

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA DETERMINAR LA
EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN Y
DISTRIBUCIÓN DE LOS MUNICIPIOS URDANETA Y MORÁN
DEL ESTADO LARA.**

Trabajo de Grado presentado ante la Ilustre Universidad de Los Andes como requisito parcial para optar al Título de Ingeniero Electricista.

Br: Belandria C. Gilber E.

Tutor: Prof. Lelis Nelson Ballester

Asesor: Ing. Álvaro Ríos.

Mérida, Junio, 2009

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN	iv
ÍNDICE GENERAL	v
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO	pp
I GENERALIDADES	
1.1 Planteamiento del problema	3
1.2 Objetivos de la Investigación	4
1.2.1 Objetivo General.....	4
1.2.2 Objetivos Específicos.....	4
1.3 Justificación e Importancia de la investigación	4
1.4 Alcances y Limitaciones	5
1.5 Ubicación del área de estudio	6
1.6. Antecedentes	8
II MARCO TEÓRICO Y METODOLÓGICO	
2.1 Marco Teórico	9
2.1.1 Energía eléctrica.....	9
2.1.2 Potencia en corriente alterna.....	10
2.1.2.1 <i>Componentes de la intensidad</i>	10
2.1.2.2 <i>Potencia Aparente (S)</i>	11
2.1.2.3 <i>Potencia Activa</i>	12
2.1.2.4 <i>Potencia Reactiva</i>	12
2.1.3 Factor de Potencia.....	12
2.1.3.1 <i>Mejora del Factor de Potencia</i>	13
2.1.4 Sistema Eléctrico de Potencia SEP.....	14
2.1.4.1 <i>Generación</i>	15
2.1.4.2 <i>Líneas de Transmisión</i>	15
2.1.4.3 <i>Subestaciones Eléctricas</i>	16
2.1.4.4 <i>Transformadores de Potencia</i>	17
2.1.4.5 <i>Sistemas de Distribución</i>	18

• Principales componentes de los Sistemas de distribución.....	18
• Principales parámetros de los sistemas de distribución.....	20
2.1.5 Optimización de los sistemas de distribución.....	24
2.1.5.1 <i>Mejoras Técnicas</i>	25
2.1.6 Importancia de los flujos de carga.....	25
2.1.7 Formulación Básica del flujo de carga.....	26
2.1.8 Tipos de barras dentro de un SEP.....	28
2.1.9 DigSilent Power Factory (Digital Simulation and electrical Network, Power Factory) Versión 13.2.....	29
2.1.9.1 <i>El módulo del flujo de cargas</i>	30
2.1.9.2 <i>El módulo de análisis de corto circuito</i>	31
2.1.9.3 <i>El módulo de análisis de estabilidad</i>	31
2.1.10 Condiciones del Sistema.....	31
• Voltajes.....	31
• Capacidad de Carga de los Transformadores de Potencia.....	32
• Capacidad Firme.....	32
2.1.11 Método de Análisis Económico para Comparar Alternativas “Costo Uniforme Anual Equivalente. CAUE”.....	33
2.2 Marco Metodológico	36
2.2.1 Metodología de la Investigación.....	36
2.2.2 Metodología del Trabajo.....	37
2.2.2.1 <i>Documentación</i>	37
2.2.2.2 <i>Análisis Técnico- económico</i>	37
2.2.2.3 <i>Elaboración del Informe Final</i>	38
III SISTEMAS ACTUALES	
3.1 Municipio Urdaneta	39
3.1.1 Circuito Sta. Inés.....	41
3.1.1.1 <i>Levantamiento del diagrama unifilar</i>	42
3.1.1.2 <i>Análisis del sistema</i>	43
3.1.2 Circuito Siquisique.....	45
3.1.2.1 <i>Levantamiento del diagrama unifilar</i>	46
3.1.2.2 <i>Análisis del sistema</i>	47
3.2 Municipio Morán	49
3.2.1 Circuito Guaríco.....	50
3.2.1.1 <i>Levantamiento del diagrama unifilar</i>	52
3.2.1.2 <i>Análisis del Sistema</i>	53
3.2.2 Circuito Anzoátegui.....	55
3.2.2.1 <i>Levantamiento del diagrama unifilar</i>	56
3.2.2.2 <i>Análisis del Sistema</i>	56

3.3 Resumen de los sistemas actuales	58
3.3.1 Circuito Sta. Inés.....	58
3.3.2 Circuito Siquisique.....	59
3.3.3 Circuito Guaríco.....	59
3.3.4 Circuito Anzoátegui.....	59
IV ALTERNATIVAS PROPUESTAS	
4.1 Circuito Sta. Inés	60
4.1.1 Alternativa 1: Cambio del calibre del conductor.....	60
4.1.2 Alternativa 1.1: Cambio del calibre del conductor y reubicación de los bancos de reguladores.....	62
4.1.3 Alternativa 2: Reubicación y colocación de bancos reguladores.....	65
4.1.4 Alternativa 3: Construcción de una subestación en la población de Sta. Inés.....	66
4.1.5 Comparación de las pérdidas para todas las alternativas.....	68
4.1.6 Tabla de resultados.....	69
4.2 Circuito Siquisique	71
4.3 Circuito Guaríco	75
4.4 Circuito Anzoátegui	80
V ANÁLISIS ECONÓMICO	
5.1 Circuito Sta. Inés	84
5.1.1 Alternativa 1.1.....	85
5.1.2 Alternativa 3.....	88
5.2 Circuito Siquisique	90
5.2.1 Alternativa 1.1.....	90
5.2.2 Alternativa 3.....	91
5.3 Circuito Guaríco	92
5.3.1 Alternativa 1.1.....	92
5.3.2 Alternativa 3.1.....	93
5.4 Circuito Anzoátegui	94
5.4.1 Alternativa 1.1.....	94
5.4.2 Alternativa 3.....	95
CONCLUSIONES	96
RECOMENDACIONES	99
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	100
ANEXOS	102
FICHAS TÉCNICAS	114

LISTA DE FIGURAS

FIGURA	PP
1.1 Ubicación geográfica del Área de estudio.....	7
2.1 Componentes activa y reactiva de la intensidad.....	10
2.2 Triángulo potencias.....	11
2.3 Circuito equivalente π de una línea para el cálculo de flujos de potencia.....	15
2.4 Modelación circuital en tanto por unidad de un transformador con cambio de TAP.....	17
2.5 Regulador de Voltaje de 32 pasos.....	20
2.6 Relación entre el factor de pérdida y el factor de carga.....	24
2.7 Flujo de potencia en la barra i -ésima.....	35
2.8 Flujo de caja de la Alternativa A.....	34
2.9 Flujo de caja de la Alternativa B.....	34
3.1 Mapa del Municipio Urdaneta.....	39
3.2 Diagrama Unifilar de la S/E Aguada Grande.....	40
3.3 Mapa del sistema de distribución actual Aguada Grande-Sta. Inés.....	42
3.4 Mapa del sistema de distribución actual Aguada Grande-Siquisique.....	46
3.5 Mapa del Municipio Morán.....	49
3.6 Diagrama Unifilar de la S/E El Tocuyo.....	50
3.7 Mapa del sistema de distribución actual Tocuyo-Guaríco y Tocuyo-Anzoátegui.....	52

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO	PP
2.1 Curva de carga del circuito para 24 h.....	23
3.1 Demanda del Circuito Sta. Inés.....	41
3.2 Perfil del nivel de tensión en pu del circuito Sta. Inés.....	44
3.3 Demanda del circuito Siquisique.....	46
3.4 Perfil del nivel de tensión en pu del circuito Siquisique.....	48
3.5 Demanda del circuito Guaríco.....	51
3.6 Perfil del nivel de tensión en pu del circuito Guaríco.....	54
3.7 Demanda del circuito Anzoátegui.....	56
3.8 Perfil del nivel de tensión en pu del circuito Anzoátegui.....	58
4.1 Perfil de voltaje del circuito Sta. Inés alternativa 1.....	62
4.2 Perfil de voltaje del circuito Sta. Inés alternativa 1.1.....	64
4.3 Perfil de voltaje del circuito Sta. Inés alternativa 2.....	66
4.4 Perfil de voltaje del circuito Sta. Inés I alternativa 3.....	67
4.5 Perfil de voltaje del circuito Sta. Inés II alternativa 3.....	67
4.6 Perfil de voltaje del circuito Sta. Inés III alternativa 3.....	68
4.7 Comparación de los valores de las pérdidas de las distintas alternativas circuito Sta. Inés.....	69
4.8 Perfil de voltaje del circuito Siquisique alternativa 1.1.....	71
4.9 Perfil de voltaje del circuito Siquisique I alternativa 3.....	72
4.10 Perfil de voltaje del circuito Siquisique II alternativa 3.....	72
4.11 Perfil de voltaje del circuito Siquisique III alternativa 3.....	73
4.12 Comparación de los valores de las pérdidas de las distintas alternativas circuito Siquisique.....	73
4.13 Perfil de voltaje del circuito Guaríco alternativa 1.1.....	76
4.14 Perfil de voltaje del circuito Guaríco I alternativa 3.1.....	76
4.15 Perfil de voltaje del circuito Guaríco II alternativa 3.1.....	77
4.16 Perfil de voltaje del circuito Guaríco III alternativa 3.1.....	77
4.17 Perfil de voltaje del circuito Guaríco III alternativa 3.1.....	78
4.18 Comparación de los valores de las pérdidas de las distintas alternativas circuito Guaríco.....	78
4.19 Perfil de voltaje del circuito Anzoátegui alternativa 1.1.....	80
4.20 Perfil de voltaje del circuito Anzoátegui I alternativa 3.....	81
4.21 Perfil de voltaje del circuito Anzoátegui II alternativa 3.....	81
4.22 Perfil de voltaje del circuito Anzoátegui III alternativa 3.....	82
4.23 Comparación de los valores de las pérdidas de las distintas alternativas circuito Anzoátegui.....	82

5.1 Gráfico del método CAUE para la alternativa 1.1 del circuito Sta. Inés.....	88
5.2 Gráfico del método CAUE para la alternativa 3 del circuito Sta. Inés.....	89
5.3 Gráfico del método CAUE para la alternativa 1.1 del circuito Siquisique.....	90
5.4 Gráfico del método CAUE para la alternativa 3 del circuito Siquisique.....	91
5.5 Gráfico del método CAUE para la alternativa 1.1 del circuito Guaríco.....	92
5.6 Gráfico del método CAUE para la alternativa 3.1 del circuito Guaríco.....	93
5.7 Gráfico del método CAUE para la alternativa 1.1 del circuito Anzoátegui.....	94
5.8 Gráfico del método CAUE para la alternativa 3 del circuito Anzoátegui.....	95

LISTA DE TABLAS

TABLA	PP
3.1 Demanda máxima del circuito Sta. Inés.....	41
3.2 Puntos importantes del Perfil de tensión del circuito Sta. Inés.....	44
3.3 Demanda máxima del circuito Siquisique.....	45
3.4 Puntos importantes del perfil de tensión del circuito Siquisique.....	48
3.5 Demanda máxima del circuito Guaríco.....	51
3.6 Puntos importantes del perfil de tensión del circuito Guaríco.....	54
3.7 Demanda máxima del circuito Anzoátegui.....	55
3.8 Puntos importantes del perfil de tensión del circuito Anzoátegui.....	57
4.1 Valores promedios de desviación mínima para la ubicación óptima a del banco de reguladores del circuito Sta. Inés.....	64
4.2 Valores de las pérdidas del circuito Sta. Inés actual.....	68
4.3 Valores de las pérdidas del circuito Sta. Inés para la alternativa 1.1.....	68
4.4 Valores de las pérdidas del circuito Sta. Inés para la alternativa 2.....	69
4.5 Valores de las pérdidas del circuito Sta. Inés para la alternativa 3.....	69
4.6 Tabla de resultados para el circuito Sta. Inés.....	70
4.7 Tabla de resultados para el circuito Siquisique.....	74
4.8 Tabla de resultados para el circuito Guaríco.....	79
4.9 Tabla de resultados para el circuito Anzoátegui.....	83
5.1 Inversión Inicial de la alternativa 1.1 circuito Sta. Inés.....	85
5.2 Costos de Administración, Operación y Mantenimiento circuito Sta. Inés.....	85
5.3 Relación del diesel consumido en función de los kWh.....	86
5.4 Costos ahorrados por las pérdidas.....	87
5.5 Ingreso por incremento de las ventas.....	87
5.6 Método CAUE para la alternativa 1.1 del circuito Sta. Inés.....	88
5.7 Método CAUE para la alternativa 3 del circuito Sta. Inés.....	89
5.8 Método CAUE para la alternativa 1.1 del circuito Siquisique.....	90
5.9 Método CAUE para la alternativa 3 del circuito Siquisique.....	91
5.10 Método CAUE para la alternativa 1.1 del circuito Guaríco.....	92
5.11 Método CAUE para la alternativa 3.1 del circuito Guaríco.....	93
5.12 Método CAUE para la alternativa 1.1 del circuito Anzoátegui.....	94
5.13 Método CAUE para la alternativa 3 del circuito Anzoátegui.....	95

AGRADECIMIENTOS

- A Dios Todopoderoso, porque sin su presencia cada día, nunca hubiera sido posible el logro de las metas que he alcanzado hasta hoy a pesar de todos los obstáculos.
- A la Ilustre Universidad de los Andes, muy en especial a la Escuela de Ingeniería Eléctrica y a sus profesores por haber contribuído académicamente con los conocimientos básicos de la carrera adquiridos que me permitirán desarrollar cualquier proyecto relacionado con la misma.
- A la Empresa ENELBAR, por brindarme la oportunidad de realizar mi Trabajo Especial de Grado y así poder obtener el honorable título de Ingeniero Electricista.
- A mi Tutor Académico, Ingeniero Electricista, Lelis Nelson Ballester Uzcátegui, quien me brindó sus consejos, opiniones, confianza y apoyo durante el desarrollo de cada etapa de este trabajo.
- A los Ingenieros Electricistas Enmanuel Alvarado, Maribel Herrera y Deissy Peraza por haberme prestado su apoyo y haberme transmitido todos sus conocimientos, fundamentales para la culminación de mi proyecto de grado. Gracias por la amistad brindada, por sus valiosos consejos y explicaciones, confianza, apoyo moral, ético y profesional.
- A mi Asesor Industrial, Ingeniero Electricista, Alvaro Ríos por su colaboración prestada en la elaboración de este proyecto, por haberme transmitido sus conocimientos
- A todas aquellas personas, que colaboraron de cualquier manera para alcanzar éste logro, así como el comienzo de una nueva etapa como profesional.

