



Universidad
Técnica de
Cotopaxi

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
UNIDAD ACADÉMICA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y
APLICADAS

INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA

TEMA:

“ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN, CONSIDERANDO EL INCREMENTO DE LA DEMANDA POR LA INCORPORACIÓN DE LAS COCINAS DE INDUCCIÓN EN LA EEASA. PERTENECIENTE A LA PROVINCIA DE TUNGURAHUA DURANTE EL PERÍODO 2015-2025.”

Tesis de grado previo a la obtención del título de
Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de potencia

AUTORES:

CHICAIZA MOROCHO CRISTIAN XAVIER

CRUZ CEVALLOS CRISTIAN OSWALDO

DIRECTOR:

ING. VICENTE QUISPE

LATACUNGA – ECUADOR

2016

AUTORÍA

Nosotros, Cristian Xavier Chicaiza Morocho C.I 050267258-7 y Cristian Oswaldo Cruz Cevallos C.I. 050324507-8 declaramos que los resultados obtenidos y expuestos en el presente trabajo de investigación con el tema: **“ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN, CONSIDERANDO EL INCREMENTO DE LA DEMANDA POR LA INCORPORACIÓN DE LAS COCINAS DE INDUCCIÓN EN LA EEASA PERTENECIENTE A LA PROVINCIA DE TUNGURAHUA DURANTE EL PERÍODO 2015-2025.”**, son absolutamente de nuestra autoría; a excepción de las referencias bibliográficas que se incluyen en este texto.

Los criterios emitidos en el trabajo de investigación así como también los contenidos, conclusiones, recomendaciones son de exclusiva responsabilidad de nuestra persona, como autores del presente trabajo.

Latacunga, 21 Junio 2016

Cristian Xavier Chicaiza Morocho
C.I.050267258-7

Cristian Oswaldo Cruz Cevallos
C.I. 050324507-8

AUTORES:

AVAL DEL DIRECTOR

En calidad de Director de Trabajo de Investigación sobre el tema:

“ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN, CONSIDERANDO EL INCREMENTO DE LA DEMANDA POR LA INCORPORACIÓN DE LAS COCINAS DE INDUCCIÓN EN LA EEASA PERTENECIENTE A LA PROVINCIA DE TUNGURAHUA DURANTE EL PERÍODO 2015-2025.”, de Autoría de los señores Cristian Xavier Chicaiza Morocho y Cristian Oswaldo Cruz Cevallos, egresados de la Carrera de Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia CIYA – UTC. Al respecto indicó que la misma cumple con los requisitos necesarios para que pueda ser presentada ante el Honorable Consejo Académico, particular que pongo en conocimiento para los fines legales correspondientes.

Latacunga, 21 Junio 2016

.....
Ing. Eléc. Vicente Javier Quispe Toapanta

C.I.050291801-4

DIRECTOR DE TESIS

AVAL DE ASESOR METODOLÓGICO

En calidad de **Asesor Metodológico** del Trabajo de Investigación sobre el tema:
“ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN, CONSIDERANDO EL INCREMENTO DE LA DEMANDA POR LA INCORPORACIÓN DE LAS COCINAS DE INDUCCIÓN EN LA EEASA PERTENECIENTE A LA PROVINCIA DE TUNGURAHUA DURANTE EL PERÍODO 2015-2025.”

De los señores estudiantes; Cristian Xavier Chicaiza Morocho y Cristian Oswaldo Cruz Cevallos postulantes de la Carrera de Ingeniería en Eléctrica,

CERTIFICO QUE:

Una vez revisado el documento entregado a mi persona, considero que dicho informe investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científicos - técnicos necesarios para ser sometidos a la **Evaluación del Tribunal de Validación de Tesis** que el Honorable Consejo Académico de la Unidad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 21 Junio 2016

.....

Dr. Edwin Vaca

ASESOR METODOLÓGICO

CERTIFICACIÓN DE LA EMPRESA

En calidad del Director de Planificación de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.; a petición verbal de los interesados, certifico que:

Los señores Chicaiza Morocho Cristian Xavier portador de la cédula de identidad N° 050267258-7 y Cruz Cevallos Cristian Oswaldo portador de la cédula de identidad N° 050324507-8, realizaron la tesis de grado con el tema:

“ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN, CONSIDERANDO EL INCREMENTO DE LA DEMANDA POR LA INCORPORACIÓN DE LAS COCINAS DE INDUCCIÓN EN LA EEASA PERTENECIENTE A LA PROVINCIA DE TUNGURAHUA DURANTE EL PERÍODO 2015-2025.”, bajo la supervisión de este Departamento, siguiendo todos los lineamientos y requerimientos establecidos por la E.E.A.S.A.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad, facultando a los interesados, hacer uso de este documento en forma que estime conveniente.

Ambato, 21 de Junio del 2016

.....
Ing. Luis Marcial D.

Director de Planificación.

EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO RCN SA

AGRADECIMIENTO

En primer lugar agradecemos a Dios por brindarnos la oportunidad de cumplir nuestras metas y alcanzar todos los objetivos planteados.

Al culminar un trabajo tan arduo y complejo como el desarrollo de una tesis se hace indispensable agradecer a personas e instituciones por su colaboración y tiempo dedicado para que este proyecto se lo culmine.

Por su valiosa colaboración al Departamento de Planificación de la EEASA:

Ing. Eléc. Luis Marcial (Director departamental)

Ing. Eléc. Cristian Marín (Jefe de Estudios Técnicos)

Ing. Eléc. Darío Muyulema (Jefe de Estudios Económicos)

Por su invaluable apoyo hacia el presente trabajo a:

Dr. Edwin Vaca (Asesor Metodológico)

Ing. Eléc. Vicente Quispe (Tutor)

Por ello, es para nosotros un verdadero placer utilizar este espacio para ser justo y consecuente con aquellas personas, expresándoles nuestros agradecimientos.

CRISTIAN & CRISTIAN

DEDICATORIA

El presente trabajo lo quiero dedicar a mis padres Luis & Isabel porque fueron mi gran ejemplo de lucha, brindándome su apoyo incondicional y sus consejos para hacer de mí una mejor persona y así poder llegar a cumplir mis metas y anhelos propuestos.

A mis hermanos Mayra, Diego y Erika por sus palabras de apoyo y estar siempre conmigo en los buenos y en los malos momentos.

A toda mi familia por estar siempre pendientes de mi persona dándome ánimos de lucha en las metas que me propuse en la vida.

A José Luis Banda que ha sido como un hermano dándome consejos de superación, por estar en los momentos difíciles y ayudándome hasta donde tus alcances lo permitían.

CRISTIAN XAVIER

DEDICATORIA

A mis amados padres Oswaldo & Aida, porque siempre creyeron en mí y han sabido estar ahí cuando más los necesitaba, brindándome ejemplos dignos de superación y entrega, ya que en gran parte es gracias a ustedes que hoy puedo ver la culminación de un sueño tan anhelado, y porque el orgullo que hoy sienten por mí, fue lo que me hizo llegar hasta el final.

A mi adorada esposa, Verónica por estar siempre conmigo en los momentos más difíciles de mi vida brindándome su amor y comprensión para con ello alcanzar este peldaño más dentro de mi vida profesional.

A mi hijo, Alejandro que es mi motor por el cual trato día a día de ser una mejor persona y seguirme superando con el firme propósito de darle el mismo ejemplo de superación y entrega que mis padres supieron depositar en mí.

A mi hermano, Santiago quién ha sabido brindarme su apoyo incondicional y sus consejos en los momentos en los que más lo necesitaba.

CRISTIAN OSWALDO

INDICE GENERAL

CONTENIDO	PÁGINA
AUTORÍA.....	i
AGRADECIMIENTO.....	iv
DEDICATORIA.....	vi
DEDICATORIA.....	vii
ÍNDICE DE GENERAL.....	viii
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	xiii
ÍNDICE DE CUADROS.....	xiv
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	xvi
RESUMEN.....	xiii
ABSTRACT.....	xviii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	4
1. MARCO TEÓRICO.....	4
1.1 Antecedentes Investigativos.....	4
1.2 Sistema Eléctrico de Potencia.....	5
1.2.1 Generación.....	7
1.2.2 Líneas de transmisión.....	7
1.3 Transformadores.....	7
1.4 Tipos de barras.....	8
1.4.1 Barra tipo P-V o barra de generación.....	8
1.4.2 Barra tipo P-Q o barra de carga.....	9
1.4.3 Barra tipo slack swing, oscilante o de compensación.....	10

1.5	Flujos de potencia en sistemas de subtransmisión.....	11
1.6	Tipos de pérdidas en un sistema de Subtransmisión.....	12
1.7	Clasificación de pérdidas técnicas en Subtransmisión.....	13
1.8	Cargas.....	14
1.8.1	Parámetros de la carga.....	15
1.8.1.1	Capacidad Instalada.....	15
1.8.1.2	Factor de carga.....	15
1.8.1.3	Factor De Demanda.....	15
1.8.1.4	Factor De Potencia.....	16
1.8.1.5	Factor De Perdidas.....	16
1.9	Demanda.....	17
1.9.1	Demanda máxima.....	17
1.9.2	Demanda promedio mensual de energía Kwh.....	17
1.9.3	Proyección de la demanda.....	18
1.9.4	Proyección de la demanda con el ingreso de las cocinas de inducción....	19
1.10	Incidencia en el sistema eléctrico por el programa de cocción eficiente.....	20
1.10.1	Incidencia de programa cocción eficiente en troncales de alimentadores.	21
1.11	Modelación Digital.....	23
1.11.1	Descripción de los paquetes computacionales (Software) CYMDIST....	23
1.11.2	Descripción general de la interfaz gráfica de usuario.....	24
1.12	Regulación N°. ARCONEL – 004/01.....	25
1.12.1	Disposiciones Generales.....	26
1.12.2	Calidad del producto.....	27
1.12.3	Armónicos.....	29
CAPÍTULO II.....		31
2.ANÁLISIS DE RESULTADOS.....		31
2.1	Aspectos generales de la Empresa Eléctrica Ambato S.A.....	31
2.1.1	Antecedentes históricos.....	31

2.1.2	Objetivos Institucionales	32
2.1.3	Misión.....	32
2.1.4	Visión	32
2.1.5	Infraestructura y servicios.....	33
2.2	Diseño metodológico.....	33
2.2.1	Método de investigación.....	33
2.2.1.1	Método inductivo.....	34
2.2.1.2	Método histórico.....	34
2.2.2	Tipos de investigación.....	35
2.2.2.1	Aplicada.....	35
2.2.2.2	Bibliográfica.....	35
2.3	Descripción del sistema de subtransmisión de la EEASA.....	36
2.3.1	Área de concesión.....	36
2.3.2	Fuentes de suministro.....	38
2.3.2.1	Generación propia.....	38
2.3.2.2	Nodos del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I).....	39
2.3.3	Líneas de subtransmisión.....	40
2.3.4	Subestaciones de elevación y reducción.....	41
2.3.5	Levantamiento y toma de datos	42
2.3.5.1	Recopilación de datos.....	42
2.3.6	Corrida de flujos de potencia	43
2.3.6.1	Modelación del sistema de subtransmisión actual.....	43
2.3.6.2	Corrida de flujos y obtención de resultados.....	45
2.3.7	Análisis de resultados.....	52
2.3.7.1	Análisis de resultados por Subestaciones.....	53
2.3.8	Diagnóstico del sistema de Subtransmisión actual	54
2.4	Proyección de la demanda.....	55
2.4.1	Descripción del método para el cálculo de la proyección de la demanda aplicado por la EEASA.....	56
2.4.1.1	Proyección de la demanda del sector residencial.....	57
2.4.1.2	Proyección de la demanda del sector comercial.....	58

2.4.1.3	Proyección de la demanda del sector industrial.....	58
2.4.1.4	Proyección de la demanda del sector otros consumos.....	59
2.4.1.5	Proyección de la demanda del consumo total.....	60
2.4.2	Proyección de la demanda por subestaciones de distribución	61
2.5	Flujos de potencia del sistema actual con demandas proyectadas al 2025.....	61
2.5.1	Corridas de flujos y obtención de resultados	61
2.5.1.1	Flujos de potencia para el Escenario 2017.....	61
2.5.1.2	Flujos de potencia para el Escenario 2019.....	62
2.5.1.3	Flujos de potencia para el Escenario 2021.....	63
2.5.1.4	Flujos de potencia para el Escenario 2023.....	63
2.5.1.5	Flujos de potencia para el Escenario 2025.....	64
2.6	Operacionalización De Variables.....	70
2.7	Hipótesis.....	71
2.7.1	Verificación de la Hipótesis.....	71
CAPÍTULO III.....		73
3. PROPUESTA.....		73
3.1	Objetivos de la propuesta.....	73
3.1.1	Objetivo general.....	73
3.1.2	Objetivos específicos.....	73
3.2	Propuesta.....	74
3.3	Justificación de la Propuesta.....	74
3.4	Soluciones propuestas.....	76
3.5	Factibilidad Económica.....	80
3.5.1	Estudio Financiero.....	80
3.6	Impacto social.....	86
3.7	Evaluación Operacional.....	87
CONCLUSIONES.....		88

RECOMENDACIONES.....	90
GLOSARIO DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	91
SIGLAS.....	92
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	94
Bibliografía citada.....	94
Bibliografía Consultada.....	95
ANEXOS.....	96

ÍNDICE DE GRÁFICOS

CONTENIDO	PÁGINA
Gráfico 1 Sistema Eléctrico de Potencia	6
Gráfico 2 Barra de Generación.....	9
Gráfico 3 Barra de Carga	9
Gráfico 4 Especificaciones de Barra de Flujo de Potencia	11
Gráfico 5 Demanda Diversificada de Equipos y Electrodomesticos	21
Gráfico 6 Demanda Diversificada de Cocinas de Inducción	23
Gráfico 7 Software Cymdist.....	24
Gráfico 8 Interfaz Software Cymdist.....	25
Gráfico 9 Área de concesión de la EEASA.....	37
Gráfico 10 Subestaciones Tungurahua	37
Gráfico 11 Generación Local y Nodos de Interconexión	39
Gráfico 12 Curva de Carga de la Demanda año 2015	47
Gráfico 13 Voltajes a 69 KV para el año 2015	53
Gráfico 14 Proyección de la Demanda Residencial.....	57
Gráfico 15 Proyección de la Demanda Comercial	58
Gráfico 16 Proyección de la Demanda Industrial.....	59
Gráfico 17 Proyección de la Demanda otros Consumos.....	60
Gráfico 18 Proyección de Energía Disponible para Clientes de la EEASA	60

ÍNDICE DE CUADROS

CONTENIDO	PÁGINA
Cuadro 1 Longitud de Líneas de Subtransmisión.....	7
Cuadro 2 Límites de Voltaje.....	28
Cuadro 3 Valores Límite de voltaje y THD	30
Cuadro 4 Características de las Centrales de Generación de la EEASA	38
Cuadro 5 Líneas de Transmisión y Subtransmisión	40
Cuadro 6 Subestaciones de la EEASA 2015	41
Cuadro 7 Demanda de Potencia Activa de las Subestaciones.....	46
Cuadro 8 Flujo de Carga Generadores.....	47
Cuadro 9 Reporte de la Carga de los Alimentadores.....	48
Cuadro 10 Flujo de Carga Líneas y Cables.....	50
Cuadro 11 Flujo de Carga Transformadores.....	51
Cuadro 12 Flujo de Carga Barras 69 KV	52
Cuadro 13 Resumen de Subestaciones y Aportes de Carga.....	54
Cuadro 14 Datos de Carga para Flujos de Potencia Escenario 2017.....	62
Cuadro 15 Datos de Carga para Flujos de Potencia Escenario 2019.....	62
Cuadro 16 Datos de Carga para Flujos de Potencia Escenario 2021.....	63
Cuadro 17 Datos de Carga para Flujos de Potencia Escenario 2023.....	64
Cuadro 18 Datos de Carga para Flujos de Potencia Escenario 2025.....	64
Cuadro 19 Resultados Barras	66
Cuadro 20 Resumen de Datos Totales Softwarw Cymdist hasta el año 2025	69
Cuadro 21 Representación de las Variables.....	70
Cuadro 22 Año crítico de cargabilidad de subestaciones	71
Cuadro 23 Construcción Líneas de Subtransmisión	77
Cuadro 24 Construcción de Subestaciones	77
Cuadro 25 Resumen de Datos Totales Softwarw hasta el año 2025 con nuevas subestaciones	79
Cuadro 26 Inversión Total USD Líneas de Subtransmisión	80
Cuadro 27 Inversión Total USD en Subestaciones.....	81
Cuadro 28 Flujo de Caja	81
Cuadro 29 VAN del Proyecto.....	83

Cuadro 30 Tasa Interna Retorno (TIR).....	84
Cuadro 31 Relaciòn Beneficio Costo.....	85

ÍNDICE DE ECUACIONES

CONTENIDO	PÁGINA
Ecuación 1 Perdidas por efecto Joule	14
Ecuación 2 Factor de carga	15
Ecuación 3 Factor de demanda	16
Ecuación 4 Factor de potencia	16
Ecuación 5 Factor de pérdidas.....	17
Ecuación 6 Demanda residencial con cocinas de inducción	19
Ecuación 7 Demanda total residenciales.....	20
Ecuación 8 Demanda máximo pico	22
Ecuación 9 Índice de calidad	27
Ecuación 10 Índice de calidad Armónicos.....	29
Ecuación 11 Tasa de distorsión Armónica.....	29

RESUMEN

En el presente trabajo de grado se desarrolló del plan de expansión del sistema eléctrico de subtransmisión, considerando el incremento de la demanda por la incorporación de las cocinas de inducción de la EEASA correspondiente a la provincia de Tungurahua, el mismo que permite analizar y evaluar el correcto funcionamiento de los elementos acoplados al sistema de 69 KV en etapa actual y proyectada cada dos años tomando en cuenta la incorporación por etapas del programa de cocción eficiente (PEC). Comenzando con la recopilación de información estadística que posee la empresa y mediciones en las cabeceras de las subestaciones del sistema de subtransmisión, obteniendo datos verídicos con los que se determina el estado actual y el proyectado del sistema para la siguiente década, adicionalmente se presenta la simulación de flujos de potencia con ayuda del software “CYMDIST 7.2” partiendo desde el año base y posteriormente para cada periodo de estudio hasta el año meta, lo que permite de manera eficaz la evaluación de las soluciones planteadas para cada escenario es decir la incorporación o repotenciación de una nueva subestación de transformación de energía con su correspondiente línea de transporte, logrando el reforzamiento del sistema de distribución de energía eléctrica y a su vez permitirá abastecer el incremento en la demanda de potencia y energía que ayudara a mantener los estándares altos de calidad de servicio que brinda la EEASA a todos sus abonados.

ABSTRACT

The current work was developed as a simulation of a plan expansion subtransmission system, taking into account increasing demand for the incorporation of induction cooktops at EEASA, belonging to Tungurahua province, which allows to analyze and evaluate the correct operation of the elements attached to the 69 KV current stage and projected every two years, taking into account the incorporation by stages of the efficient cooking program (ECP). Beginning with the collection of statistical information, which the company has and measurements at the nodo of the substation subtransmission system, obtaining real data that determines the current state and the projected system for the next decade, additionally the flow simulation of power with help of the software "CYMDIST 7.2" was showed. Starting from the year base and subsequently for each period of study until to the year goal which allows an effective evaluation about solutions raised for each stage, namely the incorporation or repowering of a new substation of transformation of energy with its corresponding line of transport, making the strengthening of the electricity distribution system and at the same time will supply the increase in demand for power and energy to help maintain the high standards of service quality that EEASA provides the all its subscribers.

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 Ingeniería Eléctrica de la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas: **CRISTIAN XAVIER CHICAIZA MOROCHO Y CRUZ CEVALLOS CRISTIAN OSWALDO**, cuyo título versa “**ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN, CONSIDERANDO EL INCREMENTO DE LA DEMANDA POR LA INCORPORACIÓN DE LAS COCINAS DE INDUCCIÓN EN LA EEASA PERTENECIENTE A LA PROVINCIA DE TUNGURAHUA DURANTE EL PERÍODO 2015-2025.**”, 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, 21 Junio 2016

Atentamente,

.....
Lic. Nelson Wilfrido Guagechinga Chicaiza
DOCENTE CENTRO CULTURAL DE IDIOMAS
C.C. 0500324641-5

INTRODUCCIÓN

Como parte de los lineamientos establecidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, respecto a la demanda eléctrica, se señala que: “la proyección de la demanda, que constituye el elemento básico y fundamental sobre el cual se desarrolla la planificación de la expansión del sistema, debe considerar a más del crecimiento tendencial de la población y del consumo, la incorporación de importantes cargas en el sistema, como son los proyectos mineros, la Refinería del Pacífico, el cambio de la matriz energética productiva del país; y, fundamentalmente, la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo a electricidad, una vez que el país cuente con la producción de los proyectos de generación que hoy se ejecutan. También se deben considerar los efectos de las acciones que se desarrollan para mejorar la eficiencia energética en los sectores residencial y productivo.”

De conformidad con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se ha conformado en principio, una sola Empresa de Transmisión para operar y mantener el Sistema Nacional de Transmisión, SNT. Este transmisor debe permitir, mediante el cobro de un peaje fijado por el ARCONEL, el libre acceso de los Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores que requieran transportar energía. Adicionalmente, según lo establecido en el Art. 62 Planificación de la expansión, la expansión del Sistema Nacional de Transmisión, para atender el crecimiento de la demanda, cumpliendo con los requerimientos de confiabilidad, seguridad, calidad y economía, que se establezcan en la normativa aplicable, será planificada obligatoriamente por la compañía única de transmisión en coordinación con el CENACE, con un horizonte de diez (10) años y una vez aprobada por el ARCONEL, formará parte del Plan Maestro de Electrificación.

Para la expansión de su sistema, TRANSELECTRIC debe presentar al ARCONEL los planes anuales correspondientes. Para la aprobación de esos

planes, se considerará el tiempo de amortización de la inversión, las tasas de actualización, la rentabilidad del Capital y el peaje propuesto. EL ARCONEL podrá, en caso de no estar de acuerdo con el transmisor, permitir que los generadores, distribuidores o grandes consumidores relacionados con las obras de transmisión correspondientes, presenten al ARCONEL propuestas alternativas, para definir la más conveniente.

El presente estudio está orientado y desarrollado para el Sistema de Subtransmisión a 69 KV de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., y analiza: proyección de la demanda, simulación de flujos de potencia en condiciones actuales y proyectadas al año 2025, análisis de pérdidas técnicas, y niveles de voltaje para este periodo, determinación de corrientes de cortocircuito, planteamiento de alternativas de reconfiguración, debido al gran crecimiento poblacional que se evidencia en el área de concesión de la EEASA se hace necesaria la creación de nuevas subestaciones y líneas de subtransmisión de energía eléctrica para satisfacer la demanda a futuro para entregar a todos sus abonados una energía de calidad, lo que será indispensable realizar un plan de expansión en el sistema de subtransmisión.

La investigación integra tres capítulos:

El Primer Capítulo, incorpora el MARCO TEÓRICO que se establece como la base primordial para el estudio a desarrollarse, mencionando los postulados y conceptos básicos que componen el análisis del plan de expansión.

En el Segundo Capítulo, es la PRESENTACIÓN, INTERPRETACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS la cuál es la encargada de aplicar el desarrollo del proyecto investigativo, considerado como aplicado e histórico que nos permitirá recaudar datos e información necesaria para analizar y evaluar el sistema de Subtransmisión de la EEASA que va hacer interpretada y proyectada.

En el Tercer Capítulo, se desarrolla la PROPUESTA, una vez simulado el sistema de Subtransmisión a 69 KV en el software CYMDIST 7.2, con el incremento de la demanda y la inclusión de la carga que representa el Programa de Cocción Eficiente (PEC), la propuesta del presente trabajo se basa en la incorporación de nuevas subestaciones y líneas de subtransmisión, las mismas que aliviaran la carga de las subestaciones aledañas que se encuentran en estado crítico según las simulaciones de flujos de potencia en los diferentes escenarios, hasta el año 2025 de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

Por último se establecen las conclusiones y recomendaciones, que se presentaron en el desarrollo del proyecto.

CAPÍTULO I

1. MARCO TEÓRICO

1.1 Antecedentes Investigativos

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., proporcionar el servicio de energía eléctrica continua y confiable, cumpliendo sus requerimientos, las disposiciones del ente regulador y el marco legal vigente, utilizando eficientemente los recursos disponibles, propiciando la eficiencia del Sistema de Gestión de Calidad, a través de la mejora continua de los procesos y la gestión empresarial, para el cumplimiento de objetivos propuestos, fortaleciendo las competencias de sus colaboradores, todas estas acciones van encaminadas a la satisfacción del cliente.

Motivo por el cual se procedió a buscar proyectos que lleven similitud con el desarrollo del estudio en diferentes Universidades, las cuales servirán de apoyo para acceder a la estructuración del mismo.

En el año 2011 se ha desarrollado la tesis titulada “ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV, PARA LA DEMANDA ACTUAL Y PARA LA DEMANDA PROYECTADA AL AÑO 2020 EN EL ÁREA DE CONCESIÓN DE LA ELEPCO S.A.” Realizada por RAMÓN FONSECA PAULO NICOLAY, SAAVEDRA ACOSTA CARLOS EDUARDO la misma que conserva similitud con esta investigación en lo que se refiere al proceso de análisis y evaluación del sistema de subtransmisión utilizando la proyección de la demanda. Por lo que en su resumen destaca lo siguiente:

“El presente trabajo de tesis se elabora con el propósito de realizar el análisis y diagnóstico del sistema de subtransmisión a 69 KV de la ELEPCO S.A., para determinar si operativamente presenta partes críticas e identificar los elementos en conflicto o con problemas y establecer las alternativas de solución. Todo esto, bajo la intención primero de reubicar las subestaciones y líneas fuera del área de riesgo en caso de una erupción volcánica y de mejorar la calidad del producto energético que el usuario final ha de recibir, para lo que se requiere efectuar análisis de flujos de potencia correspondiente al año 2010, el mismo que se considera como año base”.

De igual manera en el año 2009 se ha desarrollado la tesis de grado titulada “ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL CANTÓN LA MANÁ JURISDICCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL DE COTOPAXI (ELEPCO S.A) UTILIZANDO EL PROGRAMA NEPLAN” realizada por VICENTE JAVIER QUISPE TOAPANTA, la cual plantea alternativas de mejoramiento del sistema de distribución de los casos en estudio tanto para la condición de operación actual como la proyectada.

En el presente proyecto de titulación se realiza una simulación de la operación del sistema de distribución de la zona occidental de la Provincia de Cotopaxi concesión de La Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi (ELEPCO S.A) en condiciones de demanda mínima y máxima, permitiendo con esta información efectuar un estudio de la situación actual , determinar las perspectivas del crecimiento de la demanda hasta el año meta 2013, planteando soluciones a los problemas detectados para mejorar condiciones de operación de dicho sistema eléctrico.

