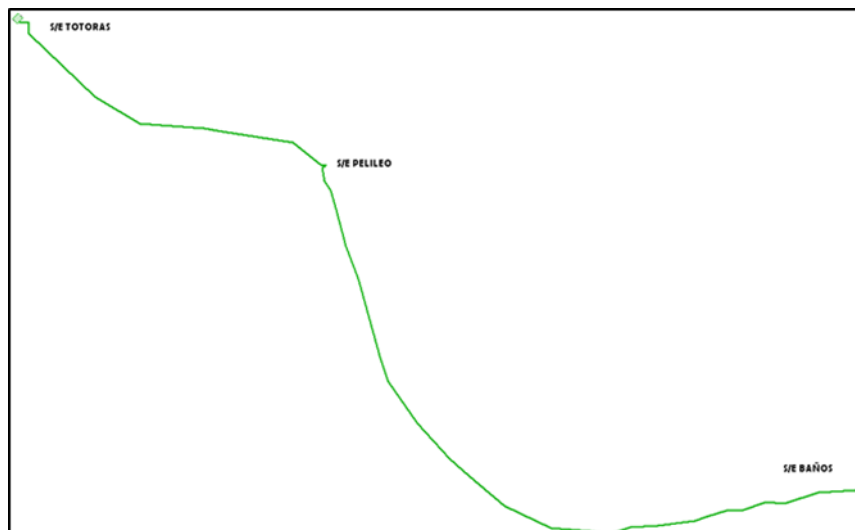
Gráfico 6 Diagrama Unifilar del sistema



Elaborado por: Autores

La modelación se la realizó desde el punto de suministro de energía “Subestación Totoras de TRANSELECTRIC “, pasando por la subestación Pelileo y Baños.

Gráfico 7 Modelación georreferenciada del sistema en Cymdist

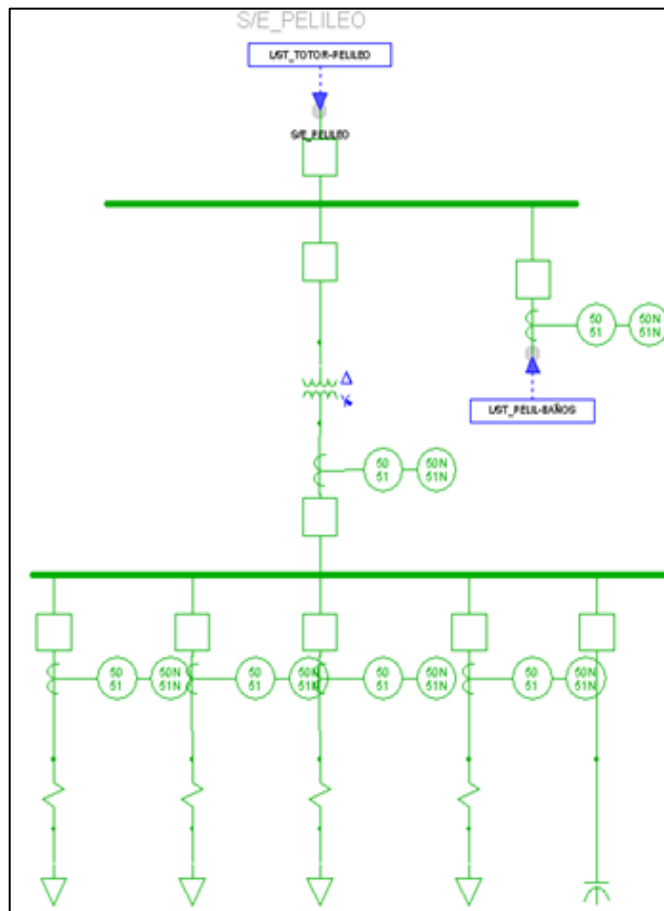


Elaborado por: Autores

La modelación de subestaciones brinda la posibilidad de modelar los componentes principales de cualquier subestación. El editor gráfico del programa CYMDIST, permite construir el diagrama unifilar de la subestación con detalle como:

- Transformador de potencia;
- Dispositivos de protección;
- Barras;
- Alimentadores.

Gráfico 8 Modelación detallada de las subestaciones



Elaborado por: Autores

Modelación digital del sistema

A continuación, se presenta un enfoque detallado de los principales aspectos a considerar para realizar la modelación digital del sistema de subtransmisión, se considerará los principales equipos y parámetros de cada elemento que conforma el sistema a ser analizado, mediante el programa CYMDIST software empleado por la empresa distribuidora para realizar los respectivos estudios.

- **Parámetros del sistema en estudio**

Al momento de emprender un estudio es de gran importancia, definir los parámetros que permitan establecer las principales características del sistema, como se presenta en la Tabla 4.

Tabla 4 Parámetros del sistema en estudio

Parámetros del sistema	
Frecuencia del sistema	60 Hz
Potencia base	100 MVA
Voltaje base	69 kV
Parámetros de cálculo de las líneas	
Resistencia del conductor	25 °C
Modelo de cable y líneas equilibradas	PI nominal

Elaborado por: Autores

- **Creación de la base de datos**

Para la modelación del sistema el programa CYMDIST, requiere crear una base de datos en la cual se almacenará la modelación digital del sistema y las características de todos los equipos y elementos necesarios para la modelación del sistema. La base de datos para el presente estudio se creó en el formato de Microsoft Access “.mdb”; base que será adjunta en formato digital. Los parámetros y características de cada elemento modelado, se detalla a continuación:

Modelación de equipos

- **Fuente Equivalente**

La fuente equivalente es la parte principal al momento de iniciar la modelación, representa la impedancia equivalente del sistema “Equivalente de Thévenin”, en el lado de alto voltaje de la subestación Totoras, donde es nuestro nodo de alimentación para la subestación Pelileo y Baños.

Los parámetros necesarios para la modelación de la fuente equivalente son:

- Voltaje nominal (69 kV)
- Capacidad nominal (100 MVA)
- Configuración (Y con neutro a tierra)
- Impedancias del equivalente.

Para el cálculo de impedancias equivalente de la fuente, se realiza mediante el ingreso de las potencias de cortocircuito trifásico y monofásico y la relación de cortocircuito X/R, como se indica en la Tabla 5-6.

- Los datos de potencia de cortocircuito y relación de X/R de la S/E Totoras en la barra de 69 kV, fueron proporcionados por EEAS.A.

Tabla 5 Creación de fuentes equivalentes

IMPEDANCIA EQUIVALENTE		
	R (ohm)	X (ohm)
Z1	0,22	6,481
Z2	0,22	6,481
Z0	0,66	3,599

Elaborado por: Autores

Tabla 6 La Potencia de Cortocircuito

Potencia de cortocircuito		
	MVA	X/R
Trifásicos	734,18	29,19
Monofásicos	862,04	32,47

Elaborado por: Autores

- **Transformadores**

Los parámetros necesarios para modelar los transformadores se ilustran en la Tabla 7 ; la base de datos se creó de acuerdo a los datos de placa de los transformadores de potencia instalados en cada subestación, proporcionados por la Empresa Distribuidora.

Uno de los parámetros de gran importancia para el presente estudio es contar con toda la información de los transformadores como son las pérdidas del núcleo “vacío” y las pérdidas en el Cobre “bobinado”.

Tabla 7 Base de datos de los transformadores de Potencia

Transformadores de Potencia		
SUBESTACIÓN	PELILEO	BAÑOS
Fabricante	MITSUBISHI	Shenda-Electric
Clase	OA	OA
Norma técnica	ANSI-C57.12	ANSI - C57.12
Aislamiento voltaje de impulso	350 kV / 110 kV	350 kV / 110 kV
Altitud	3000 msnm	3000 msnm
Potencia nominal	10 MVA	10 MVA
Grupo vectorial	Dyn1	Dyn1
Frecuencia	60 Hz	60 Hz

Elaborado por: Autores

Conductores

Los parámetros eléctricos necesarios para el ingreso en el programa CYMDIST fueron obtenidos de los catálogos eléctricos de cada conductor los cuales se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8 Características eléctricas de los conductores de aluminio con alma de acero (ACSR)

Denominación	Calibre	Composición	Diámetro	Área de acero	Área de aluminio	Área total	Resistencia a 25°	RMG	Capacidad Nominal
	kcmil	Aluminio/Acero	mm	mm ²	mm ²	mm ²	ohmios	pies	(A)
Dove	556	26/7	23,540	45,95	282,10	328,05	0,1024	0,0314	726
Hawk	477	26/7	21,780	39,34	241,50	280,84	0,1196	0,0289	659
Ostrich	300	26/7	17,2800	24,73	152,00	176,73	0,1900	0,0229	493
Partridge	266	26/7	16,3000	22,04	135,20	157,24	0,2136	0,0217	457

Elaborado por: Autores

En el Gráfico 9, se presentan los datos que se deben ingresar en el CYMDIST, con la finalidad de crear la base de los conductores necesarios para la simulación del circuito de subtransmisión.

Gráfico 9 Ingreso de los conductores a la base de datos

Elaborado por: Autores

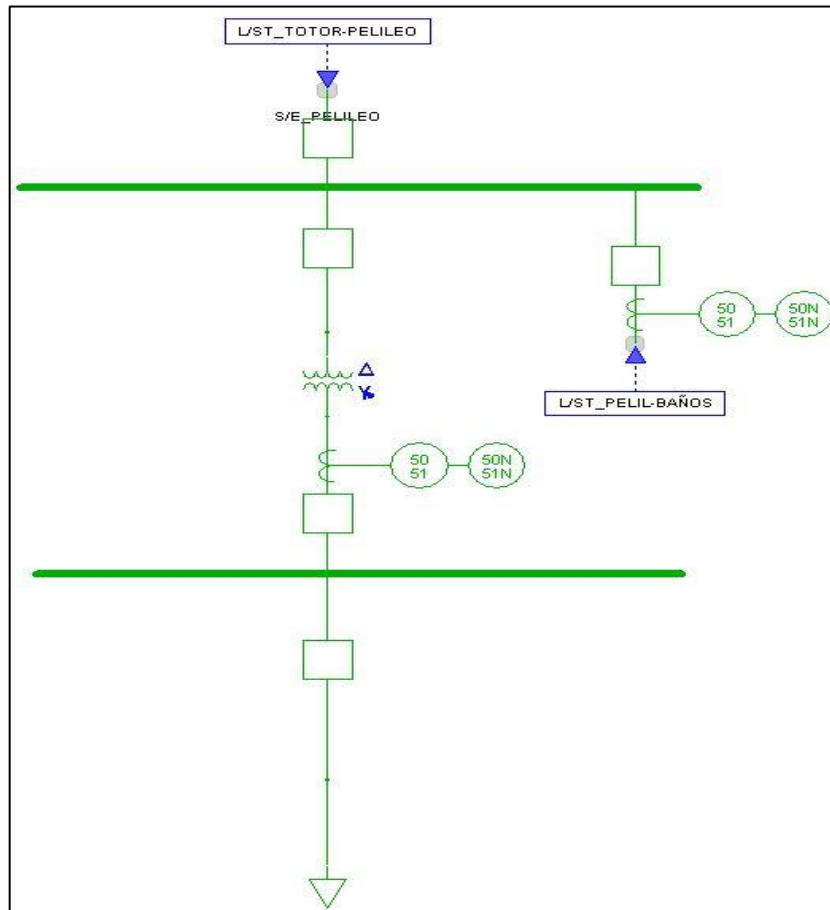
Modelación de subestaciones

Para determinar las pérdidas máximas del sistema en estudio, la simulación se realizará en condiciones de demanda máxima mediante el software CYMDIST, situación en la cual ocurren las condiciones más desfavorables de operación. Los datos de demanda máxima por subestación fueron obtenidos de los medidores instalados en la cabecera de cada subestación, en la Tabla 9 se presenta las demandas máximas correspondientes a cada subestación.

Tabla 9 Demanda de las Subestaciones

Subestación	kW	kVAr	kVA	fp	Cargabilidad (%)
Pelileo	9094,37	2364,11	9396,63	0,9678	94
Baños	5281,571	647,29	4699,98	0,9905	47

Elaborado por: Autores

Gráfico 10 Modelación detallada de la subestación

Elaborado por: Autores

En el gráfico 10, se indican la modelación detallada de la S/E Pelileo.

Análisis de Flujos de potencia

El análisis de flujos de potencia tiene por objeto evaluar el desempeño de la red en régimen permanente, bajo diversas condiciones de funcionamiento. Es la herramienta base para el planeamiento, diseño y operación del sistema a ser analizado.

A continuación, en la Tabla 10, se presenta los resultados más importantes del flujo de potencia, empleando el método de caída de voltaje desequilibrado, apropiado para sistemas de subtransmisión.