Br. Gilber E. Belandria C. Análisis técnico-económico para determinar la expansión de los sistemas de Subtransmisión y Distribución de los Municipios Urdaneta y Morán del Estado Lara". Universidad de los Andes. Escuela de Ingeniería Eléctrica.
Tutor: Prof. Ballester Lelis. Junio 2009.

RESUMEN

El Sistema Eléctrico nacional está atravesando por un momento difícil, el mismo tiene problemas para cubrir la demanda, debido a esto se tiene que hacer recortes de servicio en muchos lugares del país. El Sistema Regiones de la empresa ENELBAR ahora perteneciente a CORPOELEC, es uno de estos sistemas que presentan desmejoras en el servicio y a los cuales se les tiene abandonado debido a que se atienden primero otras áreas de más auge. Por ende la empresa eléctrica nacional está poniendo en práctica una serie de análisis técnicos-económicos en dicho sistema para buscar soluciones a los problemas existentes. En el Estado Lara existen circuitos tales como Siquisique y Sta. Inés perteneciente al Municipio Urdaneta, Guaríco y Anzoátegui pertenecientes al Municipio Morán, que presentan problemas de caídas de tensión y con pérdidas de potencia elevadas. Para identificar más a fondo la problemática de dichos circuitos se realizó un análisis de flujo de carga del sistema actual de dichos circuitos. Al analizar los cuatro circuitos se presentaron más o menos la misma problemática de sus perfiles de tensión fuera de normas de manera muy marcada, sus pérdidas muy elevadas; estos circuitos presentan recorridos muy largos. Para la solución de esta problemática se propusieron tres alternativas y a las mismas se les hicieron mejoras dependiendo de la profundidad del problema para cada circuito; las alternativas consideradas fueron, alternativa1: cambio del conductor, alternativa2: reubicación y colocación de bancos de reguladores y alternativa 3: construcción de nuevas subestaciones en cada una de las poblaciones. Para los circuitos Sta. Inés, Siquisique y Anzoátegui la alternativa que arrojó mejores resultados en la parte técnica fue la alternativa 3 y para el circuito Guaríco la alternativa que dió mejores resultados técnicos fue la alternativa 3.1 que es una mejora de la 3. Para el análisis económico se utilizó el método para comparar alternativas del "Costo Anual Uniforme Equivalente" CAUE. Para los circuitos Sta. Inés, Siquisique y Anzoátegui, el CAUE determinaron que la mejor alternativa es la 3, en cambio para el circuito Guaríco, el CAUE determinó que la mejor alternativa debía ser la 3.1.

DESCRIPTORES: Sistema Eléctrico de potencia, Flujo de carga, Perfiles de tensión, Pérdidas, DigSilent, Análisis de circuitos de distribución.

INTRODUCCIÓN

La C.A Energía Eléctrica de Barquisimeto (ENELBAR), es una empresa dependiente del Ministerio del Poder Popular de Energía y Petróleo, la cual ahora pertenece a la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) y se encarga de suministrar la energía eléctrica a toda la población del Estado Lara. El área servida es aproximadamente 19.800 km². Sus principales funciones son generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica; para la cual dispone de 1050 trabajadores.

La política de la empresa está orientada a la prestación de un servicio eficiente, para lo cual se llevan a cabo las obras de inversión necesarias con el fin de incrementar la capacidad instalada, la generación de energía y poder satisfacer el crecimiento de la demanda.

El sistema eléctrico de la C.A ENELBAR está conformado por tres subsistemas principales: Barquisimeto, Carora y Regiones. Los dos primeros subsistemas mencionados conforman los activos de la C.A ENELBAR que ha operado a lo largo de la historia. El subsistema Regiones está conformado por aquellos activos que provienen del traspaso que hizo la empresa Eleoccidente a la compañía en el mes de Mayo del año 1.997. El tipo de carga manejado por los subsistemas, está influenciado principalmente por el sector residencial, constituyendo el 85% de la energía total consumida.

La Gerencia de Planificación estableció la región a estudiar así como los requerimientos necesarios para el desarrollo de la investigación. La zona en estudio forma parte del Sistema Regiones, que está conformado por los Municipios Urdaneta, Crespo, Simón Planas, Morán, Jiménez, Torres, Andrés Eloy Blanco y Palavecino, los cuales han presentado problemas de capacidad en las mayorías de las instalaciones; parte de estos problemas se han solucionado realizando inversiones para adecuar las redes. Las poblaciones de Sta. Inés y Siquisique

perteneciente al Municipio Urdaneta y las poblaciones de Guaríco y Anzoátegui pertenecientes al municipio Morán, no han sido atendida hasta ahora. En virtud de ello, el presente trabajo plantea una serie de alternativas para solucionar los problemas presentes en la actualidad y en el futuro en dichos Municipios.

Este trabajo ha sido estructurado de la siguiente manera:

El Capítulo I, lo conforman lo que es llamado generalidades, aquí se describe y se plantea detalladamente el problema que justifica la realización de este proyecto, el Capítulo II, llamado marco teórico y metodológico, aquí se presenta una serie de conceptos y fundamentos teóricos de importancia para el siguiente estudio y describe las herramientas que se utilizaron durante el proceso, el Capítulo III, este es sistemas actuales, en este capítulo se describe cómo están conformados los sistemas de los casos de estudio en la actualidad, se le hace un análisis por medio de la herramienta DigSilent Power Factory y se determina de manera cualitativa la problemática existente, el Capítulo IV, llamado planteamiento de alternativas, se plantea una serie de alternativas factibles para solucionar el problema y se le realiza su análisis en el DigSilent y por último el Capítulo V, es el análisis económico, en este capítulo se le realizará un estudio económico a las alternativas propuestas por medio de un método de comparación económica de alternativas llamado “Costo Anual Uniforme Equivalente CAUE” y se hace un análisis de costo/beneficio para recomendar la alternativa más favorable para la solución de este problema.

CAPITULO I

GENERALIDADES

En este capítulo se habla sobre las generalidades del proyecto, tal como planteamiento del problema, justificación, objetivos, ubicación geográfica y alcance.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las empresas pertenecientes a la Corporación Eléctrica Nacional CORPOELEC, como lo es la C.A Energía Eléctrica de Barquisimeto ENELBAR, están estudiando los sistemas de transmisión en los municipios del Estado Lara, con la finalidad de idear un plan de expansión con el cual se encuentre solución a los problemas que presentan dichos sistemas en la actualidad.

Las zonas en estudio forman parte del Sistema Regiones (Anexo 1), que está conformado por los Municipios Urdaneta, Crespo, Simón Planas, Morán, Jiménez, Torres, Andrés Eloy Blanco y Palavecino, los cuales han presentado problemas para cubrir su demanda en las mayorías de las instalaciones. Una parte de estos problemas, se han solucionado realizando inversiones para adecuar las redes. Del mismo modo, las poblaciones de Siquisique y Sta. Inés, perteneciente al Municipio Urdaneta, al igual que las poblaciones de Guaríco y Anzoátegui, pertenecientes al Municipio Morán, no han sido atendidas hasta ahora, debido a las prioridades que han existido en función de las necesidades de mayor urgencia.

En los últimos años, se han presentado una serie de fallas que han ocasionado pérdidas para la empresa y molestias a los clientes de los Municipios Urdaneta y Morán, dado que los circuitos de distribución Santa Inés y Siquisique pertenecientes al Municipio Urdaneta y a los circuitos que alimentan las poblaciones de Guaríco y Anzoátegui pertenecientes al

Municipio Morán, tienen extensos recorridos y las rutas son de difícil acceso; esto origina complicaciones en el mantenimiento, grandes pérdidas, caídas de tensión considerable y un servicio deficiente. Aunque en todos los circuitos de distribución en estudio existen reguladores de tensión, estos equipos ya están en el tope de su capacidad. Es por ello, que se hace necesario realizar un estudio que permita analizar los circuitos actuales con el cual se plantean alternativas de solución a los problemas ya mencionados en los sistemas de subtransmisión y transmisión.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Analizar las alternativas de expansión para los sistemas eléctricos de Subtransmisión y Distribución del Municipio Urdaneta y Municipio Morán del Estado Lara.

1.2.2 Objetivos Específicos

- ✓ Estudiar la herramienta DigSilent Power Factory ® a ser utilizada en las simulaciones.
- ✓ Estudiar la demanda existente.
- ✓ Realizar un pronóstico de demanda.
- ✓ Efectuar los análisis de flujo de carga de los circuitos de estudio, mediante la utilización de la herramienta DigSilent Power Factory ®.
- ✓ Proponer y analizar las alternativas de expansión del sistema de transmisión con la mejor relación costo/beneficio.

1.3 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN

Por motivo de los problemas presentados con respecto al Sistema Eléctrico Nacional, las empresas pertenecientes a la Corporación Eléctrica Nacional CORPOELEC, están poniendo en práctica un plan de expansión y mejora de dicho sistema, con el que se busca la mejora del servicio a largo plazo. Por lo tanto, surge la necesidad de desarrollar estudios

y planes de innovación en las redes de las zonas con mayor problemática; ello, con la idea de plantear alternativas de expansión que den solución a las problemáticas existentes.

En este estudio, se plantea realizar el Análisis de expansión en el Municipio Urdaneta y Municipio Morán del Estado Lara, específicamente a los circuitos Santa Inés y Siquisique pertenecientes al Municipio Urdaneta y los circuitos Guaríco y Anzoátegui pertenecientes al Municipio Morán.

1.4 ALCANCE Y LIMITACIONES

Las poblaciones de Siquisique y Sta. Inés, pertenecientes al Municipio Urdaneta y las poblaciones de Guaríco y Anzoátegui pertenecientes al Municipio Morán, son poblaciones que han sido olvidadas por el sector eléctrico y necesitan mejoras; se requiere entonces, hacer un estudio de flujo de carga de los circuitos que alimentan dichas poblaciones para determinar el estado actual de dicho sistema y proponer las respectivas soluciones.

El alcance fundamental de este estudio, es realizar un análisis de los sistemas ya nombrados, haciendo corridas de flujo de carga por medio de la herramienta DigSilent, para tener una perspectiva de la problemática existente en dichos sistemas, para luego proponer una serie de alternativas a las cuales se les hará un análisis técnico-económico y recomendar la alternativa que de mejores resultados. Adicionalmente, se pretende elaborar una ficha técnica para la empresa ENELBAR por medio de la cual, se podrán evaluar dichas recomendaciones para poder ser puestas en práctica.

En cuanto a las limitaciones de dicho trabajo, se utilizó la información disponible y obtenida en la empresa, tal como, los mapas de distribución de los sistemas en estudio, histórico y pronóstico de la demanda, tipos de equipos utilizados en cada sistema y especificaciones de los mismos. Aún y cuando algunos de los informes recopilados eran deficientes, tampoco se pudo hacer un reconocimiento de las rutas de los circuitos debido a la accidentada geografía de los casos en estudio.

1.5 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El Estado Lara está ubicado en la región Centro-Occidental de Venezuela, entre los 9 y 10 grados de latitud Norte y 69 de longitud Oeste. Limita con los estados Falcón (Norte), Trujillo y Portuguesa (Sur), Yaracuy (Este) y Zulia (Oeste) (Fig. 1). Tiene una población de 1.430.969 habitantes, esparcidos en una superficie de aproximadamente unos 19.800 Km², conformada por 9 municipios y 51 parroquias.

El estudio se realizará en el Municipio Urdaneta y Municipio Morán del Estado Lara, que se encuentran a una distancia de aproximadamente 150 y 55 Km respectivamente de la ciudad de Barquisimeto.

El Municipio Urdaneta, está ubicado al norte del Estado Lara y sus límites son: al Norte el estado Falcón; al Sur los municipios Torres e Iribarren; al Este el estado Yaracuy y el municipio Crespo y al Oeste el municipio Torres (Fig. 1). Tiene una población de 56.095 habitantes. Es el segundo municipio en extensión con 3.623 Km².

El Municipio Morán cuenta con una superficie de 2.231 Km² y limita con el municipio Torres por el Norte; con el estado Portuguesa por el Sur; con los municipios Andrés Eloy Blanco y Jiménez por el Este y con el estado Trujillo por el Oeste (Fig. 1). Alberga una población de 105.764 habitantes (el 7.51 % de la población del estado). El Tocuyo, su capital, tiene una población de 41.327 habitantes.

1.6 ANTECEDENTES

RANGEL J, MARÍA A. 2004. Realiza en su informe de pasantías un estudio correspondiente a los circuitos de Siquisique y Sta. Inés. En estos, se analizaron los sistemas del momento, se manejo el DigSilent 12.0, y para la convergencia de los sistemas se utilizó el método automático que posee la herramienta. Se propusieron dos alternativas, la primera consistió en aumentar la capacidad en 13.8 kV de la Subestación Aguada Grande para poder cubrir la capacidad a futuro ya que en el año 2014 su capacidad será superada; y una segunda alternativa, trató la construcción de dos subestaciones, una para cada población. Estas, fueron evaluadas técnicas y económicamente para recomendar la más factible. Resultando recomendada la alternativa 2 que es la construcción de las subestaciones.

ZAMORA A, 2007. En su Proyecto de grado hizo un estudio para una expansión en el Municipio Torres, en el cual se llevarían a cabo dos grandes proyectos que juntos tiene una demanda de 60 MVA. En este trabajo, el caso de estudio fue en el sistema regiones, en el cual se hizo un análisis de contingencia para este sistema. En ese momento, en conjunto con los nuevos proyectos, se propusieron 5 alternativas para cubrir la nueva capacidad demandada y mejorar los niveles de tensión en conjunto con la contingencia del sistema. Con respecto a la parte económica, se utilizó una herramienta de FUNDELEC llamada THOR; y al realizar el estudio técnico económico de las alternativas se escogió la más adecuada para el proyecto.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO Y METODOLÓGICO

En este capítulo se explican los conceptos que se desarrollaron durante el proyecto, se describen las herramientas que se utilizaron para el desempeño del trabajo y se muestra la metodología aplicada en el mismo.

2.1 MARCO TEÓRICO

2.1.1 Energía Eléctrica

Se define como energía eléctrica al trabajo desarrollado en un circuito eléctrico durante un tiempo determinado. La energía eléctrica se representa por la letra E y su unidad es el julio, que a su vez se representa de forma abreviada por la letra J. La ecuación 2.1 es la que la relaciona:

$$E = P \times t \tag{2.1}$$

Siendo:

E: energía eléctrica (J)

P: potencia eléctrica (W)

t: tiempo (h)

Al ser el julio una unidad demasiado pequeña, otra de valor más elevado nos servirán para tomar medidas; ésta es el kilowatio por hora (kWh), 1 kWh equivale a 3.6×10^6 julios. Los contadores de energía miden en kWh. El costo de la energía viene dado por la ecuación 2.2. [Martín, 2004]

$$\text{Costo} = (\text{n}^{\circ} \text{ de kWh}) \times (\text{precio de cada kWh}) \quad (2.2)$$

2.1.2 Potencia en Corriente Alterna

Cuando se trata de corriente alterna (AC) sinusoidal, ésta se produce de la relación fasorial entre corriente y voltaje y son potencia aparente, potencia activa y potencia reactiva.