1.2 Sistema Eléctrico de Potencia

Una de las definiciones más aceptadas a escala mundial, es la establecida por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), este define un sistema de

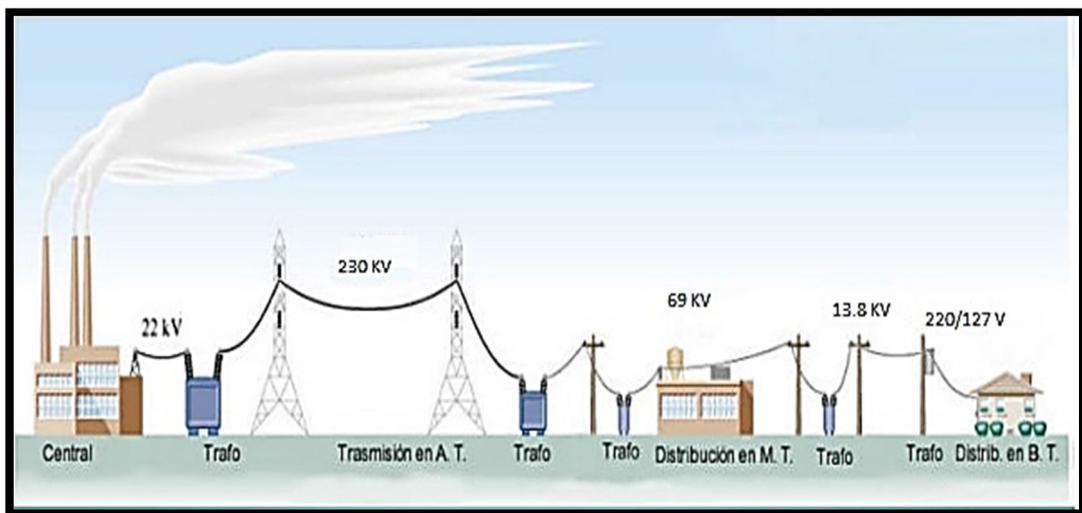
potencia como “una red formada por unidades generadoras eléctricas, cargas y/o líneas de transmisión de potencia, incluyendo el equipo asociado, conectado eléctricamente o mecánicamente a la red”.

Los parámetros eléctricos previamente establecidos son:

- a) Voltaje: + / - un porcentaje que depende del nivel de voltaje de trabajo.
- b) Frecuencia: + / - 0.1 % de 60 HZ como referencia
- c) Secuencia: en nuestro sistema es: A – B - C.
- d) Fiabilidad: Derecho del usuario de tener el producto KWH con servicio de calidad.

El gráfico 1 el sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible.

GRÁFICO 1.- SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA



FUENTE: <http://www.tuveras.com/lineas/sistemaelectrico.htm>

RECOPIADO POR: POSTULANTES

1.2.1 Generación

La generación es donde se produce la energía eléctrica, por medio de las centrales generadoras, las que representan el centro de producción, y dependiendo de la fuente primaria de energía.

1.2.2 Líneas de transmisión

Son los elementos encargados de transmitir la energía eléctrica, desde los centros de generación a los centros de consumo, a través de distintas etapas de transformación de voltaje; las cuales también se interconectan con el sistema eléctrico de potencia (SEP). (Gross, 1984).

Una de las formas de clasificar las líneas de transmisión, es de acuerdo a su longitud, cuadro 1.

CUADRO 1.- LONGITUDES LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

Descripción	Km	Frecuencia (Hz)
Líneas Cortas	80	60
Líneas Medianas	80 - 250	60
Líneas Largas	> 250	60

FUENTE: <http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/32535/1/zapatazenteno.pdf>

RECOPIADO POR: POSTULANTES

1.3 Transformadores

El transformador es el elemento intermedio entre los generadores y las líneas de transmisión, su principal función es elevar o reducir los niveles de voltaje en el lado secundario, por medio de la inducción magnética. Si el nivel del lado secundario es inferior al de entrada se dice que es un transformador reductor y es colocado frecuentemente al final de la línea de transmisión, en caso contrario sí el

nivel de salida es superior al de entrada se le conoce como transformador elevador y es utilizado en las centrales generadoras.

Las principales ventajas que se obtienen de elevar el nivel de voltaje a niveles muy altos son para, reducir las pérdidas producidas por la corriente, evitar las caídas de voltaje en el extremo final de la línea de transmisión y reducir los costos por instalación.

Los Transformadores de potencia son los que se utilizan en subestaciones, centrales de generación y usuarios con gran demanda, para la transformación de energía en media y alta tensión. Se construyen en potencias normalizadas desde 1.25 hasta 20 MVA, en voltajes de 13.8, 22, 69 y 138 KV y frecuencias de 50 a 60 Hz, según la región o país en donde va a trabajar el equipo.

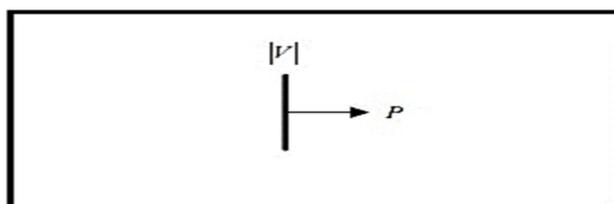
1.4 Tipos de barras

1.4.1 Barra tipo P-V o barra de generación

(González, 2006) menciona “En este tipo de barra se especifica normalmente la potencia activa y el módulo de la tensión (P , $[V]$), estas barras también son conocidas como barras de generación. Pág. 2

Para las barras de generación en el gráfico 2, es razonable especificar P y $[V]$, debido a que esos valores son cantidades controlables a través del gobernador y la excitación, respectivamente. Con frecuencia se dan límites de los valores de la potencia reactiva dependiendo de las características de las máquinas utilizadas individualmente.

GRÁFICO 2.- BARRA DE GENERACIÓN



FUENTE: http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_II/Capitulo3.pdf

RECOPIADO POR: POSTULANTES

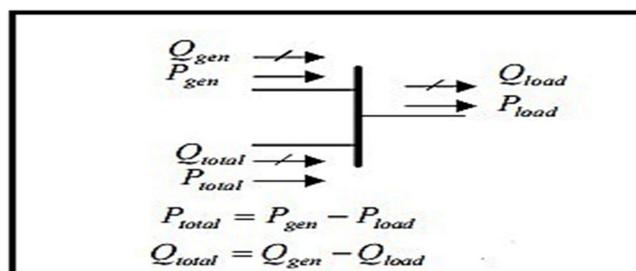
Las incógnitas en este tipo de barra son el ángulo del voltaje y la potencia reactiva total inyectada a la barra (Q, δ)”.

La barra de generación es la que señala la potencia real producida por el generador y el modulo del voltaje de la barra, las incógnitas son la potencia reactiva suministrada por el generador y el ángulo del voltaje.

1.4.2 Barra tipo P-Q o barra de carga

(González, 2006) menciona “En este tipo de barras se conocen la potencia activa y la potencia reactiva totales inyectadas a la barra (P_{total}, Q_{total}), también son conocidas como barras de carga; es igualmente válido conocer la potencia activa y el factor de potencia ($S, \cos\phi$). En el gráfico 3, estas barras pueden tener también conectada generación, la potencia total conectada a la barra se determina como:
Pág. 3

GRÁFICO 3.- BARRA DE CARGA



FUENTE: http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_II/Capitulo3.pdf

RECOPIADO POR: POSTULANTES

En este tipo de barras las incógnitas que se persiguen encontrar por el estudio de flujo de carga son el módulo y el ángulo de la tensión (V, δ)”

La barra de carga, es donde se señala la potencia real y reactiva, las incógnitas son el modulo y el argumento del voltaje de la barra.

1.4.3 Barra tipo slack swing, oscilante o de compensación

(González, 2006) menciona “En los sistemas de transmisión las pérdidas no son conocidas antes del flujo de potencia, es necesario mantener una barra donde P no es especificada; a esta barra, llamada swing bus, V como δ son especificadas. Debido a que δ es especificado este es mantenido constante durante la solución del flujo de potencia. Este es el ángulo de referencia del sistema. La barra oscilante o swing bus, es entonces también llamada la **barra de referencia**, debido a que la potencia activa P y la potencia reactiva Q , no son especificadas a la swing bus, su libre ajustes “cubre” las pérdidas del sistema de transmisión. La situación de la barra oscilante o flotante puede influir en la complejidad de los cálculos; deberá siempre utilizarse la barra que se aproxima más a una barra de potencia infinita. Normalmente a la barra oscilante se le asigna el número uno como referencia, esta barra tiene conectada la generación y es necesaria para llegar a la solución del flujo de carga”. Pág. 3

La barra oscilante o swing bus es también llamada la barra de referencia, debido a que la potencia activa P y la potencia reactiva Q no son especificadas y su libre ajuste cubre las pérdidas del sistema de subtransmisión, es la barra que se encuentran conectada al nodo S.N.I.

En el gráfico 4 las especificaciones eléctricas de los tres tipos de barra. La clasificación de barra de generación o barra de carga no debe ser tomada en forma estricta o absoluta; por ejemplo hay ocasiones en que una barra de carga pura puede ser especificada por P y V .

GRÁFICO 4.- ESPECIFICACIONES DE BARRA DE FLUJO DE POTENCIA

<i>Tipo de Bus</i>	<i>P</i>	<i>Q</i>	<i> V </i>	<i>δ</i>	<i>Comentario</i>
PQ- Carga	×	×			Representación de carga usual
PV- Generador o condensadores sincrónicos	×		cuando: $Q_{max} < Q_g < Q_{min}$		Generador o Condesador sincrónico ($P=0$) con limite de Vars Q_{max} Limite Superior Q_{min} Limite Inferior
	×	cuando: $Q_g < Q_{min}$ $Q_g > Q_{max}$			$ V $ es mantenida a lo largo de Q_g
Swing			×	×	Swing Bus debe ajustar la potencia neta manteniendo el voltaje constante (esencial para la solución)

FUENTE: http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_II/Capitulo3.pdf

RECOPIADO POR: POSTULANTES

1.5 Flujos de potencia en sistemas de subtransmisión

Los estudios de flujos de potencia, más normalmente llamados estudios de flujo de carga, son sumamente importantes para evaluar el funcionamiento de los sistemas de potencia, su control y planificación para expansiones futuras. Un estudio de flujo de potencia define principalmente las potencias activa y reactiva y el vector de voltaje en cada barra en el sistema, aunque mucha información adicional estará disponible para tomar decisiones acerca de la operación tanto técnica como económica del sistema eléctrico.

El estudio de los flujos de potencia permite determinar los siguientes aspectos:

- Determinar los flujos de potencia en todas las barras de una red eléctrica.
- Determinar los voltajes en las barras de una red eléctrica.
- Determinar flujos de potencia en todas las líneas.
- Calcular las perdidas en una red eléctrica.
- Evaluar las alternativas para la planificación de nuevos sistemas o ampliación de los ya existentes.

1.6 Tipos de pérdidas en un sistema de Subtransmisión

(CAMMESA, 2012) menciona “Cuando se transmite energía eléctrica desde las centrales de generación a los usuarios a través de los redes de transmisión y distribución, se producen pérdidas de energía y potencia, debido a las características físicas de los componentes de la red. Estas pérdidas son inherentes a la conducción de la energía eléctrica a través de medios físicos y no pueden evitarse del todo.

Esto involucra pérdidas de energía de tipo técnicas, se deben en general a las condiciones propias de las instalaciones. Están provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través de la redes de transmisión y distribución. Su magnitud depende entonces de las características de las redes y de la carga a que éstas se ven exigidas.

También se consideran pérdidas no técnicas a la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico de distribución y las pérdidas técnicas medidas y/o calculadas. Ello representa para la empresa prestadora del servicio público una pérdida económica importante y por lo tanto debe ser reconocida en la tarifa hasta un determinado valor de eficiencia. Según el origen puede clasificarse en:

- **Por Fraude:** corresponde a aquellos usuarios que manipulan los equipos de medición para que registren consumos inferiores a los reales.
- **Por Administración:** corresponde a energía no registrada por la gestión administrativa de la empresa (errores de medición, errores en los procesos administrativos, falta de registro adecuada, estimaciones desactualizadas, obsolescencia de medidores, errores en los registros de censos de instalaciones de alumbrado público, etc.” Pág.10

Cuando se transmite energía eléctrica desde las centrales de generación a los usuarios a través de los redes de transmisión y distribución, se producen pérdidas

de energía y potencia, debido a las características físicas de los componentes de la red, estas pérdidas son inherentes a la conducción de la energía eléctrica a través de medios físicos y no pueden evitarse del todo.

1.7 Clasificación de pérdidas técnicas en Subtransmisión

Según la OLADE en su manual latinoamericano define a las pérdidas técnicas como “la energía que se pierde en los diferentes equipos, redes y elementos que forman parte del sistema de distribución y que sirven para conducir y transformar la electricidad”. Estas pérdidas se pueden realizar una clasificación de las pérdidas técnicas según la función del componente y según la causa que las originan. ”

1. Por la función del componente:

Pérdidas por transporte:

- En líneas de subtransmisión,
- En circuitos de distribución primaria,
- En circuitos de distribución secundaria.

Pérdidas por transformación:

- En transmisión / subtransmisión,
- En subtransmisión / distribución,
- En transformadores de distribución.

2. Por la causa que las originan:

a) Perdidas por efecto joule

Cuando una corriente eléctrica atraviesa un conductor isotérmico, hay una generación de calor. Este efecto ocurre debido a la transferencia de energía eléctrica a través del conductor por un proceso análogo al rozamiento. Este efecto se denomina “efecto Joule”. La ley de Joule enuncia que:

“El calor que desarrolla una corriente eléctrica al pasar por un conductor es directamente proporcional a la resistencia, al cuadrado de la intensidad de la corriente y el tiempo que dura la corriente “.

$$\text{Ecuación 1 } Q = I^2 \times R \times t \text{ (Watt)}$$

Las pérdidas por efecto Joule se manifiestan principalmente en:

- Calentamiento de cables.
- Calentamiento de bobinados de los transformadores de distribución.

b) Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas

Existe una potencia que sirve exclusivamente para magnetizar el núcleo, esta potencia no tiene otra aplicación práctica, por lo que se la puede considerar como potencia perdida en la imantación del núcleo del transformador y es llamada pérdida por histéresis.

Por otro lado los equipos eléctricos están formados por pedazos de conductor que se mueven en un campo magnético o están situados en un campo magnético variable, dando lugar a corrientes inducidas que circulan por el volumen del conductor, estas corrientes se denominan de Foucault y son corrientes que generan pérdidas.

1.8 Cargas

Los valores de potencia activa (P) y reactiva (Q) se obtiene a partir de mediciones en la subestación y se representan por curvas de demandas. En este modelo, P y Q se suponen constantes. Esta es la representación de carga usada generalmente para el estudio de flujos de potencia.

1.8.1 Parámetros de la carga

La carga eléctrica es un aparato o conjunto de aparatos conectados a un sistema eléctrico y que demanda una potencia eléctrica, el valor de la potencia demandada es el valor de la carga.

1.8.1.1 Capacidad Instalada.

(Castaño, 2004) Menciona: “Corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores), instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados. Es llamada también capacidad nominal del sistema”. Pág. 19

La capacidad instalada es la cantidad total de potencia de generación conectada a la red del Sistema Eléctrico.

1.8.1.2 Factor de carga.

El factor de carga permite reconocer cual es el comportamiento de la carga en el transcurso de tiempo, es decir cómo está siendo usada la energía en los horarios fuera del pico de carga con respecto al mismo y que tan eficiente es el sistema eléctrico. Por tanto es la relación entre la demanda promedio de un período establecido con respecto a la demanda máxima del mismo período. Mide de alguna manera, el grado de utilización de la instalación.

$$\text{Ecuación 2 FACTOR DE CARGA} = \frac{\text{ENERGIA GENERADA}}{\text{DEMANDA MÁXIMA} \cdot t} * 100$$

1.8.1.3 Factor De Demanda.

El factor de demanda en un intervalo de tiempo (t) de una carga es la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada. Por lo general es menor que 1,

siendo 1 solo cuando se encuentre dentro del intervalo considerado, todos los aparatos conectados al sistema estén absorbiendo sus potencias nominales lo cual es muy improbable.

$$\text{Ecuación 3} \quad \text{FACTOR DE DEMANDA} = \frac{\text{DEMANDA MÁXIMA}}{\text{CARGA CONECTADA}}$$

El factor de demanda indica el grado al cual la carga total instalada se opera simultáneamente.

1.8.1.4 Factor De Potencia.

Es la relación entre la potencia activa (W, kW o MW) y la potencia aparente (VA, KVA, MVA), determinada en el sistema o en uno de los componentes.

$$\text{Ecuación 4} \quad \text{Cos}\Phi = \frac{\text{POTENCIA ACTIVA}}{\text{POTENCIA APARENTE}}$$

Para sistemas de distribución se fija un valor mínimo de 0.9 para el factor de potencia. En el caso de tener valores inferiores a este se deberá corregir este factor por parte de los usuarios, la empresa electrificadora o por ambos. En redes que alimentan usuarios industriales se fija un 0.85 como mínimo.

El factor de potencia se corrige mediante la instalación de bancos de condensadores en las acometidas de los usuarios cuyas cargas así lo requieran o en los circuitos primarios. Es muy importante calcular bien los KVAR a compensar y la ubicación de los bancos de condensadores dentro del sistema.

1.8.1.5 Factor De Perdidas.

Es la razón entre el valor medio y máximo de las potencias disipadas en pérdidas, en un período dado.

$$\text{Ecuación 5} = \frac{\text{Ppérd media}}{\text{Ppérd máxima}}$$

1.9 Demanda

La demanda de una instalación o sistema de distribución es la carga en las terminales receptoras tomadas en un valor medio en determinado intervalo, con esta definición se entiende por carga la que se mide en términos de potencia (aparente, activa, reactiva o compleja) o de intensidad de corriente. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda y es establecido por la aplicación específica que se considere, la cual se puede determinar por la constante térmica de los aparatos o por la duración de la carga.

1.9.1 Demanda máxima.

Según el ARCONEL, en función de la energía consumida en el periodo de demanda pico de 18h00 hasta las 22h00, de lunes a domingo, en esta incluye potencia y pérdidas en base a la corriente máxima que se produce en este horario en la cabecera de los alimentadores.

1.9.2 Demanda promedio mensual de energía Kwh.

(CONELEC, 21 DE MAYO DE 2013) Establece: “La demanda de energía mensual promedio por cocina, se obtiene del equivalente energético en kWh del producto entre el consumo mensual promedio de GLP por hogar y la relación entre las eficiencias de la cocción con GLP y con electricidad.”

Para obtener el consumo mensual promedio de GLP por hogar en kWh, se considera un poder calórico del GLP de 45,67 GJ/kg y un factor de conversión de unidades energéticas de 3,6 GJ/MWh, resultando que 1 Cil15kg equivale a 190,29 kWh. Por lo tanto, el consumo mensual promedio por hogar en kWh es:

$$1, 12 \text{ Cil15kg} \times 190, 29 \text{ kWh/Cil15kg} = 212, 61 \text{ kWh}$$

La eficiencia en la cocción de alimentos varía según el tipo de equipo, la fuente de energía, forma y condiciones de uso. La eficiencia de una cocina a GLP es aproximadamente $n_{GLP} = 39,87\%$ (para una potencia de entrada equivalente a 475 W); la eficiencia de una cocina de inducción de uso doméstico tipo D es de $n_{Elec} = 84\%$. La relación entre las eficiencias de las cocinas a GLP y a electricidad es: $n_{GLP} / n_{Elec} = 0,47$.

La demanda de energía mensual promedio por cocina resulta del producto del consumo mensual promedio por hogar en kWh por la relación n_{GLP} / n_{Elec} :

$$212,61 \text{ kWh} \times 0,47 = 100,91 \text{ kWh}$$

Por otro lado, en el Informe del Consumo Eléctrico de Cocinas de Inducción elaborado por el MEER en el 2010, concluyó que el consumo promedio de las cocinas eléctricas fluctúa entre 90 y 100 kWh/mes.

Sobre lo expuesto, para determinar la demanda nacional de energía debido a la incorporación de cocinas eléctricas, el presente estudio asume una energía mensual promedio por cocina de 100 kWh". Pag. 72-73-74.

1.9.3 Proyección de la demanda

El proceso de planificación de la industria eléctrica inicia con el pronóstico del consumo y la demanda de electricidad. En base del pronóstico de la demanda de electricidad se pueden realizar acciones como retirar o aumentar la generación eléctrica, la capacidad de transmisión y la capacidad de distribución.

Según el PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN PME 2013 – 2022, la proyección de la demanda se convierte en el eje fundamental a partir del cual se desarrolla la planificación, debido a que considera una serie de hipótesis debidamente sustentadas que contemplan la evolución histórica de la demanda

eléctrica a nivel nacional, los impactos producidos por la incorporación de cargas especiales al sistema, económicas y tecnológicas que se reflejan en el comportamiento de la demanda eléctrica.

El proceso de planificación de la industria eléctrica inicia con el pronóstico del consumo y la demanda de electricidad, en base del pronóstico de la demanda de electricidad se puede realizar acciones como retirar o aumentar la generación eléctrica, la capacidad de transmisión y la capacidad de distribución.

Estas decisiones son importantes puesto que la construcción de nuevos equipos e instalaciones, deben ser hechas con dos a diez años de anticipación de las necesidades de nuevas instalaciones.

Un plan de expansión requiere de un horizonte de al menos diez años, estas decisiones útiles envuelven un análisis económico de la operación y costo de inversión.

1.9.4 Proyección de la demanda con el ingreso de las cocinas de inducción

“Durante los años 2009, 2010 y 2011 el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable firmó varios convenios de cooperación con la Empresa Eléctrica Norte, para realizar la evaluación del comportamiento de la red de distribución eléctrica antes y después de la incorporación de cocinas de inducción y definir los presupuestos de inversión para la implementación.

Para determinar la demanda nacional de energía debido a la incorporación de cocinas eléctricas, el presente estudio asume una demanda de energía mensual promedio por cocina de 100 kWh”.

$$\text{Ecuación 6} \quad \mathbf{D.R.C.I} = \mathbf{\#USUARIOS} \times \mathbf{100Kwh} \mathbf{(PME)}$$

Dónde:

DRCI = Demanda Residenciales con Cocinas de Inducción

USUARIOS = Número de usuarios

100 Kwh = Consumo de Energía por Cocinas (PME2013-2022).

Para obtener el incremento de demanda de energía total, se utiliza la demanda proyectada por usuarios residenciales más el incremento de energía por la inclusión de las cocinas de inducción que están presentes, de acuerdo a lo establecido.

$$\text{Ecuación 7} \qquad \qquad \qquad \mathbf{D.T.R = P.D.U.R + D.R.C.I}$$

Dónde:

DTR = Demanda Total Residenciales

P.D.U.R = Demanda de Usuarios Residenciales

D.R.C.I = Demanda Residenciales con Cocinas de Inducción

1.10 Incidencia en el sistema eléctrico por el programa de cocción eficiente

De acuerdo al documento “Metodología para la evaluación de impacto de la incorporación de cocinas de inducción sobre el sistema eléctrico de distribución” se considera el factor de coincidencia de las cocinas de inducción a nivel de alimentador primario. Otro aspecto importante es tomar en cuenta que al pico de carga de la noche en donde se produce la demanda máxima del sistema, se tendrá un comportamiento en que existe un factor de utilización de las cocinas. Los dos factores dependerán de acuerdo al número de clientes residenciales de cada alimentador.

En el documento referido se generaliza para el caso de un alimentador de 4.000 clientes, debido a que la curva del factor de coincidencia presentada, contiene información hasta este punto, no obstante puesto que para el caso de EEASA se tiene alimentadores de hasta 10.000 clientes residenciales (tal es el caso del alimentador Pasa) se considera una ligera variación en este factor.

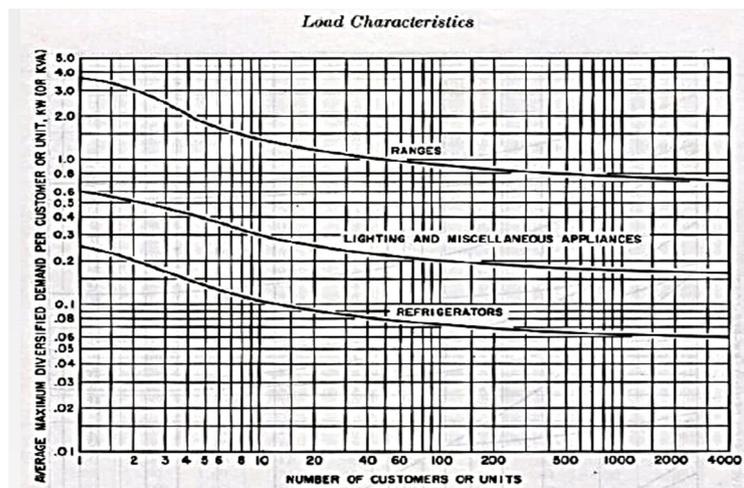
Comparativamente en cifras se tiene que de acuerdo al documento de metodología para un alimentador X a la hora pico se tiene una demanda diversificada unitaria por cocina de 259W, para el caso ya específico de EEASA el valor es de 234W es decir se considera una coincidencia ligeramente menor, debido al mayor número de clientes.

1.10.1 Incidencia de programa cocción eficiente en troncales de alimentadores

De acuerdo al documento “Metodología para la evaluación de impacto de la incorporación de cocinas de inducción sobre el sistema eléctrico de distribución” para una cocina de inducción de 3,5 kW o menos tiene un factor de demanda de 80%, por lo que para el caso de la cocina de 3 kW que es la que se utilizará masivamente, resulta una demanda individual de 2,4 kW.

De la curva correspondiente a la coincidencia de las cocinas de inducción en el gráfico 5, relacionada con la demanda diversificada, se obtiene un factor de coincidencia para 4.000 clientes aproximado a 0,18 esto considerando que la gráfica está en escala logarítmica, para mayor número de clientes este valor desciende aunque no en forma incidente debido a que la curva se vuelve asintótica

GRÁFICO 5.- DEMANDA DIVERSIFICADA DE EQUIPOS Y ELECTRODOMÉSTICOS



FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

Para el análisis de la metodología del MEER con 4.000 clientes se tendría una demanda diversificada a la hora pico de:

$$\text{Ecuación 8 } D_{\text{máx (pico)}} = \text{PotCocina} \times f_{\text{coincidencia}} \times f_{\text{pico}}$$

Dónde:

Pot Cocina: Potencia efectiva de una cocina de inducción.

Fcoincidencia: Factor de coincidencia de los clientes con cocinas de inducción.

Fpico: Factor de utilización en demanda pico.