Tabla 10 Reporte de Flujos de Carga

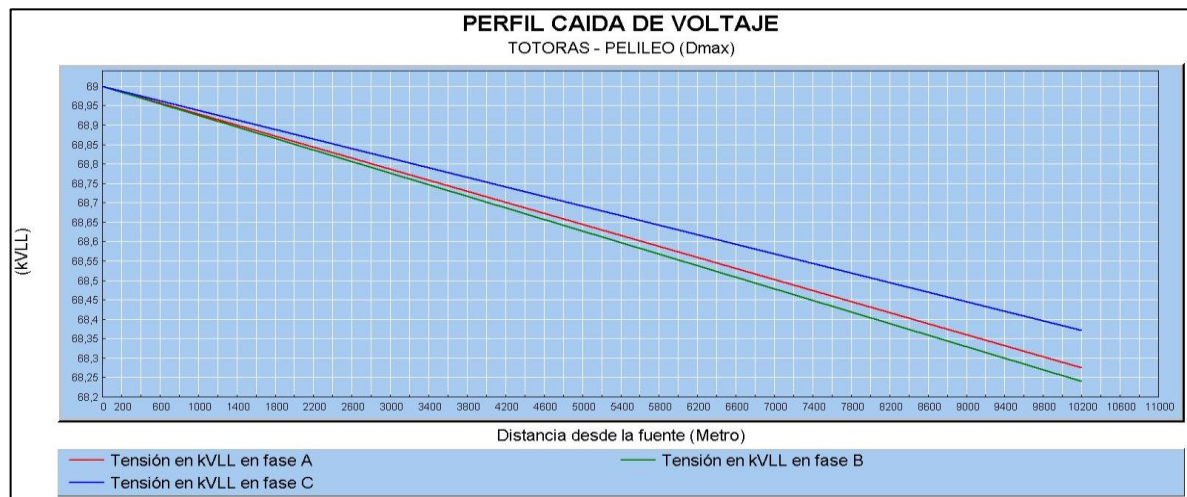
SUBESTACIÓN PELILEO				
Resumen total	kW	kVar	kVA	FP(%)
Pérdidas de carga del transformador	52,92	781,66	783,45	6,76
Pérdidas en vacío del transformador	11,43	0	11,43	100
Pérdidas totales	64,35	781,66	784,31	8,2
SUBESTACIÓN BAÑOS				
Resumen total	kW	kVar	kVA	FP(%)
Pérdidas de carga del transformador	10,28	207,85	208,1	4,94
Pérdidas en vacío del transformador	7,32	0	7,32	100
Pérdidas totales	17,6	207,85	208,59	8,44
LÍNEA PELILEO-BAÑOS				
Resumen total	kW	kVar	kVA	FP(%)
Pérdidas en las líneas	27,55	57,31	63,59	43,33
Pérdidas totales	27,55	57,31	63,59	43,33
LÍNEA TOTORAS – PELILEO				
Resumen total	kW	kVar	kVA	FP(%)
Pérdidas en las líneas	106,2	220,91	245,11	43,33
Pérdidas totales	106,2	220,91	245,11	43,33

Elaborado por: Autores

Perfil de caída de voltaje

A continuación se muestra el perfil de voltaje para observar la caída de tensión en cada uno de los tramos del sistema y así verificar se encuentra dentro de la regulación de calidad de energía.

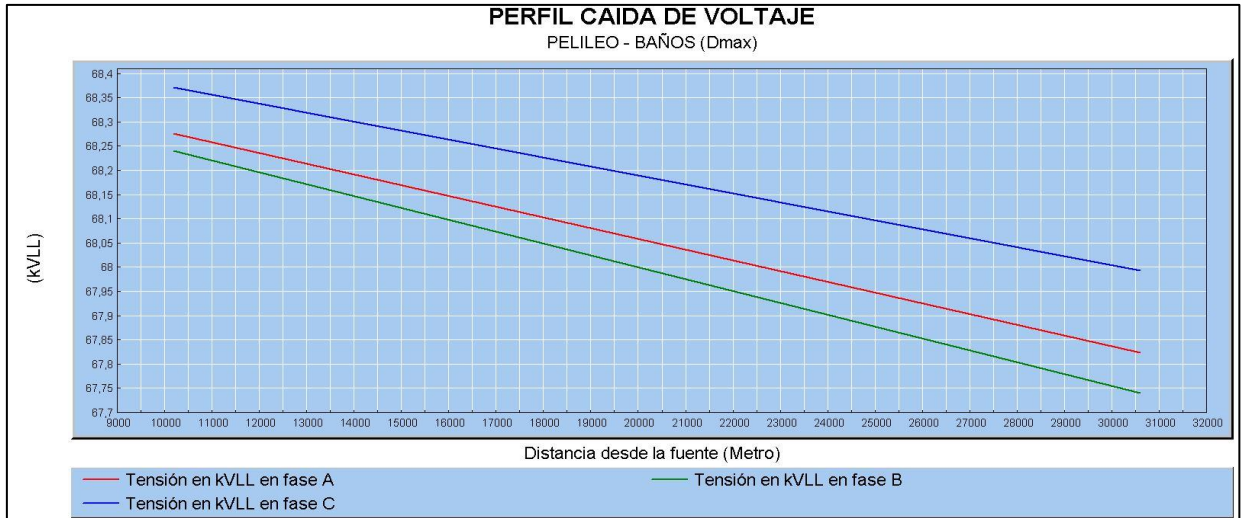
Gráfico 11 Perfil caída de voltaje L/ST Totoras – Pelileo



Elaborado por: Autores

En el gráfico 11, se muestra el nivel de voltaje, que conforme a la distancia de recorrido de 10,2 km, la línea se mantiene sin variaciones significativas de voltaje esto debido a que la línea de subtransmisión opera a 69 kV por lo que las corrientes en el sistema se reducen.

Gráfico 12 Perfil caída de voltaje L/ST Pelileo – Baños



Elaborado por: Autores

En el gráfico 12, se muestra la caída de tensión desde el punto de salida de la subestación Pelileo, hasta llegar a la subestación Baños con una distancia de 20,4 km, la línea se mantiene sin variaciones significativas de voltaje, esto debido a que está operando a 69kV, y por el efecto capacitivo del conductor.

Cálculo de pérdidas técnicas

Para determinar las pérdidas técnicas empleamos la metodología establecida anteriormente, la que fue desarrollada por el ingeniero Mentor Poveda, consultor de la OLADE, la fórmula establecida para determinar las pérdidas en los transformadores de potencia y líneas de transmisión se presenta a continuación:

$$P = \left(\frac{D_{Pi} * \cos\varphi_{max}}{D_{Pmax} * \cos\varphi_i} \right)^2 D_{RL-max}$$

Donde:

P: Pérdidas a la demanda del intervalo i

D_{Pi} : Demanda en el intervalo i

D_{Pmax} : Demanda Máxima

$\cos\varphi_{max}$: Factor de potencia a demanda máxima

$\cos\varphi_i$: Factor de potencia en el intervalo i

D_{RL-max} : Pérdidas a demanda máxima (flujo de carga)

Con esa base, se obtiene una curva de pérdidas y la energía de pérdidas. En la metodología de evaluación se utiliza perfiles de carga que no son más que los registros de demandas por periodos prolongados de tiempo.

- **Procedimiento de cálculo de pérdidas**

Para realizar una adecuada determinación de pérdidas, se sugiere seguir el siguiente procedimiento.

- Modelación del sistema a ser analizado
- Ingresar la información requerida en el programa de simulación CYMDIST
- Ejecutar flujos de carga a demanda máxima
- Analizar los resultados obtenidos de los flujos de carga
- Determinar los perfiles de carga y pérdidas de los elementos a ser analizados
- Emplear la fórmula establecida en este estudio para determinar el perfil de pérdidas.

- **Pérdidas en transformadores**

En la mayoría de los transformadores se considera prácticamente que la potencia del primario es igual a la del secundario. Sin embargo en un transformador no entrega en su secundario toda la potencia absorbida por el primario debido a que ningún proceso físico se realiza sin pérdidas.

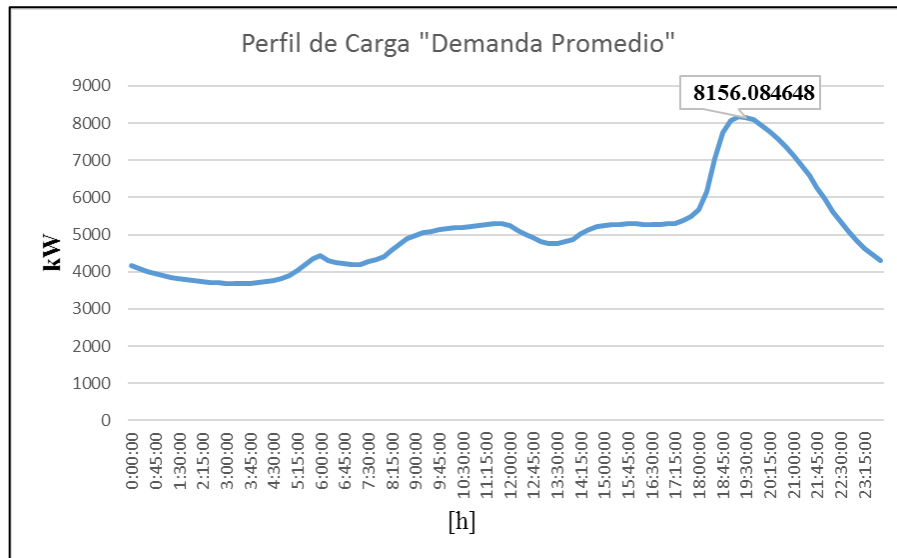
Las pérdidas presentes en los transformadores de distribución se clasifican en pérdidas en vacío que son de carácter constante y depende de la capacidad del transformador, las pérdidas de carga o también denominadas pérdidas en el cobre, depende principalmente del perfil de carga que maneja la subestación de acuerdo a su demanda.

Transformador Pelileo

La subestación Pelileo, se encuentra ubicada en la zona Sur – Oriental de la provincia en el cantón Pelileo, la subestación está conformada por un transformador de potencia de 10 MVA, reduciendo el voltaje de 69 kV a 13,8 kV, con cuatro alimentadores primarios que recorren principalmente los sectores de Huambaló, Salasaca, Pelileo, Patate, en la Tabla 9 se presenta la demanda máxima del transformador de potencia.

Para determinar la energía de pérdidas en el transformador de potencia, partimos de las demanda del transformador registrada en los medidores ION, instalados en la cabecera de la subestación y de las pérdidas máxima de acuerdo al flujo de carga. A continuación se presentan los perfiles de carga y los perfiles de pérdidas que se determinaron de acuerdo a la metodología establecida, empleando la ecuación 1.

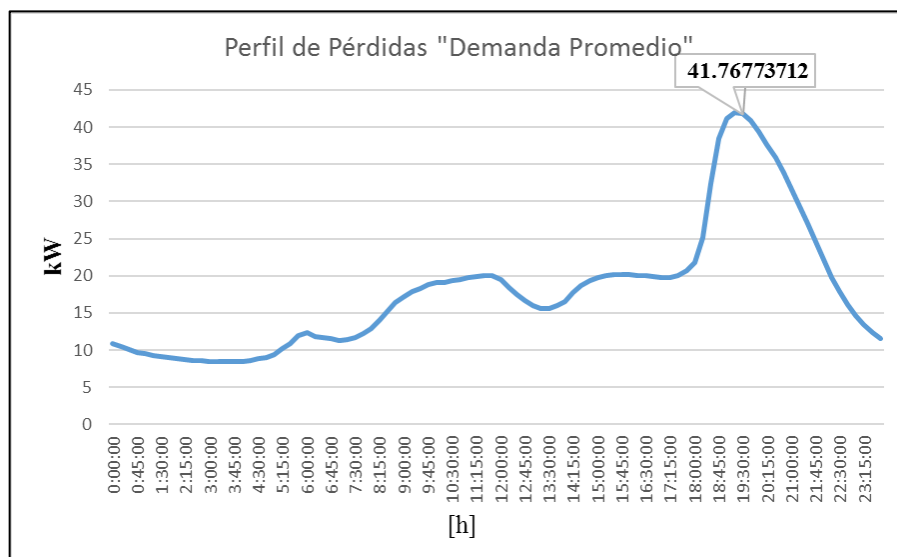
Gráfico 13 Perfil de carga considerando las demandas promedio para el año en estudio



Elaborado por: Autores

En la gráfico 13, se representa el perfil de carga para un día tipo del transformador Pelileo, la cual se obtuvo considerando las demandas promedio que se presentaron en el período de un año.