2.1.2.1 Componentes de la Intensidad

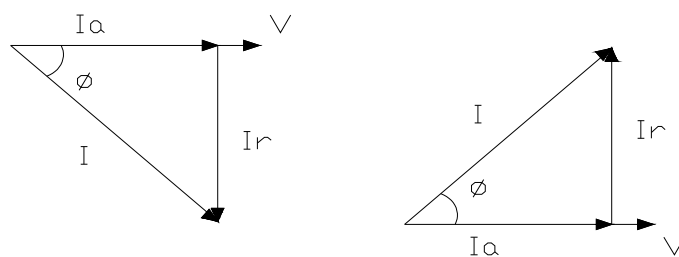


Figura 2.1. Componentes activa y reactiva de la intensidad

Consideramos un circuito de CA en el que la corriente y la tensión tienen un desfase ϕ . Se define componente activa de la intensidad, I_a , a la componente de ésta que está en fase con la

tensión, y componente reactiva, I_r , a la que está en cuadratura con ella (figura 2.1). Sus valores son los correspondientes a las ecuaciones 2.3 y 2.4, mostradas a continuación:

$$I_a = I \times \cos \phi \quad (2.3)$$

$$I_r = I \times \sin \phi \quad (2.4)$$

El producto de la intensidad, I , y las de sus componentes activa, I_a , y reactiva, I_r , por la tensión, V , da como resultado las potencias aparente (S), activa (P) y reactiva (Q), respectivamente (Ec. 2.5, 2.6 y 2.7) [Zamora, 2007]

$$S = I \times V \quad (2.5)$$

$$P = I \times V \times \cos \phi \quad (2.6)$$

$$Q = I \times V \times \sin \phi \quad (2.7)$$

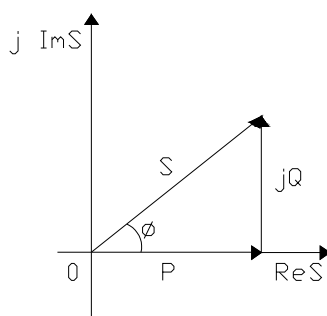


Figura 2.2. Triángulo de potencias.

2.1.2.2 Potencia Aparente (S): la potencia aparente (también llamada compleja) de un circuito eléctrico de corriente alterna es la suma (vectorial) de la energía que disipa dicho

circuito en cierto tiempo en forma de calor o trabajo y la energía utilizada para la formación de los campos eléctricos y magnéticos de sus componentes que fluctuará entre estos componentes y la fuente de energía. Se la designa con la letra **S** y se mide en voltamperios (VA) (Ec. 2.8) (figura 2.2). [Zamora, 2007]

$$\mathbf{S} = \mathbf{I} \times \mathbf{V} \quad (2.8)$$

2.1.2.3 Potencia Activa: es la potencia que representa la capacidad de un circuito para realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo. Los diferentes dispositivos eléctricos existentes convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, etc. Esta potencia es, por lo tanto, la realmente consumida por los circuitos. Se designa con la letra **P** y se mide en vatios (**W**). (Ec. 2.9) (figura. 2.2). De acuerdo con su expresión, la ley de Ohm y el triángulo de potencias [Zamora, 2007]:

$$\mathbf{P} = \mathbf{I} \times \mathbf{V} \times \cos \phi = \mathbf{I} \times \mathbf{Z} \times \mathbf{I} \cos \phi = \mathbf{I}^2 \times \mathbf{Z} \times \cos \phi = \mathbf{I}^2 \times \mathbf{R} \quad (2.9)$$

2.1.2.4 Potencia Reactiva: esta potencia tiene el carácter realmente de no ser consumida y sólo aparecerá cuando existan bobinas o condensadores en los circuitos. La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo útil. Por ello que se dice que es una potencia desvatada (no produce vatios), se mide en voltamperios reactivos (**VAR**) y se designa con la letra **Q** (figura 2.2). Esta potencia es debida únicamente a los elementos reactivos; se le puede determinar a partir de la ecuación 2.10

$$\mathbf{Q} = \mathbf{I} \times \mathbf{V} \times \sin \phi = \mathbf{I}^2 \times \mathbf{Z} \times \sin \phi = \mathbf{I}^2 \times \mathbf{X} = \mathbf{I}^2 \times (\mathbf{X}_L - \mathbf{X}_C) = \mathbf{S} \times \sin \phi \quad (2.10)$$

2.1.3 Factor de Potencia

Se define **factor de potencia**, (fdp), de un circuito de corriente alterna, la relación entre la potencia activa, P, y la potencia aparente, S, o bien como el coseno del ángulo que forman los fasores de la intensidad y el voltaje, designándose en este caso como $\cos\phi$, siendo ϕ el valor de dicho ángulo. (Ec. 2.11). De acuerdo con el triángulo de potencias de la figura 3:

$$f.d.p \equiv \cos \phi = \frac{P}{S} \quad (2.11)$$

2.1.3.1 Mejora del Factor de Potencia: a menudo es posible ajustar el factor de potencia de un sistema a un valor muy próximo a la unidad. Esta práctica es conocida como mejora o “corrección del factor de potencia” y se realiza mediante la conexión a través de conmutadores, en general automáticos, de bancos de condensadores o de inductores. Por ejemplo, el efecto inductivo de las cargas de motores puede ser corregido localmente mediante la conexión de condensadores. En determinadas ocasiones pueden instalarse motores sincrónicos con los que se puede inyectar potencia reactiva capacitiva o reactiva inductiva con tan solo variar la corriente de excitación del motor.

Supongamos una instalación de tipo inductivo cuyas potencias P, Q y S forman el triángulo de la figura 2.2. Si se desea mejorar el $\cos\phi$ a otro mejor $\cos\phi'$, sin variar la potencia activa P, se deberán conectar un banco de condensadores en paralelo a la entrada de la instalación para generar una potencia reactiva Q_c de signo contrario al de Q, para así obtener una potencia reactiva final Q_f . Analíticamente según la ecuación 2.12 [Zamora, 2007]

$$Q_c = Q - Q_f \quad (2.12)$$

Por un lado, según la ecuación 2.13:

$$Q = I \times V \times \sin \phi = I \times V \times \cos \phi \times \tan \phi = P \times \tan \phi \quad (2.13)$$

y análogamente, según la ecuación 2.14:

$$Q_f = P \times \tan \phi' \quad (2.14)$$

Por otro lado, según la ecuación 2.15:

$$Q_c = I^2 \times X_c = \left(\frac{V}{X_c}\right)^2 \times X_c = \frac{V^2}{X_c} = V^2 \times \omega \times C \quad (2.15)$$

donde ω es frecuencia angular y C la capacidad de la batería de condensadores que permitirá la mejora del fdp al valor deseado. Sustituyendo en la primera igualdad, se obtiene la ecuación 2.16:

$$V^2 \times \omega \times C = P \times (\tan \phi_1 - \tan \phi_2) \quad (2.16)$$

de donde, se obtiene la ecuación 2.17:

$$C = \frac{P \times (\tan \phi_1 - \tan \phi_2)}{V^2 \times \omega} \quad (2.17)$$

2.1.4 Sistema Eléctrico de Potencia SEP

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), es el conjunto de centrales generadoras de líneas de transmisión entre si y de sistemas de distribución esenciales para el consumo de energía eléctrica. Está formado por tres partes principales: generación, transmisión y distribución.

2.1.4.1 *Generación*: aquí se produce la energía eléctrica, por medio de las centrales generadoras. Se consideran normalmente como fuentes de potencia activa y reactiva y se pueden clasificar en:

- ✓ Centrales Hidroeléctricas.
- ✓ Centrales Termoeléctricas
- ✓ Centrales de Turbo-Gas.

Las características de las centrales eléctricas se relacionan con la subestación y la línea de transmisión en función de la potencia, la distancia a que se transmite y el área por servir. [Rangel, 2004].

2.1.4.2 *Líneas de Transmisión*: son los elementos encargados de transmitir la energía eléctrica, desde los centros de generación a los de consumo, a través de distintas etapas de transformación de voltaje. Los voltajes de transmisión utilizados en este país son: 115, 230, 400 y 800 kV [CADAFE, 2008].

Su representación en el SEP, es de la siguiente forma: se representan usualmente por su circuito π nominal. Para una línea conectada entre las barras p y q de un SEP, el circuito equivalente corresponde al mostrado en la figura 2.3. En algunos casos, basta representar la línea por su Impedancia serie. [Zamora, 2007].

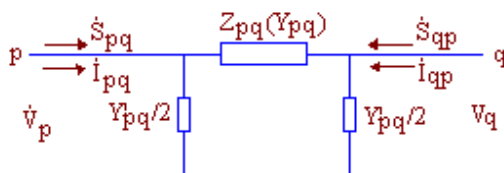


Figura 2.3. Circuito equivalente π de una línea para el cálculo de flujos de potencia

(Zamora, 2007)

2.1.4.3 Subestaciones Eléctricas: En función de su diseño, son las encargadas de interconectar líneas de transmisión de distintas centrales generadoras, transformar los voltajes para su transmisión o consumo. Las subestaciones eléctricas por su tipo de servicio se clasifican en:

- ✓ Subestaciones Elevadoras.
- ✓ Subestaciones Reductoras.
- ✓ Subestaciones Compensadoras.
- ✓ Subestaciones de Distribución

El objetivo a cumplir por una subestación es determinado en su ubicación física. Por esto, las subestaciones de transmisión están ubicadas alejadas de centros urbanos, esto para facilitar, el acceso de líneas de alta tensión y la localización de terrenos lo suficientemente grandes para albergar en forma segura los delicados equipos para el manejo de la alta tensión. [Rangel, 2004].

Por otra parte las subestaciones de distribución deben construirse en función del crecimiento de la carga, es decir, deben estar ubicadas en los centros de cargas de áreas urbanizadas para, de esta forma, asegurar localidad y continuidad del servicio al usuario. [Rangel, 2004].

Los criterios de diseño para determinar la localización, capacidad y tensión de una subestación, son los siguientes:

Función que va a desempeñar dentro del sistema eléctrico.

- ✓ Forma de operación: dependerá de las necesidades del sistema eléctrico en el lugar de ubicación de la misma; adicionalmente se debe evaluar: si existe posibilidad de conexión de una nueva central o subestación, si va suministrar potencia a dos o más niveles de tensión y si alimentará a grandes centros de consumo. [Martín, 1987].

- ✓ Localización: para ello, se realiza un estudio de planificación a partir del cual se localiza el centro de carga de la región que se quiere alimentar, con la ayuda de un plano topográfico de la zona se trazan cuadrículas de 0.5 km *0.5km; se obtiene la carga instalada de cada cuadrícula, y luego, la que obtenga el valor más alto será el centro de carga. [Martín, 1987].
- ✓ La Tensión: esta se puede fijar de acuerdo con los valores normalizados; si el circuito es radial, la tensión se puede fijar en función de la potencia que va a transmitir; si es en anillo, la tensión será la misma que la del anillo del cual formará parte. [Martín, 1987].

2.1.4.4 *Transformadores de Potencia:* estos transformadores están instalados en subestaciones para la distribución de la energía eléctrica. Efectuando la tarea intermediadora entre las grandes centrales de generación y los usuarios domiciliarios o industriales, que consiste en reducir los altos niveles de voltaje [con el cual es transmitida la energía] a magnitudes de voltaje inferiores, que permiten derivar circuitos a los usuarios en medias o bajas tensiones.

Su representación en el SEP. Es de la siguiente manera, cuando funcionan en su razón nominal, se representan por su impedancia de cortocircuito. Cuando operan con cambio de TAPS y razón no nominal, se representan por su circuito equivalente π que se muestra en la figura 2.4, cuyos parámetros se indican en la ecuación (2.18).

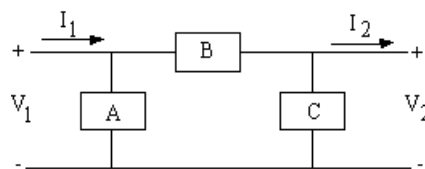


Figura 2.4. Modelación circuital en tanto por unidad de un transformador con cambio de TAP

(Zamora, 2007)

$$A = \frac{Y}{\alpha} \left(\frac{1}{\alpha} - \frac{1}{\beta} \right) \quad B = \frac{Y}{\alpha\beta} \quad C = \frac{Y}{\beta} \left(\frac{1}{\beta} - \frac{1}{\alpha} \right) \quad (2.18)$$

Con $\alpha=1+t_1$ y $\beta=1+t_2$; y donde t_1 y t_2 , representan el cambio del Taps, en el lado respectivo. [Zamora, 2007]

2.1.4.5 Sistemas de Distribución: Los sistemas de distribución, deben ser construidos de modo que puedan ser ampliados progresivamente, con escasos cambios en las construcciones existentes; tomando en cuenta ciertos principios económicos, con el fin de asegurar un servicio adecuado y continuo para la carga presente y futura al mínimo costo de operación. [Rangel, 2004].

La clasificación de los sistemas de distribución en función de la construcción se pueden clasificar en:

- ✓ Sistemas Aéreos.
- ✓ Sistemas Subterráneos.
- ✓ Sistemas Mixtos.

Los sistemas más utilizado en Venezuela, son los sistemas aéreos, estos sistemas se caracterizan por su sencillez y economía, razón por la cual su utilización es muy generalizada. La configuración más sencilla para los sistemas aéreos es del tipo árbol, la cual consiste en conductores desnudos de calibre grueso en el principio de la línea y de menor calibre en las derivaciones a servicios o al final de la línea. [Rangel, 2004].

- **Principales componentes de los Sistemas de Distribución:**

- **Alimentadores primarios de distribución:** son los encargados de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución; los componentes de un alimentador primario son:

Troncal: es el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía eléctrica desde la subestación de potencia a los ramales. En los sistemas de distribución estos conductores son de calibres gruesos, dependiendo de la densidad de carga. [Rangel, 2004].

Ramal: es la parte del alimentador primario energizado a través de su troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución. [Rangel, 2004].