Cálculo por cocina de inducción

$$D_{\text{máx (pico)}} = 2.400\text{W} \times 0,180 \times 0,6 = 259\text{W}.$$

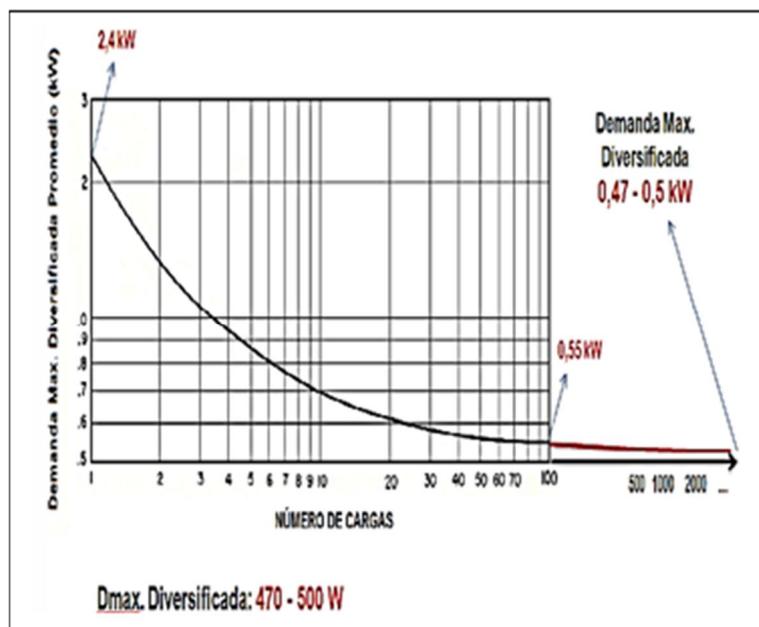
Para el caso de la EEASA al considerar mayor número de usuarios por alimentador se tiene:

$$D_{\text{máx (pico)}} = 2400\text{W} \times 0,162 \times 0,6 = 234\text{W}.$$

Si se considera el gráfico 6, demanda diversificada de cocinas de inducción, de la Westinghouse, se observa que el valor de:

2.400 W x 0,162 corresponde al 83% de 470 W que es el valor de demanda diversificada de 100 clientes, es decir que desde 100 clientes hasta un valor entre 6000 a 8000 clientes únicamente desciende el 17%, situación que revela el comportamiento asintótico de la demanda de cocinas de inducción.

GRÁFICO 6.- DEMANDA DIVERSIFICADA DE COCINAS DE INDUCCIÓN



FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

1.11 Modelación Digital

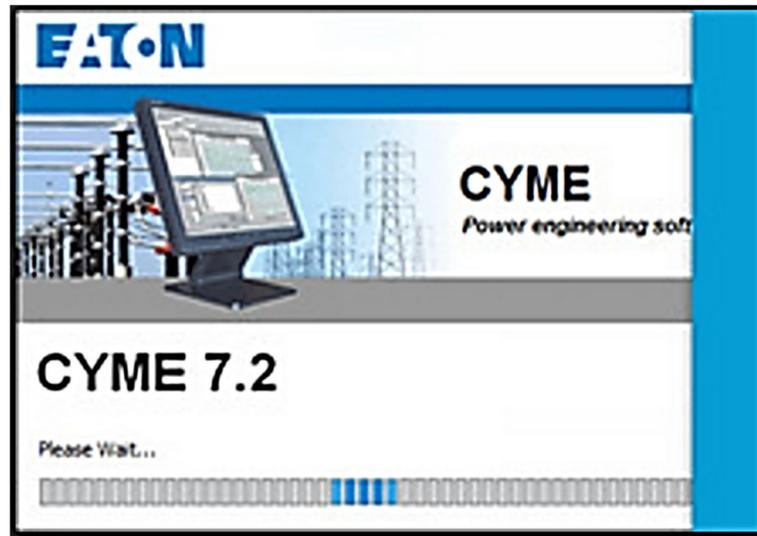
1.11.1 Descripción de los paquetes computacionales (Software) CYMDIST

El programa CYME para el análisis de redes eléctricas es una serie robusta y completa de herramientas avanzadas de simulación que ayudan a los ingenieros en redes eléctricas de transporte, distribución e industriales en sus labores diarias. CYME fue diseñado para ayudarles a afrontar los retos complejos y emergentes de la planificación y explotación de redes eléctricas.

La elaboración de escenarios de planificación y de estudios de casos permite evaluar de forma precisa y verificar el impacto de cambios o reconfiguraciones hechos a la red en su estado actual o futuro lo que resulta en una mejor gestión de los activos.

En el gráfico 7 presenta la pantalla de inicio del software Cymdist versión 7.2 utilizado para la simulación del alimentador en estudio.

GRÁFICO 7.- SOFTWARE CYMDIST



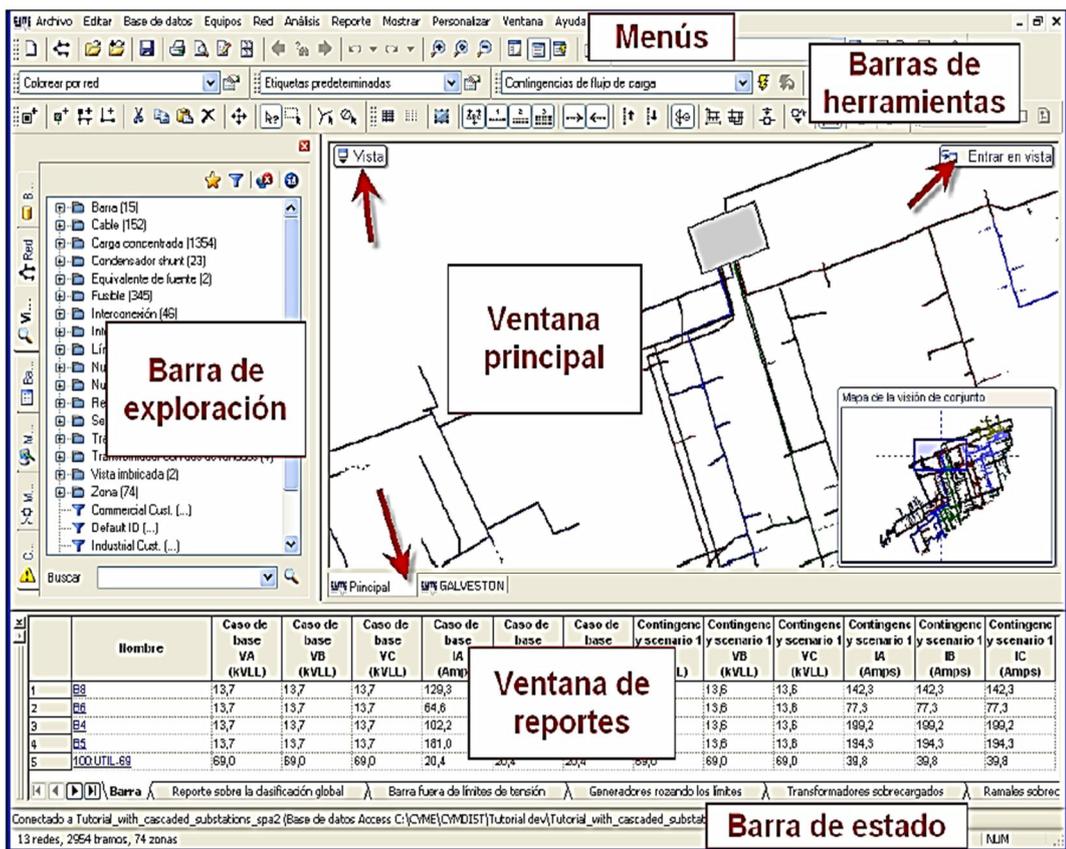
**FUENTE: EEASA
RECOPIADO POR: POSTULANTES**

1.11.2 Descripción general de la interfaz gráfica de usuario

En el gráfico 8 la interfaz unificada y clara del programa CYME vuelve muy sencillas las complejas funciones de los cálculos de ingeniería en el cuadro de cualquier proyecto. La suite de aplicaciones de integración transparente de CYME presenta numerosas funciones de análisis muy cotizadas por los ingenieros.

También cubre un amplio espectro de análisis que permiten realizar simulaciones en cualquier configuración de red. Por ejemplo: flujo de potencia, cortocircuito, estabilidad transitoria, armónicos, análisis de contingencias, análisis de riesgos por relámpago de arco, arranque de motor, coordinación de los dispositivos de protección, etc.

GRÁFICO 8.- INTERFAZ SOFTWARE CYMDIST



FUENTE: EEASA
 RECOPIADO POR: POSTULANTES

1.12 Regulación N°. ARCONEL – 004/01

Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución ARCONEL Considera:

Que, es necesario asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos a que se refieren las disposiciones legales establecidas en la Ley de Régimen Eléctrico y sus reformas, el Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen Eléctrico del Servicio de Energía Eléctrica, el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad y el Reglamento de Tarifas.

Que, para garantizar a los Consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, es necesario dictar las Regulaciones relacionadas con los estándares mínimos de calidad y procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que deben someterse las Empresas Distribuidoras del Servicio Eléctrico.

1.12.1 Disposiciones Generales

Responsabilidad y Alcance

Las Empresas Distribuidoras tienen la responsabilidad de prestar el servicio eléctrico a los Consumidores ubicados en su zona de Concesión, dentro de los niveles de calidad establecidos, en virtud de lo que señala la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, los Reglamentos aplicables, el Contrato de Concesión y las regulaciones correspondientes.

Organismos Competentes

El cumplimiento de los niveles de Calidad de Servicio será supervisado y controlado por Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL, a través de los índices que se establecen en la presente regulación.

Aspectos de Calidad

La calidad de Servicio se medirá considerando los aspectos siguientes:

Calidad del Producto:

- Nivel de voltaje
- Perturbaciones de voltaje
- Factor de potencia

Calidad del Servicio Técnico:

- Frecuencia de interrupciones
- Duración de interrupciones

Calidad del Servicio Comercial

- Atención de solicitudes
- Atención de reclamos
- Errores en medición y facturación

Información

El distribuidor debe implementar y mantener una base de datos con la información sobre los componentes de la red asociados a la alimentación eléctrica en cada Consumidor, esto es:

- Red de Alto Voltaje
- Subestaciones de distribución Alto Voltaje / Medio Voltaje
- Circuitos de Medio voltaje
- Centros de transformación Medio Voltaje / Bajo Voltaje
- Circuitos de Bajo Voltaje y ramal al que está conectado
- Identificación del cliente (número de suministro)

1.12.2 Calidad del producto

Nivel de Voltaje

Índice de Calidad

Ecuación 9
$$\Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100$$

ΔV_k : variación de voltaje, en el punto de medición, en el intervalo de k de 10 minutos.

V_k : voltaje eficaz (rms) medido en cada intervalo de medición k 10 minutos.

V_n : voltaje nominal en el punto de medición.

Mediciones

La calidad de voltaje se determinará como las variaciones de los valores eficaces (rms) medidos cada 10 minutos, con relación al voltaje nominal en los diferentes niveles.

El distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

- 20% de las barras de salida de subestaciones de distribución Alto Voltaje / Medio Voltaje, no menos de 3.
- 0.15% de los transformadores de distribución, no menos de 5.
- 0.01% de los Consumidores de Bajo Voltaje del área de concesión, no menos de 10.

Limites

Las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal se señalan a continuación en el cuadro 2.

CUADRO 2.-LÍMITES DE VOLTAJE

	Subetapa 1	Subetapa 2
Alto Voltaje	± 7,0 %	± 5,0 %

FUENTE: ARCONEL
RECOPIADO POR: POSTULANTES

1.12.3 Armónicos

Índice de Calidad

$$\text{Ecuación 10} \quad V_i = \frac{V_1}{V_n} * 100$$

$$\text{Ecuación 11} \quad THD = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} (V_1)^2}}{V_n} * 100$$

Dónde:

V_i : factor de distorsión armónica individual de voltaje

THD: factor de distorsión total por armónicos, expresado en porcentaje

V_1 : Valor eficaz (rms) del voltaje armónico “i” (para $i= 2...40$) expresado en voltios

V_n : voltaje nominal del punto de medición expresado en voltios

Limites

Los valores eficaces (rms) de los voltajes armónicos individuales (V_i ‘) y los THD, expresados como porcentaje del voltaje nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite (V_i ‘y THD’) señalados a continuación. Para efectos de esta regulación se consideran los armónicos comprendidos entre la segunda y la cuadragésima, ambas inclusive.

CUADRO 3.-VALORES LÍMITE DE VOLTAJE Y THD

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA V _i ' o THD' (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)	
	V > 40 kV (otros puntos)	V ≤ 40 kV (trafos de distribución)
Impares no múltiplos de 3		
5	2,0	6,0
7	2,0	5,0
11	1,5	3,5
13	1,5	3,0
17	1,0	2,0
19	1,0	1,5
23	0,7	1,5
25	0,7	1,5
> 25	0,1 + 0,6*25/n	0,2 + 1,3*25/n
Impares múltiplos de tres		
3	1,5	5,0
9	1	1,5
15	0,3	0,3
21	0,2	0,2
Mayores de 21	0,2	0,2
Pares		
2	1,5	2,0
4	1,0	1,0
6	0,5	0,5
8	0,2	0,5
10	0,2	0,5
12	0,2	0,2
Mayorr a 12	0,2	0,5
THD	3,0	8,0

FUENTE: ARCONEL
 RECOPIADO POR: POSTULANTES

CAPÍTULO II

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el presente capítulo se muestra la proyección de la demanda de las subestaciones de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A con la inclusión de las cocinas de inducción para el periodo 2015-2025, en este capítulo se realizó una investigación aplicando los siguientes métodos y tipos de investigación para la recopilación de información necesaria para la proyección de la demanda.

2.1 Aspectos generales de la Empresa Eléctrica Ambato S.A.

2.1.1 Antecedentes históricos.

La EEASA, fue fundada el dos de julio del año 1959, se conforma Empresa Eléctrica Ambato, como empresa privada con finalidad social o pública, luego de que se suscribiera la escritura de constitución el veintinueve de abril del mismo año, superando un no fácil proceso de negociación para transformar lo que entonces era la Empresa Municipal, el sector eléctrico ecuatoriano se desarrollaba fundamentalmente a través de pequeñas empresas, en las que la mayor responsabilidad recaía en los municipios.

Era pues, una época caracterizada por la dispersión de los pocos recursos humanos y materiales disponibles y por la escasa o casi nula planificación para afrontar la

expansión de un servicio, que se ha constituido en el termómetro del progreso de las naciones.

Empresa Eléctrica Ambato, en este sentido vino a ser, el ente catalizador del desarrollo, en primera instancia de la Provincia de Tungurahua, encargándose de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

2.1.2 Objetivos Institucionales

- Disponer de recursos humanos capacitados, motivados y comprometidos con los objetivos constitucionales.
- Practicar una gestión gerencial moderna, dinámica, participativa, comprometida en el mejoramiento continuo.
- Disponer de un sistema eléctrico confiable, utilizando tecnología adecuada.
- Tener procesos automatizados e integrados.
- Proporcionar a los clientes de Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., el servicio de energía eléctrica continua y confiable.
- Satisfacer eficientemente el crecimiento de la demanda de energía eléctrica.

2.1.3 Misión

“Suministrar Energía Eléctrica, con las mejores condiciones de calidad y continuidad, para satisfacer las necesidades de los clientes en su área de concesión, a precios razonables y contribuir al desarrollo económico y social”.

2.1.4 Visión

"Constituirse en empresa líder en el suministro de energía eléctrica en el país".

2.1.5 Infraestructura y servicios

Edificio principal ubicado en la Av. 12 de Noviembre y Espejo esquina, en la cual se encuentran, los diferentes departamentos como son, Recaudación, Pérdidas, Dirección Comercial, Dir. De Diseño y Construcción, Dir. Operación y Mantenimiento, Dir. Financiera, Dir. Planificación y Presidencia ejecutiva.

2.2 Diseño metodológico

La investigación sobre “ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN, CONSIDERANDO EL INCREMENTO DE LA DEMANDA POR LA INCORPORACIÓN DE LAS COCINAS DE INDUCCIÓN EN LA EEASA PERTENECIENTE A LA PROVINCIA DE TUNGURAHUA DURANTE EL PERÍODO 2015-2025”. Está basado en la aplicación del estudio de una proyección de la demanda a diez años que permita verificar si hay inconvenientes de sobrecarga en el sistema de subtransmisión a 69KV, con el fin de que pueda ser analizada y evaluada para el plan de expansión con el fin de optimizar el servicio de energía eléctrica en el sector y mejorar la calidad de energía hacia los usuarios conectados en el área de concesión, por tal razón se emplearan métodos para el desarrollo del estudio.

2.2.1 Método de investigación

Contiene la descripción y argumentación de las principales decisiones metodológicas adoptadas según el tema de investigación y las posibilidades del investigador. La claridad en el enfoque y estructura metodológica es condición obligada para asegurar la validez de la investigación.

En el presente trabajo de grado se utilizarán los siguientes métodos.

2.2.1.1 Método inductivo.

Behar, D. (2008) menciona: “El método inductivo crea leyes a partir de la observación de los hechos, mediante la generalización del comportamiento observado; en realidad, lo que realiza es una especie de generalización, sin que por medio de la lógica pueda conseguir una demostración de las citadas leyes o conjunto de conclusiones”. Pág. 40.

Este método se utilizará para analizar y evaluar el plan de expansión del sistema de subtransmisión, considerando el incremento de la demanda por la incorporación de las cocinas de inducción y saber cuánta carga será necesaria para ser abastecida y con ello proyectarlo para todos los usuarios y saber el nivel de potencia que los alimentadores deberán suministrar a todos los usuarios.

2.2.1.2 Método histórico.

Behar, D. (2008) menciona: “El método histórico de investigación puede aplicarse no solo a la disciplina que generalmente se denomina historia, sino que también es posible emplearlo para garantizar el significado y fiabilidad de los hechos pasados en las ciencias naturales y básicas, la medicina, derecho o cualquier otra disciplina científica, El método histórico nos ayudara a establecer las relaciones existentes entre los hechos acontecidos en el desarrollo de estas ciencias”. Pág. 41.

Este método permitirá identificar una tasa de crecimiento de la demanda tanto en consumo de energía por subestación o a su vez el crecimiento poblacional que se ha venido evidenciando en los últimos años, como el comportamiento de los distintos tipos de usuarios residenciales, comerciales, industriales, alumbrado público y otras cargas.

2.2.2 Tipos de investigación

Para la elaboración del presente proyecto de investigación se utilizará los siguientes tipos de investigación:

2.2.2.1 Aplicada.

Behar, D. (2008) menciona: “Este tipo de investigación también recibe el nombre de práctica, activa, dinámica. Se caracteriza porque busca la aplicación o utilización de los conocimientos que se adquieren. La investigación aplicada se encuentra estrechamente vinculada con la investigación básica, pues depende de los resultados y avances de esta última; esto queda aclarado si nos percatamos de que toda investigación aplicada requiere de un marco teórico”. Pág. 19.

Esta investigación se empleó para determinar los parámetros de consumo de energía en los alimentadores, en base a la demanda existente de la misma lo que permitirá encontrar el límite de cargabilidad de las subestaciones, con la proyección de la demanda a diez años y con la inclusión de las cocinas de inducción y plantear alternativas de solución que se debe implementar en las subestaciones.

2.2.2.2 Bibliográfica.

Behar, D. (2008) menciona: “La investigación Bibliográfica en una indagación documental que permite, entre otras cosas, apoyar la investigación que se desea realizar, evitar emprender investigaciones ya realizadas, tomar conocimiento de experimentos ya hechos para repetir los cuando sea necesario, continuar investigaciones interrumpidas o incompletas, buscar información sugerente, seleccionar un marco teórico, etc.”. Pág. 21.

Esta investigación permitirá recopilar información de proyectos que contienen similares características, que brindara como una guía para el desarrollo del estudio y a su vez encontrar alternativas de solución del problema en estudio.

2.3 Descripción del sistema de subtransmisión de la EEASA.

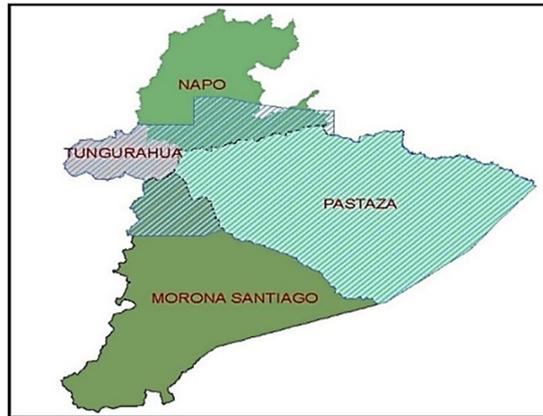
2.3.1 Área de concesión

En el gráfico 9 el área de concesión de la EEASA, se circunscribe a gran parte de la zona central del País en una superficie de aproximadamente **41.000 Km²** y 700.000 habitantes, que comprende las Provincias de **Tungurahua y Pastaza**, en su totalidad; los Cantones Palora, Huamboya y Pablo Sexto en la Provincia de **Morona Santiago** y la parte sur de la Provincia de **Napo**, que incluye su capital Tena y los Cantones Tena, Archidona y Carlos Julio Arosemena Tola.

La nueva área geográfica de concesión otorgada por el CONELEC se legalizó el 29 de diciembre del 2004, incorporando al ex Sistema Eléctrico Tena, que había sido expresamente excluido, conforme lo establecido en la disposición transitoria de la cláusula octava del contrato de concesión del servicio público de distribución otorgada por el CONELEC, mediante escritura pública de fecha 31 de julio de 2001.

En el año 2010 se obtuvo la certificación internacional bajo el standard ISO 9001:2008 del **Sistema de Gestión de la Calidad**, logro que ha permitido simplificar los procesos, lograr eficiencia y eficacia, mejorar el servicio y satisfacer las expectativas del cliente.

GRÁFICO 9.- ÁREA DE CONCESIÓN DE LA EEASA

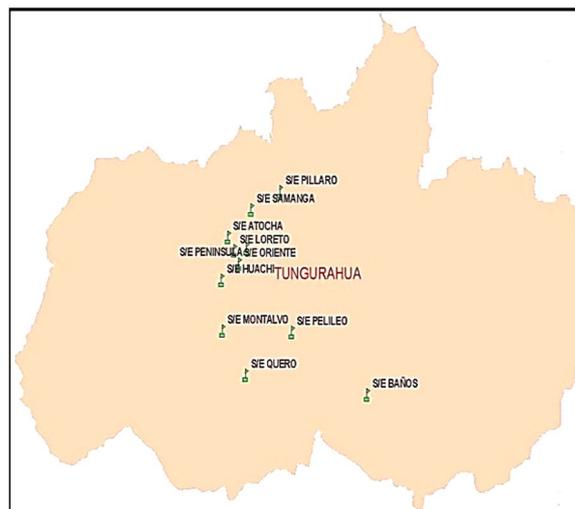


FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

En el presente trabajo de grado se analizará únicamente la Provincia de Tungurahua, debido a la gran concentración de cargas residenciales, industriales y comerciales que posee la misma, en el gráfico 10 se puede observar la distribución de las subestaciones que conforman el sistema de subtransmisión de la EEASA., determinando así que es un sector con una gran proyección de crecimiento tanto horizontal como vertical.

GRÁFICO 10.- SUBESTACIONES TUNGURAHUA



FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.3.2 Fuentes de suministro

En el sistema eléctrico de la EEASA, cuenta con dos fuentes de suministro de energía, la generación propia y los nodos del S.N.I, localizados en las subestaciones Ambato a 230/69 KV, Totoras a 230/69 KV. Estos nodos son los que más aportan, en potencia y energía a la demanda eléctrica de la EEASA, además, transfieren la estabilidad eléctrica necesaria para que el sistema opere adecuadamente.

2.3.2.1 Generación propia

Está conformada por dos Centrales: (Térmica) Ligua e (Hidráulica) Península ubicadas en la parroquia Península del cantón Ambato, la capacidad instalada disponible de las dos centrales para la generación de energía eléctrica es de 8.75 MVA.

En el cuadro 3 se muestra las características de las centrales de generación de la EEASA.

CUADRO 4.- CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN DE LA EEASA

CENTRAL	LLIGUA	PENINSULA
Generación	Térmica	Hidráulica
Capacidad (KVA)	5000	3750
Voltaje (KV)	4.16	6.9
Factor de Potencia	0.8	0.8
Frecuencia (HZ)	60	60

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.3.2.2 *Nodos del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I)*

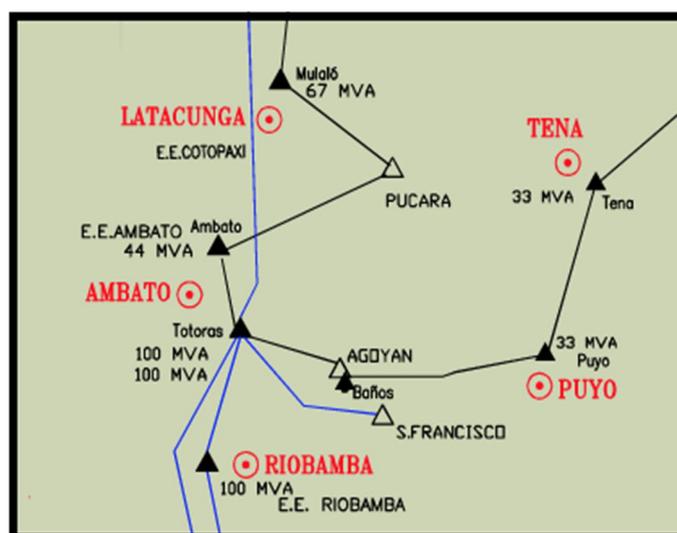
El sistema de la EEASA en la ciudad de Tungurahua se enlaza al S.N.I a través de dos nodos, situado en las S/E Totoras SNI, Transelectric, 230/138/69 KV y la S/E Ambato SNI, Transelectric, 138/69 KV, como se muestra en el gráfico 11.

Topológicamente las líneas de subtransmisión en la provincia de Tungurahua configuran un Anillo con dos alimentaciones desde el Sistema Nacional Interconectado (SNI) con las subestaciones Totoras y Ambato.

La subestación Totoras abasteciendo a las subestaciones Loreto, Pillaro y Samanga y la subestación de Ambato abastece energía a las subestaciones Pelileo, Baños, Totoras EEASA, Oriente, Montalvo, Quero, Huachi y Atocha.

Las mismas que tiene un interruptor de c.a, en las líneas de subtransmisión que según la nomenclatura ANSI/IEEE designado como número (52), que se encuentra normalmente abierto en las subestaciones Ambato SNI - Oriente y Samanga – Atocha.

GRÁFICO 11.- GENERACIÓN LOCAL Y NODOS DE INTERCONEXIÓN CON S.N.I



FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.3.3 Líneas de subtransmisión

El sistema de subtransmisión de la EEASA permite llevar la energía eléctrica desde sus fuentes de suministro (centrales de generación y nodos SNI) hasta sus centros de carga o subestaciones, mediante líneas eléctricas con niveles de voltaje que van desde 69 KV hasta 13.8 KV, bajo un esquema eléctrico de tipo anillo, como se aprecia en el cuadro 4.