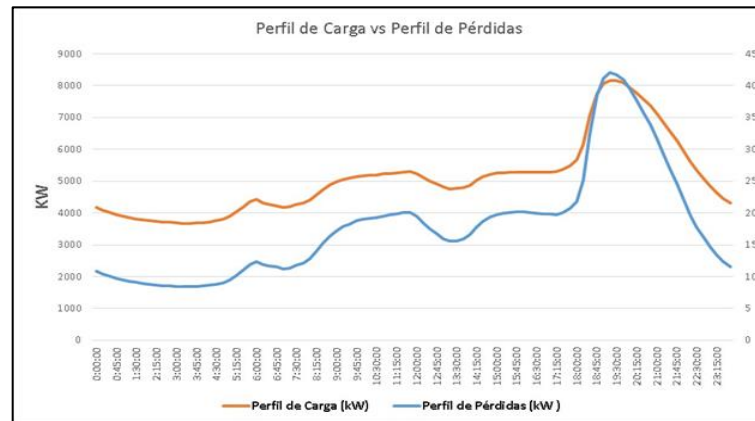
Gráfico 14 Perfil de pérdidas, considerando demanda promedio



Elaborado por: Autores

El gráfico 14, representa el perfil de pérdidas que fueron calculados de acuerdo a la ecuación 1, la cual tiene un idéntico perfil a la curva de carga debido a los cálculos que se realizaron en función de la curva mencionada.

Gráfico 15 Perfil de Carga vs Perfil de Pérdidas



Elaborado por: Autores

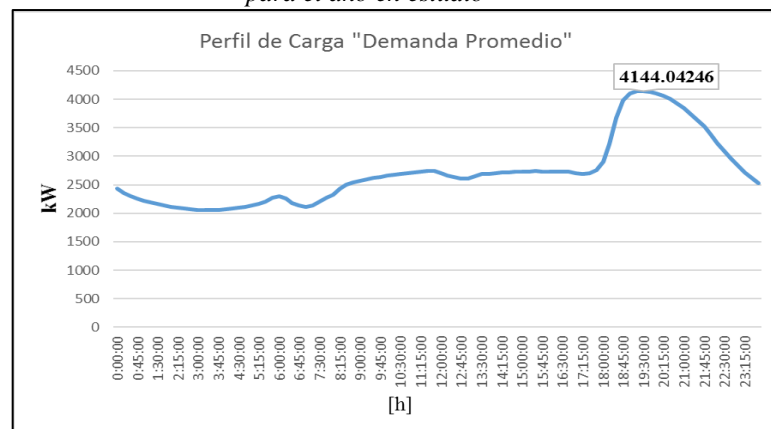
En el gráfico 15, finalmente se presenta la comparación del perfil de carga con el perfil de pérdidas, que se presenta en la subestación Pelileo, la curva de pérdidas se graficó empleando otra escala, debido a que es pequeña comparada con la curva de carga.

Transformador Baños

La subestación Baños, se encuentra ubicada en la zona Sur – Oriental de la provincia en el cantón Baños, la subestación está conformada por un transformador de potencia de 10 MVA, reduciendo el voltaje de 69 a 13,8 kV, con tres alimentadores primarios que recorren principalmente los sectores de Rio Verde, Baños, Pititic, en la Tabla 9, se presenta la demanda máxima del transformador de potencia.

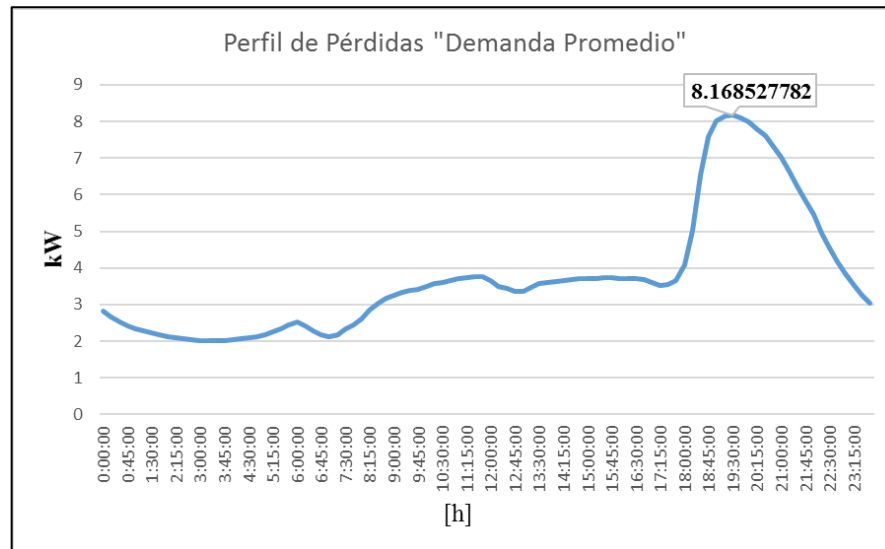
Para determinar la energía de pérdidas en el transformador de potencia, partimos de las demandas del transformador registrada en los medidores ION, instalados en la cabecera de la subestación y de las pérdidas máxima de acuerdo al flujo de carga.

Gráfico 16 Perfil de carga, considerando las demandas promedio para el año en estudio



Elaborado por: Autores

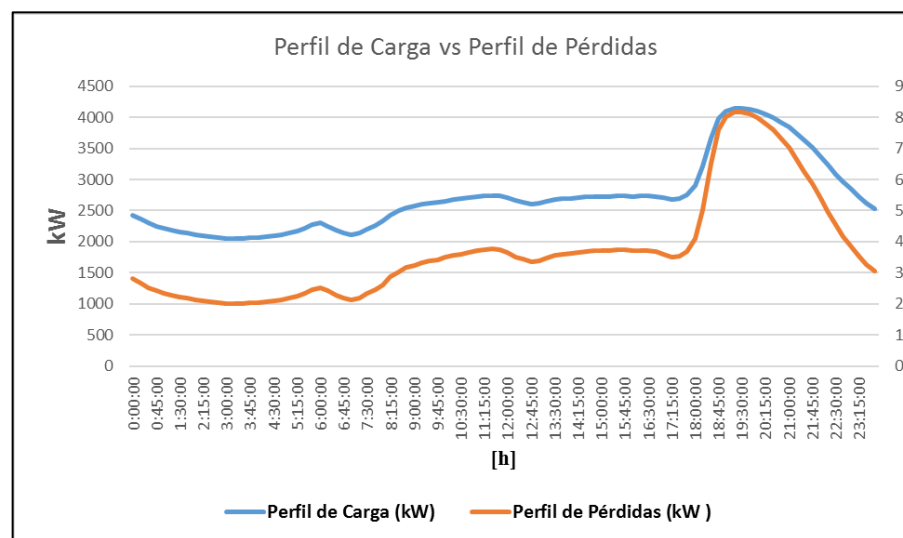
Gráfico 17 Perfil de pérdidas, considerando la demanda promedio



Elaborado por: Autores

El gráfico 17, representa el perfil de pérdidas que fueron calculados de acuerdo a la ecuación 1, la cual tiene un idéntico perfil a la curva de carga debido a los cálculos que se realizaron en función de la curva mencionada.

Gráfico 18 Perfil de Carga vs Perfil de Pérdidas



Elaborado por: Autores

En la gráfico 18, se representa el perfil de carga y el perfil de pérdidas con sus respectivas escalas las cuales poseen un idéntico perfil debido a que las pérdidas en el transformador fueron calculados a partir de la demanda registrada en los medidores instalados en la barra principal del transformador.

Resultados de las Pérdidas de los Transformadores

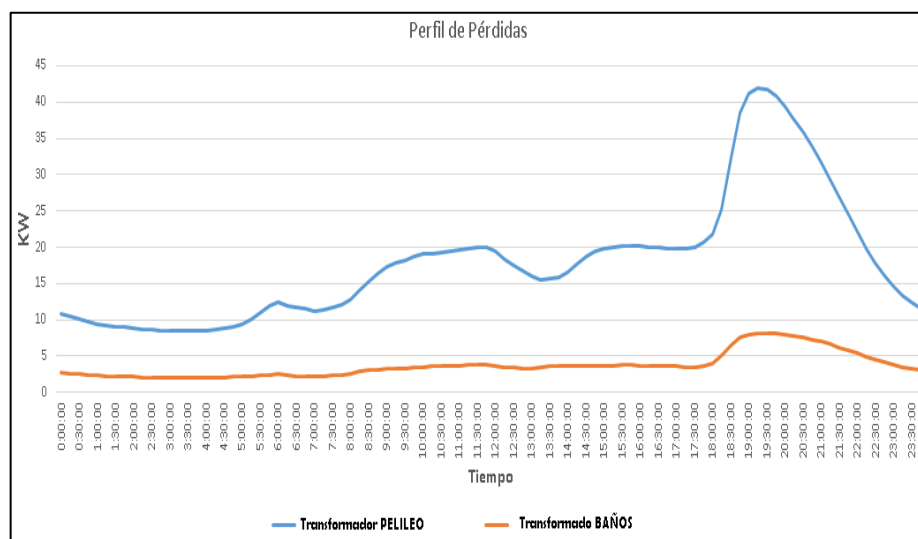
Tabla 11 Resumen de Pérdidas de los Transformadores de potencia

Transformador	Demanda máx. (kW)	Pérdidas (Cu) máx. (kW)	Pérdidas (Cu) (kWh/año)
Pelileo	9094,37	52,92	157329,29
Baños	5281,57	10,28	32647,35
Transformador	Demanda máx.(kW)	Pérdidas Vacío máx. (kW)	Pérdidas Vacío (kWh/año)
Pelileo	9094,37	11,43	100126,8
Baños	5281,57	7,32	64123,2

Elaborado por: Autores

Como se puede apreciar en la gráfico 19, se presentan mayores pérdidas en el transformador de la subestación Pelileo, debido a la demanda que soporta el transformador, comparada con la subestación Baños.

Gráfico 19 Perfil de pérdidas de los transformadores de potencia



Elaborado por: Autores

- **Pérdidas en líneas de subtransmisión**

Debido a que por estos elementos se produce el transporte de la energía de un punto a otro, básicamente aquí están presentes las pérdidas por efecto Joule o resistivas.

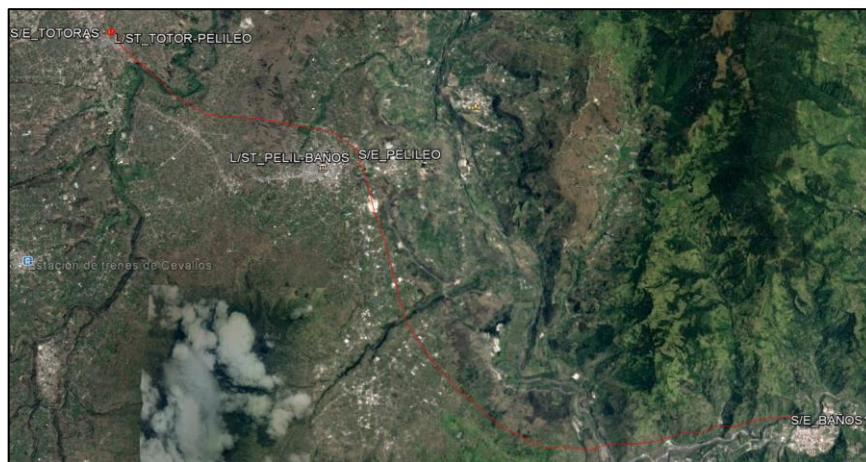
Para determinar las pérdidas en las líneas de subtransmisión, se procede de manera idéntica al cálculo de pérdidas en los transformadores de potencia, aplicando los criterios antes indicados.

Pérdidas en la línea Totoras – Pelileo – Baños

La línea de subtransmisión Totoras – Pelileo - Baños, está compuesta por un circuito trifásico a un nivel de voltaje de 69 kV, tiene una longitud de 30,6 km; con un calibre de conductor 266 MCM; en todo su recorrido está compuesto por torres de suspensión, angulares, retenidas y terminales. El tramo de la línea Totoras – Pelileo, está sujeta a mayores esfuerzos eléctricos, debido a que esta transporta la demanda de la subestación Pelileo y la subestación Baños, conjuntamente representan en el sistema una capacidad instalada de 20 MVA. El perfil de carga de las líneas se la obtuvo mediante los medidores instalados en la bahía de salida de cada línea.

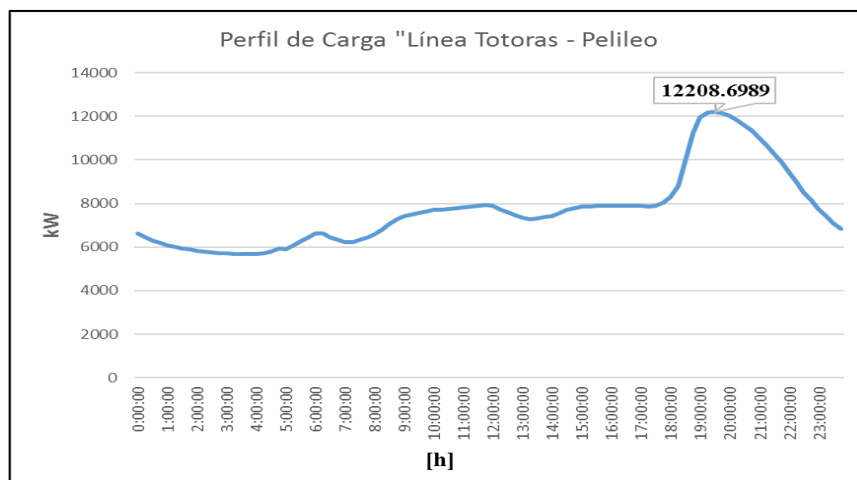
En el Gráfico 20, se muestra por donde cruza la línea de subtransmisión que sale desde el nodo de interconexión del SNI subestación Totoras, pasando por Pelileo y culminando en la subestación Baños con un total de 30,6 km de distancia.