- **Transformadores de distribución:** es un equipo que sirve para tomar el voltaje de media tensión 13.8 kV. en la mayoría de los casos que tienen las Redes de Distribución (líneas aéreas) en las zonas pobladas y transformarlo en voltajes adecuados a nivel de los usuarios residenciales, comerciales, industriales ó institucionales (120/208 V). [Rangel, 2004].

- **Reguladores de Voltaje:** los reguladores de voltaje monofásicos son esencialmente autotransformadores con cambiadores de taps bajo cargas; construidos en una unidad integral. Estos monitorean su voltaje de salida y lo ajustan automáticamente al valor prefijado mediante el cambio de los taps. Estos equipos regulan los voltajes de las líneas de distribución desde un aumento de un 10 % hasta una disminución de un 10 %. Los reguladores de voltaje tienen un dispositivo para cambiar los taps; este dispositivo es el LTC, el cual es un dispositivo mecánico, cuya función es la de cambiar la relación de espiras del transformador de potencia sin necesidad de interrumpir la corriente de carga. [Ballester, 2008].

Uno de los reguladores más utilizados en las redes de distribución es el regulador de 32 pasos figura 2.5, el cual es un regulador monofásico inmerso en aceite, con una razón de incremento de temperatura de 55-65 °C. Es un equipo auto refrigerado; posee una capacidad en corriente desde 25 hasta 1665 A. Para sistemas de potencia de 60 Hz trabaja con voltajes nominales que va desde 2.4 kV hasta 34.5 kV con un nivel básico de aislamiento (BIL) entre 60-200 kV. El rango de regulación obtenido con este regulador es de $\pm 10\%$, con 5/8 de porcentaje de variación por paso. [Ballester, 2004]

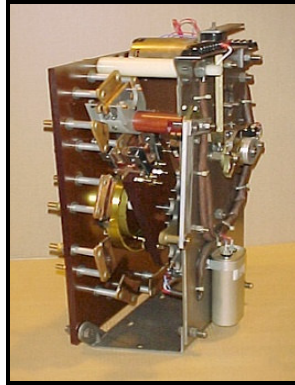


Figura 2.5. Regulador de Voltaje de 32 pasos

(Ballester, 2008)

Parámetros de control de los Reguladores:

Ajuste de voltaje. El control regula el nivel de tensión deseado (típicamente es de 1 pu).

Ancho de banda. Es el rango permitido de voltaje.

El tiempo de retardo. Es el número de segundos que el control espera, desde el inicio de la condición de fuera de banda, antes de iniciar un cambio de derivación. [Ballester, 2008]

- **Principales parámetros de los Sistemas de Distribución**

El conocimiento de las características eléctricas de un sistema de distribución y la aplicación de los conceptos fundamentales de la teoría de la electricidad son quizá los requisitos más esenciales para diseñar y operar en forma óptima un sistema de esta naturaleza. Por esta razón, es necesario que el ingeniero que diseñe dicho sistema posea los conocimientos claros de las características de carga del sistema que va a alimentar.

Desafortunadamente, aunque el ingeniero que planifica un sistema de distribución tiene la libertad de seleccionar los diversos parámetros que intervienen para el diseño del mismo, existe uno importante y decisivo para diseñar y operar dicho sistema, el cual queda fuera del entorno del sistema de distribución: la carga. A continuación, se presenta una

definición de los parámetros más importantes y útiles para el diseño de un sistema de distribución.

- **Carga instalada:** La carga de cada usuario se clasifica de acuerdo con su localización geográfica, destacando peculiaridades típicas en cada zona. En una zona urbana, hay densidades de carga menores, predominando las cargas de tipo residencial; hay algunas zonas que originan cargas de tipo de valor elevado con cargas de tipo industrial medio.

- **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.

- **Demanda máxima:** como ya se ha mencionado, en general, las cargas eléctricas rara vez son constantes durante un tiempo apreciable, es decir, que fluctúan de manera continua; en una curva de carga de 24 horas de un transformador de distribución, la carga varía entre un máximo y un mínimo, aunque los valores cambien, este tipo de curva se repetirá constantemente, así se presentarán variaciones similares de máximo y mínimo en todas las partes del sistema de distribución. El valor más elevado se denomina pico o demanda máxima. El valor de la demanda anual es el más utilizado para la planificación de la expansión del sistema de distribución. El término de demanda a menudo se usa en el sentido de máxima demanda para el período que se especifique.

Para la elaboración de las proyecciones, se utilizaron modelos de series de tiempo, donde la historia de la variable a proyectar es el principal insumo en el desarrollo de este trabajo.

Estos modelos permiten captar y reproducir el patrón estadístico de las series temporales analizadas.

Existen diversos métodos para estudiar y elaborar proyecciones a partir de las series de tiempo. En este trabajo se utilizaron dos metodologías: una de ellas consiste en modelos tendenciales, desestacionalizando la serie previa a la proyección, y estacionalizándola una vez obtenido el resultado del modelo seleccionado; el otro modelo utilizado, fue el de suavización exponencial, debido a que se tienen series de las que no se dispone con datos suficientes para elaborar los modelos tendenciales. [Enelbar, 2004].

• **Herramientas de Análisis:** en la actualidad, la empresa cuenta con herramientas de simulación que facilitan las labores de estimación de demanda. **La herramienta Eviews**, es utilizada para realizar pronósticos, es desarrollada para el tratamiento econométrico de datos de series temporales bajo ambiente Windows. [Enelbar, 2004].

Algunas de las capacidades básicas más importantes del Eviews son:



1. Análisis Descriptivo y Gráfico de Datos.

- ✓ Estadísticos descriptivos e histogramas de Frecuencia.
- ✓ Covarianzas, correlaciones y correlaciones cruzadas.
- ✓ Funciones de autocorrelación simple y parcial.
- ✓ Gráfico de línea, barras, diagrama de dispersión, gráficos de doble escala, gráficos de series normalizadas, etc.

2. Estimación de modelos estadísticos.

- ✓ Estimación por Mínimos Cuadrados Ordinarios (regresión simple y múltiple).
- ✓ Estimación por mínimos cuadrados corregidos de autocorrelación. Mínimos cuadrados en dos etapas.
- ✓ Estimación por Mínimos Cuadrados No Lineales.
- ✓ Estimación de modelos de elección binaria: Logit y Probit.
- ✓ Estimación y previsión de modelos ARCH y GARCH.

3. Contraste de Hipótesis.

4. Análisis de series Temporales.
5. Previsión basada en regresión.

• **Factor de carga:** Es la relación entre la demanda promedio en un intervalo dado y la demanda máxima que se observa en el mismo intervalo ecuación (2.19).

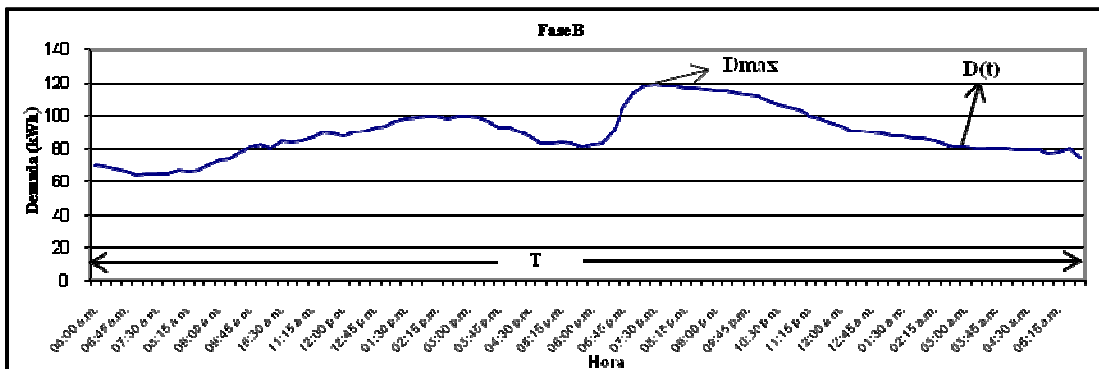
$$FC = \frac{\int_0^T D(t) dt}{D_{max} \times T} \quad (2.19)$$

Donde:

D_{max} , es la demanda máxima de la curva de carga del circuito.

T , es el periodo de tiempo en el que se midió la curva de carga (gráfico 2.1) puede ser días, meses o año.

Energía, es el área debajo de la curva de carga.



Gráfica 2.1 Curva de carga del circuito para 24 h.

(Enelbar, 2008)

- **Factor de pérdidas:** la ecuación 2.22 es resultante del estudio de la relación entre el factor de carga y el factor de pérdida en base a la relación x/y y t/T , ecuaciones 2.20 y 2.21 donde:

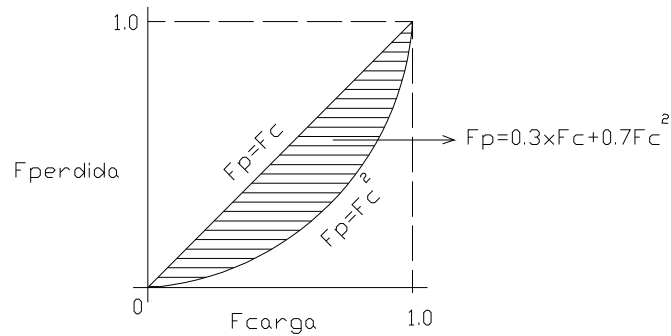


Figura 2.6. Relación entre el factor de pérdida y el factor de carga

$$FP = (FC)^2 \quad \frac{t}{T} \rightarrow 0 \quad (2.20)$$

$$FP = FC \quad \frac{x}{y} \rightarrow 0 \quad (2.21)$$

$$FP = 0.7 \times FC^2 + 0.3 \times FC \quad (2.22)$$

2.1.5 Optimización de los Sistemas de Distribución

Las redes de distribución de energía eléctrica, hoy en día necesitan una mejora en sus condiciones de operación, que a su vez permitan disminuir los índices de pérdidas y en consecuencia lleven a obtener un ahorro energético que beneficie a la compañía prestadora del servicio. [Hussein, 2007]

El hecho de que existan sistemas de distribución cuyos índices de caída de voltaje y pérdidas de potencia no estén dentro de los límites permitidos, se debe fundamentalmente al aumento del consumo de energía mientras que la estructura material de los circuitos se mantiene prácticamente invariable. La optimización de los sistemas de distribución se trata de mejorar el

servicio prestado a los suscriptores, aplicando una serie de cambio a los mismos [Hussein, 2007]

2.1.5.1 Mejoras técnicas: las mejoras técnicas más utilizadas son:

- **Cambio del conductor:** esta medida se utiliza para reducir los valores de los índices de caída de voltaje, pérdidas de potencia en las líneas y exceso de carga $I_{max} > I_{nominal}$, en aquellos tramos donde la mezcla de los efectos de la longitud, la sección del conductor y la corriente que circula por los mismos provocan valores fuera de los rangos permitidos. Para mejorar este aspecto, se modifica la sección del conductor, la cual se incrementa a propósito de reducir la impedancia de las líneas. [Hussein, 2007]

- **Reconfiguración de circuitos:** esta medida se considera de tipo organizativa; se trata de reorganizar la forma, ruta y redistribución de la carga del circuito en estudio; se puede hacer posibles interconexiones con circuitos aledaños, alimentar algunos ramales desde nodos diferentes del mismo circuito, la colocación de banco de reguladores de voltaje o la construcción de nuevas subestaciones en centro poblados donde la carga es muy elevada. [Hussein, 2007].

- **Instalación de bancos condensadores:** Este es uno de los métodos más utilizados para obtener la reducción de las pérdidas en las líneas y las caídas de voltajes en la red de distribución, también se utiliza para carga con bajo factor de potencia (industria comercial). Con la instalación de estos bancos se logra que la demanda de reactivo de los consumidores no sea asumida completamente por la subestación. [Hussein, 2007]

2.1.6 Importancia de los Flujos de Carga

- ✓ Permite determinar los flujos de potencia activa y reactiva en una red eléctrica.
- ✓ Permite determinar los voltajes en las barras de una red eléctrica.
- ✓ Permite calcular las pérdidas en una red eléctrica.
- ✓ Permite estudiar las alternativas para la planificación de nuevos sistemas o ampliación de los ya existentes.

- ✓ Permite evaluar los efectos de las pérdidas temporales de generación, de líneas de transmisión y transformadores de potencia.
- ✓ Permite evaluar los efectos de reconfigurar los nexos de un SEP (por ejemplo ante la pérdida de una línea de transmisión).
- ✓ Permite evaluar las mejoras que se producen ante el cambio en la sección de los conductores de un sistema de potencia.

2.1.7 Formulación Básica del Flujo de Carga

La potencia neta inyectada en un nodo o una barra viene dada por la ecuación 2.23:

$$S_i = P_i + jQ_i = (P_{Gi} - P_{Li}) + j(Q_{Gi} - Q_{Li}) = S_{Ti} = P_{Ti} + jQ_{Ti} \quad (2.23)$$

Donde:

S_i = Potencia neta inyectada en la barra i -ésima.

P_i = Potencia activa neta inyectada.

Q_i = Potencia reactiva neta inyectada.

P_{Gi} = Potencia activa generada.

Q_{Gi} = Potencia reactiva neta inyectada.

P_{Li} = Potencia activa absorbida por la carga.

Q_{Li} = Potencia reactiva absorbida por la carga.

S_{Ti} = Potencia compleja transmitida desde la barra i -ésima.

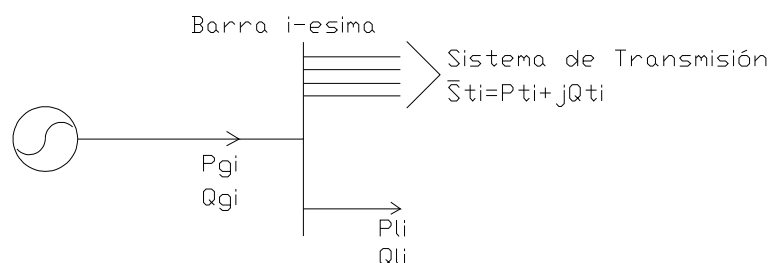


Figura 2.7. Flujo de potencia en la barra i -ésima. (Muñoz, 2005)

En función de los voltajes de barras y las admitancias de la red, la potencia neta inyectada se puede escribir como la ecuación 2.24:

$$\overline{S}_i^* = \overline{V}_i^* \times \sum_{k=1}^n \overline{Y}_{ik} \times \overline{V}_k \quad (2.24)$$

Donde:

V_i = Voltaje de la barra-i-ésima.

V_k = Voltaje de la barra k-ésima.

Y_{ik} = Elemento de la matriz admitancia.