CUADRO 5.- LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRASMISIÓN

Nombre de la Línea	Tipo de Línea T=Trans S=Subtrans	Nombre Subestación		Topología R=Radial A=Anillo	Voltaje (KV)	Longitud (km)
		S/E Salida	S/E Llegada			
Totoras Transelectric – Montalvo	S	Totoras	Montalvo	A	69	5.63
Montalvo - Huachi	S	Montalvo	Huachi	A	69	8.00
Huachi – Atocha	S	Huachi	Atocha	A	69	8.24
Samanga – Ambato Transelectric	S	Samanga	Ambato	A	69	4.80
Atocha – Samanga	S	Atocha	Samanga	A	69	4.50
Ambato Transelectric – Oriente	S	Ambato	Oriente	A	69	2.65
Oriente – Totoras EEASA	S	Oriente	Totoras	A	69	8.17
Totoras EEASA- Totoras Transelectric	S	Totoras EEASA	Totoras Transelectric	A	69	1.2
Totoras Transelectric – Pelileo	S	Totoras	Pelileo	R	69	10.20
Pelileo – Baños	S	Pelileo	Baños	R	69	20.40
Baños – Agoyan	S	Baños	San Francisco	R	69	8.00
Oriente – Loreto	S	Oriente	Loreto	R	69	4.00
Samanga – Pillaro	S	Samanga	Pillaro	R	69	5.68
Montalvo-Quero	S	Montalvo	Quero	R	69	8.35

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.3.4 Subestaciones de elevación y reducción

Se configuran trece Subestaciones 69/13,8 KV con un total de 200.5 MVA instalados, en total trece subestaciones de subtransmisión en la provincia de Tungurahua, de las cuales doce son de reducción y uno de elevación. Las subestaciones de reducción transforman el nivel de voltaje de entrada de 69 KV a un nivel de voltaje de salida de 13,8 KV, a excepción de una que transforma de 6,9 KV y 4,16 KV a 13,8 KV, como se muestra en el cuadro 5.

CUADRO 6.- SUBESTACIONES DE LA EEASA 2015

Nombre de la Subestación	Tipo E=Eleva R=Reduc S=Secc	Voltaje (KV)		Capacidad (MVA)		Conexión	Sistema Eléctrico
		1	2	OA	FA	P/T/S	
Oriente	R	69	13.8	24	30	Δ -Ytierra	Subtransmisión
Loreto	R	69	13.8	32	40	Δ -Ytierra	Subtransmisión
Pelileo	R	69	13.8	10	12.5	Δ -Ytierra	Subtransmisión
Baños	R	69	13.8	10	12.5	Δ -Ytierra	Subtransmisión
Totoras EEASA	R	69	13.8	16	20	Δ -Ytierra	Subtransmisión
Montalvo	R	69	13.8	10	12.5	Δ -Ytierra	Subtransmisión
Huachi	R	69	13.8	20	25	Δ -Ytierra	Subtransmisión
Atocha	R	69	13.8	20	25	Δ -Ytierra	Subtransmisión
Samanga	R	69	13.8	24	33	Δ -Ytierra	Subtransmisión
LLigua - Península	E	4.16 /6.9	13.8	9.5	9.75	Ytierra- Δ	Subtransmisión
Píllaro	R	69	13.8	10	12.50	Δ -Ytierra	Subtransmisión
Agoyan	R	69	13.8	5	6.25	Ytierra- Δ - Y tierra©	Subtransmisión
Quero	R	69	13.8	10	12.5	Δ -Ytierra	Subtransmisión

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.3.5 Levantamiento y toma de datos

2.3.5.1 Recopilación de datos

El proceso de recopilación de datos inicia con una etapa primaria, en la que se obtiene toda la información existente en los diferentes Departamentos (Planificación, Técnico y Comercial) de la EEASA, dando prioridad a la información concerniente a la disposición y características de las instalaciones que se encuentran en funcionamiento, así como los registros de operación y mantenimiento del sistema de subtransmisión.

En el área de estudio corresponde a la identificación de cada uno de los elementos que forman parte del sistema de subtransmisión en estudio: subestaciones, líneas de subtransmisión, centrales de generación propia y las concentraciones de carga, es importante la recopilación de información de cada uno de los parámetros de cada elemento para una mejor modelación del sistema.

Las fuentes de información no solo fueron recopiladas de la EEASA, también de fuentes externas como se menciona a continuación:

CENACE

- Diagramas unifilares del Sistema Nacional Interconectado.

MEER

- Plan maestro de electrificación.

DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN DE LA EEASA

- Registros estadísticos de la demanda eléctrica de EEASA.
- Proyecciones de la demanda eléctrica de EEASA.
- Diagramas y esquemas unifilares del sistema de subtransmisión.

DEPARTAMENTO TÉCNICO

- Información del trazado de líneas de subtransmisión e interconexión, disposición y calibres de conductores.
- Información de las subestaciones.
- Datos de carga de alimentadores primarios.

Una vez obtenida la información, se ha procesado adecuadamente, de manera que responda a una estructura ordenada en planos, diagramas, esquemas y/o Cuadros, tal que permita ser utilizada correcta y convenientemente en las etapas de cálculo, análisis y diagnóstico.

Para realizar el análisis de flujos de potencia es necesario conocer las condiciones de carga bajo las cuales opera el sistema, por tanto fue necesario conocer el detalle de la demanda coincidente en cada subestación del sistema y cada central de generación, considerando el día de demanda máxima de todo el sistema. Esta información se la encuentra en los registros históricos de las estadísticas de operación del sistema.

2.3.6 Corrida de flujos de potencia

2.3.6.1 Modelación del sistema de subtransmisión actual

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, se encuentra preparando el Programa de Cocción Eficiente, que está basado en la sustitución de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por electricidad para la cocción en el sector residencial, utilizando cocinas eléctricas de inducción de alta eficiencia. Para este efecto, es necesario asegurar que la infraestructura eléctrica en redes de bajo voltaje, redes de media tensión, acometidas y medidores, centros de transformación, subestaciones y líneas de subtransmisión de tal manera que el sistema eléctrico de EEASA tenga la capacidad suficiente para recibir la nueva carga a nivel de clientes residenciales, garantizando condiciones de calidad, seguridad y confiabilidad.

Se realizará mejoramientos menores de las redes eléctricas de los sectores indicados en el proyecto, siendo en resumen de trabajos a ejecutarse los siguientes:

- Inspección en sitio de las redes existentes, su configuración y topología.
- Desarrollar el diseño del proyecto, si se trata de rectificación se determina todas las estructuras existentes en la red a mejorarse y procederá a la cuantificación de las mismas.
- Se determinan conjuntamente con fiscalización, la infraestructura eléctrica a colocarse, como son las redes de baja tensión, equipos y estructuras necesarias.

Para el análisis y evaluación de las condiciones operativas, los criterios a seguir para la modelación del sistema eléctrico consisten en el ingreso de cada uno de los parámetros para cada elemento que conforma el sistema de subtransmisión de la EEASA.

Con la modelación del sistema eléctrico se realizan los cálculos de flujos de potencia en líneas y subestaciones, para condiciones normales de operación y se obtienen todos los parámetros eléctricos en nodos y líneas.

Para los cálculos desarrollados en los sistemas de potencia es necesario de la ayuda de un sistema informático que se encargue de efectuar los cálculos debido a la complejidad de los mismos. Para este estudio, se utiliza CYMDIST, este software experto en el análisis de sistemas eléctricos de potencia y en el cual se modela todo el sistema con base a objetos gráficos que representan cada uno de los elementos propios del sistema que permite realizar varios tipos de estudios en sistemas equilibrados o desequilibrados, monofásicos, bifásicos o trifásicos, con configuración radial, en anillo o mallada, permitiendo a las empresas distribuidoras diagnosticar el estado actual del sistema, evaluar el impacto de la incorporación de la carga de cocinas de inducción en cada alimentador primario y

determinar las necesidades de adecuación y medidas para la implantación., como se observa en el anexo 1.

El modelo muestra a manera de diagrama unifilar, el sistema eléctrico de la EEASA, con sus diferentes niveles de voltaje (13,8 KV y 69 KV) y etapas funcionales (generación, subtransmisión y transformación), separados por barras de interconexión. Como es de saber, todo modelo requiere de al menos una barra infinita o barra slack, para proveer la potencia y estabilidad de voltaje necesaria por un sistema eléctrico, entonces en el caso de la EEASA, éstas están constituidas por los nodos de intercambio con el S.N.I

Con los resultados obtenidos, se pueden determinar aquellos elementos que operan en condiciones críticas o deficientes, que se acercan peligrosamente a sus límites de funcionamiento o zonas de sobrecargas, donde el comportamiento del sistema es inestable.

Con los resultados se presenta la incidencia en la cargabilidad de cada subestación y troncal principal de los alimentadores primarios existentes, que permite dar un diagnóstico sobre cada uno de los elementos en particular o sobre todo el sistema en general, lo cual conducirá al planteamiento de soluciones inmediatas para superar ciertas limitaciones críticas actuales, como alternativa se plantea la incorporación de nuevas subestaciones, en el centro de carga más adecuado, de tal manera que el programa de cocción eficiente se vincule con el Plan de Expansión de EEASA, en mediano y largo plazo, de manera que la disponibilidad energética no se vea comprometida y se tenga siempre la suficiente capacidad para satisfacer el salto de demanda eléctrica que se tendría.

2.3.6.2 Corrida de flujos y obtención de resultados

Es necesario establecer el escenario de operación del sistema para el cual se realizará la corrida de flujos de potencia, de manera que éste ponga en evidencia las condiciones operativas más exigentes sobre cada uno de los elementos. Así, se

considera como escenario del presente proyecto, el día 3 de diciembre del 2015, en el que se registra la máxima demanda del sistema, como se muestra en el cuadro 6.

**CUADRO 7.- DEMANDA DE POTENCIA ACTIVA DE LAS
SUBESTACIONES**

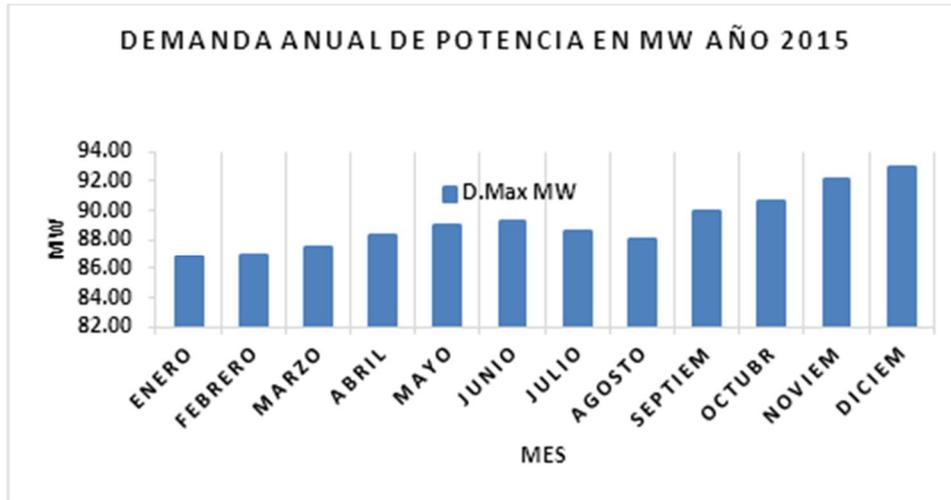
Subestación	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEM	OCTUBR	NOVIEM	DICIEM
Atocha	12,46	12,56	12,57	12,57	12,64	12,57	12,75	12,46	12,63	12,71	12,90	13,07
Baños	2,55	4,21	4,05	4,51	4,75	4,47	4,66	4,71	4,20	4,85	4,73	4,73
Huachi	14,32	14,16	14,72	14,71	14,56	15,53	15,04	14,91	15,40	10,46	15,62	14,57
Loreto	10,22	11,32	11,12	11,07	11,10	10,05	10,04	10,00	10,20	10,37	10,37	10,37
Montalvo	3,39	3,39	3,43	3,99	3,50	3,43	3,40	3,49	3,58	4,17	4,10	4,98
Oriente	13,09	13,75	12,52	12,56	11,65	1,34	13,97	13,36	14,11	13,97	12,46	12,43
Pelileo	8,98	9,05	9,23	9,12	8,76	8,77	8,63	8,69	9,21	8,96	9,09	9,09
Pillaro	5,41	5,49	0,00	5,72	5,73	5,74	5,71	5,72	5,85	5,98	5,92	5,92
Samanga	10,65	11,11	11,11	11,11	11,11	11,11	11,11	11,11	11,11	11,11	11,11	11,11
Lligua	0,10	0,15	0,08	0,07	0,08	0,07	0,11	0,11	0,13	0,13	4,00	5,90
Quero	5,86	6,03	5,50	5,72	5,87	5,74	5,78	5,83	5,81	5,90	5,90	5,90
Totoras	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,11	1,13
D.Max MW	86,77	86,92	87,49	88,28	89,03	89,24	88,59	88,07	89,96	90,57	92,11	92,94

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

Con los valores ingresados como datos de carga para el análisis del año base, se ha elaborado una curva de la demanda del año 2015 como se indica en la gráfico 12.

GRÁFICO 12.- CURVA DE CARGA DE LA DEMANDA AÑO 2015



FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

Una vez realizado las corridas de flujo de potencia, se determinan las contribuciones energéticas que realizaron los generadores y nodos del S.N.I, al sistema de la EEASA, la demanda total del sistema es de 92.774MW y 17.309Mvar, como se muestra en el cuadro 7.

CUADRO 8.- FLUJO DE CARGA GENERADORES

Nro. Equipo	Id. Equipo	Código	Potencia total al paso MW	Potencia total al paso Mvar	Potencia total al paso MVA
7779	EQ_AMBATO	Subestación	29,762	5,962	30,354
8120	G1_PENINSULA	Generador sincrónico	0	0	0
8073	G4_PENINSULA	Generador sincrónico	0	0	0
8055	G1_LLIGUA	Generador sincrónico	0	0	0
8010	G2_LLIGUA	Generador sincrónico	0	0	0

44151	G2_PENINSULA	Generador sincrónico	0	0	0
44148	G3_PENINSULA	Generador sincrónico	0	0	0
51	AGOYAN	Subestación	0	0	0
44462	EQ_TOTORAS	Subestación	63,012	11,346	64,026
TOTAL			92,774	17,308	94.38

FUENTE: CYMDIST 7.2

RECOPIADO POR: POSTULANTES

En el cuadro 8 se indican las diferentes cargas asociadas al sistema de Empresa Eléctrica de Ambato Regional Centro Norte S.A, solo el área de Tungurahua de los cuales 263628,77 KW y 267833,73 KVA correspondientes a la EEASA:

CUADRO 9.- REPORTE DE LA CARGA DE LOS ALIMENTADORES

NOMBRE RED	Carga total		FP	Pérdidas totales		FP
	KVA	KW	(%)	KVA	KW	(%)
S/E_ AMBATO TRANS	30353,54	29762,27	98,05	0	0	0
S/E_ ATOCHA	12680,28	12490,47	98,50	612,07	62,08	10,14
S/E_ BAÑOS	4637,90	4560,70	98,34	155,11	14,44	9,31
S/E_ HUACHI	15720,75	15323,51	97,47	1324,72	99,25	7,49
S/E_ LLGUIA- PENINSULA	1636,10	1634,35	99,89	25,54	20,36	79,73
S/E_ LORETO	10134,69	9960,14	98,28	257,61	44,23	17,17
S/E_ MONTALVO	25349,18	24993,68	98,6	102,45	13,18	12,87
S/E_ ORIENTE	22849,51	22577,23	98,81	496,09	49,99	10,08
S/E_ PELILEO	13685,99	13417,46	98,04	689,79	59,88	8,68
S/E_ PILLARO	5910,91	5856,61	99,08	242,8	34,11	14,05
S/E_ QUERO	6008,53	5991,49	99,72	256,82	19,55	7,61
S/E_ SAMANGA	30199,32	29664,97	98,23	477,76	55,23	11,56

S/E_SAN FRACISCO	0	0	0	0	0	0
S/E_TOTORAS EEASA	24730.02	24383.73	98,47	19,12	13,96	73
S/E_TOTORAS TRANS	64025.64	63012.23	98,42	0	0	0
TOTAL EEASA	267833,73	263628,77	98,43	6067,49	931,47	15,35

FUENTE: CYMDIST 7.2

RECOPIADO POR: POSTULANTES

En los cuadros 9, 10 y 11 se presentan los resultados obtenidos del software CYMDIST 7.2 luego de haber realizado las corridas de flujo de potencia.

CUADRO 10.- FLUJO DE CARGA-LINEAS Y CABLES

Nro. equipo	Id equipo	V (kVLL)	Tensión de base (kVLL)	Longitud (km)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)	IEquil (A)	Desfase I (°)	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kvar)	Carga (%)
L/T-TOTORAS TRANS - TOTORAS EEASA	266.8_MCM_69_KV	68.9	69	1.2	24417	4173	24771	98.57	207.3	-9.7	33.7	70	45.1
L/T-AMBATO- SAMANGA	559.5_MCM_69_KV	68.6	69	4.8	29762	5962	30354	98.05	254	-11.33	97.2	395.2	34.8
L/T-TOTORAS TRANS - MONTALVO	477_MCM_69_KV	68.6	69	5.6	25089	4466	25483	98.45	213.2	-10.09	95	336.1	31.8
L/T-ATOCHA- HUACHI	477_MCM_69_KV	68.5	69	8.2	0	-146	146	0	1.2	89.02	0	0	0.2
L/T-SAMANGA- PILLARO	266.8_MCM_69_KV	68.5	69	5.7	5866	721	5910	99.25	49.7	-7.71	9.2	19.1	10.8
L/T-MONTALVO- QUERO	300_MCM_69_KV	68.4	69	8.3	6004	352	6014	99.83	50.6	-4.06	12.4	31.5	11
L/T-SAMANGA- ATOCHA	477_MCM_69_KV	68.4	69	4.5	12510	2173	12697	98.52	106.8	-10.55	19.1	67.5	15.9
L/T-TOTORAS TRANS - PELILEO	266.8_MCM_69_KV	68.4	69	10.2	13506	2707	13775	98.05	115.3	-11.33	88.7	184.6	25.1
L/T-HUACHI- MONTALVO	477_MCM_69_KV	68.2	69	8	15376	3556	15782	97.43	132.8	-13.73	52.4	185.6	19.8
L/T-TOTORAS EEASA - ORIENTE	266.8_MCM_69_KV	68.1	69	8.2	22777	3794	23091	98.64	193.6	-9.6	200.1	416.3	42.1
L/T-AMBATO- ORIENTE	300_MCM_69_KV	68	69	2.6	0	-41	41	0	0.4	88.79	0	0	0.1
L/T-ORIENTE- LORETO	300_MCM_69_KV	68	69	2.1	9977	1813	10141	98.39	86	-11.39	9	22.8	18.7
L/T-PELILEO- BAÑOS	266.8_MCM_69_KV	68	69	20.4	4581	540	4613	99.31	38.9	-7.41	20.4	42.5	8.5
L/T-NODO 1- LORETO	300_MCM_69_KV	67.9	69	1.9	9968	1864	10141	98.3	86.1	-11.8	8.1	20.7	18.8
L/T-ORIENTE - PENINSULA	2/0_ACSR_13.8_KV_2	13.4	13.8	2.5	1634	76	1636	99.89	69.8	-35.95	15.8	15.4	28.7

FUENTE: CYMDIST 7.2

RECOPIADO POR: POSTULANTES

CUADRO 11.- FLUJO DE CARGA TRASFORMADORES

Id equipo	Código	Cap Nom (kVA)	Tens prim (kVLL)	Tens sec (kVLL)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)	IEquil (A)	Desfase I (°)	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kvar)	Carga (%)
3.5_MVA_13.8/6.9_T3_PENINSULA	Transfo	3500	13.8	6.9	5	0	5	100	0.2	-33.82	4.5	0	0
10_MVA_69/13.8_T1_ATOCHA	Transfo	10000	69	13.8	5682	1083	5784	98.23	48.8	-11.77	30	277.1	57.1
10_MVA_69/13.8_T2_ATOCHA	Transfo	10000	69	13.8	6808	1249	6922	98.36	58.4	-11.38	32.1	331.9	68.4
10_MVA_69/13.8_T_BAÑOS	Transfo	10000	69	13.8	4561	843	4638	98.34	39.4	-11.63	14.4	154.4	46
10_MVA_69/13.8_T2_HUACHI	Transfo	10000	69	13.8	3029	664	3101	97.68	26.3	-13.69	11.3	75.1	30.8
10_MVA_69/13.8_T1_HUACHI	Transfo	10000	69	13.8	12294	2848	12620	97.42	106.8	-14.37	87.9	1245.9	123.1
16_MVA_69/13.8_T_LORETO	Transfo	16000	69	13.8	5216	1108	5332	97.82	45.3	-13.3	19.3	133.6	33
16_MVA_69/13.8_T2_LORETO	Transfo	16000	69	13.8	4744	765	4805	98.72	40.8	-10.48	25	120.1	29.8
10_MVA_69/13.8_T_MONTALVO	Transfo	10000	69	13.8	3614	323	3628	99.6	30.5	-5.82	13.2	101.6	36.1
12_MVA_69/13.8_T1_ORIENTE	Transfo	12000	69	13.8	6156	805	6208	99.16	52.6	-8.55	25.7	241.2	51.3
12_MVA_69/13.8_T2_ORIENTE	Transfo	12000	69	13.8	6444	899	6506	99.04	55.2	-9.03	24.3	252.4	53.8
10_MVA_69/13.8_T_PELILEO	Transfo	10000	69	13.8	8836	2158	9096	97.15	76.8	-14.4	59.9	687.2	89
5_MVA_69/13.8_T1_PILLARO	Transfo	5000	69	13.8	3075	431	3105	99.03	26.2	-8.85	16.4	126.4	61.5
5_MVA_69/13.8_T2_PILLARO	Transfo	5000	69	13.8	2781	368	2806	99.14	23.7	-8.41	17.7	114	55.5
10_MVA_69/13.8_T_QUERO	Transfo	10000	69	13.8	5991	452	6009	99.72	50.7	-5.32	19.5	256.1	59.8
12_MVA_69/13.8_T_SAMANGA	Transfo	12000	69	13.8	5326	1298	5482	97.15	46.1	-14.4	28.3	223.7	45
12_MVA_69/13.8_T2_SAMANGA	Transfo	12000	69	13.8	5964	1462	6141	97.12	51.7	-14.48	27	250.8	50.5
16_MVA_69/13.8_T1_TOTORAS_EEASA	Transfo	16000	69	13.8	1606	330	1640	97.95	13.7	-11.76	14	13.1	10.1

FUENTE: CYMDIST 7.2

RECOPIADO POR: POSTULANTES

CUADRO 12.- FLUJO DE CARGA BARRAS 69 KV

Nombre nodo	Tensión de base (kVLL)	V (kVLL)	V (p.u.)	Desfase V (°)
AMBATO_69	69	69	1	0
TOTORAS_TRANS-69	69	69	1	0
TOTRAS_EEASA_69	69	68.9	0.998	-0.15
MNTV-69	69	68.6	0.994	-0.71
SAMG-69	69	68.6	0.994	-0.7
PILL-69	69	68.5	0.992	-0.87
ATCH-69	69	68.4	0.992	-0.98
PELI-69	69	68.4	0.991	-0.68
HUCH-69-2	69	68.2	0.988	-1.32
HUCH-69-1	69	68.2	0.988	-1.32
ORNT-69	69	68.1	0.987	-1.09
69-ORNT-1	69	68.1	0.987	-1.09
69-ORNT-2	69	68.1	0.987	-1.09
BAÑOS-69	69	68	0.985	-1.16
LORT-69	69	67.9	0.984	-1.32

FUENTE: CYMDIST 7.2

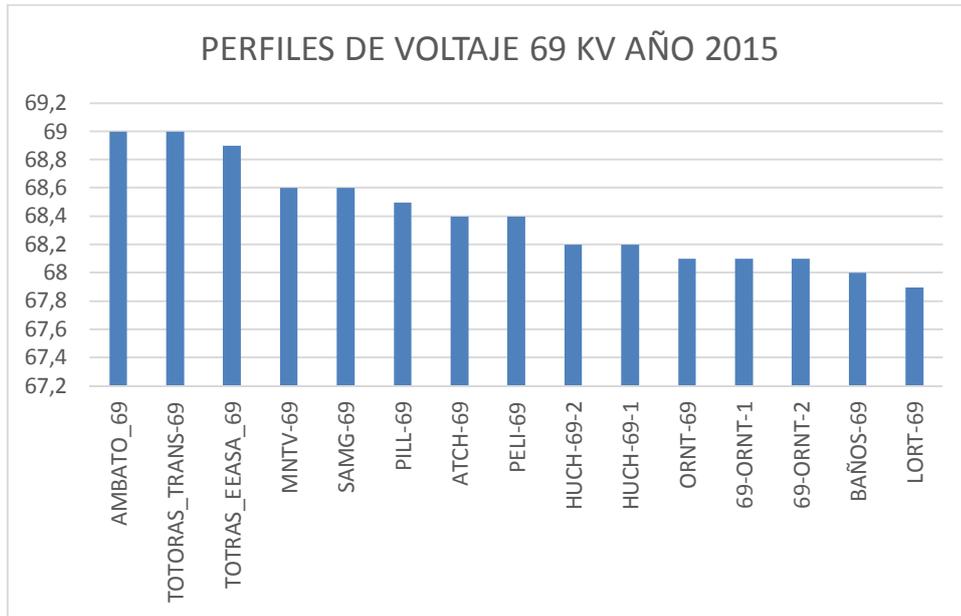
RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.3.7 Análisis de resultados

Haciendo uso de los datos obtenidos en la corrida de flujos de potencia, el software CYMDIST 7.2, permite analizar los elementos del sistema de subtransmisión que se encuentran en estado crítico, desde el punto de vista de las pérdidas de potencia, como muestras en los cuadros 10 del flujo de carga de transformadores.

En el gráfico 13 se puede apreciar las barras de subestaciones con valores de bajo voltaje con Baños y Loreto, se indican los perfiles de voltaje a 69 KV de todas las subestaciones de la EEASA.

GRÁFICO 13.- VOLTAJES A 69 KV PARA EL AÑO 2015



FUENTE: CYMDIST 7.2

RECOPIADO POR: POSTULANTES

Los elementos con bajo voltaje son aquellos que se encuentran alejados de las fuentes de suministro, con líneas de subtransmisión extremadamente largas, pero son valores que están dentro del estándar permitido por la regulación N°. 004/01 del ARCONEL.

2.3.7.1 *Análisis de resultados por Subestaciones.*

Las subestaciones disponen de barras de 69 KV y otra de 13,8 KV, que aportan la potencia necesaria a nivel de 69kV desde los nodos del S.N.I., y a través de las S/E de la EEASA, cuyos aportes abastecen la demanda de la Provincia de Tungurahua, como se muestra en el resumen de subestaciones y aportes de carga en el cuadro 12, los aportes de carga de cada subestación se verificarán en el anexo 2.