Gráfico 20 Recorrido de la línea de Subtransmisión Totoras-Pelileo-Baños



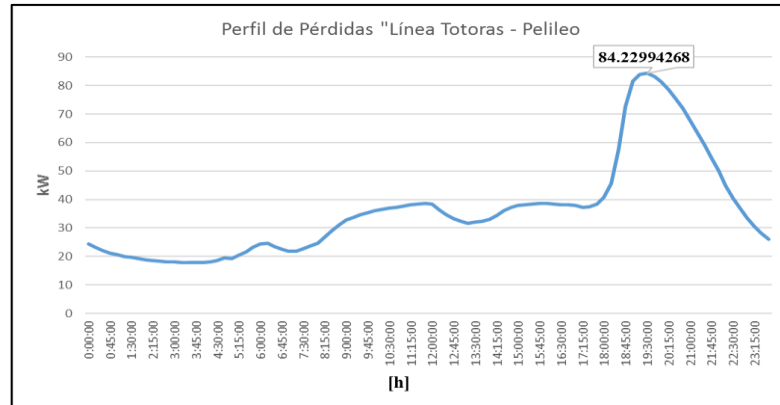
Elaborado por: Autores

Gráfico 21 Perfil de carga "Línea Totoras - Pelileo"



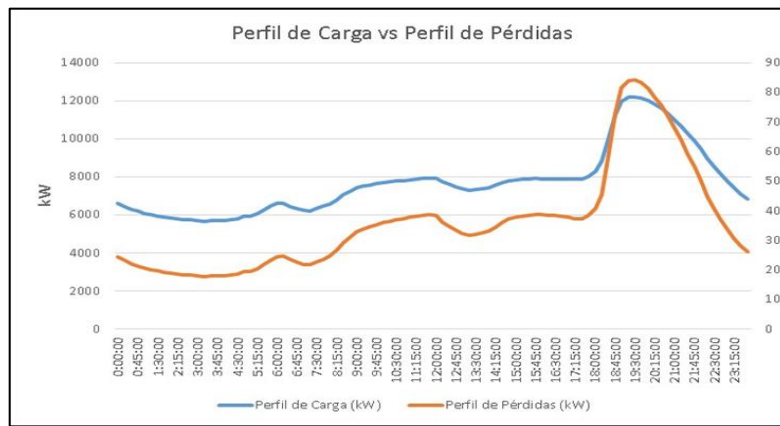
Elaborado por: Autores

Gráfico 22 Perfil de pérdidas "Línea Totoras - Pelileo"



Elaborado por: Autores

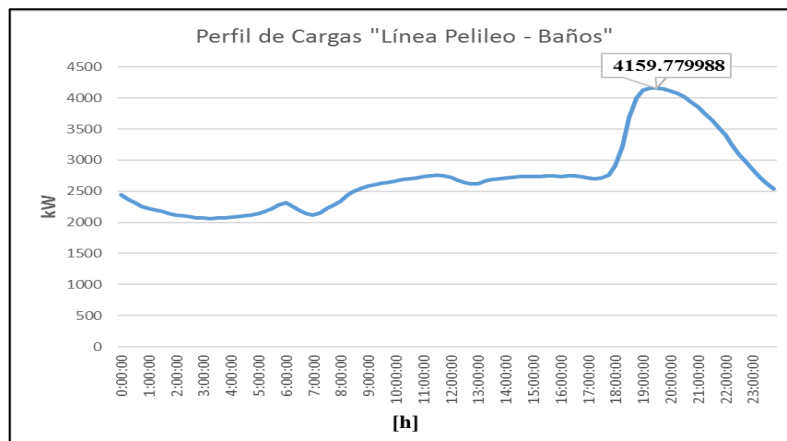
Gráfico 23 Perfil de carga vs Perfil de pérdidas "Línea Totoras - Pelileo"



Elaborado por: Autores

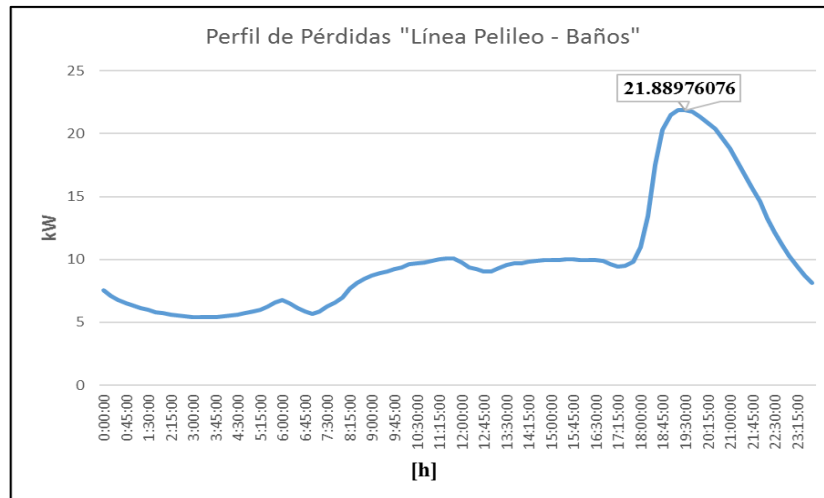
En la gráfico 23, se presenta el perfil de carga de la Línea Totoras – Pelileo – Baños, la cual está expuesta a mayor esfuerzo eléctrico debido a la demanda que soporta esta línea, además se presenta la curva de pérdidas la cual fue calculada de acuerdo a la ecuación 1, presentado un idéntico perfil al de la curva de carga.

Gráfico 24 Perfil de carga "Línea Pelileo - Baños"



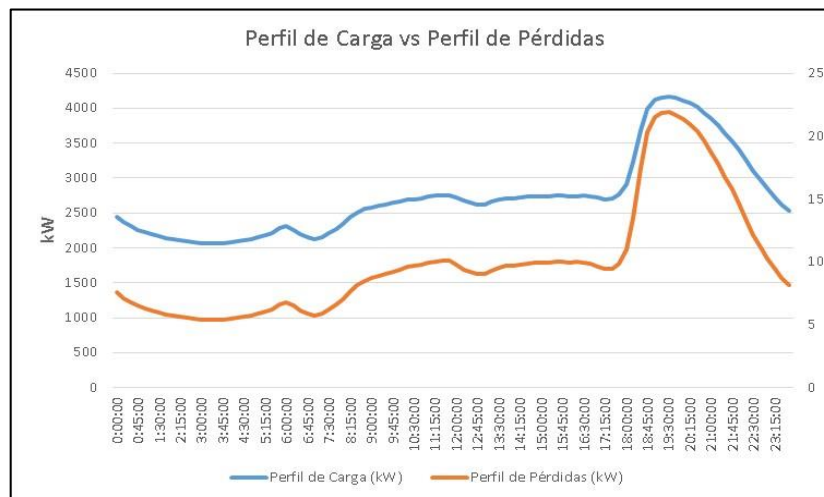
Elaborado por: Autores

Gráfico 25 Perfil de pérdidas "Línea Pelileo - Baños"



Elaborado por: Autores

Gráfico 26 Perfil de carga vs Perfil de pérdidas "Línea Pelileo - Baños"



Elaborado por: Autores

El gráfico 26, representa la comparación de la curva de carga de la línea Pelileo – Baños versus la curva de pérdidas calculada de acuerdo a la ecuación 1, y los datos de los medidores instalados, el cual nos muestra el mismo perfil pero diferente escala de valores.

Resumen de pérdidas en las Líneas de Transmisión

Tabla 12 Resumen de pérdidas en las Líneas de Transmisión

Línea	Demanda (kW)	Pérdidas máx. (kW)	Pérdidas (kWh/año)
Línea Totoras - Pelileo	13608,4	106,2	316514,68
Línea Pelileo - Baños	4673,04	27,55	87544,55

Elaborado por: Autores

Proyección de la demanda

- **Recopilación y análisis de datos históricos para la proyección de la demanda**

La recopilación de datos se toma desde una base que posee la EEAS.A. en el departamento de centro de control de energía, datos tomados desde el 2011 hasta el 2015 año considerado como base, información tomada desde los medidores Ion que se encuentran en las cabeceras de las líneas de subtransmisión y en las salidas de los transformadores de cada subestación.

- **Análisis de datos para la proyección de la demanda**

Los datos recopilados sirven para poder realizar una proyección de la demanda mediante datos históricos y así poder observar cómo va creciendo la potencia y energía a medida de cómo va creciendo las cargas en cada una de las subestaciones.

Proyección de la demanda S/E Pelileo

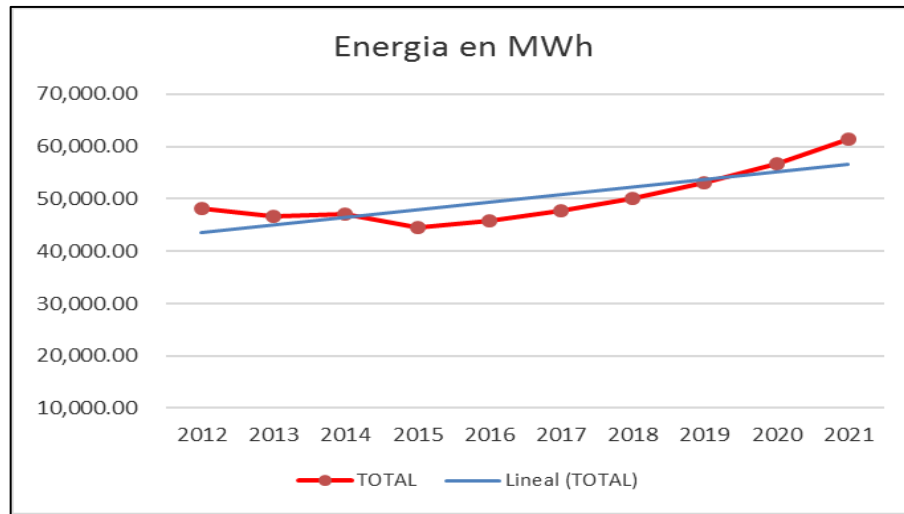
La proyección de la demanda analizó datos históricos desde el 2011 hasta el año 2015 datos registrados en el medidor ION que se encuentra en bordes de la S/E Pelileo, con esta información se realizó una proyección de la demanda una vez calculada la línea de tendencia, la misma que corresponde a una regresión lineal hasta llegar al año horizonte 2021, esto se realizó tanto para la energía y potencia eléctrica. Es importante resaltar que al tener información disponible de años anteriores se optó por este método de proyección sencillo de la demanda, en la actualidad se encuentran en el plan maestro de electrificación 2012-2023 el porcentaje establecido de crecimiento de la potencia y energía en promedio de 5% y 6 % respectivamente, en el ANEXO 3 - 4.

En la tabla 13, se muestra la energía total de cada año, con la cual se proyectó la potencia hasta el año 2021.

Tabla 13 Datos total de energía proyectada

AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
TOTAL ENER- GÍA MWh	48185.06	48185.06	46645.79	46993.27	44513.55	45848.97	47682.93	50067.06	53071.09	56786.08	61328.97

Elaborado por: Autores

Gráfico 27 Proyección de Energía y Línea de tendencia

Elaborado por: Autores

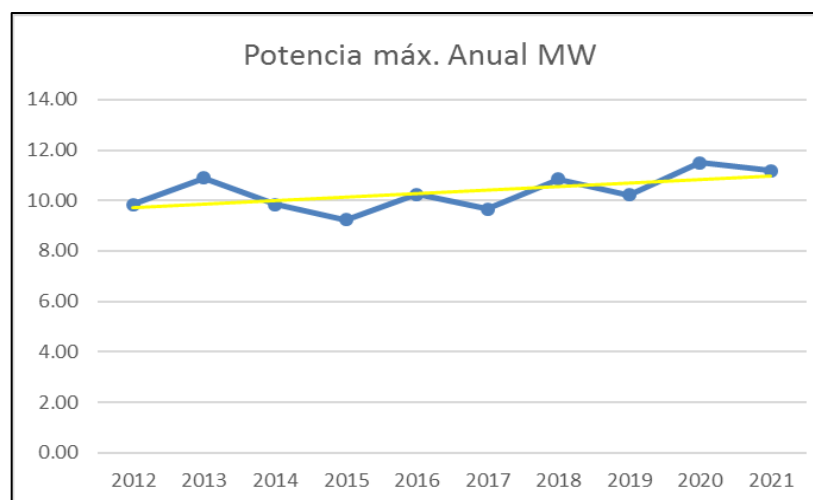
En el Gráfico 27, se encuentra la energía total de los años históricos y proyectada hasta el año 2021, en la cual podemos divisar una línea de tendencia que va incrementando porcentualmente.