Las potencias activas y reactivas se pueden desacoplar de la ecuación (2.24) para obtener las ecuaciones 2.25 y 2.26 mostradas a continuación:

$$P_i = V_i \times \sum_{k=1}^n (G_{ik} \times \cos \theta_{ik} + B_{ik} \times \sin \theta_{ik}) \times V_k \quad (2.25)$$

$$Q_i = V_i \times \sum_{k=1}^n (G_{ik} \times \sin \theta_{ik} - B_{ik} \times \cos \theta_{ik}) \times V_k \quad (2.26)$$

Donde:

$$\overline{Y}_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$$

$$\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$$

Las ecuaciones (2.25) y (2.26) representan un conjunto de ecuaciones simultáneas algebraicas no lineales, las cuales solo pueden ser resueltas por métodos numéricos. [Muñoz, 2005].

2.1.8 Tipos de Barras dentro de un SEP

En función de las condiciones de contorno impuestas, se pueden definir tres tipos de nodos o barras:

Barras P,Q

Barras P,V.

Barra slack o barra de referencia.

✓ **Barras PQ:** son nodos en donde se conoce el consumo de potencia activa P_{Li} y reactiva Q_{Li} , siendo nula la potencia generada ($P_{Gi} = Q_{Gi} = 0$). Las restricciones impuestas son por lo tanto:

$$P_i = -P_{Li} \qquad Q_i = -Q_{Li}$$

Quedando como incógnitas las dos componentes de la tensión de barra. La mayoría de nodos de una red son de este tipo. [Muñoz, 2005]

✓ **Barras PV:** Son barras en donde un generador regula la tensión a un valor especificado (V_i) e inyecta potencia activa (P_{Gi}). La restricción resultante que toma en cuenta el posible consumo local es:

$$P_i = P_{Gi} - P_{Li}$$

Quedando Q_i y θ_i como incógnitas. Un caso particular de nodo PV surge cuando se conecta un compensador de reactivos (estático o rotativo) con capacidad para regular la tensión. [Muñoz, 2005]

✓ **Barra Slack:** No se pueden especificar todas las potencias activas inyectadas porque no se conocen inicialmente las pérdidas en la red, las cuales deben ser aportadas también por los generadores. Para solucionar este problema numérico, la potencia activa de al menos un generador no puede ser especificada y debe ser calculada al final del proceso. Esta incógnita se ve compensada por el hecho de que, cuando se trabaja con slacks, uno de los ángulos de los voltajes de las barras puede tomarse arbitrariamente como referencia. [Muñoz, 2005].

Por comodidad, esta barra está representada por un generador importante con capacidad para regular la frecuencia y se le ha denominado barra Slack. Los parámetros que se especifican son la tensión V_i y el ángulo θ_i , mientras que las potencias activa y reactiva son las incógnitas. [Muñoz, 2005]

2.1.9 DigSilent Power Factory (Digital Simulation and electrical Network, Power Factory) Versión 13.2

El DigSilent Power Factory 13.2, es un programa computacional de simulación de sistemas eléctricos de potencia y análisis de control, con tecnología de programación orientada a objetos. Este software ha sido designado como un software avanzado, integrado e interactivo, el cual posee una herramienta de representación de base de datos (Database Manager) que permite la ejecución de toda una variedad de funciones dentro del mismo ambiente del programa con facilidad. Esto es posible, debido a que la tecnología orientada a objetos trata a cada componente de la red como un objeto verdadero, y el conjunto de varios objetos vinculados entre sí, conforman una red. Es decir, que no limita al usuario a seguir un procedimiento secuencial en el diseño y simulación de cualquier sistema. Además, posee la característica de herencia, permitiendo que los elementos del sistema que posean los mismos datos de placas, puedan definirse como objeto clase y todo objeto que sea asociado a éste por una relación de membresía, heredan los datos de dicho objeto clase, esto reduce los elementos diseñados evitando así la redundancia de información. [Rangel, 2004]

El objetivo es conocer el programa y manipularlo para realizar el análisis de los sistemas de distribución del Municipio Urdaneta y el Municipio Morán del Estado Lara, que más adelante

serán especificados. En la Gerencia de Planificación y Desarrollo de la Empresa ENELBAR, se realizan estudios de planificación de la expansión de sistemas eléctricos de potencia a través de simulaciones realizadas en el programa DigSilent. [Rangel, 2004].

Los módulos de ejecución que posee el Power Factory, están agrupados en comandos de usuarios referidos a actividades como: flujo de carga, análisis de cortocircuito, estabilidad, flujo de carga óptimo, simulación de fenómenos electromagnéticos, armónicos, confiabilidad, compensación óptima y análisis nodal. Para el desarrollo de la propuesta metodológica del cálculo de los límites de transmisión, se utilizan tres módulos del programa a saber:

2.1.9.1 El módulo del flujo de cargas: permite realizar el análisis de tensiones, corrientes y flujos de potencia del sistema, mediante métodos iterativos utilizando Newton Raphson Clásico, Iteración de corriente Newton Raphson o aproximación de ecuaciones lineales. Este modulo también dispone de actividades que permiten realizar análisis de caída de tensión mediante evaluaciones estocásticas o estimaciones de corriente máxima, definir cargas fijas o variables, controlar potencia reactiva , reportar el listado de resultado y datos del sistema. [Zamora, 2007]

2.1.9.2 El módulo de análisis de corto circuito: permite la representación del sistema tanto en componentes simétricos como asimétricos y evaluar cada tipo de falla. Este modulo implementa cuatro métodos de análisis de corto circuito, realizando el estudio de fallas según la metodología de la norma utilizada: (IEC – 60909) International Electrotechnical Comisión, (ANSI/IEEE C-37) American National Standards Institute, (VDE) y análisis de corto circuito completo para estudios de fallas múltiples. [Zamora, 2007]

2.1.9.3 El módulo de análisis de estabilidad: está referido a la simulación dinámica del sistema. Comprende actividades que permiten la simulación de la red, y el análisis de la actuación de los elementos dinámicos como lo son generadores, sistemas de excitación, sistemas de gobernación, relés etc. Estos modelos dinámicos, están constituidos por subrutinas que a partir de parámetros definidos por los usuarios y valores iniciales de las variables de

estado, determinan la solución de las ecuaciones diferenciales de cada modelo, obteniendo la respuesta del sistema en régimen dinámico. [Zamora, 2007].

El módulo de análisis dinámico del sistema contiene un conjunto de actividades que permiten realizar pruebas a los equipos de control de las unidades de generación, como controladores de tensión, gobernadores y estabilizadores. La respuesta dinámica del sistema es presentada a través de un conjunto de gráficas, que muestran el comportamiento dinámico de las variables de interés durante un estudio de estabilidad. [Rangel, 2004]

El programa permite simular entre otras cosas:

- ✓ Flujo de Carga.
- ✓ Corto Circuito VDE/IEC.
- ✓ Simulación Dinámica.
- ✓ Análisis de Armónicos.
- ✓ Coordinación de Protección
- ✓ Permite simular relés de protecciones de sobrecorriente y distancia.
- ✓ Reducción de Redes.
- ✓ Cálculo de Estabilidad.
- ✓ Análisis nodal.
- ✓ Simulación EMT/RMS.
- ✓ Confiabilidad.
- ✓ Cálculo de la impedancia por tramos de línea de acuerdo al tipo de torre.

Posee una interface gráfica que permite maniobrar fácilmente aperturas y cierres de líneas, manipulación de la cantidad de transformadores y generadores. [Rangel, 2004]

2.1.10 Condiciones del Sistema

Estas condiciones son para distribución a nivel de 13.8 kV.

- **Voltajes:** Los voltajes en las barras deben mantener una variación de acuerdo a los siguientes valores:

- ✓ Para el caso de las barras cercanas a las fuentes principales y para condiciones normales de operación, éstas deben mantener sus valores en un rango máximo de +3% y -5%. [Enelbar, 2004]
 - ✓ Para el caso de las barras alejadas de las fuentes principales (caso regiones); estas deben mantener sus valores en un rango máximo de +3% y -7%. [Enelbar, 2004].
 - ✓ Para el caso de una contingencia simple u otra condición de emergencia, se permitirá una variación máxima de -9% para las barras cercanas a las fuentes principales y un valor máximo de hasta -11% para el caso de las barras alejadas. [Enelbar, 2004]
- **Capacidad de Carga de los Transformadores de Potencia:** Para condiciones normales de operación no se permitirá más del 80% de Capacidad Nominal. [Enelbar, 2004]
 - **Capacidad Firme:** Se permitirá hasta un máximo de 30% de Sobrecarga en los Transformadores de Potencia para aquellas Subestaciones equipadas con más de una Unidad de Transformación de características similares, en el caso de pérdida de una Unidad por falla y/o mantenimiento, como se indica en la ecuación 2.27:

$$CF = 1.3 * (n * T - 1) \quad (2.27)$$

Es importante señalar, que esto es posible, si el Transformador o los Transformadores restantes están cargados igual o menor al 50% de su capacidad y la condición de sobrecarga a la que será sometido no se prolongue más allá de 8 horas. Para el caso de Subestaciones que poseen Generación, la Capacidad Firme queda definida en función del número mínimo de unidades disponibles más la capacidad que pueda soportar un alimentador de emergencia si este existe. [Enelbar, 2004]

2.1.11 Método de Análisis Económico para Comparar Alternativas “Costo

Uniforme Anual Equivalente. CAUE”

La aceptación o rechazo de un proyecto en el cual una empresa piense en invertir, depende de la utilidad que este brinde en el futuro frente a los ingresos y a las tasas de interés con las que se evalué. [Heynes, 1979].

El método del CAUE consiste en convertir todos los ingresos y egresos, en una serie uniforme de pagos. Obviamente, si el CAUE es positivo, es porque los ingresos son mayores que los egresos y por lo tanto, el proyecto es rentable económicamente; pero, si el CAUE es negativo, es porque los ingresos son menores que los egresos y en consecuencia el proyecto debe ser rechazado. También se conoce como “promedio financiero”, o como “costo anual equivalente”. Este criterio se utiliza principalmente para comparar proyectos con vidas útiles diferentes y el mínimo común denominador de las extensiones resulta ser muy grande para hacer proyecciones razonables, por ejemplo, proyectos con 5 y 7 años de duración, el mínimo común divisor es de 35 años. [Heynes, 1979].

- ✓ El CAUE puede ser utilizado para cualquier frecuencia de tiempo, no necesariamente anual.
- ✓ El CAUE puede utilizarse tanto para beneficios, como flujos netos, no solamente costos.
- ✓ Es importante anotar que el CAUE cómo criterio de análisis no tiene sentido para un caso, es decir, se utiliza para comparar alternativas.

Para los siguientes datos analizar la mejor decisión:

	Alternativa A (BsF)	Alternativa B (BsF)
Inversión inicial	85	110
Costo anual de mantenimiento	16	13
Valor de salvamento	8	20

Suponiendo una tasa de oportunidad del 10% y un período de evaluación de 5 años se tiene, el diagrama de flujo de caja para la alternativa A y B. Obsérvese que los costos anuales y el de inversión están representados hacia arriba.

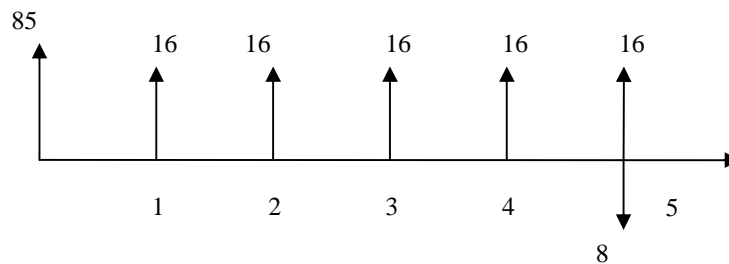


Figura 2.8. Flujo de caja de la Alternativa A

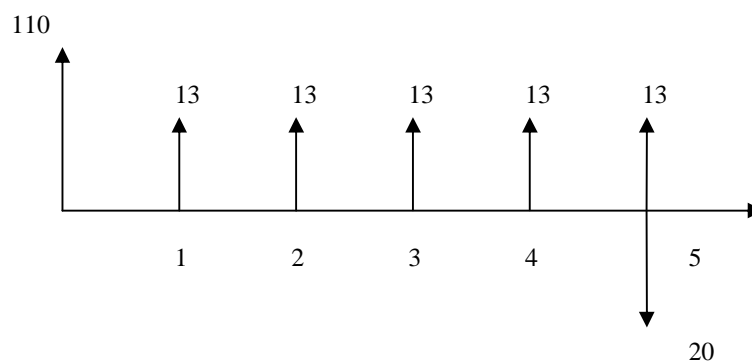


Figura 2.9. Flujo de caja de la Alternativa B

La técnica de CAUE consiste en expresar todos los flujos como una cantidad anual uniforme, por tanto, los costos anuales de mantenimiento están expresados como anualidades.

$$CAU_A = 16 + 85\left(\frac{A}{P}, 10\%, 5\right) - 8\left(\frac{A}{F}, 10\%, 5\right) = 37.11BsF$$

Es bueno recordar que como los costos prevalecen sobre los ingresos, los costos son positivos y los ingresos son negativos.

$$CAU_B = 13 + 110\left(\frac{A}{P}, 10\%, 5\right) - 20\left(\frac{A}{F}, 10\%, 5\right) = 38.74BsF$$

De acuerdo a los resultados anteriores la alternativa a seleccionar es la A, pues tiene menor costo anual.

- **Comparación de alternativas con vida útil distinta**

Para ilustrar esta situación se analiza con un ejemplo:

	Alternativa A	Alternativa B
Inversión inicial	700	800
Costo anual de mantenimiento	72	60
Vida útil	5	7
Valor de salvamento	40	35

Solución 1: determinar el CAUE con base en la vida útil de cada una de las alternativas:

$$CAU_A = 72 + 700\left(\frac{A}{P}, 10\%, 5\right) - 40\left(\frac{A}{F}, 10\%, 5\right) = 250.1BsF$$

$$CAU_B = 60 + 800\left(\frac{A}{P}, 10\%, 7\right) - 35\left(\frac{A}{F}, 10\%, 7\right) = 220.6BsF$$

El problema en esta solución es que en el análisis queda un período sin poder comparar, la alternativa A es de menor vida útil que la B, entonces está en desventaja porque su período es más corto con respecto al servicio de la alternativa B.

Solución 2: Calcular el CAUE para la menor vida útil de ambos equipos, es decir, 5 años.

$$CAU_A = 72 + 700\left(\frac{A}{P}, 10\%, 5\right) - 40\left(\frac{A}{F}, 10\%, 5\right) = 250.1BsF$$

$$CAU_B = 60 + 800\left(\frac{A}{P}, 10\%, 5\right) - 35\left(\frac{A}{F}, 10\%, 5\right) = 265.3BsF$$

En este caso en la alternativa B se está desconociendo dos años de operación y mantenimiento, además el valor de salvamento se calculó para una vida útil de 7 años y no para 5, significa que el valor a los 5 años debería ser diferente al valor en el año 7. Es decir que dicho valor de salvamento se debe llevar al año 5.