CUADRO 13.- RESUMEN DE SUBESTACIONES Y APORTE DE CARGAS

Resumen								
	Carga total		Carga total		Pérdidas totales		Pérdidas totales	
	kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kVA	FP (%)	kW	FP (%)
Total	267833,73	98,43	263628,77	98,43	6067,47	15,35	931,47	15,35

FUENTE: CYMDIST 7.2

RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.3.8 Diagnóstico del sistema de Subtransmisión actual

Con el análisis de los resultados de flujos de potencia que se realizó al sistema eléctrico de subtransmisión, se determinó el estado operativo de cada elemento, como líneas de subtransmisión y transformadores, con lo cual se evidenció los siguientes problemas: cargabilidad excesiva, caídas de voltaje y pérdidas de potencia, que algunos de ellos experimentan actualmente.

Con las condiciones antes mencionadas y la variante de crecimiento de la demanda a futura, el sistema puede tener serios problemas para su correcto funcionamiento lo que va a traer perjuicios económicos además de dañar el buen nombre de la empresa, la misma que se encuentra posicionada entre una de las mejores del país debido a sus altos estándares de calidad y buen servicio que brindan a toda la colectividad.

Analizado el sistema actual se tiene problemas de operación como las que se puede mencionar que:

- Los problemas críticos de cargabilidad, las líneas de Huachi - Montalvo, Atocha, requieren atención para el mediano plazo; mediante la repotenciación de éstas líneas.

- Por pérdidas de potencia y caída de voltaje, se requieren atención inmediata; mediante transferencias de carga, compensación de reactivos y/o incremento del nivel de voltaje.
- Por el crecimiento de la demanda en los centros de carga, se requiere atención para el corto y mediano plazo, respectivamente; mediante la construcción de nuevas subestaciones o repotenciación de transformadores.

Por lo indicado se hace indispensable contar con un plan de expansión para determinar la incorporación de nuevas subestaciones o en su defecto el reforzamiento de la capacidad instalada de las existentes según los requerimientos del caso, además de incorporar la demanda que representa el cambio de GLP por cocinas de inducción, todo esto permitirá que el sistema eléctrico se siga manteniendo operativo y preparado para el incremento futuro de demanda de energía, en consecuencia del ingreso de nuevas subestaciones, se proponen las líneas de subtransmisión que deberán construirse.

De los datos analizados, el sistema de subtransmisión, no se encuentra en condiciones críticas, pero si requiere de acciones inmediatas o mediatas, que contribuyan a mejorar las condiciones operativas de los sistemas de subtransmisión y distribución, para garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico.

2.4 Proyección de la demanda

Según el PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN PME 2013 – 2022, la proyección de la demanda se convierte en el eje fundamental a partir del cual se desarrolla la planificación, debido a que considera una serie de hipótesis debidamente sustentadas que contemplan la evolución histórica de la demanda eléctrica a nivel nacional, los impactos producidos por la incorporación de cargas

especiales al sistema, económicas y tecnológicas que se reflejan en el comportamiento de la demanda eléctrica.

Al realizar la proyección de demanda se debe considerar la cantidad de energía que se espera entregar en los próximos años, esta demanda va a determinar el porcentaje de crecimiento ya con la incorporación al 100% del Programa cocción eficiente impulsado por el gobierno ecuatoriano.

El principal inconveniente que se presentó es la determinación de la demanda para un año establecido, para lo cual se utilizó métodos econométricos que determinan la correlación existente entre las variables endógenas (número de clientes y consumos de energía) y las variables exógenas (información macroeconómica y demográfica). El resultado de estos pronósticos de demanda se hace más complicado aún al incorporar la carga de las cocinas de inducción y su introducción al mercado por etapas.

2.4.1 Descripción del método para el cálculo de la proyección de la demanda aplicado por la EEASA

La EEASA basa sus cálculos en la información histórica recopilada durante el transcurso de varios años, para el análisis se cuenta con un registro estadístico del crecimiento sectorizado de su demanda que va desde 2008 hasta el año 2014 tal como se indica en los anexos Nos. 3. (A, B, C, D, E, F). Estos registros estadísticos, clasifican a la demanda facturada y el número de usuarios por sectores de consumo, en: residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros; incluye además, registros de la disponibilidad total de la demanda de potencia máxima y energía.

Con los datos históricos de la demanda se establece la tasa de crecimiento que ha tenido la EEASA en los últimos años esta información permite realizar proyecciones más acertadas.

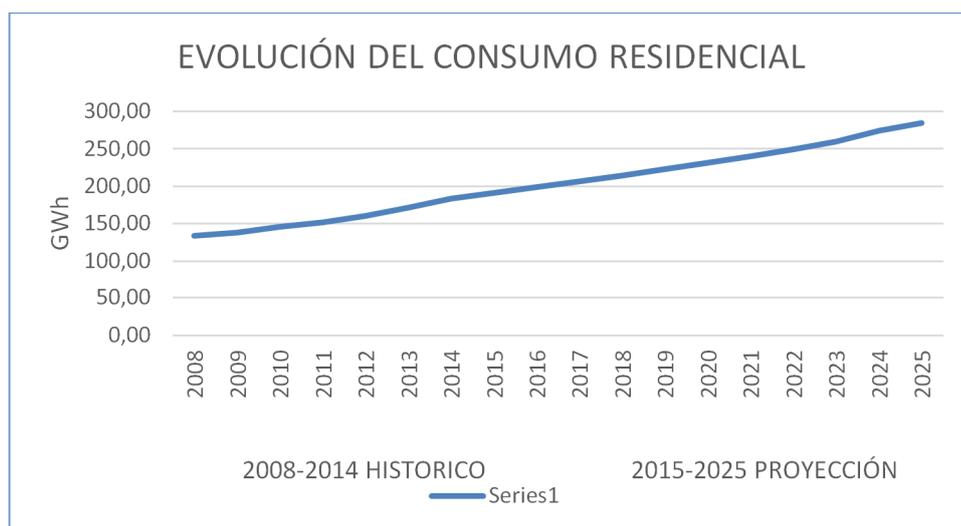
2.4.1.1 Proyección de la demanda del sector residencial.

En el análisis de la demanda de energía del sector residencial, se considera algunas variables de crecimiento que ha tenido la EEASA:

- Número de clientes
- Cambio de niveles de voltaje de 110 V a 220 V
- Cambio de las cocinas GLP a cocinas de inducción
- Crecimiento poblacional
- Viviendas electrificadas

La evolución de estos parámetros permite determinar el crecimiento de los usuarios y el consumo residencial para el año meta, como resultado de la proyección se estima un crecimiento promedio anual del 5,5%, los resultados se presentan en el anexo No. 3A y la proyección como curva de la demanda residencial en el grafico 14.

GRAFICO 14.- PROYECCIÓN DE LA DEMANDA RESIDENCIAL



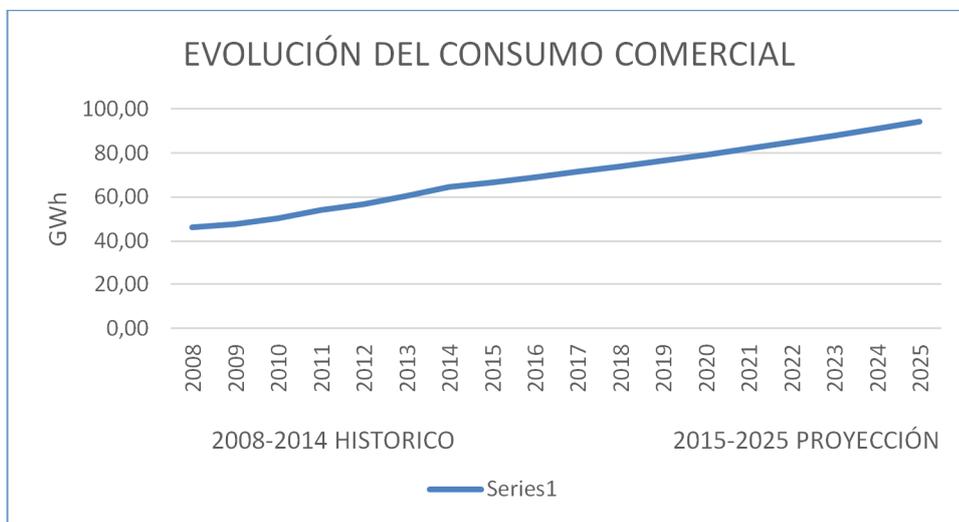
FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.4.1.2 *Proyección de la demanda del sector comercial.*

La demanda del sector comercial se obtiene de las tendencias de crecimiento de los usuarios comerciales, como resultado de la proyección se estima un crecimiento promedio anual del 5,7% que determina la tasa de crecimiento y la demanda proyectada para el sector comercial, que se muestra como curva de la demanda del comercial en el grafico 15, los resultados se presentan en el anexo No. 3B

GRAFICO 15.- PROYECCIÓN DE LA DEMANDA COMERCIAL



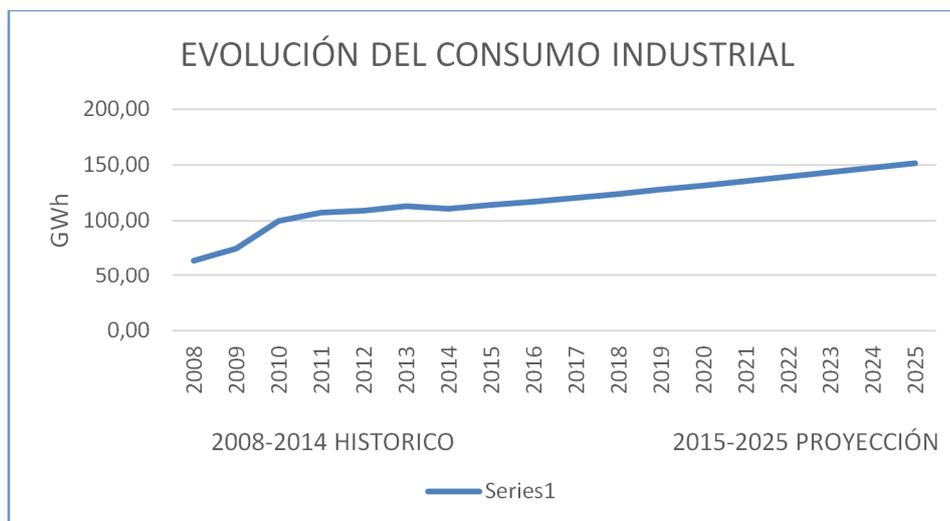
FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.4.1.3 *Proyección de la demanda del sector industrial.*

Como resultado de la proyección se estima un crecimiento promedio anual del 2.9, el porcentaje de crecimiento según el PME 2013-2022 es de 2.9%. El anexo No. 3C detalla los clientes industriales hacia el 2025, grafico 16.

GRAFICO 16.-PROYECCIÓN DE LA DEMANDA INDUSTRIAL



FUENTE: EEASA

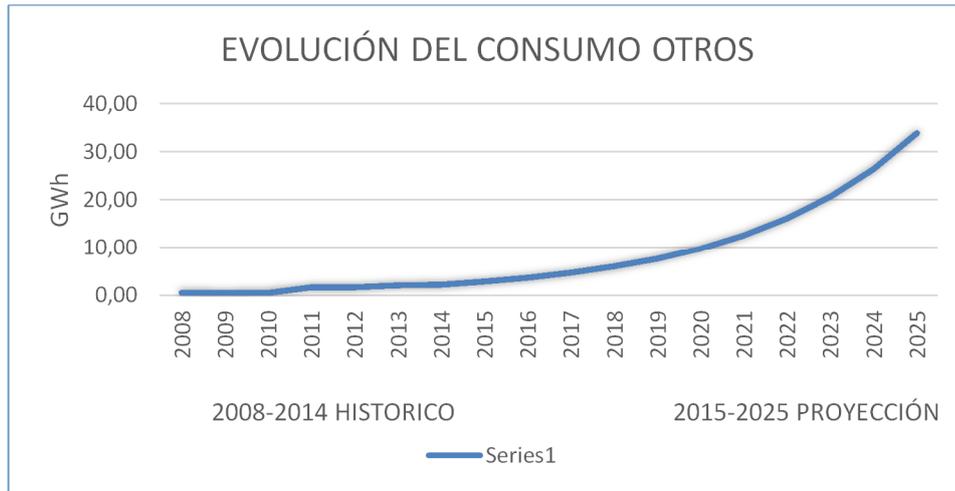
RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.4.1.4 *Proyección de la demanda del sector otros consumos.*

Se considera a los usuarios del sector oficial tanto de los gobiernos seccionales como nacionales y otro tipo de clientes que no caen dentro de la clasificación anterior, tales como Bombeo de Agua, Servicio Comunal, Asistencia Social y Beneficio Publico.

Este sector, según las estadísticas, también presenta un comportamiento irregular, por lo que para su pronóstico se utiliza su relación con el número de viviendas electrificadas en el sistema y el consumo específico por habitante, así se determina el número de clientes en éste sector y su consumo anual, cuyos resultados encontrados se presentan en el anexo No. 3D y la proyección como curva de la demanda de otros consumo en el gráfico 17.

GRAFICO 17.- PROYECCIÓN DE LA DEMANDA OTROS CONSUMOS



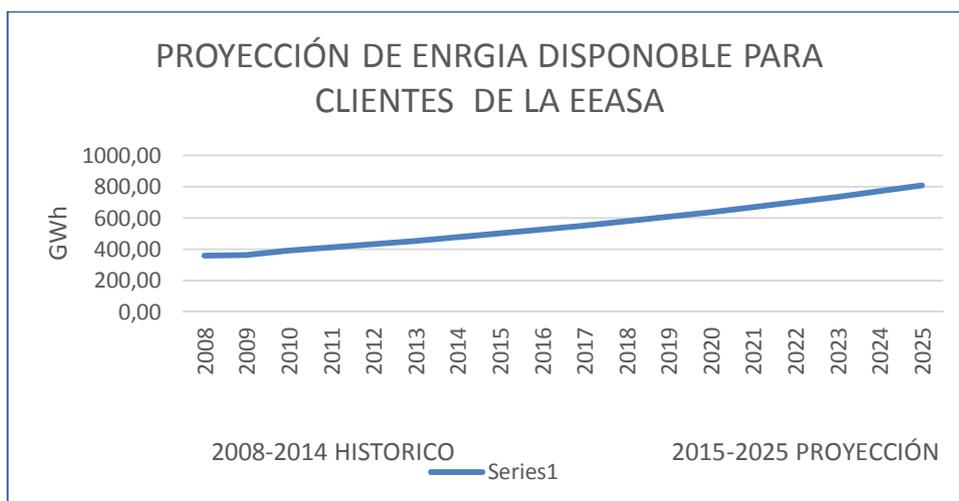
FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.4.1.5 *Proyección de la demanda del consumo total.*

El pronóstico del consumo total del sistema constituye la suma de los pronósticos sectoriales, cuyos resultados encontrados se presentan en el anexo No. 3F y la proyección como curva de la demanda de consumo total en el gráfico 18.

GRAFICO 18.- PROYECCIÓN DE ENERGÍA DISPONIBLE PARA CLIENTES DE LA EEASA



FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.4.2 Proyección de la demanda por subestaciones de distribución

Con la proyección del consumo de energía hasta el año 2025, es posible calcular la demanda de energía disponible y la demanda máxima de potencia, para lo cual se consideran como centros de carga las doce subestaciones del sistema: Atocha, Baños, Huachi, Loreto, Montalvo, Oriente, Pelileo, Pillaro, Samanga, Quero y Totoras EEASA, a 69KV, mientras que la subestación de la Península esta última a 4.16/6.9KV,

2.5 Flujos de potencia del sistema actual con demandas proyectadas al 2025

Con el sistema actual de sistema se realizara cinco corridas de flujos de potencia para los escenarios del 2017, 2019, 2021, 2023 y 2025, con el propósito de determinar cuáles son las condiciones de operación o de saturación del sistema de la EEASA y poder tomar soluciones con el fin de evitar que el sistema llegue a un colapso total.

2.5.1 Corridas de flujos y obtención de resultados

2.5.1.1 Flujos de potencia para el Escenario 2017

La demanda de potencia y energía para cada una de las subestaciones proyectadas para el año 2017, se muestra en el cuadro 13.

**CUADRO 14.- DATOS DE CARGA PARA FLUJOS DE POTENCIA
ESCENARIO 2017**

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL POR SUBESTACIONES AL 2017							
SUBESTACION	ENERGIA (KWH)	FAC. PERD. (%)	FACT. CARGA (%)	DEMANDA MAX. (KW)	CREC. DEM. (%)	CREC.CON	DEMANDA MAX (KW)
						COCINA INDUCCION	
ATOCHA	142808,26	43,35%	60,13%	13585,77	4,29%	21,09%	16457,22
BAÑOS	69712,28	44,52%	61,15%	4898,88	3,64%	58,49%	7768,98
HUACHI	213448,48	51,26%	66,79%	17055,93	5,49%	16,80%	19939,83
LORETO	159580,82	54,11%	69,07%	11072,81	5,44%	25,88%	13939,60
MONTALVO	40000,52	45,07%	61,62%	3977,01	5,16%	10,36%	4389,13
ORIENTE	166152,26	56,05%	70,58%	12629,54	7,54%	11,02%	13896,76
PENINSULA	14907,52	34,80%	52,27%	2273,55	9,00%	0,00%	2273,76
PELLEO	251937,65	93,29%	95,99%	9495,90	3,66%	19,87%	11393,91
PILLARO	88891,47	46,84%	63,13%	6419,06	4,69%	44,63%	9293,48
SAMANGA	303418,03	94,77%	96,89%	12373,79	4,57%	8,84%	13468,28
QUERO	100293,97	51,03%	66,60%	6549,80	4,55%	43,74%	9421,57
TOTORAS	18375,93	49,03%	64,96%	1763,68	6,16%	2,91%	1814,44
TOTAL	1569527,19	55,34%	69,10%	102095,7200	5,35%	21,97%	124056,96

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.5.1.2 Flujos de potencia para el Escenario 2019

La demanda de potencia y energía para cada una de las subestaciones proyectadas para el año 2019, se muestra en el cuadro 14.

**CUADRO 15.- DATOS DE CARGA PARA FLUJOS DE POTENCIA
ESCENARIO 2019**

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL POR SUBESTACIONES AL 2019							
SUBESTACION	ENERGIA (KWH)	FAC. PERD. (%)	FACT. CARGA (%)	DEMANDA MAX. (KW)	CREC. DEM. (%)	CREC.CON	DEMANDA MAX (KW)
						COCINA INDUCCION	
ATOCHA	183518,35	49,6%	65,41%	14780,80	4,30%	20,84%	17871,07
BAÑOS	86434,93	49,9%	65,68%	5262,23	3,64%	58,53%	8348,44
HUACHI	293598,61	61,0%	74,38%	19007,94	5,55%	16,20%	22110,92
LORETO	217799,70	64,3%	76,78%	12310,31	5,44%	25,02%	15393,21
MONTALVO	54287,50	53,1%	68,29%	4407,34	5,29%	10,04%	4850,12
ORIENTE	246715,91	70,2%	80,97%	14320,55	7,08%	10,31%	15681,42
PENINSULA	29545,84	45,6%	62,10%	3192,10	9,00%	0,00%	3192,49
PELLEO	313001,47	105,5%	103,17%	10210,30	3,68%	19,87%	12252,63
PILLARO	116457,12	54,3%	69,21%	7038,37	4,71%	43,76%	10131,40
SAMANGA	394092,70	110,0%	105,75%	13506,70	4,46%	8,71%	14684,41
QUERO	130436,40	59,0%	72,81%	7162,40	4,57%	43,00%	10250,96
TOTORAS	26151,76	59,4%	73,12%	1983,44	6,10%	2,78%	2038,24
TOTAL	2092040,29	65,15%	76,47%	113182,48	5,32%	21,59%	136805,31

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.5.1.3 Flujos de potencia para el Escenario 2021

La demanda de potencia y energía para cada una de las subestaciones proyectadas para el año 2021, se muestra en el cuadro 15.

**CUADRO 16.- DATOS DE CARGA PARA FLUJOS DE POTENCIA
ESCENARIO 2021**

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL POR SUBESTACIONES AL 2021					
SUBESTACION	ENERGIA (KWH)	FAC. PERD. (%)	FACT. CARGA (%)	DEMANDA MAX. (KW)	CREC. DEM. (%)
ATOCHA	236535,02	56,8%	71,2%	19452,75	4,32%
BAÑOS	107148,85	56,0%	70,6%	8969,09	3,64%
HUACHI	407535,62	73,0%	82,9%	24680,35	5,62%
LORETO	299358,62	76,6%	85,4%	17116,68	5,44%
MONTALVO	74173,95	62,9%	75,8%	5381,99	5,35%
ORIENTE	374529,23	89,0%	93,3%	17908,97	7,51%
PENINSULA	59431,47	60,2%	73,8%	4549,29	9,00%
PELILEO	389237,50	119,4%	110,9%	13180,68	3,69%
PILLARO	153708,40	63,1%	75,9%	11116,95	4,73%
SAMANGA	512083,57	127,8%	115,4%	16025,58	4,46%
QUERO	170731,81	68,3%	79,6%	11216,02	4,59%
TOTORAS	37715,65	72,6%	82,6%	2301,78	6,40%
TOTAL	2822189,68	77,15%	84,79%	151900,13	5,40%

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.5.1.4 Flujos de potencia para el Escenario 2023

La demanda de potencia y energía para cada una de las subestaciones proyectadas para el año 2023, se muestra en el cuadro 16.

**CUADRO 17.- DATOS DE CARGA PARA FLUJOS DE POTENCIA
ESCENARIO 2023**

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL POR SUBESTACIONES AL 2023					
SUBESTACION	ENERGIA (KWH)	FAC. PERD. (%)	FACT. CARGA (%)	DEMANDA MAX. (KW)	CREC. DEM. (%)
ATOCHA	305260,37	65,3%	77,5%	21183,64	4,34%
BAÑOS	132835,65	62,9%	75,8%	9636,16	3,64%
HUACHI	568498,88	87,9%	92,6%	27598,63	5,71%
LORETO	411586,33	91,5%	94,9%	19036,56	5,45%
MONTALVO	101775,66	74,9%	84,2%	5980,96	5,43%
ORIENTE	592204,30	116,0%	109,1%	20739,73	8,32%
PENINSULA	122482,42	80,1%	87,7%	6641,94	9,00%
PELILEO	484340,49	135,4%	119,3%	14182,69	3,70%
PILLARO	203149,19	73,5%	83,3%	12204,04	4,75%
SAMANGA	1940961,94	148,8%	125,9%	50981,22	4,48%
QUERO	223757,96	79,3%	87,1%	12277,23	4,61%
TOTORAS	2881,04	9,6%	21,4%	2623,55	6,95%
TOTAL	5089734,23	85,44%	88,24%	203086,35	5,53%

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.5.1.5 Flujos de potencia para el Escenario 2025

La demanda de potencia y energía para cada una de las subestaciones proyectadas para el año 2025, se muestra en el cuadro 17.

**CUADRO 18.- DATOS DE CARGA PARA FLUJOS DE POTENCIA
ESCENARIO 2025**

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL POR SUBESTACIONES AL 2025					
SUBESTACION	ENERGIA (KWH)	FAC. PERD. (%)	FACT. CARGA (%)	DEMANDA MAX. (KW)	CREC. DEM. (%)
ATOCHA	394572,49	75,2%	84,4%	23083,68	4,37%
BAÑOS	164708,19	70,8%	81,4%	10354,16	3,65%
HUACHI	797992,09	106,3%	103,7%	30932,08	5,82%
LORETO	566575,52	109,7%	105,6%	21182,25	5,47%
MONTALVO	140392,26	89,6%	93,7%	6658,91	5,53%
ORIENTE	1002052,60	158,0%	130,3%	24574,82	9,73%
PENINSULA	264838,32	107,2%	104,1%	10174,1	9,00%
PELILEO	603063,02	153,7%	128,3%	15264,94	3,71%
PILLARO	269010,89	85,9%	91,4%	13408,52	4,79%
SAMANGA	867683,98	173,7%	137,5%	19109,67	4,51%
QUERO	293627,76	92,3%	95,4%	13444,74	4,63%
TOTORAS	4477,16	11,7%	24,8%	3037,64	7,92%
TOTAL	5368994,28	102,85%	98,39%	191225,51	5,76%

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

Con la información de los escenarios simulados 2017, 2021, 2023 y 2025 del se realiza la corrida de flujos de potencia en el software CYMDIST 7.2, obteniendo los resultados el cual nos permite identificar los elementos como barras de 69 KV, líneas de subtransmisión y trasformadores que tienen problemas o dificultades operativas como bajo voltaje, sobrecargas o perdidas excesivas.

CUADRO 19.- RESULTADOS BARRAS

AÑO	2017				2019				2021				2023				2025			
	Tensión de base (kVLL)	V (kVLL)	V (p.u.)	Desfase V (°)	Tensión de base (kVLL)	V (kVLL)	V (p.u.)	Desfase V (°)	Tensión de base (kVLL)	V (kVLL)	V (p.u.)	Desfase V (°)	Tensión de base (kVLL)	V (kVLL)	V (p.u.)	Desfase V (°)	Tensión de base (kVLL)	V (kVLL)	V (p.u.)	Desfase V (°)
AMBATO_69	69	69	1	0	69	69	1	0	69	69	1	0	69	69	1	0	69	69	1	0
TOTORAS_TRANS-69	69	69	1	0	69	69	1	0	69	69	1	0	69	69	1	0	69	69	1	0
TOTRAS_EEASA_69	69	68.8	0.998	-0.19	69	68.8	0.997	-0.22	69	68.8	0.997	-0.25	69	68.7	1	-0.29	69	68.6	0.995	-0.35
SAMG-69	69	68.5	0.992	-0.92	69	68.4	0.991	-1	69	68.3	0.99	-1.09	69	68.3	0.99	-1.19	69	68.2	0.988	-1.3
MNTV-69	69	68.4	0.991	-0.96	69	68.3	0.99	-1.05	69	68.2	0.989	-1.16	69	68.1	0.99	-1.29	69	68	0.985	-1.43
ATCH-69	69	68.2	0.989	-1.3	69	68.2	0.988	-1.41	69	68.1	0.986	-1.54	69	68	0.99	-1.68	69	67.8	0.983	-1.83
PILL-69	69	68.2	0.989	-1.19	69	68.2	0.988	-1.3	69	68.1	0.986	-1.42	69	68	0.99	-1.55	69	67.8	0.983	-1.69
PELI-69	69	68.1	0.986	-0.96	69	68	0.985	-1.03	69	67.9	0.984	-1.11	69	67.8	0.98	-1.19	69	67.7	0.981	-1.27
HUCH-69-2	69	67.8	0.983	-1.76	69	67.7	0.981	-1.94	69	67.5	0.978	-2.15	69	67.2	0.98	-2.39	69	66.9	0.97	-2.66
HUCH-69-1	69	67.8	0.983	-1.76	69	67.7	0.981	-1.94	69	67.5	0.978	-2.15	69	67.2	0.98	-2.39	69	66.9	0.97	-2.66
ORNT-69	69	67.7	0.982	-1.45	69	67.5	0.979	-1.65	69	67.3	0.975	-1.91	69	66.9	0.97	-2.2	69	66.7	0.966	-2.36
69-ORNT-1	69	67.7	0.982	-1.45	69	67.5	0.979	-1.65	69	67.3	0.975	-1.91	69	66.9	0.97	-2.24	69	66.4	0.962	-2.68
69-ORNT-2	69	67.7	0.982	-1.45	69	67.5	0.979	-1.65	69	67.3	0.975	-1.91	69	66.9	0.97	-2.24	69	66.4	0.962	-2.68
LORT-69	69	67.5	0.978	-1.77	69	67.3	0.975	-2	69	67	0.971	-2.05	69	66.9	0.97	-2.24	69	66.4	0.962	-2.68
BAÑOS-69	69	67.3	0.976	-1.78	69	67.2	0.974	-1.91	69	67	0.971	-2.3	69	66.6	0.97	-2.68	69	66	0.957	-3.18

FUENTE: CYMDIST 7.2

RECOPIADO POR: POSTULANTE

Del cuadro 18 presentado anteriormente se puede evidenciar que el nivel de voltaje en barras de subestación no cae por debajo de 0.93 p.u. en todos los periodos de estudio, valor que se encuentra en el límite del estándar permitido por la regulación No. 004/01 del ARCONEL

De acuerdo a los resultados obtenidos con la simulación de flujos de potencia se observa que existen pérdidas de potencia y caídas de voltaje en las líneas de Subtransmisión Oriente – Península, Totoras EEASA – Oriente y Totoras TRANS-Totoras EEASA todas estas a partir del año 2023, resultados que se ratifican en el anexo 4.