En la Tabla 14, se muestra la potencia máxima de cada año, con la cual se proyectó la potencia desde 2015 hasta el año 2021.

Tabla 14 Datos total potencia proyectada

AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
P máx. MW	9.85	9.85	10.9	9.84	9.23	10.24	9.67	10.85	10.23	11.5	11.17

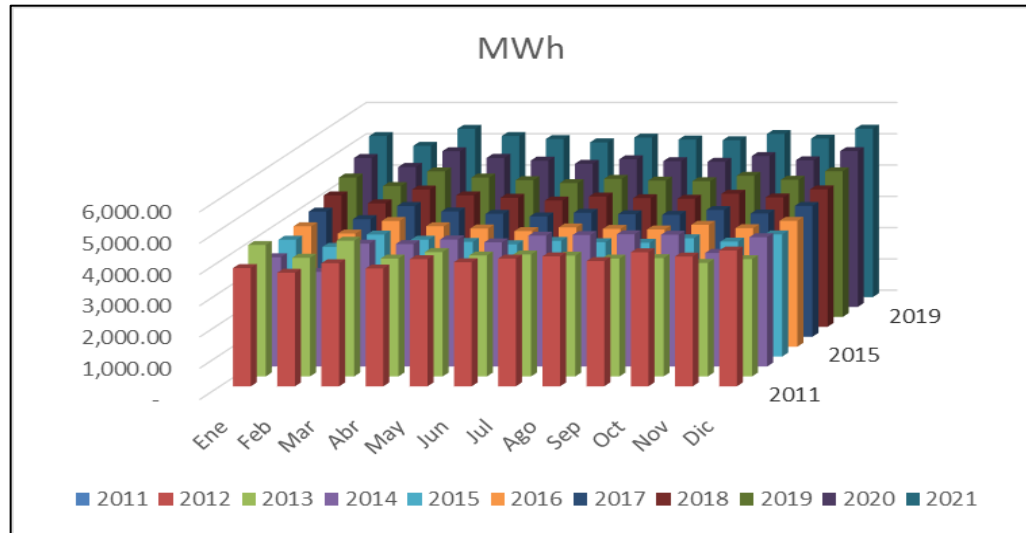
Elaborado por: Autores

Gráfico 28 Proyección de Energía y Línea de tendencia

Elaborado por: Autores

En el Gráfico 29, se presenta la proyección de potencia hasta el año 2021, el cual muestra una línea de tendencia que muestra que va incrementando porcentualmente.

Gráfico 29 Proyección de la demanda años 2011-2021



Elaborado por: Autores

Proyección de la demanda S/E Baños

La proyección de la demanda realizada analizo datos históricos desde el 2011 hasta el año 2015 datos registrados en el medidor ION que se encuentra en bordes de la S/E Baños, con esta información se realizó una proyección de la demanda una vez calculada la línea de tendencia, la misma que corresponde a una regresión lineal hasta llegar al año horizonte 2021, esto se realizó tanto para la energía y potencia eléctrica. Es importante resaltar que al tener información disponible de años anteriores se optó por este método de proyección sencillo de la demanda, en la actualidad se encuentran en el plan maestro de electrificación 2012-2023 el porcentaje establecido de crecimiento de la potencia y energía en promedio de 5% y 6 % respectivamente, en el ANEXO 5 – 6.

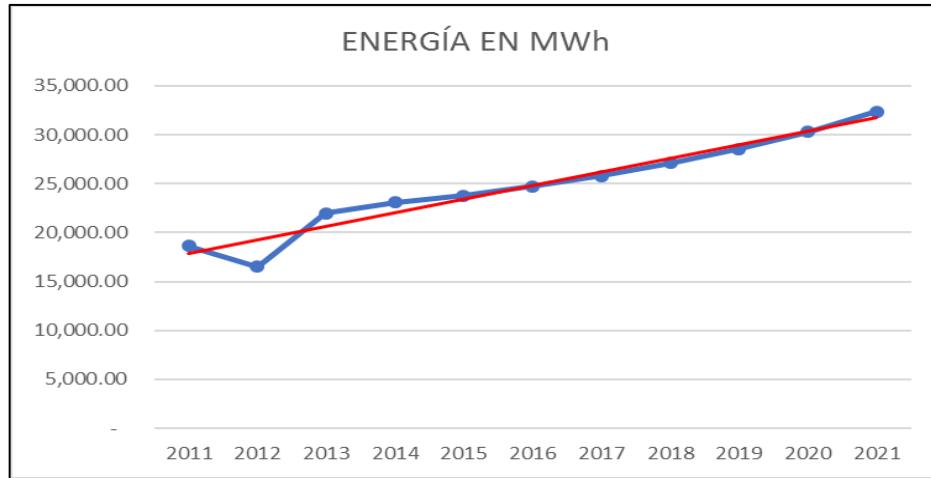
En la tabla 15, se muestra la energía total de cada año, con la cual se proyectó la potencia hasta el año 2021.

Tabla 15 Datos total de energía proyectada

AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
TOT. ENERGÍA MWh	18644.37	16512.80	21999.93	23090.64	23765.03	24733.58	25765.68	27099.83	28546.34	30283.48	32376.22

Elaborado por: Autores

Gráfico 30 Proyección de Energía y Línea de tendencia



Elaborado por: Autores

En el gráfico 30, se encuentra la energía total de los años históricos y proyectada hasta el año 2021, donde podemos divisar una línea de tendencia que va incrementando porcentualmente.

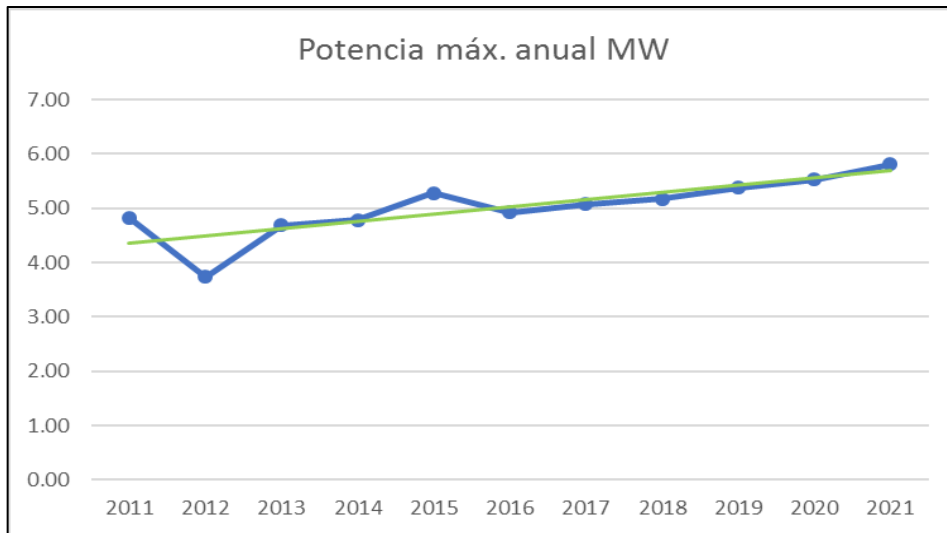
En la tabla 16, se muestra la potencia máxima anual, la cual está proyectada hasta el año horizonte 2021.

Tabla 16 Datos total potencia proyectada

AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
P máx. MW	4.83	3.74	4.69	4.78	5.28	4.92	5.07	5.17	5.38	5.53	5.81

Elaborado por: Autores

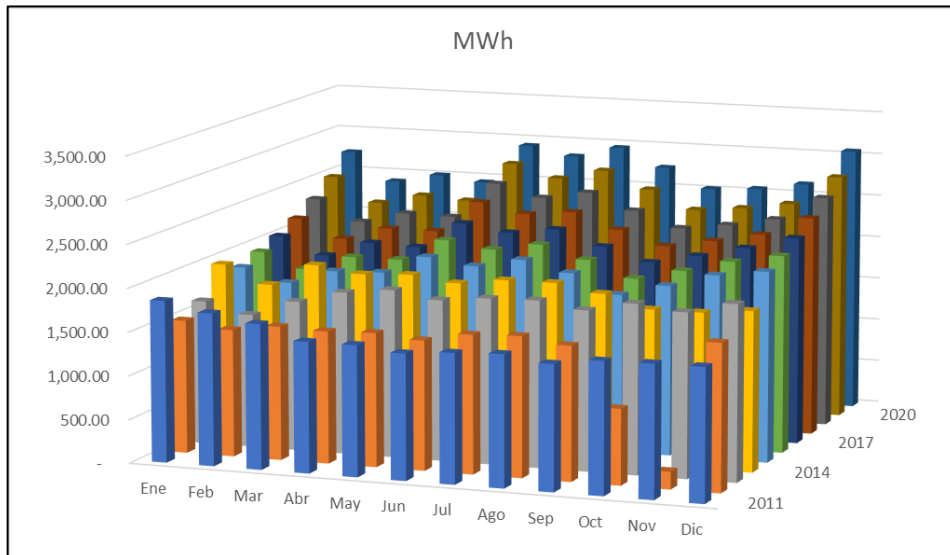
Gráfico 31 Proyección de Energía y Línea de tendencia



Elaborado por: Autores

En el Gráfico 31, se presenta la proyección de potencia hasta el año 2021, el cual muestra una línea de tendencia que muestra que va incrementando porcentualmente.

Gráfico 32 Proyección de la demanda años 2011-2021



Elaborado por: Autores

En el Gráfico 32, se presenta como va creciendo la demanda desde el año 2011 hasta 2021, el cual se muestra cuanta energía debe comprar la empresa para los siguientes años.

Reducción de pérdidas mediante cambio de conductor

Debido a que las pérdidas dependen directamente de la resistencia característica de cada conductor y con la finalidad de reducir las pérdidas que actualmente se presentan, se sugiere el cambio de calibre de conductor por un calibre que presente menor resistencia al paso de corriente, en el presente estudio se considera el calibre de conductor de 300 MCM; en la tabla 17 se presenta los parámetros eléctricos que requiere el CYMDIST para el flujo de carga.

Tabla 17 Impedancia equivalente del conductor de calibre 300 MCM.

Impedancia Equivalente del conductor 300 MCM			
	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	B (uS/km)
Secuencia Positiva	0,1927	0,4899	3,3681
Secuencia Homopolar	0,3445	1,1928	1,7405

Elaborado por: Autores

Con el cambio de calibre de conductor, se ejecutó el flujo de carga con la finalidad de determinar las pérdidas presentes en el sistema, en la Tabla 18 se presenta el resultado del flujo de carga.

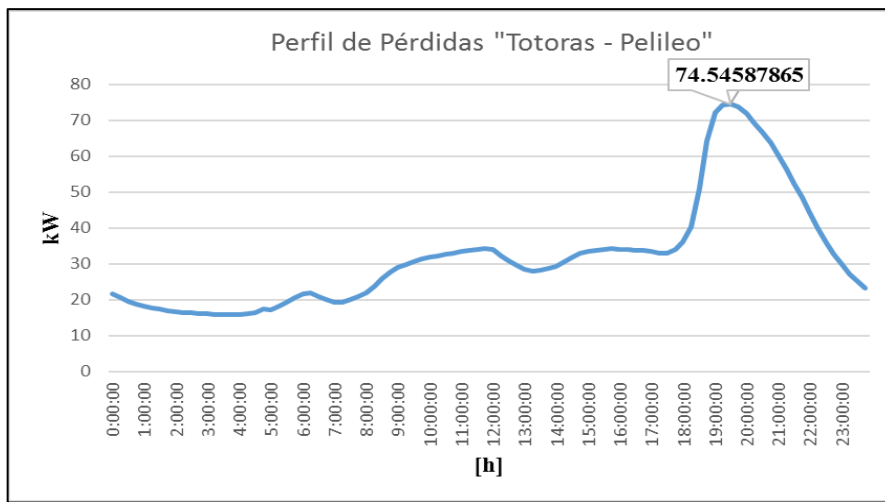
Tabla 18 Resultados del flujo de carga

Línea	Pérdidas máx. (kW) Conductor 266.8 MCM	Pérdidas máx. (kW) Conductor 300 MCM
Línea Totoras - Pelileo	106,2	93,99
Línea Pelileo - Baños	27,55	24,36

Elaborado por: Autores

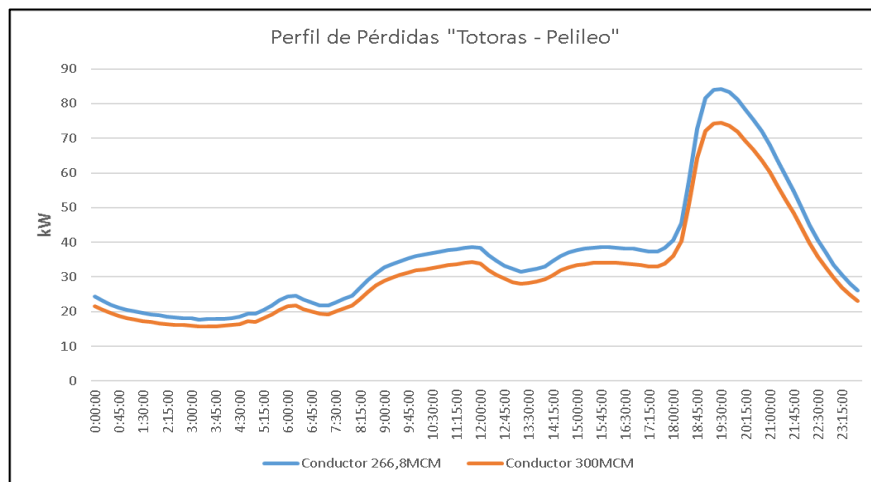
Con los valores de pérdidas máximas presentes en la línea de subtransmisión Totoras – Pelileo – Baños, se determinó los perfiles de carga y pérdidas de acuerdo a la metodología expuesta.