2.2 MARCO METODOLÓGICO

2.2.1 Metodología de la Investigación: La metodología de la investigación a desarrollarse se adaptará al tipo de investigación y al alcance de la misma a los criterios de la empresa. Este trabajo es una investigación de campo ya que se apoya en informaciones que provienen de otras como: Informes, Tesis, Manuales y Mediciones.

Investigación de Campo. “consiste en la recolección de datos directamente extraídos de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna” [Vielma A, 2008].

2.2.2 Metodología del Trabajo

El trabajo desarrollado se enfocó en las siguientes etapas:

2.2.2.1 Documentación: esta etapa consistió en revisar informes previos y toda la información concerniente a los casos de estudio; luego de ello, se ubicaron todos los datos correspondientes a los equipos que se utilizan en los circuitos que se están estudiando. Toda esta información comprende:

- ✓ Consultas bibliográficas a través de material escrito, es decir revisión de libros, informes técnicos, publicaciones técnicas, tesis, etc.
- ✓ Revisión del plan de expansión de la empresa ENELBAR.
- ✓ Estudio de los mapas de Distribución de cada circuito.
- ✓ Construcción de los diagramas unifilares.
- ✓ Conocimiento y aprendizaje del uso de la herramienta DigSilent Power Factory versión 13.2.

2.2.2.2 Análisis técnico-económico: El análisis técnico-económico, se basó en el estudio de las Sistemas Actuales, para conocer la problemática de los mismos, luego con el análisis de estas propuestas se plantearon varias alternativas para la solución del problema; se pudo determinar cuál representa la mejor alternativa tanto técnica como económica.

El análisis técnico-económico para determinar la expansión de los sistemas de transmisión y distribución de los municipios Urdaneta y Morán del estado Lara, consistió en realizar lo siguiente:

- ✓ Montaje y Análisis de los Sistemas Actuales, utilizando la herramienta DigSilent Power Factory.
- ✓ Propuesta y Análisis de las alternativas planteadas.
- ✓ Evaluación económica de las alternativas que arrojaron mejoras sustanciales en la parte técnica.
- ✓ Elección de la alternativa más favorable.

2.2.2.3 Elaboración del informe final: Constituyó la redacción del informe final, en el cual se expuso los objetivos de ésta investigación, toda la metodología aplicada, junto a los resultados obtenidos la formulación de las distintas conclusiones.

CAPITULO III

SISTEMAS ACTUALES

En este capítulo se describen los circuitos actuales, se construye su diagrama unifilar y se realizan corridas de flujo de carga por medio de la herramienta DigSilent, para poder analizar la problemática existente en los casos de estudio.

3.1 MUNICIPIO URDANETA

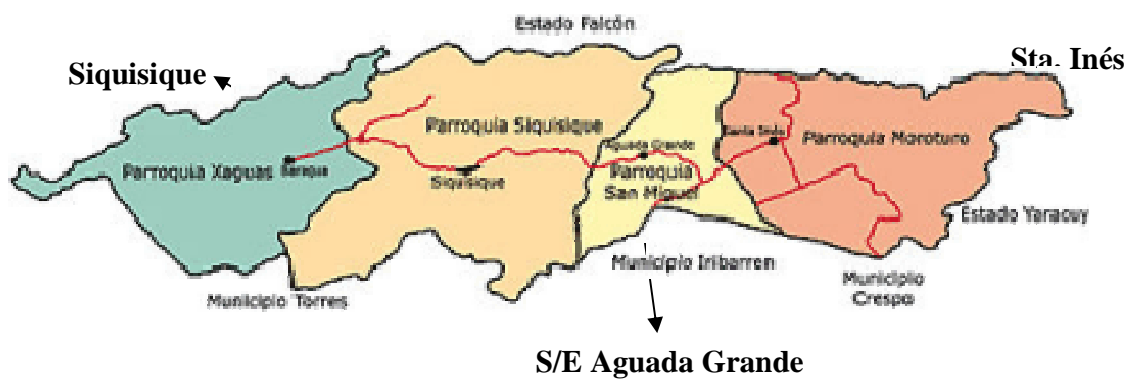


Figura 3.1. Mapa del Municipio Urdaneta

El Municipio Urdaneta del Estado Lara, es el segundo Municipio en extensión 3.623 km^2 (figura. 3.1). El número de clientes atendidos en este Municipio es de aproximadamente 11.455 suscriptores y la población atendida es de 56.095 habitantes. El sector residencial tiene la mayor participación en el consumo de energía por los suscriptores del Municipio y se ubica en un 85 % aproximadamente. La demanda actual del municipio es de 17.5 MVA y la

capacidad instalada es de 20 MVA. Este Municipio es uno de los que presenta más fallas. La S/E Aguada Grande es la responsable de surtir energía eléctrica a todo el Municipio, la cual se alimenta por medio de una línea simple terna en 115 kV, con un conductor 336 MCM proveniente de la S/E Aroa en el Estado Yaracuy perteneciente a CADAFE.

La S/E Aguada Grande (Anexo 2), alimenta una gran extensión territorial, a través de un transformador con una capacidad de 10 MVA, 115/13.8 kV. También cuenta con un transformador de 10 MVA, 115/34.5 kV, con el que se alimenta un circuito de Subtransmisión que va a la S/E Churuguara en 34.5 kV de Eleoccidente en el Estado Falcón (figura. 3.2).

Nuestro caso de estudio serán los circuitos de distribución de las poblaciones Siquisique y Sta. Inés. Dichas poblaciones se encuentran de Aguada Grande a 33 y 29 km en carretera respectivamente.

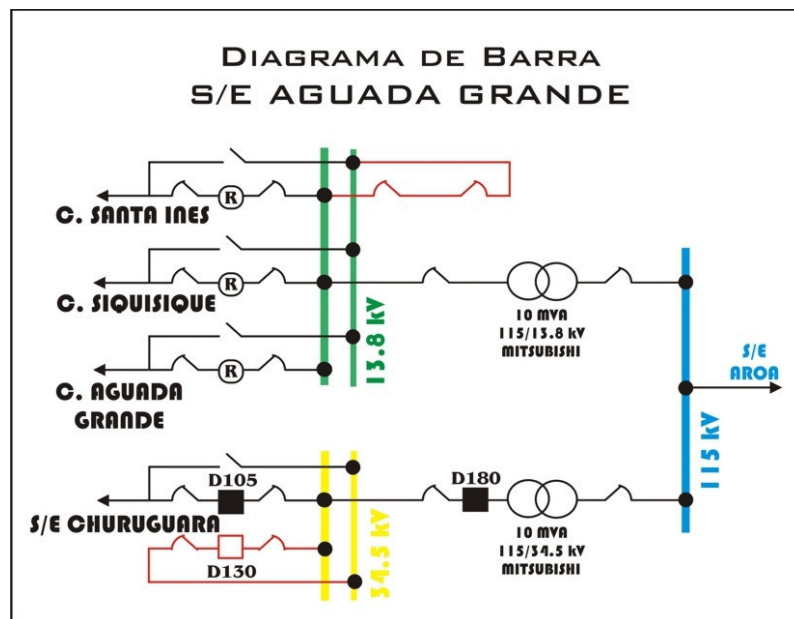


Figura 3.2. Diagrama Unifilar de la S/E Aguada Grande

3.1.1 Circuito Sta. Inés

Todas las cargas eléctricas están sometidas a un crecimiento; la demanda de este circuito, apreciados en la tabla 3.1, tiene un crecimiento anual aproximado entre un 2 y 3% (Gráfico 3.1). El circuito Sta. Inés representa el 34.63 % de la demanda de la barra de 13.8 kV de la S/E Aguada Grande.

Tabla 3.1. Demanda máxima del circuito Sta. Inés

Circuito Sta. Inés 13.8 kV			
Histórico		Pronostico	
Año	MVA	Año	MVA
2000	2.018929	2008	3.37
2001	2.21	2009	3.38
2002	2.23	2010	3.60
2003	2.38	2011	3.64
2004	2.60	2012	3.83
2005	2.60	2013	4.01
2006	3.13	2014	4.11
2007	3.15	2015	4.21
		2016	4.31
		2017	4.41
		2018	4.52
		2019	4.61
		2020	4.73

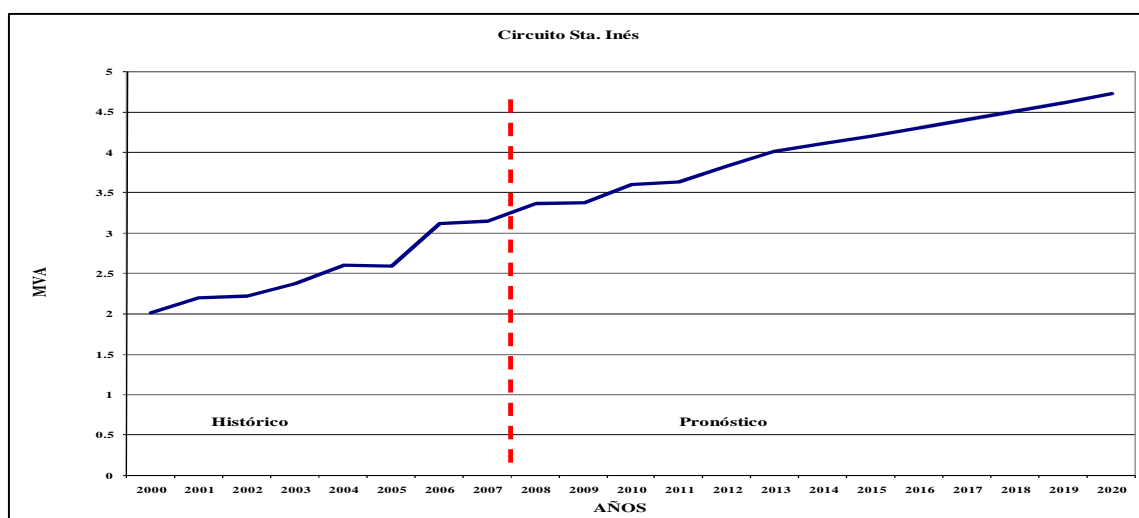


Gráfico 3.1. Demanda del circuito Sta. Inés

3.1.1.1 Levantamiento del Diagrama Unifilar:

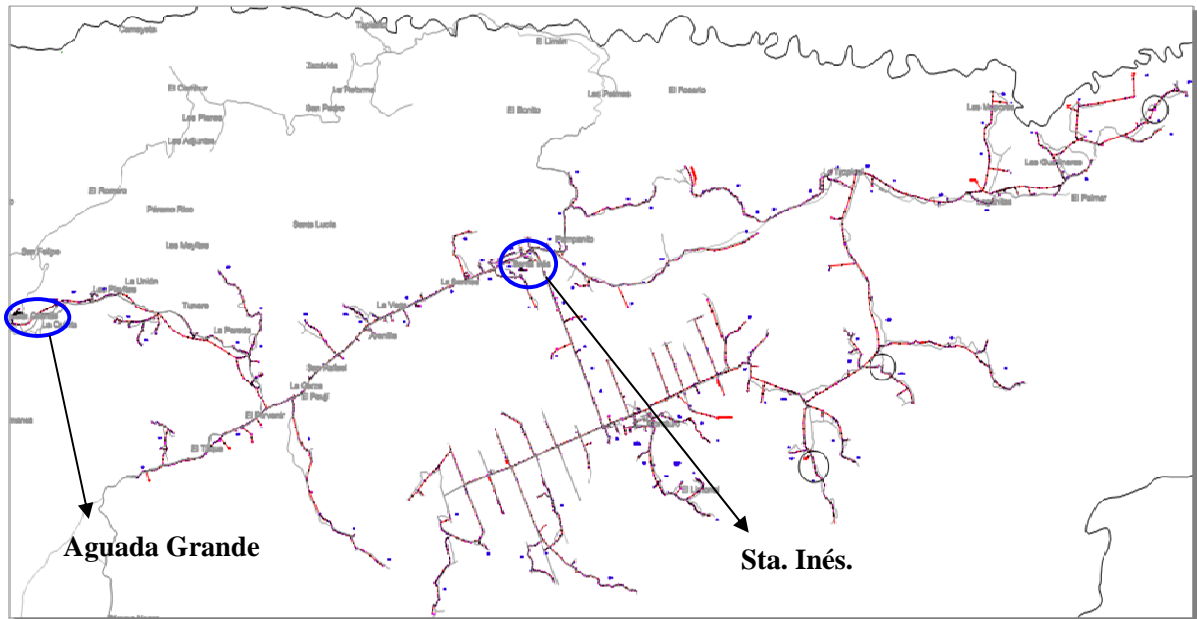


Figura 3.3. Mapa del sistema de distribución actual Aguada Grande-Sta. Inés

El mapa de la figura 3.3 es el mapa de distribución del circuito Sta. Inés y tiene toda la información necesaria para el levantamiento del diagrama unifilar, tal como; ubicación de las cargas, capacidad, número conductor, banco de reguladores, distancias y ruta. Se puede observar que el circuito es muy grande y su troncal principal muy extenso, también tiene muchos ramales que derivan del troncal principal; las cargas están separadas, con la excepción de los centros poblados donde se concentra mucha carga.

Para el levantamiento del diagrama unifilar, se siguió el siguiente procedimiento. Primero, se identificó el troncal principal; siguiendo, a lo largo de este troncal se fueron identificando los nodos donde existen cargas y donde existen ramales se concentró la misma; a estos nodos se les dio una numeración para identificarlos. Por último, se determinó la distancia que existe entre los nodos y el número del conductor de dichos tramos.

En el diagrama unifilar (Anexo 3), se puede observar, que dicho circuito tiene 139 nodos distribuidos a lo largo de todo el troncal principal, el valor de las cargas es el de la capacidad instalada. En este circuito existe un banco de regulación en el nodo 15. El conductor es en casi su totalidad número 1/0 ARV, con la excepción de pocos tramos en los que el conductor es # 4 ARV. También se encuentran varios bancos de compensación en algunos nodos del circuito. La longitud de este circuito es de aproximadamente de 76,57 Km.

El tramo del circuito donde se concentra más carga es la población de Santa Inés, la cual es la zona que se encuentra encerrada en la rejilla de color gris. Hay nodos donde la carga es muy alta esto se debe a que las ramales del circuito que son muy extensos y posee mucha carga instalada.