Según el anexo 5, se puede evidenciar que varios transformadores de las subestaciones (Atocha, Baños, Huachi, Oriente, Pelileo, Pillaro y Quero) superan la capacidad instalada, haciéndose evidente la sobrecarga de los mismos en los diferentes periodos de estudio.

En la cuadro 19, detalla el resumen total de los parámetros que tienen las subestaciones hasta el año 2025, especificando la proyección de la demanda con el ingreso de las cocinas de inducción, analizando los resultados obtenidos luego de la simulación del sistema de subtransmisión a 69 KV.

Nota:

La incidencia de Armónicos en el sistema de subtransmisión ocasiona que los voltajes y corrientes armónicas sufran un incremento en el consumo de corriente, calentamiento adicional en los conductores (fases o neutro), vibración en los transformadores y error o falla en equipos de medición. Para lo cual la EEASA posee instalados filtros en cada subestación para mitigar los efectos de los armónicos, adicional a esto como se puede observar en el cuadro 5 todas las subestaciones de reducción 69/13.8 KV posee la configuración Δ -Y aterrada, la

que bloqueará la mayoría de las corrientes de tercera armónica y sus múltiplos, evitando que fluyan hacia el sistema de alto voltaje y es por este motivo que los transformadores de subestaciones necesitan ser dimensionados o corregidos para manejar las altas corrientes armónicas.

La EEASA posee una THD (tasa de distorsión armónica) de 2.5% a nivel de consumidor, 7% en transformadores de distribución, 5% a nivel de clientes residenciales y un 2.5% en alimentadores. Valores que se encuentran dentro de los límites de la regulación CONELEC – 004/01.

CUADRO 20.- RESUMEN DE DATOS TOTALES SOFTWARE CYMDIST HASTA EL AÑO 2025

años	2017				2019				2021				2023				2025			
Resumen total	kW	kvar	kVA	FP(%)																
Fuentes (Potencia de equilibrio)	125302.52	26821.6	128141.01	97.78	138347.54	31104.15	141800.95	97.56	153852.01	36568.55	158138.24	97.29	172128.31	43595.16	177563.21	96.94	194642.63	53342.13	201819.57	96.44
Generadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción total	125302.52	26821.6	128141.01	97.78	138347.54	31104.15	141800.95	97.56	153852.01	36568.55	158138.24	97.29	172128.31	43595.16	177563.21	96.94	194642.63	53342.13	201819.57	96.44
Carga leída (no regulada)	123330.45	16503.88	124429.81	99.12	135941.45	18106.57	137141.99	99.12	150834.14	19963.68	152149.55	99.14	168211.17	22078.12	169653.89	99.15	189206.47	24539.43	190791.17	99.17
Carga utilizada (regulada)	123330.96	16504.95	124430.46	99.12	135941.05	18106.35	137141.57	99.12	150832.38	19961.79	152147.56	99.14	168207.56	22074.2	169649.79	99.15	189207.4	24540.35	190792.21	99.17
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cargas totales	123330.96	16504.95	124430.46	99.12	135941.05	18106.35	137141.57	99.12	150832.38	19961.79	152147.56	99.14	168207.56	22074.2	169649.79	99.15	189207.4	24540.35	190792.21	99.17
Capacitancia del cable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capacitancia de la línea	0	-1558.7	1558.7	0	0	-1554.45	1554.45	0	0	-1549.34	1549.34	0	0	-1543.2	1543.2	0	0	-1535.42	1535.42	0
Capacitancia shunt total	0	-1558.7	1558.7	0	0	-1554.45	1554.45	0	0	-1549.34	1549.34	0	0	-1543.2	1543.2	0	0	-1535.42	1535.42	0
Pérdidas en las líneas	1263.17	3404.95	3631.7	34.78	1583	4207.28	4495.23	35.22	2043.16	5312.68	5692.02	35.9	2739.39	6871.86	7397.75	37.03	3959.94	9322.81	10128.97	39.1
Pérdidas en los cables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas de carga del transformador	525.67	8471.42	8487.71	6.19	641.32	10346.07	10365.93	6.19	795.2	12844.65	12869.24	6.18	1000.56	16192.76	16223.65	6.17	1294.19	21012.23	21052.05	6.15
Pérdidas en vacío del transformador	183.66	0	183.66	100	182.93	0	182.93	100	182.01	0	182.01	100	180.83	0	180.83	100	179.18	0	179.18	100
Pérdidas totales	1972.49	11876.36	12039.05	16.38	2407.25	14553.35	14751.09	16.32	3020.37	18157.33	18406.82	16.41	3920.78	23064.62	23395.5	16.76	5433.31	30335.04	30817.78	17.63

FUENTE: CYMDIST 7.2

RECOPIADO POR: POSTULANT

2.6 Operacionalización De Variables

CUADRO.- 21 REPRESENTACIÓN DE LAS VARIABLES

VARIABLES	INDICADORES	INSTRUMENTOS
<ul style="list-style-type: none"> • VARIABLE INDEPENDIENTE Proyección de la demanda. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tipos de subestaciones • Clasificación de líneas de subtransmisión • Tipos de cargas • Simulaciones de redes eléctricas. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Software CYMDIST 7.2. ▪ AUTOCAD
<ul style="list-style-type: none"> • VARIABLE DEPENDIENTE Incremento en la demanda de potencia y energía. 	<ul style="list-style-type: none"> • Crecimiento poblacional • Programa de las cocinas de inducción. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cálculos

FUENTE: POSTULANTES
 RECOPIADO POR: POSTULANTES

2.7 Hipótesis

Con la proyección de la demanda se analizará cuáles son las zonas críticas y los elementos con problemas para dar soluciones viables como construcción o repotenciación de subestaciones y líneas de Subtransmisión, lo que se ha permitido proponer de un plan de expansión del sistema de subtransmisión a 69KV en el periodo 201-2025.

2.7.1 Verificación de la Hipótesis

Con la proyección de la demanda e inclusión de las cocinas de inducción se realizó las simulaciones de flujos de potencia con el software CYMDIST 7.2 en los diferentes escenarios, se verifico subestaciones en estados críticos:

CUADRO.- 22 AÑO CRÍTICO DE CARGABILIDAD DE SUBESTACIONES

No.	SUBESTACIÓN	Carga (%)	AÑO CRÍTICO DE CARGABILIDAD
1	ATOCHA	131,4	2025
2	BAÑOS	104,2	2025
3	ORIENTE I	141,5	2025
4	ORIENTE II	148,5	2025
5	PILLARO I	102,2	2023
6	PILLARO II	105,1	2021
7	PELILEO	123,2	2017
8	HUACHI I	160	2017
9	QUERO	133,8	2025

FUENTE: POSTULANTES

RECOPIADO POR: POSTULANTES

Con la hipótesis planteada para realizar este proyecto, se puede, una vez analizados los resultados obtenidos a través de las técnicas de investigación y constatados con las simulaciones de flujos de potencia, se ha procedido a colocar

nuevas subestaciones con la finalidad de aliviar carga en las subestaciones en estado crítico como son:

- Subestación Batán que aliviará carga de las subestaciones Atocha y Huachi
- Subestación Pilahuín que aliviará carga de la subestación Huachi
- Subestación Los Andes que aliviará carga de las subestaciones Pelileo y Pillaro
- Subestación Cunchibamba que aliviará carga de la subestación Samanga

Lo que permite proponer de un plan de expansión del sistema de subtransmisión a 69KV en el periodo 2015-2025.

CAPÍTULO III

3. PROPUESTA

“ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN, CONSIDERANDO EL INCREMENTO DE LA DEMANDA POR LA INCORPORACIÓN DE LAS COCINAS DE INDUCCIÓN EN LA EEASA PERTENECIENTE A LA PROVINCIA DE TUNGURAHUA DURANTE EL PERÍODO 2015-2025.”.

3.1 Objetivos de la propuesta.

3.1.1 Objetivo general

Realizar el análisis y la evaluación del plan de expansión del sistema de subtransmisión, considerando el incremento de la demanda por la incorporación de las cocinas de inducción en la EEASA perteneciente a la provincia de Tungurahua durante el período 2015-2025.

3.1.2 Objetivos específicos

- Simular el estado del Sistema de Subtransmisión de energía eléctrica de la EEASA en cada periodo de estudio y determinar donde se requiere la

- construcción o repotenciación de una subestación con respectiva línea de transporte.
- Realizar la proyección de la demanda para los siguientes periodos de estudio asumiendo la incorporación por etapas del Programa de Cocción Eficiente (PEC), así como también el crecimiento de la demanda energética dentro de la provincia de Tungurahua.
- Proponer soluciones técnicas viables, con el fin de dar solución a las zonas críticas que se presentan en cada simulación de su correspondiente periodo a fin de que la empresa siga manteniendo sus estándares altos de calidad y servicio.

3.2 Propuesta

“ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN, CONSIDERANDO EL INCREMENTO DE LA DEMANDA POR LA INCORPORACIÓN DE LAS COCINAS DE INDUCCIÓN EN LA EEASA PERTENECIENTE A LA PROVINCIA DE TUNGURAHUA DURANTE EL PERÍODO 2015-2025.”

La propuesta del presente trabajo se basa en la incorporación de nuevas subestaciones y líneas de subtransmisión, las mismas que aliviarán la carga de las subestaciones que se encuentran en estado crítico según las simulaciones de flujos de potencia en los diferentes escenarios.

3.3 Justificación de la Propuesta.

De conformidad con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, la planificación de la expansión del Sistema Nacional de Transmisión, será planificada obligatoriamente por la compañía única de transmisión en coordinación con el CENACE, con un horizonte de diez (10) años y una vez aprobada por el

ARCONEL, formará parte del Plan Maestro de Electrificación. Para atender el crecimiento de la demanda, cumpliendo con los requerimientos de confiabilidad, seguridad, calidad y economía, que se establezcan en la normativa aplicable.

En consecuencia, la expansión del sistema de transmisión ha tomado en cuenta un proceso que prioriza un plan de contingencia para controlar en forma urgente las restricciones operativas que han sido identificadas y paralelamente, el desarrollo de proyectos de corto, mediano y largo plazo, para la ejecución de las obras de equipamiento para atender el crecimiento de la demanda en forma confiable y utilizando criterios de eficacia y eficiencia, tomando en cuenta que se trata de un servicio bajo un régimen de exclusividad.

La Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo – SENPLADES en coordinación con diferentes instancias gubernamentales elaboró el Plan Nacional del Buen Vivir (PNBV). Dentro de este Plan se refiere al Cambio de la Matriz Energética con el programa de sustitución de cocinas a gas (GLP) por cocinas de inducción que deberá ejecutarse tan pronto como exista la factibilidad de la generación eléctrica.

Este estudio determinará aspectos importantes que permitirá conocer las distintas zonas críticas mediante la modelación del sistema eléctrico a nivel 69 KV, con ayuda del software “CYMDIST”, que permite realizar varios tipos de estudios en sistemas equilibrados o desequilibrados, cumpliendo con la norma vigente con los estándares de calidad de la empresa.

Mediante la simulación de flujos de potencia en un estado normal y ante la incorporación de nuevas cargas se analizará los datos arrojados, permitiendo determinar si es factible la incorporación o repotenciación de una nueva subestación de transformación de energía eléctrica que se determine en cada periodo de tiempo.

El presente trabajo permitirá proyectar el comportamiento a futuro del sistema a 69 KV de la EEASA conociendo la demanda eléctrica que asumirá el sistema luego de una década y siendo beneficioso para la empresa distribuidora de energía eléctrica, el cual acogerá o no las posibles soluciones que se presente al final del estudio y con ello siga prestando un servicio más eficiente, continuo, sin interrupciones y que cumpla con las normas establecidas por órganos gubernamentales.

3.4 Soluciones propuestas

Las soluciones propuestas son la construcción de nuevas subestaciones, Batan, Pilahuin, Los Andes y Cunchibamba ubicadas en Tungurahua, cada una con un transformador de potencia, de 16/20 MVA; y, la remodelación integral de las subestaciones Samanga y Loreto, unidades operativas a las que se añadirán los respectivos transformadores de potencia de similares características a aquellos que se instalaran en las nuevas, hasta fines del presente año 2015, robustecerán el sistema de subtransmisión, cuyo objetivo es el reforzamiento del sistema de distribución de energía eléctrica que permitirá abastecer el incremento en la demanda de potencia y energía que adicionalmente ayudara a incrementar la calidad del servicio en la provincia de Tungurahua.

En los cuadros 20 y 21 se detalla el plan de construcción en subtransmisión y Líneas de Subtransmisión con su año de ejecución.

CUADRO 23.- CONSTRUCCIÓN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

Plan de Construcción de Líneas de Subtransmisión 69 KV						
Descripción	Características		Cantidad (Km)	2017	2019	2021
	KV	Sección				
Línea Huachi - Pilahuin	69	266	11		construcción	
Línea Pillaro - Los Andes	69	266	12		construcción	
Línea Atocha - Batan	69	266	2	construcción		
Línea Huachi - Batan	69	266	3	construcción		
Línea Samanga - Cunchibamba	69	266	12			construcción

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

CUADRO 24.- CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIONES

Plan de Construcción de Subestaciones 69 KV						
Descripción	Características		Cantidad Unidad	2017	2019	2021
	Potencia (MVA)	KV				
Subestación Batan	16	69/13.8	1	construcción		
Subestación Cunchibamba	16	69/13.8	1			construcción
Subestación Los Andes	16	69/13.8	1		construcción	
Subestación Pilahuin	16	69/13.8	1		construcción	

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

Nueva S/E Batán y L/S de enlace con las S/E Atocha-Huachi. Obedece a confiabilidad y calidad de servicio en zona de mayor importancia en la Ciudad de Ambato. (Ubicación: Ambato Urbano, ubicación actual de la S/E Batán, Coordenadas: X: 763399 y Y: 9862577).

Nueva S/E Pilahuin y L/S de enlace con S/E Huachi para absorber crecimiento de carga hacia sector oeste de la provincia a significativa distancia y descongestionar alimentadores provenientes de Huachi. (Ubicación estimada: Cantón Ambato, Parroquia Pilahuin, Coordenadas: X: 752931 y Y: 9857682).

Nueva S/E Los Andes y L/S de enlace con S/E Pilar para reordenar los circuitos primarios en el sector este de la provincia que provienen de SE Píllaro, Oriente y Pelileo. (Ubicación estimada: Cantón Patate, Sector Los Andes, Coordenadas: X: 777544 y Y: 9861726).

Nueva S/E Cunchibamba y L/S de enlace con las S/E Samanga. La construcción de la misma ayudara a mejorar la confiabilidad y calidad de servicio en la zona norte de la ciudad de Ambato. (Ubicación: Cantón Cunchibamba, Coordenadas: X: 768530 y Y: 9873292).

Con la incorporación de cuatro nuevas subestaciones al sistema de subtransmisión a 69 KV de la EEASA se verifica con los resultados que no existen elementos en estado crítico y se logró bajar las perdidas en el sistema como se muestra en el cuadro 22.

CUADRO 25.- RESUMEN DE DATOS TOTALES SOFTWARE CYMDIST HASTA EL AÑO 2025 CON NUEVAS SUBESTACIONES

Resumen total	2017				2019				2021				2023				2025			
	kW	kvar	kVA	FP(%)	kW	kvar	kVA	FP(%)	kW	kvar	kVA	FP(%)	kW	kvar	kVA	FP(%)	kW	kvar	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	125250.9	25916.05	127903.98	97.93	138049	27292.3	140721	98.1	139915.54	27282.83	142550.73	98.15	171649.68	37389.65	175674.69	97.71	194036.17	45764.39	199360.01	97.33
Generadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción total	125250.9	25916.05	127903.98	97.93	138049	27292.3	140721	98.1	139915.54	27282.83	142550.73	98.15	171649.68	37389.65	175674.69	97.71	194036.17	45764.39	199360.01	97.33
Carga leída (no regulada)	129782.56	17630.65	130974.62	99.09	163135	21410.7	164534	99.15	170972.05	22023.19	172384.64	99.18	206287.29	26264.24	207952.53	99.2	230120.98	28982.95	231938.95	99.22
Carga utilizada (regulada)	123332.51	16506.95	124432.27	99.12	135942	18107.8	137143	99.12	137767	18282.25	138974.77	99.13	168208.74	22075.44	169651.13	99.15	189206.73	24539.83	190791.49	99.17
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cargas totales	123332.51	16506.95	124432.27	99.12	135942	18107.8	137143	99.12	137767	18282.25	138974.77	99.13	168208.74	22075.44	169651.13	99.15	189206.73	24539.83	190791.49	99.17
Capacitancia del cable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capacitancia de la línea	0	-1567.16	1567.16	0	0	-1958.5	1958.51	0	0	-2162.47	2162.47	0	0	-2150.52	2150.52	0	0	-2141.73	2141.73	0
Capacitancia shunt total	0	-1567.16	1567.16	0	0	-1958.5	1958.51	0	0	-2162.47	2162.47	0	0	-2150.52	2150.52	0	0	-2141.73	2141.73	0
Pérdidas en las líneas	1253.11	3371.58	3596.92	34.84	1434.02	3631.84	3904.7	36.73	1464.42	3725.04	4002.56	36.59	2517.68	5997.83	6504.82	38.7	3692.59	8296.14	9080.81	40.66
Pérdidas en los cables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas de carga del transformador	469.64	7605.1	7619.58	6.16	451.61	7512.96	7526.52	6	447.53	7439.82	7453.27	6	690.3	11467.31	11488.07	6.01	905.54	15070.18	15097.36	6
Pérdidas en vacío del transformador	196.36	0	196.36	100	222.36	0	222.36	100	238.05	0	238.05	100	233	0	233	100	231.33	0	231.33	100
Pérdidas totales	1919.1	10976.68	11143.18	17.22	2107.99	11144.8	11342.4	18.59	2150.01	11164.86	11369.99	18.91	3440.98	17465.14	17800.88	19.33	4829.46	23366.32	23860.19	20.24

FUENTE: CYMDIST 7.2
 RECOPIADO POR: POSTULANTES

3.5 Factibilidad Económica

3.5.1 Estudio Financiero

El estudio económico contemplan las gestiones financieras necesarias para determinar el valor de la inversión del proyecto y flujo de fondos previstos permitiendo una planificación del proyecto.

1) Inversión

La inversión para el presente proyecto está destinada para la adquisición de los materiales necesarios para la construcción de nuevas subestaciones para la EEASA, detallados por los rubros correspondientes.

CUADRO 26.- INVERSIÓN TOTAL USD LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

Descripción	Sección	Cantidad (Km)	Total (USD)
Línea Huachi - Pilahuin	266	11	770000
Línea Pillaro - Los Andes	266	12	840000
Línea Atocha - Batan	266	2	500000
Línea Huachi - Batan	266	3	
Línea Samanga - Cunchibamba	266	12	840000
PRECIO TOTAL (USD)			2950000

FUENTE: EEASA - SUBTRANSMISIÓN

RECOPIADO POR: POSTULANTES

CUADRO 27.- INVERSIÓN TOTAL USD EN SUBESTACIONES

Descripción	Transformador	Cantidad	Total (USD)
	Potencia (MVA)		
Subestación Batan	16	1	1700000
Subestación Cunchibamba	16	1	2000000
Subestación Los Andes	16	1	1600000
Subestación Pilahuin	16	1	1600000
PRECIO TOTAL (USD)			6900000

FUENTE: EEASA - SUBTRANSMISIÓN

RECOPIADO POR: POSTULANTES

Teniendo una inversión total de 9`850.000

2) Flujo de caja

El flujo de caja es un estado financiero que mide los movimientos de efectivo, constituye las entradas y salidas de dinero, para el presente estudio se realiza la proyección de ingresos hasta 10 años, de la inversión total del proyecto.

CUADRO 28.- FLUJO DE CAJA

DETALLE	2017	2019	2021	2023	2025
Consumo de Energía (KWh)	1569527.19	2092040.288	2822189.682	5089734.23	5368994.283
Costo Promedio de Energía (USD/KWh)	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43
Total Ingresos	8522532.63	11359778.77	15324489.97	27637256.87	29153638.96
Operación y Mantenimiento	18852085	18852085	18852085	18852085	18852085
Total Flujo	10329552.37	7492306.23	3527595.03	8785171.87	10301553.96

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

3) Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento o Tasa de Actualización (TMAR)

Es aquella tasa a la que debe retornar la inversión, esto implica que tasas de rendimiento menores a las pre-establecidas para el retorno de dicha inversión no

podrán ser tomadas en cuenta, representa una medida de la rentabilidad mínima que se exigirá al proyecto.

Cálculo de la Tmar

$$TMAR = in + f + (in * f)$$

Teniendo los siguientes datos obtenidos de la página web del Banco Central de Ecuador

Tmar=Tasa mínima aceptable de rendimiento

in=% inflación anual (mayo 2014-mayo 2015 4,55%)

f= % de riesgo país anual (junio 2015 8,24%)

$$TMAR = 4,55\% + 8,24\% + (4,55\% * 8,24\%)$$

$$TMAR = 13,16\%$$

4) Evaluación financiera del proyecto

A través de la evaluación financiera y una vez determinado el flujo de fondos se procede a conocer y aplicar los diferentes métodos e indicadores para evaluar el proyecto

a) El Valor Presente Neto

Es el valor monetario que resulta de restar la suma de flujos descontados a la inversión inicial. Para obtener el VAN se traslada los flujos de fondos al presente a través de la tasa de descuento. Para aceptar un proyecto el VAN tiene que ser mayor que cero.

$$\sum_{t=1}^n \frac{FNC_t}{(1+i)^t}$$

Dónde:

- VPN:** Valor presente neto
t: número de periodos
n: Tiempo en Años
FNC: Flujo Neto de Caja
i: tasa de descuento

CUADRO 29.- VAN DEL PROYECTO

Rubros	0	2017	2019	2021	2023	2025
Flujo de Caja		10329552.37	7492306.23	3527595.03	8785171.87	10301553.96
Tasa Descuento		13.16%	13.16%	13.16%	13.16%	13.16%
Flujos Actualizados		9128271.80	5850993.86	2434444.65	5357701.42	5551854.14
Inversion Total	9850000					
VAN del Proyecto	18473265.87					

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

El van del proyecto es de 18`473265,87, siendo el proyecto viable.

b) Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno es la tasa de descuento por la cual el valor presente neto es igual a cero; es decir es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

$$TIR = \sum_{t=1}^n \frac{BNt}{(1+i)^t} - Io = 0$$

- TIR:** Tasa interna de retorno
t: número de periodos
n: Tiempo en Años
FNC: Flujo Neto de Caja
i: tasa de descuento
Io: Inversión Total

CUADRO 30.- TASA INTERNA RETORNO (TIR)

Rubros	0	2017	2019	2021	2023	2025
Flujo de Caja		10329552.37	7492306.23	3527595.03	8785171.87	10301553.96
Tasa Descuento		18.16%	18.16%	18.16%	18.16%	18.16%
VAN Menor		8742004.38	5366295.15	2138293.30	4506800.49	4472499.80
Inversion Total	9850000					
VAN del Proyecto	15375893.12					
TIR	42.98%					

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

La Tasa Interna de Retorno del proyecto por la cual el Valor Actual Neto es de 42.98%, lo que nos indica que es rentable ya que es una tasa superior a la TMAR de 13,16%.

c) Relación Beneficio / Costo

Representa la rentabilidad que origina el proyecto por cada dólar invertido.

$$\frac{\sum_{t=0}^n \frac{FNC}{(1+i)^t}}{INVERSION}$$

Dónde:

t: número de periodos

n: Tiempo en Años

FNC: Flujo Neto de Caja

i: tasa de descuento

I: Inversión Total

CUADRO 31.- RELACIÓN BENEFICIO / COSTO

Rubros	0	2017	2019	2021	2023	2025
Flujo de Caja		10329552.37	7492306.23	3527595.03	8785171.87	10301553.96
Tasa Descuento		13.16%	13.16%	13.16%	13.16%	13.16%
Flujos Actualizados		9128271.80	5850993.86	2434444.65	5357701.42	5551854.14
Inversion Total	9850000					
RBC (USD)	2.88					

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

En el proyecto se obtendrá una ganancia de \$2,88 por cada dólar de inversión.

d) Periodo de recuperación de la inversión PRI

El cálculo de retorno de la inversión utiliza el costo del proyecto y los flujos de efectivo del proyecto para determinar cuánto tardará el proyecto en recuperar sus costos.

Según el ARCONEL en pliegos tarifarios Decreta la siguiente CODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE TARIFAS ELÉCTRICAS en el Capítulo II, Sección II en METODOLOGÍA DE CÁLCULO.

Art. 9.- Costo Medio del Sistema de Transmisión.- Corresponde al costo de capacidad que se determina como la suma de los costos de inversión, depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas.

Los costos de inversión provendrán del programa de expansión optimizada del sistema, para un período de diez años, cuyo estudio será preparado por el Transmisor, en coordinación con el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE y aprobado por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL.

Mediante el flujo de caja descontado de los activos de la empresa de transmisión considerada la expansión optimizada; y, asociados a la demanda máxima correspondiente, se obtendrán los costos medios de inversión. El costo imputable a la tarifa será la anualidad de los costos medios de inversión para una vida útil de cuarenta y cinco años para líneas de transmisión y treinta años para subestaciones y la tasa de descuento aprobada por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Los costos de depreciación, administración, operación y mantenimiento serán calculados por el transmisor y aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Los estudios con el cálculo de los costos medios de transmisión serán entregados por el transmisor al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC para su aprobación, hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año, para que éste pueda fijar las tarifas de transmisión.

3.6 Impacto social

El estudio ayudará al mejoramiento de la infraestructura eléctrica es sin duda primordial puesto que de la correcta operación del sistema y de los diferentes elementos que lo conforman depende la continuidad del servicio eléctrico.