Gráfico 33 Perfil de pérdidas "Líneas Totoras - Pelileo"



Elaborado por: Autores

Gráfico 34 Perfil de pérdidas "Línea Totoras - Pelileo" varios conductores

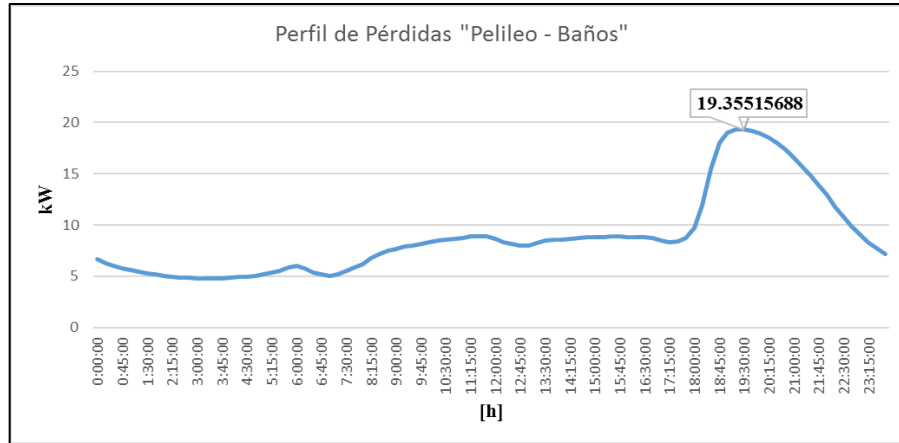


Elaborado por: Autores

Con la finalidad de reducir las pérdidas técnicas en las líneas de subtransmisión, se sugiere el cambio de conductor por uno de mayor calibre el cual tiene una menor resistencia al paso de

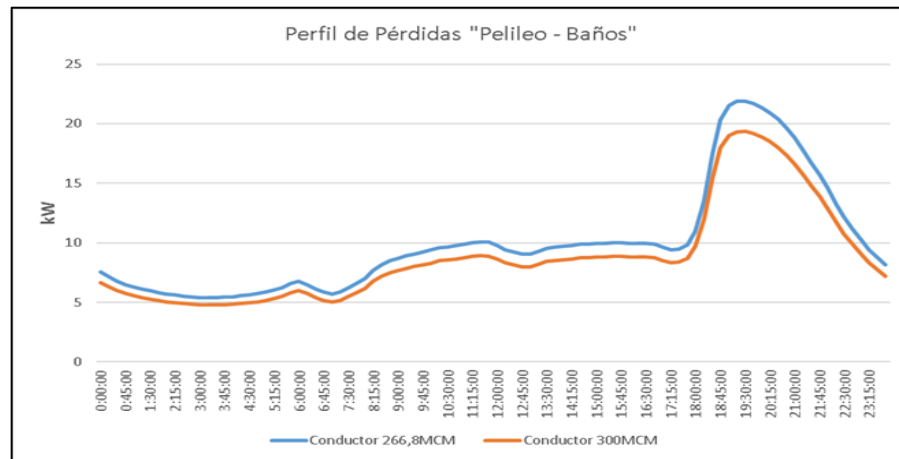
corriente, dando como resultado un nuevo perfil de pérdidas en el cual se puede apreciar una reducción considerable.

Gráfico 35 Perfil de pérdidas "Línea Pelileo - Baños"



Elaborado por: Autores

Gráfico 36 Perfil de pérdidas "Línea Pelileo - Baños" varios conductores



Elaborado por: Autores

En la gráfico 36, se presenta el perfil de pérdidas de la línea Pelileo – Baños, considerando el cambio de conductor por uno de mayor calibre y de menor resistencia al paso de corriente, reflejándose una disminución en las pérdidas técnicas considerablemente.

Tabla 19 Resumen de pérdidas en Líneas de Subtransmisión

Conductor 300 MCM			
Línea	Demanda (kW)	Pérdidas máx. (kW)	Pérdidas (kWh/año)
Línea Totoras - Pelileo	13608,4	93,99	280140,43
Línea Pelileo - Baños	4673,04	24,36	77412,24

Elaborado por: Autores

Tabla 20 Resumen pérdidas de acuerdo a cada conductor

Línea	Pérdidas máx. (kW) Conductor 266.8 MCM	Pérdidas máx. (kW) Conductor 300 MCM	Pérdidas (kWh/año) Conductor 266.8 MCM	Pérdidas (kWh/año) Conductor 300 MCM	Reducción de pérdidas (%)
Línea Totoras-Pelileo	106,2	93,99	316514,68	280140,43	11%
Línea Pelileo - Baños	27,55	24,36	87544,55	77412,24	12%

Elaborado por: Autores

En la tabla 20, se indica el porcentaje de reducción de pérdidas en las líneas de subtransmisión con el cambio de conductor 266.8 MCM a 300 MCM, este se reduce un 11% en la línea Totoras – Pelileo y el 12% en la línea Pelileo – Baños.

Análisis de costo/beneficio

- Costo total repotenciación de la línea de subtransmisión (69kV)

Tabla 21 Costo total de construcción de 1 Km de línea

Item	Descripción	Cant (Km)	Precios Uni. \$	Total	
1	Conductor de Al reforzado con alma de acero tipo ACSR, 300 MCM clave PARTRIDGE	1	2.77	\$2770	
Total 1 Km				\$2770	
Mano De Obra					
Item	Descripción	Cantidad N° Personas	Salario Real (DIA)	Rendimiento día	Costo Total
1	Jefe de cuadrilla	1	21,70	2,00	10,85
2	Liniero	2	20,65	2,00	20,65
3	Ayudante de liniero	4	20,45	2,00	40,90
4	Peón	10	20,45	2,00	102,25
5	Chofer de camioneta	2	30,24	2,00	30,24
6	Chofer de camión	2	31,26	2,00	31,26
Total 1 Km					\$236,15
Equipo					
Item	Descripción	Cantidad	Costo día	Rendi miento día)	Costo total
1	Herramienta menor (5% mano obra)				11,81
2	Camioneta	1	35,00	2,00	17,50
3	Camión de plataforma	1	300,00	2,00	150,00
4	Grúa	1	300,00	2,00	150,00
5	Puller	1	300,00	2,00	150,00

6	Freno	1	300,00	2,00	150,00
7	Equipo y accesorios para tendido de conductor	1	200,00	2,00	100,00
TOTAL 1 Km					\$729,31

Elaborado por: Autores

Tabla 22 Costo total de la repotenciación de la línea de (69kV)

Item	Descripción Total del Proyecto	Total
1	Costo Unitario Directo 1 Km (Materiales)+(Mano de Obra)+(Equipos)	\$3735,46
Total 30.6 Km		\$ 114305,076

Elaborado por: Autores

- Análisis Costo/Beneficio**

Tabla 23 Energía de pérdida Anual (kWh/año)

Conductor 266,8 MCM	Energía de pérdida Anual (kWh/año)	
	Línea Totoras - Pelileo	Línea Pelileo - Baños
	316514.68	87544.55
Conductor 300 MCM	Energía de pérdida Anual (kWh/año)	
	Línea Totoras - Pelileo	Línea Pelileo - Baños
	280140.43	77412.24

Elaborado por: Autores

En la tabla 23, se presenta el análisis total de pérdidas de Energía en el sistema de subtransmisión con el escenario actual del sistema con el conductor 266,8 MCM y el análisis con aumento de calibre de conductor al 300MCM.

Tabla 24 Energía de pérdida Anual en Dólares (\$)

Conductor 266,8 MCM	Energía de pérdida Anual (\$)	
	Línea Totoras - Pelileo	Línea Pelileo - Baños
	14876.18996	4114.59385
Conductor 300 MCM	Energía de pérdida Anual (\$)	
	Línea Totoras - Pelileo	Línea Pelileo - Baños
	699.1809281	193.385911

Elaborado por: Autores

En la tabla 24, se evaluó las pérdidas de energía totales y se las cuantifica en costo \$ Según (ARCONEL) precios referenciales 2015 es de: Costo del Kwh en subtransmisión 0,047 ctvs.

Tabla 25 Ahorro Anual en Dólares (\$)

Ahorro Anual \$	Ahorro Anual Total \$
Línea Totoras - Pelileo	
10761.59611	
Línea Pelileo - Baños	
505.7950172	
11267.39113	

Elaborado por: Autores

En la tabla 25, se determinó el ahorro anual que obtendrá la EEAS.A. por concepto de cambio de conductor.

Tiempo de recuperación

Tabla 26 Tiempo de recuperación

INVERSION NETA	114.205,08	
AÑOS	RECUPERACION DE CAPITAL ANUAL	SALDO POR RECUPERAR
1	10000	104.205,08
2	25000	79.205,08
3	32000	47.205,08
4	37000	10.205,08
5	50000	-39.794,92
Pay Back = 2,45		

Elaborado por: Autores

En la tabla 26, se determinó que la inversión inicial se recupera en 5 años y 2.45 meses. Es decir, el Plazo de Recuperación o (pay-back) de este proyecto es 5 años, 2 meses y 2,5 días.

12. IMPACTOS

Los impactos del presente proyecto se verá reflejados de la siguiente manera:

La propuesta tiene sustento técnico ya que es el resultado del análisis de datos de mediciones registrados, ayudando a determinar las pérdidas técnicas con el calibre de conductor utilizado en la propuesta 300MCM en la Línea Totoras – Pelileo presenta 280140.43 (kWh/año) y en la Línea Pelileo – Baños con 77412.24 (kWh/año), las caídas de voltaje desde el punto de salida de la subestación Totoras hasta Pelileo con una distancia de recorrido de 10,2 km mantiene variaciones pequeñamente significativas y en la línea de desde el punto de salida de la

subestación Pelileo, hasta llegar a la subestación Baños con una distancia de 20,4 km, se mantiene por debajo del porcentaje de caída de voltaje establecido por el ARCONEL.

A nivel social el impacto se verá reflejado en la calidad de la energía eléctrica suministrada a cada uno de los usuarios sean estos industriales comerciales y residenciales. En lo ambiental se reducirá las pérdidas técnicas en la Línea Totoras – Pelileo con 11% y en la Línea Pelileo – Baños con 12%, además con el rendimiento se aumentará la vida útil de los transformadores, de esta forma se evitará el cambio constante del aceite dieléctrico.

En muchas ocasiones, el factor limitante para repotenciar las líneas de subtransmisión, se debe a que el costo es elevado obteniendo en nuestro proyecto un precio referenciado de \$3735,46 el Km construido de línea, en cuanto si se trata de mejorar las pérdidas técnicas y las caídas de voltaje es necesario realizar el cambio de conductor obteniendo un ahorro anual de \$ 11267.39.

13. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Mediante las curvas realizadas a demanda máxima se encuentran los valores de pérdidas máximas de potencia y energía, basadas en una curva de demanda de un día tipo, el cual coincide en hora, y fecha durante un año base (2015) para lograr tener una análisis más exacto del sistema.
- En la simulación del sistema de subtransmisión se optó por tener una carga concentrada con una potencia máxima coincidente de todos los meses la cual nos permitió saber en qué condiciones se encuentra operando y verificar si se encuentran dentro de las regulaciones del ARCONEL.
- Los datos obtenidos del análisis de flujos de carga en los perfiles de voltaje de la línea de subtransmisión se encuentra dentro de lo establecido en la regulación de calidad de energía, la línea se encuentra con una caída de voltaje del 1.3%.
- Las pérdidas técnicas que se encuentra en el tramo Totoras - Pelileo son de 106.2 kW, la cual con el aumento del calibre del conductor se reducirá a 93.99 kW equivalente al 11%, mientras tanto en la línea Pelileo – Baños con 27.55 kW de pérdidas las cuales se reducirá a 24.36 kW, dando el 12% menos en las pérdidas de línea.