3.1.1.2 Análisis del Sistema: para realizar la corrida del flujo de carga, se hizo necesario hacerlo con el valor de la demanda del año 2008. Para esto, se tomaron todas las cargas, las cuales fueron multiplicadas por un factor hasta obtener el valor más cercano a la demanda deseada, siempre y cuando el sistema convergiera.

Luego de lograr que el sistema actual fuera lo más real posible, se corrió su flujo de carga y obtuvo el perfil de tensión del circuito. En la tabla 3.2, se muestran solo algunos nodos, los cuales son los de mayor importancia. Los cuadros en color blanco, son algunos de los nodos del recorrido donde la tensión está dentro de los límites, los cuadros en color gris son los nodos donde se encuentra el regular de dicho circuito y los cuadros en color azul son algunos de los nodos donde los niveles están por debajo de los límites permitidos.

Dicho perfil de tensión (tabla 3.2), comienza en la barra AG 13.8, donde se tiene un nivel de 1.007 pu. Este comienza a caer, al llegar al nodo 8 que está en 0.9034 pu, es decir, por debajo de los niveles permitidos de tensión. Antes del banco de reguladores ubicado en el nodo 15 a 14.88 km en el sector “El Porvenir”, el nivel de tensión es de 0.81 pu. Después del mismo, el nivel es de 0.91 pu. Aunque se utiliza todo el porcentaje de regulación que puede dar el banco, los niveles de tensión están fuera del rango establecido y en el último nodo del trayecto, el nivel de tensión está en 0.67 pu (9.29 kV). Es evidente la problemática del sistema.

Tabla 3.2. Puntos importantes del Perfil de tensión del circuito Sta. Inés

Numero de Nodo	Nombre	L de la ruta Km	u1, Magnitud p.u.	U1, Magnitud kV
1	AG 13.8	0	1.00778	13.90736
2	300922	0.155	1.004589	13.86333
3	300924	0.3703	1.001646	13.82271
7	266509	7.7168	0.93143	12.85373
8	4D300982	9.5998	0.9034666	12.46784
15	A268170	14.537	0.8198174	11.31348
15(1)	A268170(1)	14.537	0.9116358	12.58057
137	118565	75.0779	0.6735485	9.294969
138	118562	75.2612	0.673538	9.294825
139	2D118562	75.4958	0.6735299	9.294713

Como se puede ver en el gráfico 3.2, a partir de 9.59km todos los nodos están por debajo del límite; por lo tanto, en la población de Sta. Inés que se encuentra entre 25.87 km y 27.77 km de la S/E Aguada Grande, los niveles están por debajo de lo permitido. Se puede decir que para este circuito se superan los criterios establecidos con respecto al nivel de tensión ya que se supera el porcentaje establecido para zonas rurales que es de - 7 % y para este circuito es de - 33.16 % en el último punto.

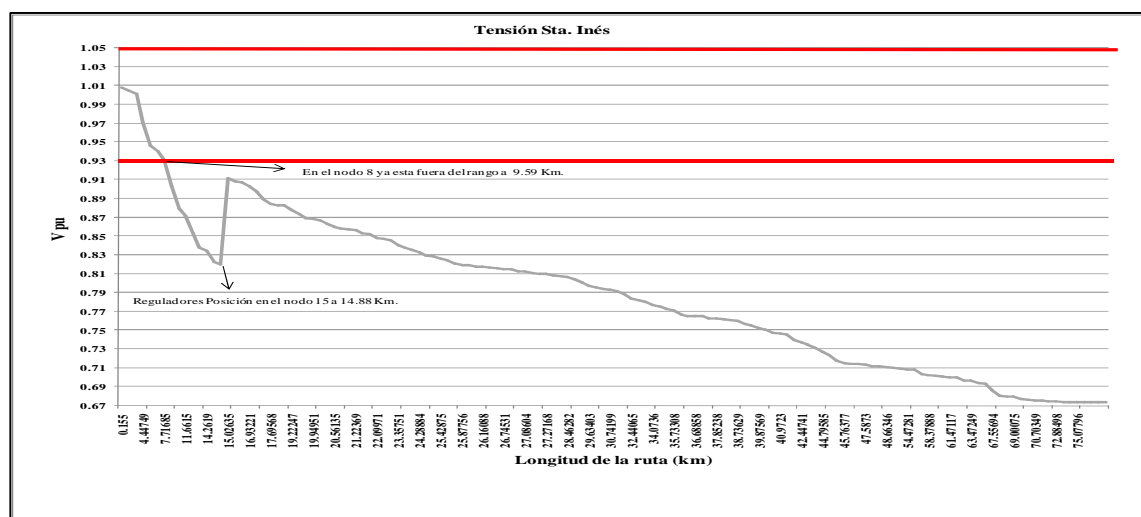


Gráfico 3.2. Perfil del nivel de tensión en pu del circuito Sta. Inés

De los valores obtenidos en la corrida del flujo de carga, se tiene que las pérdidas para este circuito son de 1163.8585 kW. Estas pérdidas representan el 35,3 % de la carga que consume el sistema. Este valor es elevado, debido a que los tramos de conductor que están más cercanos a la fuente son muy largos.

3.1.2 Circuito Siquisique

Este circuito tiene una demanda (tabla 3.3) con un crecimiento anual de aproximadamente entre 2 y 3 % (gráfico 3.3), y representa un 26.95 % de la demanda total de la barra de 13.8 kV de la S/E Aguada Grande.

Tabla 3.3. Demanda máxima del circuito Siquisique

Circuito Siquisique 13.8 kV			
Histórico		Pronostico	
Año	MVA	Año	MVA
2000	1.571185	2008	2.62
2001	1.72	2009	2.63
2002	1.73	2010	2.80
2003	1.85	2011	2.83
2004	2.03	2012	2.98
2005	2.02	2013	3.12
2006	2.43	2014	3.20
2007	2.46	2015	3.27
		2016	3.35
		2017	3.43
		2018	3.51
		2019	3.60
		2020	3.68

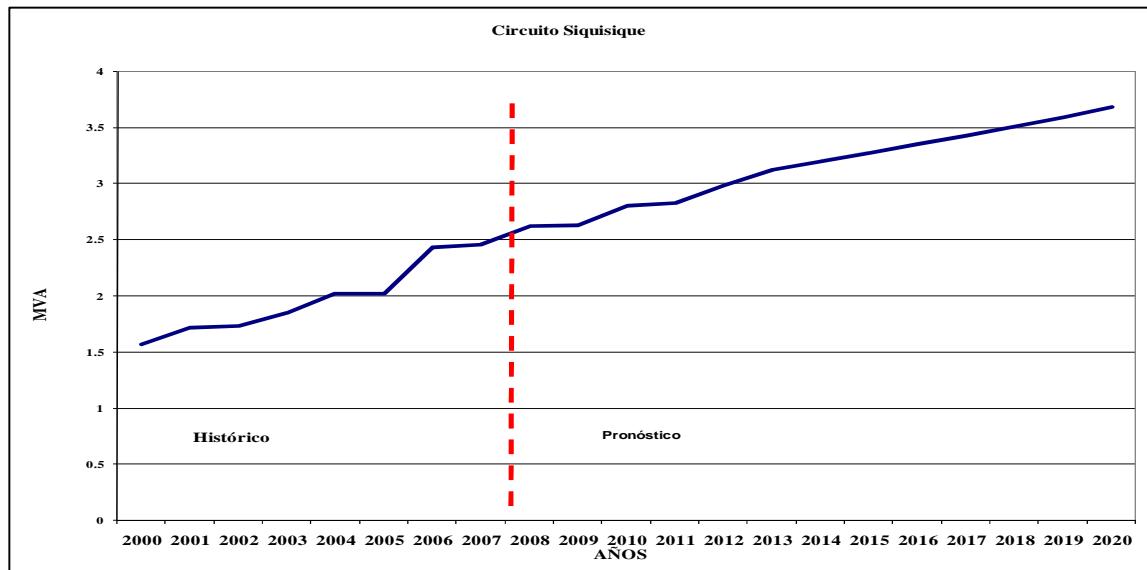


Gráfico 3.3. Demanda del circuito Siquisique

3.1.2.1 Levantamiento del Diagrama Unifilar:

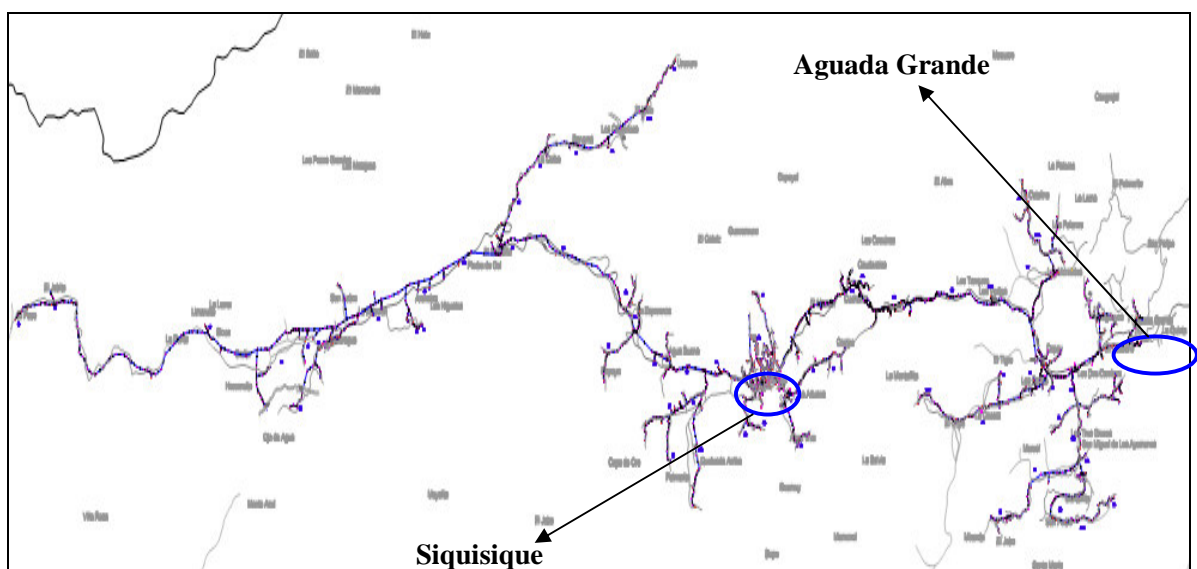


Figura 3.4. Mapa del sistema de distribución actual Aguada Grande-Siquisique.

En el mapa de la figura 3.4, la disposición del circuito es más horizontal que en el circuito pasado. Para el levantamiento del diagrama unifilar, se utilizó el mismo procedimiento que en el caso anterior.

En el diagrama unifilar (Anexo digital) del circuito Siquisique, se tienen 135 nodos a lo largo de toda la ruta. En el nodo 13 ubicado en el sector “los dos caminos” a 4.32 km de la S/E Aguada Grande, se encuentra un banco de reguladores, y se tiene previsto instalar otro en el nodo 53, en la entrada de la población de Siquisique a 25.58 km de la S/E Aguada Grande. El calibre del conductor es 1/0 ARV en su mayoría y algunos tramos de # 4 ARV. El sector donde se concentra más carga es en la población de Siquisique, la zona encerrada en la rejilla azul; la longitud del circuito es de 81.12 km.

3.1.2.2 Análisis del Sistema: En la tabla 3.4, se muestran solamente algunos nodos, los cuales son los de mayor importancia. Los cuadros en color blanco, son algunos de los nodos del recorrido, donde la tensión está dentro de los límites, los cuadros en color verde son los nodos donde se encuentra el banco de reguladores de dicho circuito y los cuadros en color azul son algunos de los nodos donde los niveles están por debajo de los límites permitidos.

Al realizar la corrida del flujo de carga, el perfil de tensión (tabla 3.4), la tensión comienza en la barra AG13.8 con un valor de 1.007 pu; al llegar al banco de reguladores a 4.32 km de la S/E en el nodo 13, el nivel de tensión se encuentra en 0.95 pu, y es elevado hasta 1.04 pu. Ya en el nodo 45, el nivel está en 0.93 pu, quedando fuera los niveles permitidos. Para el último nodo 136 su valor es de 0.85 pu (11.73 kV).

En el gráfico 3.4 se observa, que el banco de reguladores está corrigiendo en un 10 % el nivel de tensión, es decir, está dando su máximo y está ubicado en una buena posición por hacer que los nodos que se encuentran aguas arriba del mismo estén dentro del margen. A partir de 21.53 km la curva está por debajo del límite permitido que es de un -7%; ya que la población de Siquisique se encuentra aproximadamente a 25.58 km de la S/E, sus niveles están por fuera de la banda, y el porcentaje de tensión en el último punto es de -15.63%.

Tabla 3.4. Puntos importantes del Perfil de tensión del circuito Siquisique

Numero de Nodo	Nombre	L de la ruta km	u1, Magnitud p.u.	UI, Magnitud kV
1	AG 13.8	0	1.00778	13.86476
2	T	0.155	1.002984	13.84117
3	A317644	1.2365	0.9912394	13.6791
13	3D317760	4.3223	0.9592861	13.23815
13(1)	3D317760(1)	4.3223	1.04435	14.41203
44	2D318449	21.1096	0.9306161	12.8425
45	4D318449	215303	0.9284014	12.81194
134	72D328753	80.1862	0.8502095	11.73289
135	74D328753	80.5706	0.8501803	11.73249
136	78D328753	81.1216	0.8501684	11.73232

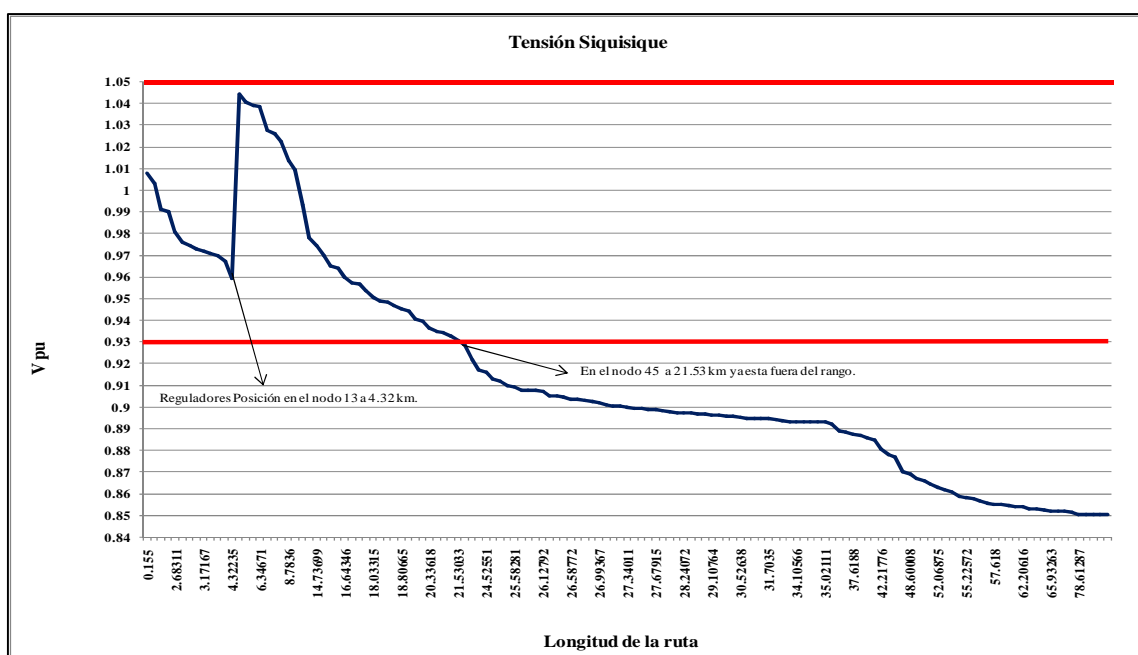


Gráfico 3.4. Perfil del nivel de tensión en pu del circuito Siquisique

En cuanto a las pérdidas para este circuito se tienen que están en 534.57 kW, que corresponden al 21.9% de la carga consumida por el circuito. Este valor es aceptable y mejora con respecto al del circuito Sta. Inés.