Con el incremento de demanda de energía eléctrica, lo cual implica que existe un mayor incremento tanto en el consumo como en la cantidad de usuarios, ubicados en los sectores de influencia del estudio lo cual constituyen zonas de importancia para el comercio y turismo local y nacional.

El estudio permitirá mejorar ostensiblemente el servicio de energía eléctrica en el área de concesión de la EEASA, beneficiando alrededor de 33463 habitantes y mejorando el servicio y mostrándose un programa socialmente rentable.

3.7 Evaluación Operacional

El presente estudio es analizado y evaluado por el personal del departamento de Planificación, siguiendo todos los lineamientos y requerimientos establecidos por la EEASA, rigiéndose a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, la cual establece la planificación de la expansión del Sistema Nacional de Transmisión, será planificada obligatoriamente por la compañía única de transmisión en coordinación con el CENACE, con un horizonte de diez (10) años y una vez aprobada por el ARCONEL, formará parte del Plan Maestro de Electrificación.

CONCLUSIONES

- El sistema de subtransmisión a 69 Kv de la EEASA debe expandirse de acuerdo a los requerimientos de energía y potencia de todos sus abonados, para lo cual se propone la construcción de nuevas subestaciones o la repotenciación de las existentes como consecuencia del programa Cocción Eficiente que propone el reemplazo por etapas de 216.768 medidores monofásicos por bifásicos en la Provincia de Tungurahua.
- Para realizar la proyección de la demanda en los diferentes periodos de estudio se analizó los registros históricos del consumo en la cabecera de cada subestación a más del análisis del impacto del programa P.E.C. y el crecimiento poblacional en las zonas afectadas.
- Mediante la simulación de flujos de potencia en estado actual, se determinó que el sistema de subtransmisión a 69 Kv, se encuentra en estado operativo a pesar de haber encontrado problemas de cargabilidad excesiva, caídas de voltaje y pérdidas de potencia, condiciones que no afecta su buen funcionamiento a corto y mediano plazo.
- Para lo cual se propone las mejores alternativas encontradas luego de analizar minuciosamente los resultados obtenidos en la simulación de flujos de potencia, según el plan de construcciones para el año 2017 se sugiere construir la nueva S/E Batán y L/S de enlace con las S/E Atocha-Huachi con el propósito de mejorar la confiabilidad y calidad de servicio de los alimentadores Ficoa y Miraflores, para el año 2019 se sugiere construir las nuevas Subestaciones Pilahuin y Los Andes a fin de absorber en su totalidad la carga de los Alimentadores Pasa, San Miguelito y Patate respectivamente, para el año 2021 se sugiere construir la nueva S/E Cunchibamba y L/S de enlace con las S/E Samanga con el propósito de

mejorar la confiabilidad y calidad de servicio del alimentador Cunchibamba.

- Con la incorporación de cuatro nuevas subestaciones al sistema de subtransmisión a 69 KV de la EEASA se garantiza la calidad y continuidad de energía que la empresa entrega a sus abonados hasta el año 2025, dentro de la Provincia de Tungurahua además se logró bajar las pérdidas en el sistema de subtransmisión de 2.79% a 2.49% con los cambios sugeridos en este trabajo hasta la fecha límite.
- La inversión que se requiere para implementar las nuevas subestaciones y líneas de transporte en la Empresa Eléctrica Ambato asciende a 9`850.000 dólares, teniendo un retorno de \$2,88 por cada dólar de inversión.

RECOMENDACIONES

- Realizar los cambios sugeridos de manera oportuna de acuerdo al plan de construcción de las nuevas subestaciones y sus respectivas líneas de transporte de energía en las fechas establecidas a fin de prevenir eventuales contingencias en el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato.
- Dar un continuo seguimiento al Programa de cocción Eficiente (PEC) para las fechas límites en que se deba cambiar las cocinas a base de gas licuado de petróleo (GLP) por cocinas de inducción pueden alterarse debido a situaciones adversas que atraviesa el País, porque aproximarse el año 2017 fecha límite para el cambio se registra un avance del 40.66%.
- Considerar los recursos económicos estimados para la construcción de las nuevas subestaciones de forma que se puedan ejecutar todos los proyectos dentro de su cronograma establecido.
- Cabe indicar que se analizó los precios actuales de los contratos tanto de materiales como de mano de obra para la construcción de las nuevas subestaciones y líneas de subtransmisión, estos valores son referenciales y pueden sufrir modificaciones con el transcurso de los años o la situación económica del país.
- La EEASA deberá realizar un estudio más a fondo del impacto que conlleva el cambio de las cocinas de inducción ya que las mismas inyectaran al sistema una gran cantidad de armónicos.

GLOSARIO DE TÉRMINOS BÁSICOS

CARGABILIDAD.- la cargabilidad se define como la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una o de un conjunto de líneas de transmisión manteniendo las condiciones operativas del sistema eléctrico de potencia.

CONSUMO.- Consumo es la cantidad de energía que se utiliza durante un período de tiempo determinado y se mide en kilovatio-hora (Kwh.).

CYMDIST.- es una herramienta que nos permite el análisis de caída de tensión por fase, de flujo de carga, el cálculo de corrientes de cortocircuito, (flujos de falla y tensiones de falla), la coordinación de protecciones, el dimensionamiento y ubicación óptima de condensadores, el balance y distribución de cargas.

DEMANDA.- La demanda eléctrica es una medida de la tasa promedio del consumo eléctrico de sus instalaciones en intervalos de 15 minutos, la demanda hace referencia a la cantidad de energía que se necesita en un momento determinado y se mide en kilovatios (Kw).

FACTOR DE CARGA.- Relación entre la carga media en un sistema durante un período específico de tiempo y la carga máxima que se produzca en ese período.

FACTOR DE POTENCIA.- Denominamos factor de potencia al cociente entre la potencia activa y la potencia aparente, que es coincidente con el coseno del ángulo entre la tensión y la corriente cuando la forma de onda es sinusoidal pura.

INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA.- es la producción de una diferencia de potencia eléctrica (o voltaje) a lo largo de un conductor situado en un campo magnético cambiante. Es la causa fundamental del funcionamiento de los generadores, motores eléctricos y la mayoría de las demás máquinas eléctricas.

SISTEMA ANILLO.- se caracteriza por tener dos de sus extremos alimentados, quedando estos puntos intercalados en el anillo.

SISTEMA RADIAL.- Se caracteriza por la alimentación por uno solo de sus extremos transmitiendo la energía en forma radial a los receptores y el emisor.

SIGLAS

#	≈	Número
π		Pi
ARCONEL	≈	Agencia de Regulación y Control de Electricidad.
CENACE	≈	
$\text{Cos}\Phi$	≈	Factor de potencia.
DRCI	≈	Demanda Residenciales con Cocinas de Inducción.
DTR	≈	Demanda Total Residenciales.
DUC	≈	Demanda Usuarios Comerciales.
DUI	≈	Demanda Usuarios Industriales.
DUR	≈	Demanda Usuarios Residenciales.
EEASA	≈	Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte.
ELEPCO	≈	Empresa Eléctrica Cotopaxi.
FNC	≈	Flujo Neto de Caja.
Fp	≈	Factor de potencia.
G	≈	Conductancia.
GJ/kg	≈	Gigajoule/kilogramo.
GJ/M	≈	Gigajoule/megavatio-hora.
GLP	≈	Gas Licuado de Petróleo.
HZ	≈	Frecuencia.
I	≈	Unidad de corriente (Amperio).
IEEE	≈	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
Km	≈	Kilómetros.
KV	≈	Unidad de voltaje (Kilovoltios).
KVA	≈	Unidad de Potencia (Kilo voltamperio).
KVAR	≈	Unidad de Potencia (Kilovoltio amperio reactivo).
kW	≈	Unidad de medida de Potencia (Kilovatio).
KWh	≈	Unidad de medida de energía (Kilovatio hora).
KWh/mes	≈	Unidad de medida de energía mes (Kilovatio hora mes).

MEER	≈	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
MVA	≈	Unidad de Potencia (Mega voltamperio).
MW	≈	Unidad de medida de potencia (Megavatio).
MWh	≈	Unidad de medida de energía (Megavatio hora).
P	≈	Potencia activa.
Q	≈	Potencia reactiva.
PEC	≈	Programa de cocción eficiente.
PME	≈	Plan Maestro de Electrificación.
R	≈	Resistencia.
S	≈	Potencia aparente.
S.A	≈	Sociedad Anónima.
S/E	≈	Subestación.
SEP	≈	Sistema Eléctrico de Potencia.
SNT	≈	Sistema Nacional de Transmisión.
t	≈	Tiempo.
TDP	≈	Total de Demanda Proyectada 2015-2022.
TIR	≈	Tasa Interna de Retorno.
TMAR	≈	Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento o Tasa de Actualización.
TTik	≈	Tiempo Total de Interrupción por KVA - horas.
USD	≈	Dólar de Estados Unidos
V	≈	Unidad de medida de voltaje (voltios).
VAN	≈	El Valor Presente Neto.
Y	≈	Admitancia.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bibliografía citada

- (ARCONEL) Consejo Nacional de Electricidad.
- BAUTISTA, Líneas de Transmisión de Potencia. [Citado el: Enero del 2001.]
- CALLEJO, Javier, y otros. 2009. Introducción a las técnicas de investigación social. España : Centro de estudios Ramón Areces,s.a., 2009.
- CASTAÑO, Samuel Ramirez. 2004. Redes de distribución de energía. Manizales : Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia, 2004. Vol. 3. 958-9322-86-7.
- CONELEC. 21 DE MAYO DE 2013. PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 2013-2022. Cuenca : MEER, 21 DE MAYO DE 2013. 009/13.
- COOPER, Power Systems. 2014. CYMDIST. Análisis de sistemas de distribución. [En línea] CYME International T&D, 2014. [Citado el: 09 de Junio de 2014.] <http://www.cyme.com/es/software/cymdist/>.
- HARPER, Gilberto Enriquez. 1980. Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica. México : LIMUSA, 1980. Vol. 2. 968-18-0532-1.
- MOLINA, Carlos y otros. 2009. Repositorio digital UTC. [En línea] octubre del 2009. [Citado el: 19 de octubre de 2015.] <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream.pdf>.
- RENOVABLE, MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA. 2013. Metodología para determinar el impacto de la incorporación masiva de cocinas de inducción sobre el sistema eléctrico de distribución. Quito : s.n., 2013.
- SAAVEDRA, Carlos, y otro. 2011. Repositorio digital UTC. [En línea] Noviembre del 2011. [Citado el: 11 de Junio de 2015.] <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1565/1/CD-2241.pdf>.
- ZAMORA, Pronóstico de la Demanda Eléctrica.2008. En sistemas eléctricos de potencia. [En línea] La Planificación de un Sistema Eléctrico, 2008. [Citado el: 22 octubre de 2008.]

<http://planificacionsep.blogspot.com/2008/10/pronostico-de-la-demanda-electrica.html>

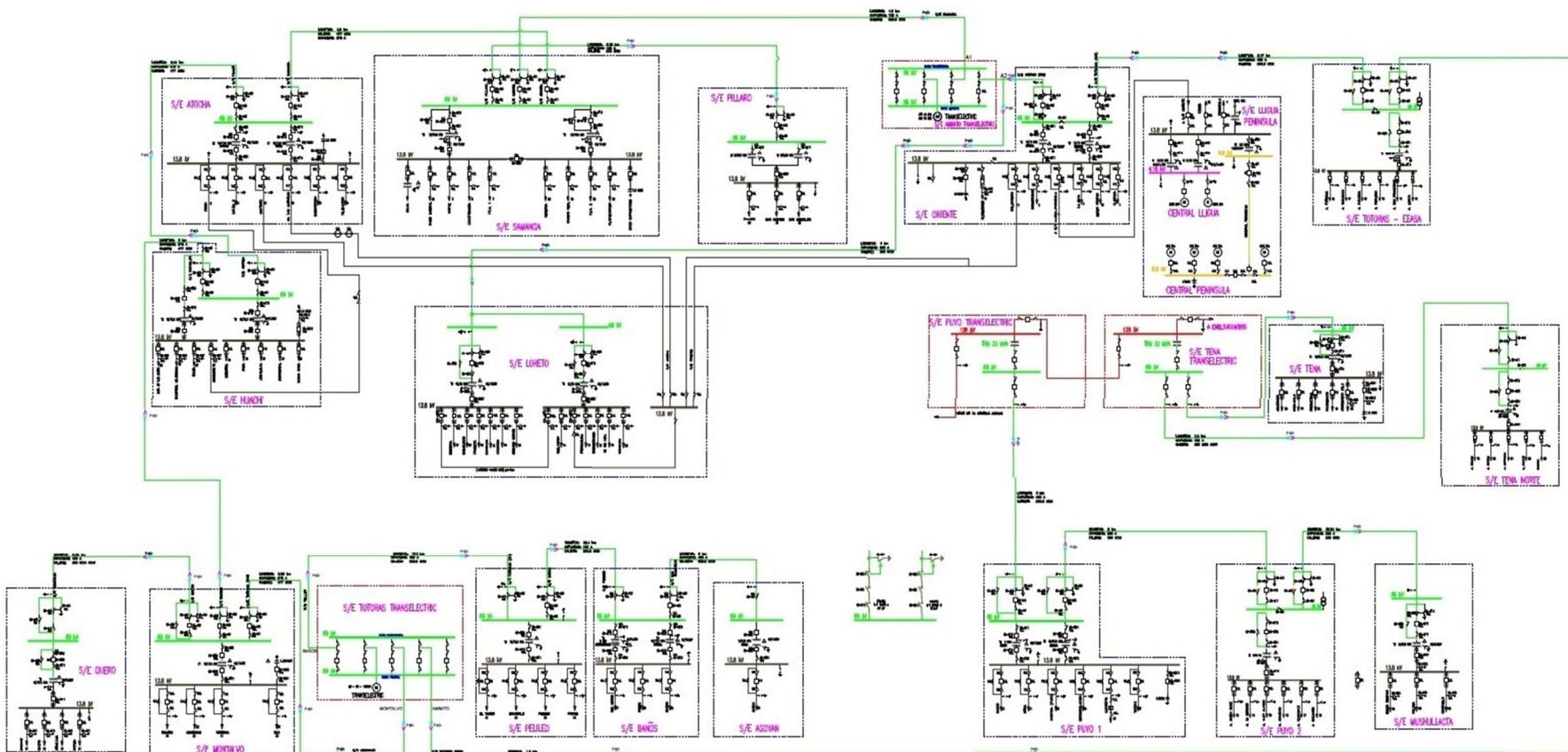
Bibliografía Consultada

- Programa de eficiencia energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad en sustitución del gas licuado de petróleo en el sector residencial. MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE.
www.infinite.com.ec/MEER/CocinasResumen.pdf
- Metodología para determinar el impacto de la incorporación masiva de cocinas de inducción sobre el sistema eléctrico de distribución. MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE.
www.ENERGÍA.gob.ec/2013/08/page/3/
- Estudio de incidencia del programa cocción eficiente en los sistemas de subtransmisión, alimentadores primarios, acometidas y medidores pertenecientes a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.
issuu.com/empresaelectricaambato/docs/revista_eeasa2014

ANEXOS

AXEXO 1.- RESUMEN DE SUBESTACIONES Y APORTES DE CARGA

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE SUBTRANSMISIÓN DE LA E.E.A.S.A.



FUENTE: EESA

RECOPIADO POR: POSTULANTE

AXEXO 2.- RESUMEN DE SUBESTACIONES Y APORTES DE CARGA

Subestación: ALIMENTADOR_LLIGUA_PENINSULA :								
Nombre de la red	Carga total		Carga total		Pérdidas totales		Pérdidas totales	
	kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kVA	FP (%)	kW	FP (%)
ALIMENTADOR_LLIGUA_PENINSULA	1636.1	99.89	1634.35	99.89	25.54	79.73	20.36	79.73
Total	1636.1	99.89	1634.35	99.89	25.54	79.73	20.36	79.73
Subestación: S/E_ AMBATO :								
Nombre de la red	Carga total		Carga total		Pérdidas totales		Pérdidas totales	
	kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kVA	FP (%)	kW	FP (%)
S/E_ AMBATO	30353.54	98.05	29762.2	98.05	0	0	0	0
Total	30353.54	98.05	29762.2	98.05	0	0	0	0
Subestación: S/E_ ATOCHA :								
Nombre de la red	Carga total		Carga total		Pérdidas totales		Pérdidas totales	
	kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kVA	FP (%)	kW	FP (%)
S/E_ ATOCHA	12680.28	98.5	12490.47	98.5	612.07	10.14	62.08	10.14
Total	12680.28	98.5	12490.47	98.5	612.07	10.14	62.08	10.14
Subestación: S/E_ BAÑOS :								
Nombre de la red	Carga total		Carga total		Pérdidas totales		Pérdidas totales	
	kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kVA	FP (%)	kW	FP (%)
S/E_ BAÑOS	4637.9	98.34	4560.7	98.34	155.11	9.31	14.44	9.31
Total	4637.9	98.34	4560.7	98.34	155.11	9.31	14.44	9.31
Subestación: S/E_ HUACHI :								
Nombre de la red	Carga total		Carga total		Pérdidas totales		Pérdidas totales	
	kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kVA	FP (%)	kW	FP (%)
S/E_ HUACHI	15720.75	97.47	15323.51	97.47	1324.72	7.49	99.25	7.49
Total	15720.75	97.47	15323.51	97.47	1324.72	7.49	99.25	7.49
Subestación: S/E_ LORETO :								
Nombre de la red	Carga total		Carga total		Pérdidas totales		Pérdidas totales	
	kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kVA	FP (%)	kW	FP (%)
S/E_ LORETO	10134.69	98.28	9960.14	98.28	257.61	17.17	44.23	17.17
Total	10134.69	98.28	9960.14	98.28	257.61	17.17	44.23	17.17
Subestación: S/E_ MONTALVO :								
Nombre de la red	Carga total		Carga total		Pérdidas totales		Pérdidas totales	
	kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kVA	FP (%)	kW	FP (%)
S/E_ MONTALVO	25349.18	98.6	24993.68	98.6	102.45	12.87	13.18	12.87
Total	25349.18	98.6	24993.68	98.6	102.45	12.87	13.18	12.87

Subestación: S/E_ORIENTE :								
Nombre de la red	Carga total		Carga total		Pérdidas totales		Pérdidas totales	
	kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kVA	FP (%)	kW	FP (%)
S/E_ORIENTE	22849.51	98.81	22577.23	98.81	496.09	10.08	49.99	10.08
Total	22849.51	98.81	22577.23	98.81	496.09	10.08	49.99	10.08
Subestación: S/E_PELILEO :								
Nombre de la red	Carga total		Carga total		Pérdidas totales		Pérdidas totales	
	kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kVA	FP (%)	kW	FP (%)
S/E_PELILEO	13685.99	98.04	13417.46	98.04	689.79	8.68	59.88	8.68
Total	13685.99	98.04	13417.46	98.04	689.79	8.68	59.88	8.68
Subestación: S/E_PILLARO :								
Nombre de la red	Carga total		Carga total		Pérdidas totales		Pérdidas totales	
	kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kVA	FP (%)	kW	FP (%)
S/E_PILLARO	5910.9	99.08	5856.61	99.08	242.8	14.05	34.11	14.05
Total	5910.9	99.08	5856.61	99.08	242.8	14.05	34.11	14.05
Subestación: S/E_QUERO :								
Nombre de la red	Carga total		Carga total		Pérdidas totales		Pérdidas totales	
	kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kVA	FP (%)	kW	FP (%)
S/E_QUERO	6008.53	99.72	5991.49	99.72	256.82	7.61	19.55	7.61
Total	6008.53	99.72	5991.49	99.72	256.82	7.61	19.55	7.61
Subestación: S/E_SAMANGA :								
Nombre de la red	Carga total		Carga total		Pérdidas totales		Pérdidas totales	
	kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kVA	FP (%)	kW	FP (%)
S/E_SAMANGA	30199.24	98.23	29664.97	98.23	477.76	11.56	55.23	11.56
Total	30199.24	98.23	29664.97	98.23	477.76	11.56	55.23	11.56
Subestación: S/E_TOTORAS :								
Nombre de la red	Carga total		Carga total		Pérdidas totales		Pérdidas totales	
	kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kVA	FP (%)	kW	FP (%)
S/E_TOTORAS_TRANS	64025.64	98.42	63012.23	98.42	0	0	0	0
TOTRAS_EEASA_69	24730.02	98.6	24383.73	98.6	19.12	73	13.96	73
Total	88754.66	98.47	87395.96	98.47	19.12	73	13.96	73
Resumen								
Total	Carga total		Carga total		Pérdidas totales		Pérdidas totales	
	kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kVA	FP (%)	kW	FP (%)
Total	267833.73	98.43	263628.77	98.43	6067.47	15.35	931.47	15.35

FUENTE: CYMDIST 7.2

RECOPIADO POR: POSTULANTES

AXEXO 3.- REGISTRO ESTADÍSTICO DE ENERGÍA
AXEXO 3A.- EVOLUCIÓN DEL CONSUMO RESIDENCIAL

RESIDENCIAL	
AÑO	GWh
2008	133.72
2009	138.04
2010	146.22
2011	152.30
2012	160.11
2013	171.75
2014	184.03
2015	194.15
2016	204.83
2017	216.09
2018	227.98
2019	240.52
2020	253.74
2021	267.70
2022	282.42
2023	297.96
2024	314.34
2025	331.63

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

AXEXO 3B.- EVOLUCIÓN DEL CONSUMO COMERCIAL

COMERCIAL	
AÑO	GWh
2008	46.13
2009	47.65
2010	50.30
2011	54.26
2012	56.86
2013	60.51
2014	64.45
2015	68.12
2016	72.00
2017	76.11
2018	80.45
2019	85.03
2020	89.88
2021	95.00
2022	100.42
2023	106.14
2024	112.19
2025	118.59

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

AXEXO 3C.- EVOLUCIÓN DEL CONSUMO INDUSTRIAL

INDUSTRIAL	
AÑO	GWh
2008	63.81
2009	75.17
2010	99.90
2011	107.30
2012	108.93
2013	113.14
2014	110.82
2015	122.12
2016	134.58
2017	148.30
2018	163.43
2019	180.10
2020	198.47
2021	218.71
2022	241.02
2023	265.60
2024	292.70
2025	322.55

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

AXEXO 3D.- EVOLUCIÓN DEL CONSUMO ALUMBRADO PUBLICO

ALUMBRADO PÚBLICO	
AÑO	GWh
2008	25,77
2009	26,48
2010	26,71
2011	29,32
2012	34,96
2013	39,44
2014	40,62
2015	43,91
2016	47,47
2017	51,31
2018	55,47
2019	59,96
2020	64,82
2021	70,07
2022	75,75
2023	81,88
2024	88,51
2025	95,68

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

**AXEXO 3E.- PROYECCIÓN DE ENERGÍA DISPONIBLE PARA
CLIENTES EEASA**

PROYECCIÓN DE ENERGÍA DISPONIBLE PARA CLIENTES EEASA		
AÑO	KWh	GWh
2008	359479935.40	359.48
2009	365873644.96	365.87
2010	391225228.53	391.23
2011	412262340.05	412.26
2012	432360098.48	432.36
2013	455638312.83	455.64
2014	478419991.48	478.42
2015	501862571.06	501.86
2016	526453837.04	526.45
2017	552250075.06	552.25
2018	579310328.74	579.31
2019	607696534.85	607.70
2020	637473665.05	637.47
2021	668709874.64	668.71
2022	701476658.50	701.48
2023	735849014.76	735.85
2024	771905616.49	771.91
2025	809728991.70	809.73

FUENTE: EEASA

RECOPIADO POR: POSTULANTES

AXEXO 4.- REPORTE DE FLUJO DE CARGA DE LÍNEAS Y CABLES

2017													
Nro. equipo	Id equipo	V (kVLL)	Tensión de base (kVLL)	Longitud (km)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)	IEquil (A)	Desfase I (°)	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kvar)	Carga (%)
L/T_AMBATO_ORIENTE	300_MCM_69_KV	67,6	69	2,6	0	-41	41	0	0,3	88,38	0	0	0,1
L/T_AMBATO_SAMANGA	559.5_MCM_69_KV	68,5	69	4,8	39448	8742	40405	97,63	338,1	-12,49	172,3	700,2	46,3
L/T_ATOCH_HUACHI	477_MCM_69_KV	68,2	69	8,2	0	-145	145	0	1,2	88,7	0	0	0,2
L/T_HUACHI_MONTALVO	477_MCM_69_KV	67,8	69	8	20031	5324	20726	96,64	174,9	-15,84	90,9	321,7	26,1
L/T_MONTALVO_QUERO	300_MCM_69_KV	68,1	69	8,3	9453	898	9495	99,55	80,1	-6,38	31	78,9	17,5
L/T_ORIENTE_LORETO	300_MCM_69_KV	67,6	69	2,1	13974	2756	14243	98,11	121,4	-12,61	17,9	45,5	26,4
L/T_ORIENTE_LORETO_NODO	300_MCM_69_KV	67,5	69	1,9	13956	2784	14231	98,07	121,5	-12,9	16,2	41,2	26,5
L/T_PELILEO_BAÑOS	266.8_MCM_69_KV	67,3	69	20,4	7830	1421	7958	98,39	67,5	-11,25	61,2	127,3	14,7
L/T_SAMANGA_ATOCHA	477_MCM_69_KV	68,2	69	4,5	16491	3232	16804	98,13	141,7	-12,01	33,5	118,7	21,2
L/T_SAMANGA_PILLARO	266.8_MCM_69_KV	68,2	69	5,7	9317	1453	9430	98,81	79,5	-9,79	23,5	48,9	17,3
L/T_TOTORAS_TRANS_MONTALVO	477_MCM_69_KV	68,4	69	5,6	34050	7168	34796	97,86	291,2	-11,89	177	626,5	43,5
L/T_TOTORAS_TRANS_PELILEO	266.8_MCM_69_KV	68,1	69	10,2	19411	4696	19971	97,2	167,1	-13,6	186,4	387,8	36,3
L/T_TOTORAS_EEASA_ORIENTE	266.8_MCM_69_KV	67,7	69	8,2	30519	5738	31054	98,28	260,5	-10,84	362,4	753,7	56,6
L/T_TOTORAS_TRANS_TOTORAS_EEASA	266.8_MCM_69_KV	68,8	69	1,2	32393	6216	32984	98,21	276	-10,86	59,7	124,2	60
L/T_ORIENTE_PENINSULA	2/O_ACSR_13.8_KV_2	13,2	13,8	2,5	2274	115	2277	99,87	97,9	-37,21	31,1	30,3	40,3
2019													
Nro. equipo	Id equipo	V (kVLL)	Tensión de base (kVLL)	Longitud (km)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)	IEquil (A)	Desfase I (°)	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kvar)	Carga (%)
L/T_AMBATO_ORIENTE	300_MCM_69_KV	67,4	69	2,6	0	-41	41	0	0,3	88,16	0	0	0,1
L/T_AMBATO_SAMANGA	559.5_MCM_69_KV	68,4	69	4,8	42960	9884	44082	97,45	368,9	-12,96	205	833,4	50,5
L/T_ATOCH_HUACHI	477_MCM_69_KV	68,2	69	8,2	0	-145	145	0	1,2	88,59	0	0	0,2
L/T_HUACHI_MONTALVO	477_MCM_69_KV	67,7	69	8	22224	6276	23093	96,24	195,1	-16,82	113,1	400,3	29,1
L/T_MONTALVO_QUERO	300_MCM_69_KV	68	69	8,3	10288	1062	10343	99,47	87,4	-6,95	36,9	93,9	19
L/T_ORIENTE_LORETO	300_MCM_69_KV	67,4	69	2,1	15435	3128	15749	98,01	134,6	-13,11	22	56	29,3
L/T_ORIENTE_LORETO_NODO	300_MCM_69_KV	67,3	69	1,9	15413	3145	15731	97,98	134,7	-13,37	19,9	50,7	29,4
L/T_PELILEO_BAÑOS	266.8_MCM_69_KV	67,2	69	20,4	8420	1605	8571	98,23	72,8	-11,82	71,2	148	15,8
L/T_SAMANGA_ATOCHA	477_MCM_69_KV	68,2	69	4,5	17911	3647	18278	97,99	154,3	-12,51	39,7	140,6	23
L/T_SAMANGA_PILLARO	266.8_MCM_69_KV	68,2	69	5,7	10159	1661	10294	98,69	86,9	-10,29	28	58,3	18,9
L/T_TOTORAS_TRANS_MONTALVO	477_MCM_69_KV	68,3	69	5,6	37579	8487	38526	97,54	322,4	-12,73	217	768	48,1
L/T_TOTORAS_TRANS_PELILEO	266.8_MCM_69_KV	68	69	10,2	20890	5277	21546	96,95	180,3	-14,18	217	451,3	39,2
L/T_TOTORAS_EEASA_ORIENTE	266.8_MCM_69_KV	67,5	69	8,2	34802	6891	35478	98,1	297,7	-11,42	473,3	984,5	64,7
L/T_TOTORAS_TRANS_TOTORAS_EEASA	266.8_MCM_69_KV	68,8	69	1,2	36918	7456	37664	98,02	315,1	-11,42	77,8	161,9	68,5
L/T_ORIENTE_PENINSULA	2/O_ACSR_13.8_KV_2	13,1	13,8	2,5	3192	179	3197	99,84	138,1	-38,23	62	60,3	56,8