RECOMENDACIONES

- De acuerdo a la información de los medidores instalados en la subestación Pelileo, su transformador está llegando a un estado de sobrecarga que se debe realizar un análisis de

transferencia de carga con la finalidad de disminuir la demanda soportada por la subestación o de ser el caso realizar una repotenciación de la subestación, asegurando un flujo de energía con los mejores niveles de calidad y confiabilidad.

- De acuerdo al estudio realizado es conveniente reemplazar el conductor existente por uno de mayor calibre y de menor resistencia al flujo de corriente, con esto se reducirá las pérdidas técnicas en las líneas de subtransmisión.
- En un proyecto de investigación es necesario realizar un trabajo de campo para realizar mediciones más exactas, para evitar conflictos en los parámetros eléctricos y configuración de las redes de subtransmisión, así tener una mayor certeza de la información adquirida y obtener un resultado ya más real.

14. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Arias, J. (2011, 06). Proyecto diseño de líneas de transmisión. *Líneas de Subtransmisión*.

Obtenido 08, 2016, de

<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/3967/1/CD-3737.pdf>

Chapman, S. (2012). Máquinas Eléctricas (5 ed., Vol., pp. 49-49). New York, N.Y, ISBN:

978-0-07-352954-7: Mc Graw Hill.

Chumbi, R. (2013, 01). Integración con CYMDIST de las redes del sistema de la

CENTROSUR. Sistema de Subtransmisión. Obtenido 04, 2016, de

<http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/4325/1/TESIS.pdf>

(CYME 2013, 05) CYME International T&D. CYME. Obtenido 09, 2016, de [http://www.it-](http://www.it-consultores.com/joomla/GContenido/index.php?option=com_content&view=article&id=62&Itemid=65)

[consultores.com/joomla/GContenido/index.php?option=com_content&view=article&id=62&Itemid=65](http://www.it-consultores.com/joomla/GContenido/index.php?option=com_content&view=article&id=62&Itemid=65)

EEASA. (2010). *Guía de Diseño Redes Aéreas*. Obtenido de Empresa Eléctrica Ambato

Regional Centro Norte.c/ website: <http://www.eeasa.com.ec/>

EEASA. (2016). Departamento de Construcción de redes (SID), *Base de datos del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato*. Datos 2011 – 2015

EEASA. (2016). Departamento de Construcción de redes (SID), *Guías de diseño aéreas parte III de la Empresa Eléctrica Ambato*. Datos 2011 – 2015

González J. (2014, 10). Curvas de Carga o Demanda. *Curvas de Carga y Generación*. Obtenido 08, 2016, de <http://catedras.facet.unt.edu.ar/centraleselectricas/wp-content/uploads/sites/19/2014/10/Apunte-Curvas-de-Carga-y-Generaci%C3%B3n.pdf>

Mares Gutierrez, I. (2012, 02). Factor de Potencia. *Apuntes Científicos*. Obtenido 09, 2016, de <http://apuntescientificos.org/factor-de-potencia.html>

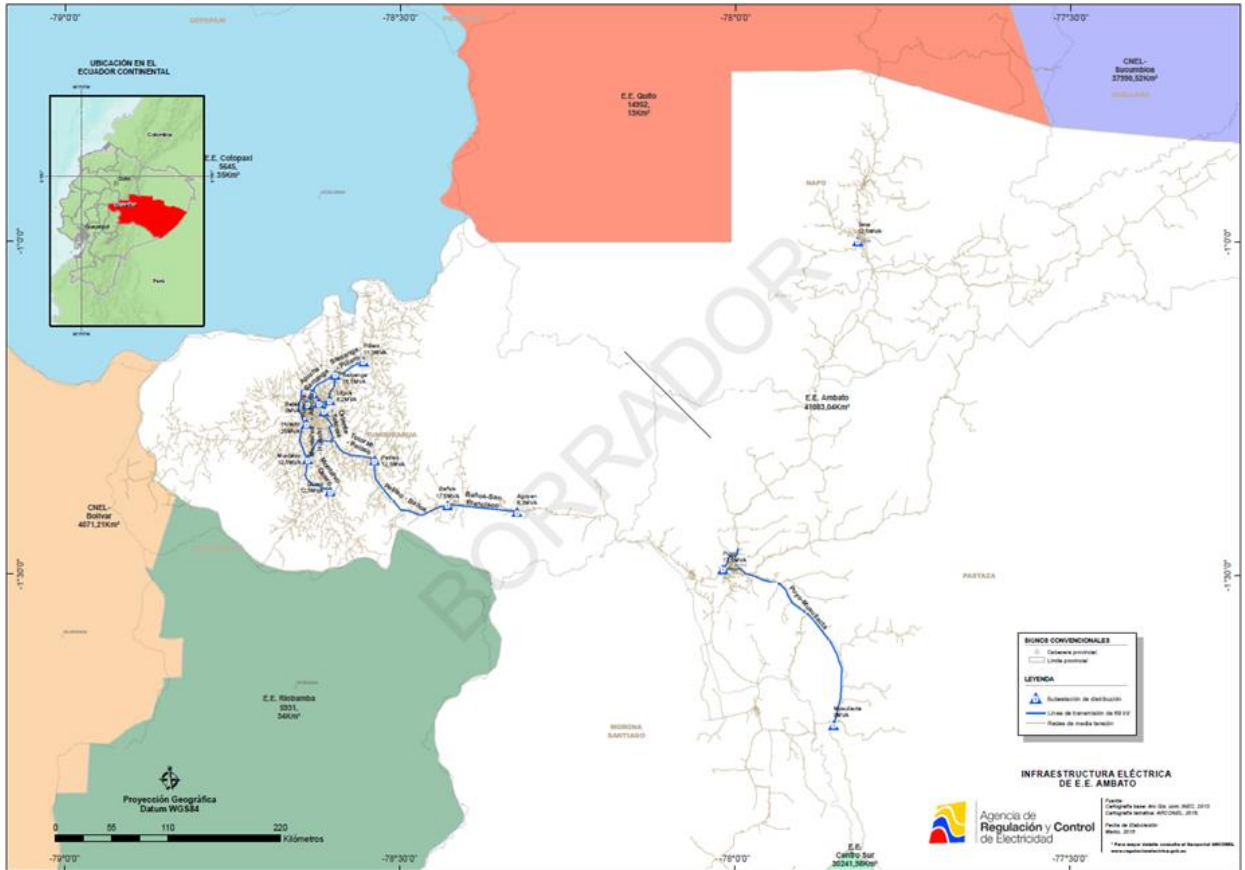
Menéndez, A. (2010, 12). Estudio pérdidas de energía del alimentador 124 . *Perdidas de Energía en el sistema de Subtransmisión*. Obtenido 07, 2016, de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/3967/1/CD-3737.pdf>

Muyulema, P. (2008, 02). Estudio de la composición de las pérdidas de energía en el Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. *Perdidas de Energía*. Obtenido 09, 2016, de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4208/1/CD-1337.pdf>

Poveda, M. (2002, 08). Calculate Power Distribution Losses. *A New Method to Calculate Power Distribution Losses*. Obtenido 09, 2016, de Obtenido de <http://ieeexplore.ieee.org/document/756121/>

Saavedra, C. (2011, 11). Análisis y Diagnóstico del Sistema de Subtransmisión a 69 Kv, para lademanda actual y para la demanda proyectada al año 2020 en el área de concesión de la ELEPCO S.A. *Sistema de Subtransmisión*. Obtenido 05, 2016, de Obtenido de <http://ieeexplore.ieee.org/document/756121/>

ANEXOS



ANEXO 2

DIAGRAMA UNIFILAR EEAS.A.

HOJA:1 DE:1

AÑO	ENERGÍA EN MWh												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL
2011	3,783.32	3,630.90	3,937.31	3,769.11	4,067.84	3,970.69	4,086.11	4,155.07	4,005.57	4,286.62	4,150.81	4,341.71	48,185.06
2012	3,783.32	3,630.90	3,937.31	3,769.11	4,067.84	3,970.69	4,086.11	4,155.07	4,005.57	4,286.62	4,150.81	4,341.71	48,185.06
2013	4,204.24	3,794.13	4,339.04	3,769.61	3,976.65	3,866.67	3,900.22	3,862.86	3,769.31	3,783.10	3,629.05	3,750.91	46,645.79
2014	3,495.37	3,025.25	3,926.77	3,915.96	4,061.81	3,969.48	4,184.99	4,204.86	4,229.07	4,213.40	3,631.47	4,134.84	46,993.27
2015	3,736.51	3,510.08	3,903.14	3,737.70	3,668.06	3,590.21	3,701.86	3,656.33	3,640.22	3,784.16	3,678.20	3,907.08	44,513.55
2016	3,848.61	3,615.38	4,020.23	3,849.83	3,778.10	3,697.92	3,812.92	3,766.02	3,749.43	3,897.69	3,788.55	4,024.29	45,848.97
2017	4,002.55	3,760.00	4,181.04	4,003.82	3,929.22	3,845.84	3,965.44	3,916.66	3,899.41	4,053.60	3,940.09	4,185.26	47,682.93
2018	4,202.68	3,948.00	4,390.09	4,204.01	4,125.68	4,038.13	4,163.71	4,112.49	4,094.38	4,256.28	4,137.09	4,394.52	50,067.06
2019	4,454.84	4,184.88	4,653.50	4,456.25	4,373.22	4,280.42	4,413.53	4,359.24	4,340.04	4,511.66	4,385.32	4,658.19	53,071.09
2020	4,766.68	4,477.82	4,979.25	4,768.19	4,679.35	4,580.05	4,722.48	4,664.39	4,643.84	4,827.48	4,692.29	4,984.26	56,786.08
2021	5,148.01	4,836.05	5,377.59	5,149.65	5,053.70	4,946.45	5,100.28	5,037.54	5,015.35	5,213.68	5,067.67	5,383.00	61,328.97

AÑO	POTENCIA EN MW												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max Anual
2011	8.47	8.51	8.53	8.74	8.92	9.11	8.94	9.19	9.23	9.31	9.53	9.85	9.85
2012	8.47	8.51	8.53	8.74	8.92	9.11	8.94	9.19	9.23	9.31	9.53	9.85	9.85
2013	9.51	9.41	10.90	8.62	8.99	8.92	8.77	8.58	8.74	9.07	8.90	9.05	10.90
2014	8.11	8.75	8.81	9.07	9.25	9.20	9.25	9.73	9.68	9.57	9.63	9.84	9.84
2015	8.98	9.05	9.23	9.12	8.76	8.77	8.63	8.69	9.21	8.96	9.09	9.09	9.23
2016	8.52	9.10	9.16	9.34	9.71	9.66	9.62	10.02	10.16	9.95	9.92	10.23	10.23
2017	9.43	9.41	9.60	9.39	9.20	9.21	8.98	8.95	9.67	9.32	9.36	9.54	9.67
2018	9.03	9.65	9.53	9.81	10.39	10.24	10.10	10.52	10.67	10.35	10.22	10.85	10.85
2019	10.09	9.98	10.03	9.77	9.70	9.62	9.51	9.51	10.23	9.74	9.74	10.12	10.23
2020	9.75	10.32	10.10	10.30	11.02	10.85	10.81	11.26	11.31	10.87	10.63	11.50	11.50
2021	11.10	11.17	10.93	10.55	10.58	10.68	10.08	10.27	11.15	10.52	10.61	11.13	11.17

AÑO	FACTOR DE CARGA EN MW												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
2011	0.60	0.57	0.62	0.58	0.61	0.59	0.61	0.61	0.58	0.62	0.59	0.59	0.56
2012	0.60	0.57	0.62	0.58	0.61	0.59	0.61	0.61	0.58	0.62	0.59	0.59	0.56
2013	0.59	0.54	0.54	0.59	0.59	0.58	0.60	0.61	0.58	0.56	0.55	0.56	0.49
2014	0.58	0.46	0.60	0.58	0.59	0.58	0.61	0.58	0.59	0.59	0.51	0.56	0.55
2015	0.56	0.52	0.57	0.55	0.56	0.55	0.58	0.57	0.53	0.57	0.54	0.58	0.55
2016	0.61	0.53	0.59	0.55	0.52	0.51	0.53	0.51	0.50	0.53	0.51	0.53	0.51
2017	0.57	0.54	0.59	0.57	0.57	0.56	0.59	0.59	0.54	0.58	0.57	0.59	0.56
2018	0.63	0.55	0.62	0.58	0.53	0.53	0.55	0.53	0.52	0.55	0.54	0.54	0.53
2019	0.59	0.56	0.62	0.61	0.61	0.60	0.62	0.62	0.57	0.62	0.61	0.62	0.59
2020	0.66	0.58	0.66	0.62	0.57	0.57	0.59	0.56	0.55	0.60	0.59	0.58	0.56
2021	0.62	0.58	0.66	0.66	0.64	0.62	0.68	0.66	0.60	0.67	0.64	0.65	0.63