2021													
Nro. equipo	Id equipo	V (kVLL)	Tensión de base (kVLL)	Longitud (km)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)	IEquil (A)	Desfase I (°)	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kvar)	Carga (%)
L/T_AMBATO_ORIENTE	300_MCM_69_KV	67,1	69	2,6	0	-40	40	0	0,3	87,89	0	0	0,1
L/T_AMBATO_SAMANGA	559.5_MCM_69_KV	68,3	69	4,8	46923	11237	48249	97,25	403,7	-13,47	245,6	998,4	55,3
L/T_ATOCH_HUACHI	477_MCM_69_KV	68,1	69	8,2	0	-144	144	0	1,2	88,46	0	0	0,2
L/T_HUACHI_MONTALVO	477_MCM_69_KV	67,5	69	8	24823	7510	25935	95,72	219,5	-18	143,1	506,3	32,8
L/T_MONTALVO_QUERO	300_MCM_69_KV	67,9	69	8,3	11260	1269	11332	99,37	95,9	-7,59	44,4	113	20,9
L/T_ORIENTE_LORETO	300_MCM_69_KV	67,1	69	2,1	17169	3591	17541	97,88	150,5	-13,72	27,5	69,9	32,8
L/T_ORIENTE_LORETO_NODO	300_MCM_69_KV	67	69	1,9	17142	3593	17514	97,87	150,6	-13,95	24,9	63,4	32,8
L/T_PELILEO_BAÑOS	266.8_MCM_69_KV	67	69	20,4	9052	1811	9231	98,06	78,5	-12,42	82,7	172,1	17,1
L/T_SAMANGA_ATOCHA	477_MCM_69_KV	68,1	69	4,5	19500	4134	19934	97,83	168,4	-13,07	47,4	167,6	25,1
L/T_SAMANGA_PILLARO	266.8_MCM_69_KV	68,1	69	5,7	11151	1922	11315	98,55	95,6	-10,87	34	70,6	20,8
L/T_TOTORAS_TRANS_MONTALVO	477_MCM_69_KV	68,2	69	5,6	41736	10192	42962	97,15	359,5	-13,72	269,9	955	53,7
L/T_TOTORAS_TRANS_PELILEO	266.8_MCM_69_KV	67,9	69	10,2	22487	5937	23257	96,69	194,6	-14,79	252,8	525,8	42,3
L/T_TOTORAS_EEASA_ORIENTE	266.8_MCM_69_KV	67,3	69	8,2	40300	8523	41192	97,84	345,8	-12,19	638,6	1328,4	75,2
L/T_TOTORAS_TRANS_TOTORAS_EEASA	266.8_MCM_69_KV	68,8	69	1,2	42707	9203	43687	97,76	365,5	-12,16	104,7	217,9	79,5
L/T_ORIENTE_PENINSULA	2/O_ACSR_13.8_KV_2	12,9	13,8	2,5	4549	292	4559	99,79	198,2	-39,64	127,6	124,2	81,6

2023													
Nro. equipo	Id equipo	V (kVLL)	Tensión de base (kVLL)	Longitud (km)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)	IEquil (A)	Desfase I (°)	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kvar)	Carga (%)
L/T_AMBATO_ORIENTE	300_MCM_69_KV	66,8	69	2,6	0	-40	40	0	0,3	87,53	0	0	0,1
L/T_AMBATO_SAMANGA	559.5_MCM_69_KV	68,3	69	4,8	51276	12806	52851	97,02	442,2	-14,02	294,7	1197,9	60,6
L/T_ATOCH_HUACHI	477_MCM_69_KV	68	69	8,2	0	-144	144	0	1,2	88,32	0	0	0,2
L/T_HUACHI_MONTALVO	477_MCM_69_KV	67,2	69	8	27781	9065	29223	95,07	247,7	-19,36	182,3	645	37
L/T_MONTALVO_QUERO	300_MCM_69_KV	67,7	69	8,3	12331	1517	12424	99,25	105,3	-8,3	53,6	136,3	22,9
L/T_ORIENTE_LORETO	300_MCM_69_KV	66,8	69	2,1	19102	4135	19545	97,74	168,6	-14,45	34,5	87,8	36,7
L/T_ORIENTE_LORETO_NODO	300_MCM_69_KV	66,6	69	1,9	19068	4119	19508	97,75	168,7	-14,66	31,3	79,5	36,8
L/T_PELILEO_BAÑOS	266.8_MCM_69_KV	66,9	69	20,4	9732	2042	9944	97,87	84,7	-13,04	96,3	200,3	18,4
L/T_SAMANGA_ATOCHA	477_MCM_69_KV	68	69	4,5	21240	4697	21753	97,64	184	-13,66	56,5	200	27,5
L/T_SAMANGA_PILLARO	266.8_MCM_69_KV	68	69	5,7	12245	2229	12446	98,38	105,3	-11,51	41,2	85,6	22,9
L/T_TOTORAS_TRANS_MONTALVO	477_MCM_69_KV	68,1	69	5,6	46430	12326	48039	96,65	402	-14,87	337,4	1194	60
L/T_TOTORAS_TRANS_PELILEO	266.8_MCM_69_KV	67,8	69	10,2	24212	6688	25118	96,39	210,2	-15,44	294,8	613,3	45,7
L/T_TOTORAS_EEASA_ORIENTE	266.8_MCM_69_KV	66,9	69	8,2	47441	10937	48685	97,44	409	-13,27	893,3	1858,2	88,9
L/T_TOTORAS_TRANS_TOTORAS_EEASA	266.8_MCM_69_KV	68,7	69	1,2	50210	11774	51572	97,36	431,5	-13,2	146	303,6	93,8
L/T_ORIENTE_PENINSULA	2/O_ACSR_13.8_KV_2	12,6	13,8	2,5	6642	512	6662	99,7	292,4	-41,67	277,6	270,2	120,3

2025													
Nro. equipo	Id equipo	V (kVLL)	Tensión de base (kVLL)	Longitud (km)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)	I _{Equil} (A)	Desfase I (°)	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kvar)	Carga (%)
L/T_AMBATO_ORIENTE	300_MCM_69_KV	66,2	69	2,6	0	-39	39	0	0,3	87,06	0	0	0,1
L/T_AMBATO_SAMANGA	559.5_MCM_69_KV	68,2	69	4,8	56075	14644	57955	96,75	484,9	-14,64	354,4	1440,5	66,4
L/T_ATOCH_HUACHI	477_MCM_69_KV	67,8	69	8,2	0	-143	143	0	1,2	88,17	0	0	0,2
L/T_HUACHI_MONTALVO	477_MCM_69_KV	66,9	69	8	31167	11064	33072	94,24	281	-20,97	234,4	829,7	41,9
L/T_MONTALVO_QUERO	300_MCM_69_KV	67,5	69	8,3	13510	1816	13631	99,11	115,8	-9,08	64,8	164,8	25,2
L/T_ORIENTE_LORETO	300_MCM_69_KV	66,2	69	2,1	21265	4787	21798	97,56	189,5	-15,37	43,6	110,9	41,3
L/T_ORIENTE_LORETO_NODO	300_MCM_69_KV	66	69	1,9	21222	4746	21746	97,59	189,7	-15,55	39,5	100,5	41,3
L/T_PELILEO_BAÑOS	266.8_MCM_69_KV	66,7	69	20,4	10466	2305	10717	97,66	91,4	-13,69	112,2	233,4	19,9
L/T_SAMANGA_ATOCHA	477_MCM_69_KV	67,8	69	4,5	23151	5353	23762	97,43	201,2	-14,32	67,6	239,2	30
L/T_SAMANGA_PILLARO	266.8_MCM_69_KV	67,8	69	5,7	13459	2595	13706	98,19	116,1	-12,22	50	104,1	25,2
L/T_TOTORAS_TRANS_MONTALVO	477_MCM_69_KV	68	69	5,6	51760	15045	53902	96,03	451	-16,21	424,8	1503,3	67,3
L/T_TOTORAS_TRANS_PELILEO	266.8_MCM_69_KV	67,7	69	10,2	26078	7546	27148	96,06	227,2	-16,14	344,4	716,3	49,4
L/T_TOTORAS_EEASA_ORIENTE	266.8_MCM_69_KV	66,4	69	8,2	57476	15028	59408	96,75	499,7	-15	1332,9	2772,7	108,6
L/T_TOTORAS_TRANS_TOTORAS_EEASA	266.8_MCM_69_KV	68,6	69	1,2	60730	16107	62830	96,66	525,7	-14,85	216,6	450,6	114,3
L/T_ORIENTE_PENINSULA	2/O_ACSR_13.8_KV_2	12	13,8	2,5	10174	1020	10225	99,5	455,8	-44,94	674,6	656,9	187,6

FUENTE: CYMDIST 7.2

RECOPIADO POR: POSTULANTES

ANEXO 5 REPORTE DE CARGA DE TRANSFORMADORES

2017													
Id equipo	Código	Cap Nom (kVA)	Tens prim (kVLL)	Tens sec (kVLL)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)	IEquil (A)	Desfase I (°)	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kvar)	Carga (%)
3.5_MVA_13.8/6.9_T3_PENINSULA	Transfor	3500	13,8	6,9	4	0	4	100	0,2	-35,06	4,4	0	0
10_MVA_69/13.8_T1_ATOCHA	Transfor	10000	69	13,8	7483	1547	7641	97,93	64,7	-12,98	42,5	487,1	75,2
10_MVA_69/13.8_T2_ATOCHA	Transfor	10000	69	13,8	8974	1791	9151	98,07	77,4	-12,58	49,1	584	90,1
10_MVA_69/13.8_T_BAÑOS	Transfor	10000	69	13,8	7769	1633	7939	97,86	68,1	-13,65	29,5	461,8	78,3
10_MVA_69/13.8_T_HUACHI	Transfor	10000	69	13,8	3936	894	4036	97,52	34,3	-14,55	14,5	128,6	40
10_MVA_69/13.8_T1_HUACHI	Transfor	10000	69	13,8	16004	4249	16558	96,65	140,9	-16,62	143	2167,5	160
16_MVA_69/13.8_T_LORETO	Transfor	16000	69	13,8	7305	1633	7485	97,59	64	-14,37	25,8	267	46,3
16_MVA_69/13.8_T2_LORETO	Transfor	16000	69	13,8	6635	1139	6732	98,56	57,6	-11,51	36,7	239,1	41,6
10_MVA_69/13.8_T_MONTALVO	Transfor	10000	69	13,8	4389	420	4409	99,55	37,2	-6,42	16,1	150,9	43,8
12_MVA_69/13.8_T1_ORIENTE	Transfor	12000	69	13,8	7899	1116	7977	99,02	68	-9,49	35,7	402,5	65,8
12_MVA_69/13.8_T2_ORIENTE	Transfor	12000	69	13,8	8284	1251	8378	98,88	71,4	-10,04	33,3	423,1	69,1
10_MVA_69/13.8_T_PELILEO	Transfor	10000	69	13,8	11395	3061	11799	96,58	100,1	-16	92,3	1167,9	114,6
5_MVA_69/13.8_T1_PILLARO	Transfor	5000	69	13,8	4879	806	4945	98,66	41,8	-10,57	32	323,1	77,9
5_MVA_69/13.8_T2_PILLARO	Transfor	5000	69	13,8	4415	695	4469	98,78	37,8	-10,14	33,2	292	88
10_MVA_69/13.8_T_QUERO	Transfor	10000	69	13,8	9422	950	9469	99,5	80,2	-7,17	38,6	642,1	93,9
12_MVA_69/13.8_T_SAMANGA	Transfor	12000	69	13,8	6353	1620	6556	96,9	55,3	-15,23	34,5	338,5	53,7
12_MVA_69/13.8_T2_SAMANGA	Transfor	12000	69	13,8	7116	1825	7346	96,87	61,9	-15,3	33,9	379,5	60,2
16_MVA_69/13.8_T1_TOTORAS_EEASA	Transfor	16000	69	13,8	1814	375	1853	97,93	15,5	-11,88	14,1	16,7	11,5
2019													
Id equipo	Código	Cap Nom (kVA)	Tens prim (kVLL)	Tens sec (kVLL)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)	IEquil (A)	Desfase I (°)	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kvar)	Carga (%)
3.5_MVA_13.8/6.9_T3_PENINSULA	Transfor	3500	13,8	6,9	4	0	4	100	0,2	-36,06	4,3	0	0
10_MVA_69/13.8_T1_ATOCHA	Transfor	10000	69	13,8	8129	1732	8312	97,8	70,4	-13,44	47,9	577,8	81,6
10_MVA_69/13.8_T2_ATOCHA	Transfor	10000	69	13,8	9742	1998	9944	97,96	84,2	-13	56,4	691,4	97,7
10_MVA_69/13.8_T_BAÑOS	Transfor	10000	69	13,8	8348	1796	8539	97,76	73,4	-14,05	33,2	536,7	84,1
10_MVA_69/13.8_T_HUACHI	Transfor	10000	69	13,8	4362	1007	4476	97,44	38,2	-14,94	16,2	159	44,3
10_MVA_69/13.8_T1_HUACHI	Transfor	10000	69	13,8	17749	5008	18442	96,24	157,3	-17,7	175	2702,1	177,2
16_MVA_69/13.8_T_LORETO	Transfor	16000	69	13,8	8068	1838	8275	97,5	71	-14,84	28,8	328,6	51,1
16_MVA_69/13.8_T2_LORETO	Transfor	16000	69	13,8	7325	1285	7437	98,49	63,8	-11,96	42,1	293,8	45,9
10_MVA_69/13.8_T_MONTALVO	Transfor	10000	69	13,8	4850	482	4874	99,51	41,2	-6,73	18,1	185	48,4
12_MVA_69/13.8_T1_ORIENTE	Transfor	12000	69	13,8	9218	1374	9320	98,91	79,7	-10,13	45,1	552,8	76,7
12_MVA_69/13.8_T2_ORIENTE	Transfor	12000	69	13,8	9676	1542	9798	98,75	83,7	-10,71	41,8	582,2	80,7
10_MVA_69/13.8_T_PELILEO	Transfor	10000	69	13,8	12254	3395	12715	96,37	108	-16,52	105,3	1360	123,2
5_MVA_69/13.8_T1_PILLARO	Transfor	5000	69	13,8	5320	913	5398	98,56	45,7	-11,04	37	386,1	84,9
5_MVA_69/13.8_T2_PILLARO	Transfor	5000	69	13,8	4812	786	4875	98,69	41,3	-10,58	38,1	348,4	95,9
10_MVA_69/13.8_T_QUERO	Transfor	10000	69	13,8	10251	1099	10310	99,43	87,5	-7,67	44,6	763,7	102,1
12_MVA_69/13.8_T_SAMANGA	Transfor	12000	69	13,8	6927	1802	7157	96,78	60,4	-15,59	38,2	404,2	58,6
12_MVA_69/13.8_T2_SAMANGA	Transfor	12000	69	13,8	7758	2028	8019	96,75	67,7	-15,65	37,9	453,1	65,7
16_MVA_69/13.8_T1_TOTORAS_EEASA	Transfor	16000	69	13,8	2038	424	2082	97,9	17,5	-11,97	14,3	21,2	12,9

2021													
Id equipo	Código	Cap Nom (kVA)	Tens prim (kVLL)	Tens sec (kVLL)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)	IEquil (A)	Desfase I (°)	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kvar)	Carga (%)
3.5_MVA_13.8/6.9_T3_PENINSULA	Transfor	3500	13,8	6,9	4	0	4	100	0,2	-37,46	4,2	0	0
10_MVA_69/13.8_T1_ATOCHA	Transfor	10000	69	13,8	8848	1945	9060	97,67	76,9	-13,94	54,5	688,5	88,8
10_MVA_69/13.8_T2_ATOCHA	Transfor	10000	69	13,8	10604	2245	10839	97,83	91,9	-13,49	65,3	823,9	106,3
10_MVA_69/13.8_T_BAÑOS	Transfor	10000	69	13,8	8969	1976	9184	97,66	79,1	-14,47	37,5	624	90,3
10_MVA_69/13.8_T2_HUACHI	Transfor	10000	69	13,8	4864	1145	4997	97,34	42,8	-15,39	18,6	199,3	49,4
10_MVA_69/13.8_T1_HUACHI	Transfor	10000	69	13,8	19816	5998	20704	95,71	177,1	-18,99	218,3	3426,3	197,7
16_MVA_69/13.8_T LORETO	Transfor	16000	69	13,8	8970	2088	9210	97,4	79,4	-15,4	32,8	410,7	56,8
16_MVA_69/13.8_T2 LORETO	Transfor	16000	69	13,8	8147	1471	8278	98,41	71,3	-12,53	49,3	367,4	51,1
10_MVA_69/13.8_T MONTALVO	Transfor	10000	69	13,8	5382	558	5411	99,47	45,8	-7,09	20,7	228,7	53,7
12_MVA_69/13.8_T1_ORIENTE	Transfor	12000	69	13,8	10975	1770	11117	98,73	95,4	-11,07	60,1	792,9	91,3
12_MVA_69/13.8_T2_ORIENTE	Transfor	12000	69	13,8	11517	1972	11685	98,57	100,3	-11,62	55,2	834,8	96
10_MVA_69/13.8_T PELILEO	Transfor	10000	69	13,8	13182	3774	13712	96,14	116,6	-17,08	120,6	1586,1	132,4
5_MVA_69/13.8_T1 PILLARO	Transfor	5000	69	13,8	5837	1045	5930	98,43	50,3	-11,57	43,5	467,4	93,2
5_MVA_69/13.8_T2 PILLARO	Transfor	5000	69	13,8	5280	902	5356	98,57	45,4	-11,11	44,5	421,8	105,1
10_MVA_69/13.8_T QUERO	Transfor	10000	69	13,8	11216	1286	11290	99,35	96	-8,25	52,2	919,5	111,7
12_MVA_69/13.8_T SAMANGA	Transfor	12000	69	13,8	7559	2009	7822	96,65	66,1	-15,98	42,5	483,9	63,9
12_MVA_69/13.8_T2 SAMANGA	Transfor	12000	69	13,8	8467	2261	8764	96,61	74	-16,05	42,7	542,4	71,6
16_MVA_69/13.8_T1_TOTORAS_EEASA	Transfor	16000	69	13,8	2302	482	2352	97,87	19,7	-12,09	14,6	27,1	14,6
2023													
Id equipo	Código	Cap Nom (kVA)	Tens prim (kVLL)	Tens sec (kVLL)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)	IEquil (A)	Desfase I (°)	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kvar)	Carga (%)
3.5_MVA_13.8/6.9_T3_PENINSULA	Transfor	3500	13,8	6,9	4	0	4	100	0,2	-39,48	4	0	0
10_MVA_69/13.8_T1_ATOCHA	Transfor	10000	69	13,8	9635	2189	9881	97,51	83,9	-14,48	62,4	821,8	96,7
10_MVA_69/13.8_T2_ATOCHA	Transfor	10000	69	13,8	11548	2531	11822	97,68	100,4	-14,04	76,1	983,3	115,8
10_MVA_69/13.8_T_BAÑOS	Transfor	10000	69	13,8	9636	2178	9879	97,54	85,3	-14,94	42,5	726	97
10_MVA_69/13.8_T2_HUACHI	Transfor	10000	69	13,8	5434	1307	5589	97,23	48	-15,92	21,7	251,2	55,1
10_MVA_69/13.8_T1_HUACHI	Transfor	10000	69	13,8	22164	7252	23321	95,04	200,2	-20,51	275,3	4379,1	220,8
16_MVA_69/13.8_T LORETO	Transfor	16000	69	13,8	9972	2378	10252	97,27	88,9	-16,09	37,9	515,1	63,2
16_MVA_69/13.8_T2 LORETO	Transfor	16000	69	13,8	9064	1690	9220	98,31	79,9	-13,24	58,6	461,4	56,8
10_MVA_69/13.8_T MONTALVO	Transfor	10000	69	13,8	5981	650	6016	99,41	51	-7,49	24	283,8	59,7
12_MVA_69/13.8_T1_ORIENTE	Transfor	12000	69	13,8	13398	2416	13614	98,41	117,4	-12,46	85,6	1202,2	111,4
12_MVA_69/13.8_T2_ORIENTE	Transfor	12000	69	13,8	14047	2664	14298	98,25	123,3	-12,98	78,1	1263,5	117
10_MVA_69/13.8_T PELILEO	Transfor	10000	69	13,8	14184	4206	14795	95,87	126	-17,7	138,6	1852,6	142,4
5_MVA_69/13.8_T1 PILLARO	Transfor	5000	69	13,8	6408	1201	6520	98,29	55,4	-12,16	51,4	566,8	102,2
5_MVA_69/13.8_T2 PILLARO	Transfor	5000	69	13,8	5796	1038	5888	98,43	50	-11,7	52,4	511,5	115,4
10_MVA_69/13.8_T QUERO	Transfor	10000	69	13,8	12277	1510	12370	99,25	105,5	-8,9	61,6	1109,2	122,2
12_MVA_69/13.8_T SAMANGA	Transfor	12000	69	13,8	8252	2245	8552	96,49	72,3	-16,41	47,8	579,9	69,8
12_MVA_69/13.8_T2 SAMANGA	Transfor	12000	69	13,8	9244	2526	9583	96,46	81	-16,48	48,5	650,2	78,2
16_MVA_69/13.8_T1_TOTORAS_EEASA	Transfor	16000	69	13,8	2623	555	2681	97,84	22,5	-12,23	15	35,3	16,6

2025													
Id equipo	Código	Cap Nom (kVA)	Tens prim (kVLL)	Tens sec (kVLL)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)	IEquil (A)	Desfase I (°)	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kvar)	Carga (%)
3.5_MVA_13.8/6.9_T3_PENINSULA	Transfor	3500	13,8	6,9	4	0	4	100	0,2	-42,75	3,7	0	0
10_MVA_69/13.8_T1_ATOCHA	Transfor	10000	69	13,8	10503	2478	10791	97,33	91,8	-15,11	72,1	983,9	105,4
10_MVA_69/13.8_T2_ATOCHA	Transfor	10000	69	13,8	12581	2859	12902	97,51	109,8	-14,63	89	1175,4	126
10_MVA_69/13.8_T_BAÑOS	Transfor	10000	69	13,8	10354	2406	10630	97,41	92,1	-15,44	48,4	845,6	104,2
10_MVA_69/13.8_T_HUACHI	Transfor	10000	69	13,8	6083	1500	6265	97,09	54	-16,52	25,7	318,6	61,7
10_MVA_69/13.8_T1_HUACHI	Transfor	10000	69	13,8	24849	8871	26385	94,18	227,5	-22,31	351,7	5656,4	247,1
16_MVA_69/13.8_T LORETO	Transfor	16000	69	13,8	11093	2722	11422	97,12	99,9	-16,97	44,4	650,9	70,3
16_MVA_69/13.8_T2 LORETO	Transfor	16000	69	13,8	10089	1951	10276	98,18	89,9	-14,13	70,6	583,5	63,2
10_MVA_69/13.8_T_MONTALVO	Transfor	10000	69	13,8	6659	762	6703	99,35	56,9	-7,95	28,2	353,8	66,4
12_MVA_69/13.8_T1_ORIENTE	Transfor	12000	69	13,8	17034	3635	17418	97,8	151,5	-14,73	135,5	2000,5	141,5
12_MVA_69/13.8_T2_ORIENTE	Transfor	12000	69	13,8	17843	3969	18279	97,61	158,9	-15,23	122,8	2099,7	148,5
10_MVA_69/13.8_T_PELILEO	Transfor	10000	69	13,8	15267	4698	15974	95,58	136,3	-18,37	159,8	2167,2	153,2
5_MVA_69/13.8_T1_PILLARO	Transfor	5000	69	13,8	7042	1387	7177	98,11	61,1	-12,84	61,1	689,6	112,2
5_MVA_69/13.8_T2_PILLARO	Transfor	5000	69	13,8	6367	1199	6478	98,27	55,1	-12,36	62	621,5	126,6
10_MVA_69/13.8_T QUERO	Transfor	10000	69	13,8	13445	1780	13562	99,13	115,9	-9,62	73	1341,1	133,8
12_MVA_69/13.8_T SAMANGA	Transfor	12000	69	13,8	9014	2514	9358	96,32	79,3	-16,89	54,3	696,4	76,2
12_MVA_69/13.8_T2 SAMANGA	Transfor	12000	69	13,8	10096	2829	10485	96,29	88,8	-16,96	55,6	780,6	85,4
16_MVA_69/13.8_T1_TOTORAS_EEASA	Transfor	16000	69	13,8	3038	649	3106	97,79	26,1	-12,41	15,6	47,6	19,3

FUENTE: CYMDIST 7.2

RECOPIADO POR: POSTULANTES