AÑO	ENERGÍA EN MWh												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL
2011	1,852.26	1,746.03	1,660.51	1,495.61	1,495.87	1,438.67	1,481.81	1,505.51	1,434.17	1,504.85	1,513.71	1,515.37	18,644.37
2012	1,527.58	1,456.15	1,530.07	1,513.22	1,530.83	1,482.95	1,584.96	1,605.71	1,536.24	865.31	199.78	1,680.00	16,512.80
2013	1,653.14	1,531.41	1,718.34	1,858.91	1,921.60	1,841.83	1,896.09	1,908.83	1,833.06	1,943.42	1,882.57	2,010.73	21,999.93
2014	1,989.57	1,787.25	2,047.29	1,977.35	2,004.54	1,941.03	2,010.07	2,013.37	1,925.48	1,779.85	1,780.95	1,833.89	23,090.64
2015	1,860.30	1,713.31	1,883.45	1,903.28	2,116.91	2,044.58	2,150.01	2,032.21	1,816.81	1,953.11	2,108.27	2,182.79	23,765.03
2016	1,953.32	1,781.84	1,958.79	1,960.38	2,222.76	2,146.81	2,236.01	2,093.18	1,907.65	2,031.23	2,171.52	2,270.10	24,733.58
2017	2,050.98	1,853.12	2,037.14	2,019.19	2,333.89	2,254.15	2,325.45	2,155.97	2,003.03	2,112.48	2,236.66	2,383.61	25,765.68
2018	2,174.04	1,964.30	2,118.63	2,120.15	2,497.27	2,389.40	2,441.72	2,263.77	2,103.18	2,196.98	2,303.76	2,526.62	27,099.83
2019	2,326.22	2,082.16	2,213.96	2,204.96	2,634.62	2,496.92	2,588.23	2,404.12	2,225.17	2,295.85	2,395.91	2,678.22	28,546.34
2020	2,512.32	2,227.91	2,346.80	2,315.21	2,792.70	2,646.74	2,769.41	2,572.41	2,358.68	2,410.64	2,491.75	2,838.91	30,283.48
2021	2,738.43	2,406.14	2,511.08	2,454.12	2,932.34	2,832.01	2,963.27	2,752.48	2,523.79	2,555.28	2,641.26	3,066.02	32,376.22

AÑO	POTENCIA EN MW												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max Anual
2011	3.74	4.83	3.78	3.54	3.26	3.18	3.22	3.40	3.23	3.20	3.62	3.56	4.83
2012	3.22	3.49	3.31	3.60	3.59	3.29	3.40	3.66	3.39	3.59	3.37	3.74	3.74
2013	3.46	3.88	3.92	4.13	4.34	4.02	4.05	4.12	4.08	4.41	4.24	4.69	4.69
2014	4.23	4.19	4.53	4.53	4.30	4.37	4.40	4.78	4.29	3.99	4.00	4.00	4.78
2015	4.12	4.19	4.04	4.52	4.74	4.61	4.66	4.70	4.41	4.85	4.80	5.28	5.28
2016	4.44	4.36	4.71	4.67	4.52	4.59	4.58	4.92	4.50	4.15	4.12	4.16	4.92
2017	4.66	4.53	4.90	4.81	4.75	4.82	4.76	5.07	4.73	4.32	4.24	4.37	5.07
2018	4.71	4.62	4.90	4.90	4.84	4.87	4.81	5.17	4.73	4.32	4.24	4.41	5.17
2019	4.99	4.80	5.12	5.00	5.01	5.04	5.05	5.38	5.00	4.51	4.41	4.63	5.38
2020	5.09	4.94	5.19	5.15	5.13	5.16	5.15	5.53	5.01	4.54	4.41	4.67	5.53
2021	5.49	5.38	5.58	5.40	5.46	5.59	5.35	5.81	5.45	4.87	4.81	5.09	5.81

AÑO	FACTOR DE CARGA EN MW												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
2011	0.67	0.49	0.59	0.57	0.62	0.61	0.62	0.60	0.60	0.63	0.56	0.57	0.44
2012	0.64	0.56	0.62	0.56	0.57	0.61	0.63	0.59	0.61	0.32	0.08	0.60	0.50
2013	0.64	0.53	0.59	0.60	0.60	0.62	0.63	0.62	0.60	0.59	0.60	0.58	0.54
2014	0.63	0.57	0.61	0.59	0.63	0.60	0.61	0.57	0.60	0.60	0.60	0.62	0.55
2015	0.61	0.55	0.63	0.57	0.60	0.60	0.62	0.58	0.55	0.54	0.59	0.56	0.51
2016	0.59	0.55	0.56	0.56	0.66	0.63	0.66	0.57	0.57	0.66	0.71	0.73	0.57
2017	0.59	0.55	0.56	0.56	0.66	0.63	0.66	0.57	0.57	0.66	0.71	0.73	0.58
2018	0.62	0.57	0.58	0.58	0.69	0.66	0.68	0.59	0.60	0.68	0.73	0.77	0.60
2019	0.63	0.58	0.58	0.59	0.71	0.67	0.69	0.60	0.60	0.68	0.73	0.78	0.61
2020	0.66	0.61	0.61	0.60	0.73	0.69	0.72	0.63	0.63	0.71	0.76	0.82	0.63
2021	0.67	0.60	0.60	0.61	0.72	0.68	0.74	0.64	0.62	0.71	0.74	0.81	0.64

Etiquetas de fila	Promedio de Línea Pelileo-Baños Perd (kW)
0:00:00	7.558809404
0:15:00	7.123308682
0:30:00	6.777943236
0:45:00	6.495374696
1:00:00	6.297124711
1:15:00	6.130554844
1:30:00	5.981823665
1:45:00	5.835938057
2:00:00	5.708192315
2:15:00	5.611353039
2:30:00	5.540476353
2:45:00	5.468063045
3:00:00	5.411065198
3:15:00	5.401210685
3:30:00	5.408157629
3:45:00	5.434572951
4:00:00	5.472005879
4:15:00	5.550871908
4:30:00	5.632448275
4:45:00	5.725473674
5:00:00	5.847662083
5:15:00	6.029811629
5:30:00	6.246382561
5:45:00	6.578665461
6:00:00	6.787822067
6:15:00	6.496626125
6:30:00	6.099540819
6:45:00	5.85711589
7:00:00	5.702384362
7:15:00	5.860401174
7:30:00	6.236877243
7:45:00	6.589119539
8:00:00	6.996504596
8:15:00	7.673126627
8:30:00	8.14353839
8:45:00	8.487798952
9:00:00	8.687727778
9:15:00	8.907742399

9:30:00	9.051568676
9:45:00	9.237954993
10:00:00	9.389587896
10:15:00	9.616203332
10:30:00	9.663822709
10:45:00	9.781793343
11:00:00	9.917066637
11:15:00	10.01827916
11:30:00	10.09943925
11:45:00	10.06304771
12:00:00	9.786228751
12:15:00	9.392213181
12:30:00	9.205308201
12:45:00	9.023074956
13:00:00	9.043978947
13:15:00	9.303932978
13:30:00	9.56140007
13:45:00	9.661413523
14:00:00	9.715197748
14:15:00	9.793453398
14:30:00	9.875715482
14:45:00	9.918495954
15:00:00	9.943490405
15:15:00	9.973937456
15:30:00	10.0319202
15:45:00	10.02207275
16:00:00	9.946684802
16:15:00	9.981614127
16:30:00	9.961868088
16:45:00	9.870493309
17:00:00	9.636708134
17:15:00	9.428163263
17:30:00	9.480716841
17:45:00	9.831524259
18:00:00	10.9616621
18:15:00	13.47226928
18:30:00	17.49863625
18:45:00	20.34008847
19:00:00	21.51006564
19:15:00	21.85880814
19:30:00	21.88976076
19:45:00	21.72069757
20:00:00	21.36775075
20:15:00	20.92911563

20:30:00	20.36095255
20:45:00	19.62405294
21:00:00	18.80345333
21:15:00	17.77411982
21:30:00	16.75185463
21:45:00	15.73739314
22:00:00	14.6041893
22:15:00	13.26869669
22:30:00	12.15783704
22:45:00	11.17131867
23:00:00	10.26906435
23:15:00	9.441954771
23:30:00	8.748269319
23:45:00	8.149813629
Total general	9.994241209

Etiquetas de fila	Perfil de Carga (kW)	Perfil de Pérdidas (kW)
0:00:00	2430.064779	2.818097603
0:15:00	2358.30743	2.655414665
0:30:00	2300.092091	2.526401566
0:45:00	2251.409315	2.420846852
1:00:00	2216.909898	2.346791208
1:15:00	2187.510658	2.284569546
1:30:00	2160.559449	2.229010864
1:45:00	2133.165958	2.174521296
2:00:00	2109.754417	2.126802958
2:15:00	2092.658729	2.090624504
2:30:00	2079.712391	2.064147887
2:45:00	2066.317678	2.037100095
3:00:00	2055.904374	2.015810433
3:15:00	2054.347199	2.012126996
3:30:00	2055.617069	2.014718463
3:45:00	2060.482926	2.024584122
4:00:00	2067.222959	2.038563016
4:15:00	2081.697702	2.068014831
4:30:00	2096.441933	2.098484445
4:45:00	2113.61073	2.133231346
5:00:00	2136.348213	2.178876954
5:15:00	2169.629012	2.246919492
5:30:00	2208.517993	2.327822135
5:45:00	2267.330451	2.451955728
6:00:00	2303.132887	2.530094103
6:15:00	2251.659884	2.421330196
6:30:00	2179.876721	2.273014396
6:45:00	2136.492262	2.182460838
7:00:00	2110.331097	2.124653688
7:15:00	2140.032277	2.183664369
7:30:00	2207.018963	2.324274759
7:45:00	2265.900316	2.455823514
8:00:00	2329.762013	2.607946071
8:15:00	2430.75401	2.860604453
8:30:00	2497.555214	3.036245872
8:45:00	2543.74048	3.164764868
9:00:00	2567.96357	3.239374183
9:15:00	2596.565236	3.321501394
9:30:00	2614.956217	3.375187197

9:45:00	2631.008464	3.424569831
10:00:00	2655.700205	3.501344319
10:15:00	2676.540864	3.567761373
10:30:00	2685.787527	3.603677827
10:45:00	2700.857001	3.647709902
11:00:00	2718.628396	3.698217252
11:15:00	2732.544029	3.736008573
11:30:00	2743.516118	3.766316115
11:45:00	2739.697493	3.752740792
12:00:00	2708.531188	3.649440265
12:15:00	2660.701065	3.502374784
12:30:00	2634.938501	3.432602269
12:45:00	2609.41485	3.364567493
13:00:00	2613.551601	3.372366386
13:15:00	2648.993814	3.469414116
13:30:00	2682.484587	3.565533155
13:45:00	2694.601274	3.602862418
14:00:00	2696.822339	3.622940459
14:15:00	2709.601355	3.652134902
14:30:00	2718.738239	3.682831635
14:45:00	2723.116139	3.698791531
15:00:00	2726.148462	3.708121886
15:15:00	2727.886271	3.719485047
15:30:00	2736.124066	3.741127211
15:45:00	2734.737784	3.737445801
16:00:00	2724.899072	3.709300718
16:15:00	2731.551136	3.722365181
16:30:00	2732.491509	3.715032608
16:45:00	2726.246488	3.680979076
17:00:00	2704.165962	3.593787743
17:15:00	2684.603357	3.516012076
17:30:00	2696.63598	3.535702223
17:45:00	2749.235446	3.666771801
18:00:00	2903.424063	4.088869338
18:15:00	3216.230426	5.026346064
18:30:00	3671.577054	6.529453267
18:45:00	3978.672941	7.590081741
19:00:00	4102.359402	8.026778697
19:15:00	4138.861018	8.15694622
19:30:00	4144.04246	8.168527782
19:45:00	4129.793676	8.105474709
20:00:00	4097.328057	7.973802551
20:15:00	4056.273064	7.810151381
20:30:00	4001.205825	7.598144855

20:45:00	3923.393653	7.32314212
21:00:00	3845.915754	7.016911492
21:15:00	3739.508055	6.632731699
21:30:00	3629.893432	6.251142882
21:45:00	3517.505759	5.872429296
22:00:00	3387.537083	5.44934779
22:15:00	3228.374057	4.950693637
22:30:00	3089.02785	4.535865277
22:45:00	2959.565962	4.167436183
23:00:00	2835.798286	3.830450755
23:15:00	2717.740969	3.521515547
23:30:00	2615.097338	3.262407439
23:45:00	2523.292697	3.038862712
Total general	2712.956501	3.726866736