3.2 MUNICIPIO MORÁN



Figura 3.5. Mapa del Municipio Morán

Este municipio cuenta con una superficie de 2.231 Km² y limita con el municipio Torres por el Norte; con el estado Portuguesa por el Sur; con los municipios Andrés Eloy Blanco y Jiménez por el Este y con el estado Trujillo por el Oeste (figura 3.5). El número de clientes atendidos en este municipio es de aproximadamente 23.334 suscriptores y la población que se atiende es de 105.764 habitantes. El sector residencial constituye el de mayor participación en el total de energía consumida en el Municipio, ubicando su participación en un 70 % aproximadamente, en segundo lugar está el sector industrial con un 30 %, este último se ve influenciado por la existencia de la planta de Nestle ubicada en la ciudad del Tocuyo.

La demanda actual de este municipio es de 34.5 MVA y la capacidad instalada es de 51 MVA. La S/E El Tocuyo, es la encargada de distribuir la energía eléctrica en este Municipio y está ubicada en la ciudad del Tocuyo.

En la figura 3.6, se puede observar que la S/E El Tocuyo es alimentada por dos líneas de transmisión en 115 kV. , una desde la S/E Quibor en el Municipio Jiménez y otra desde el T-off o punto de intersección de la Zona Industrial-Planta II Carora a nivel del sector San Pablo, también se tiene a la S/E Hidrolara conectada en la barra de 115 kV. Desde la S/E El Tocuyo con un transformador de 10 MVA 115/34.5 kV se alimenta a la S/E Humocaró en 34.5 kV y con dos transformadores de 115/13.8 kV de 16 y 20 MVA respectivamente se alimenta el Municipio.

El caso de estudio son los circuitos de distribución de las poblaciones de Guaríco y Anzoátegui. Dichas poblaciones se encuentran del Tocuyo a 23 y 29 km en carretera respectivamente.

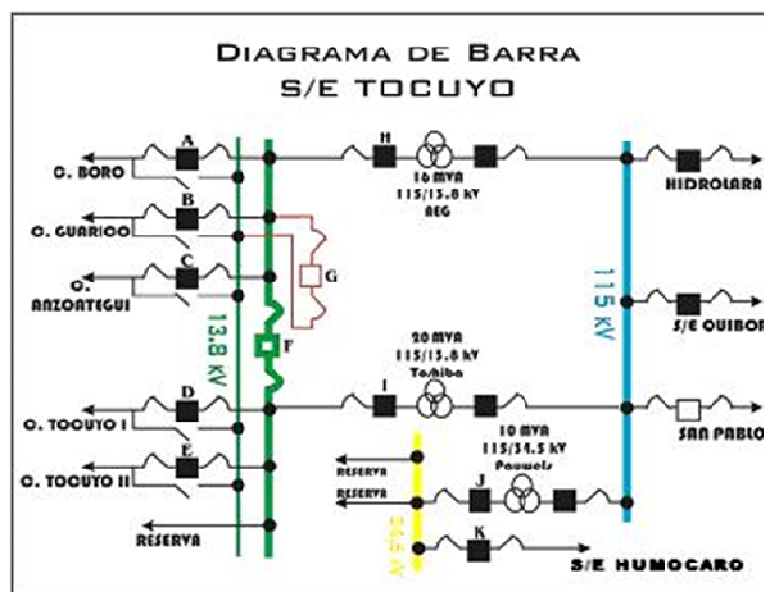


Figura 3.6. Diagrama Unifilar de la S/E El Tocuyo

3.2.1 Circuito Guaríco.

La demanda de la carga del circuito Guaríco (tabla 3.5), tiene un crecimiento anual entre el 4 y 5 % (gráfico 3.5). Y representa un 12.18 % de la demanda total de la barra de 13.8 kV en la S/E El Tocuyo.

Tabla 3.5. Demanda máxima del circuito Guaríco

Circuito Guaríco 13.8 Kv			
HISTÓRICO		PRONOSTICO	
AÑO	MVA	AÑO	MVA
2000	1.79	2008	3.08
2001	1.94	2009	3.20
2002	1.96	2010	3.21
2003	1.87	2011	3.35
2004	2.44	2012	3.49
2005	2.45	2013	3.63
2006	2.61	2014	3.79
2007	3.06	2015	3.95
		2016	4.12
		2017	4.30
		2018	4.48
		2019	4.68
		2020	4.88

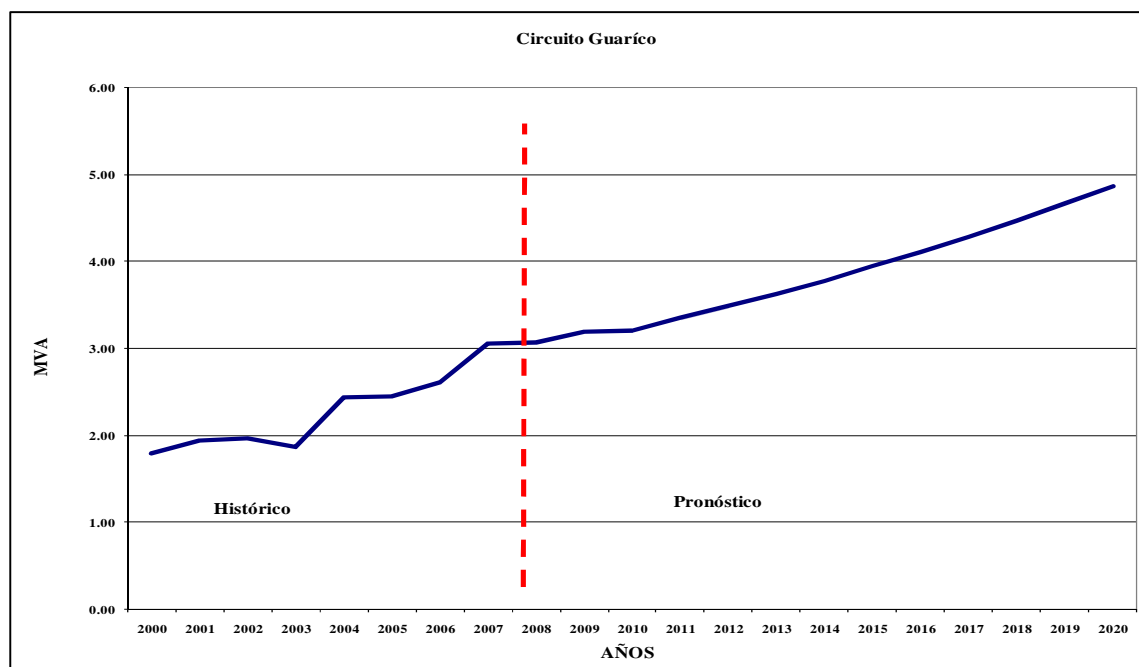


Gráfico 3.5. Demanda del circuito Guaríco

El diagrama unifilar del circuito Guaríco (Anexo digital), muestra que dicho circuito contiene 123 nodos en toda su trayectoria; se tiene también dos (2) bancos de reguladores. El primero se encuentra en el sector “Los Ejidos”, nodo 18 a 10.21 km de la S/E El Tocuyo y el segundo, en la entrada de la población de Guaríco nodo 42 a 26.08 km de la S/E. La mayoría del conductor es número 1/0 ARV y algunos tramos en # 4 ARV. La carga de la población de Guaríco es la zona encerrada en la rejilla de color amarillo; durante todo el trayecto, hay bancos de compensación en algunos nodos del troncal principal. Este circuito tiene una longitud de aproximadamente 69.36 km.

3.2.1.2 Análisis del Sistema: En la tabla 3.6, se muestran solo algunos nodos, los cuales son los de mayor importancia. Los cuadros en color blanco son algunos de los nodos del recorrido donde la tensión está dentro de los límites, los cuadros en color amarillo son los nodos donde se encuentran los bancos de reguladores de dicho circuito y los cuadros en color azul son algunos de los nodos donde los niveles están por debajo de los límites permitidos.

Después de la corrida de flujo de carga, el perfil de tensión (tabla 3.6), la tensión comienza en la barra TDY113.8 con 1.021 pu, al llegar al primer banco de reguladores en el nodo 18 su nivel es de 0.93 pu, con la ayuda del regulador sube a 1.02 pu; al llegar al punto 35 su nivel ya está por debajo de su límite en 0.928 pu. Antes del segundo banco de reguladores en el nodo 42, su nivel es de 0.89 pu y después es de 0.98 pu. Ya a partir del nodo 67, la curva está por debajo del nivel permitido y en su último punto es de 0.86 pu (11.96 kV).

El perfil de tensión del circuito (gráfico 3.6), observamos que para el primer banco de reguladores ubicado a 10.21 km de la S/E se aprovecha el máximo funcionamiento del mismo, y a 22.62 km de la S/E la curva se sale del límite permitido de 0.93 pu. A 26.08 km de la S/E en el segundo banco de reguladores, también se aprovecha el máximo funcionamiento de este, y a partir de 35.17 km de la S/E la curva está fuera del rango establecido.

Tabla 3.6. Puntos importantes del Perfil de tensión del circuito Guarico

Numero de Nodo	Nombre	L de la ruta km	u1, Magnitud p.u.	U1, Magnitud kV
1	TCY113.8	0	1.021518	14.09696
2	D303602	0.2759	1.019028	14.06258
18	127709	10.2196	0.9334549	12.88168
18(1)	127709(1)	10.2196	1.022479	14.11021
34	10D306535	21.8939	0.9353414	12.90771
35	4D308083	22.625	0.9289475	12.81948
42	127711	26.0834	0.8989978	12.40617
42(1)	127711(1)	26.0834	0.982946	13.56465
67	22D308861	35.17	0.9287373	12.81658
123	25D106225	69.3698	0.8667217	11.96076

Este circuito, tiene una carga bastante elevada, ya que aún y con el funcionamiento de dos bancos de reguladores a su máximo de 10 %, los niveles de tensión se salen de su rango. Para este circuito también se superan los criterios establecidos con respecto al nivel de tensión ya que se supera el porcentaje establecido que para zonas rurales es de - 7 % y para este circuito es de -15.15% en su punto final.

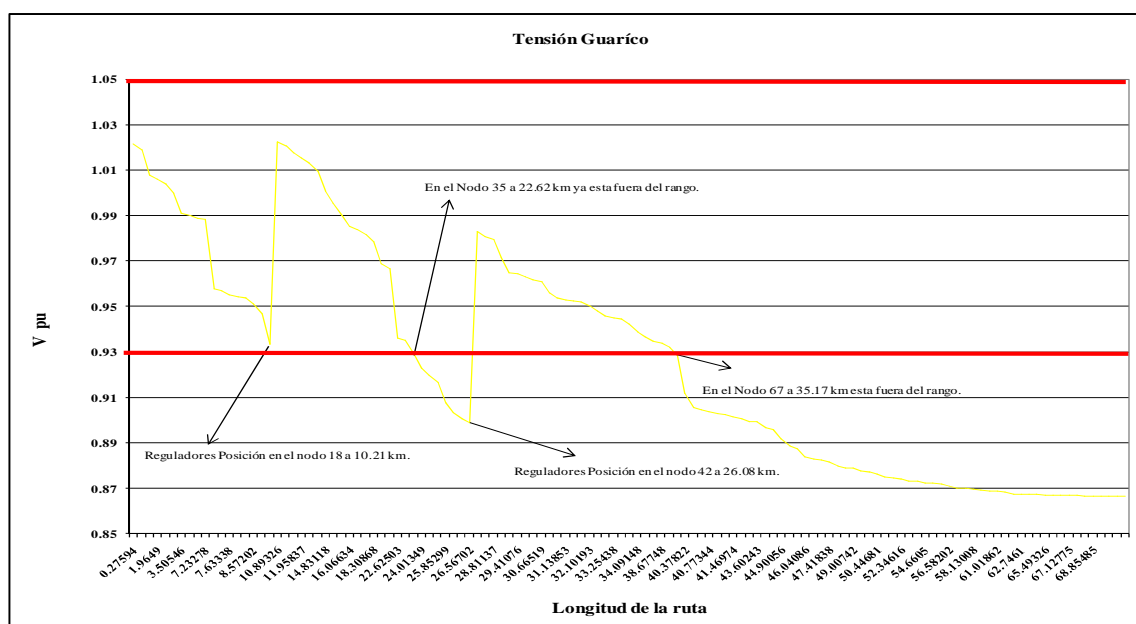


Gráfico 3.6. Perfil del nivel de tensión en pu del circuito Guarico

Para los valores obtenidos, se tiene que las pérdidas para este circuito son de 484.04 kW. Estas pérdidas representan el 25.11 % de la carga consumida por el circuito.

3.2.2 Circuito Anzoátegui.

La demanda de la carga de este circuito se observa en la tabla 3.7, el crecimiento anual de entre el 4 y 5 % (gráfico 3.7), y representa el 13.31 % de la demanda total de la barra de 13.8 kV de la S/E El Tocuyo.

Tabla 3.7. Demanda máxima del circuito Anzoátegui

Circuito Anzoátegui 13.8 Kv			
HISTÓRICO		PRONOSTICO	
AÑO	MVA	AÑO	MVA
2000	1.96	2008	3.36
2001	2.12	2009	3.49
2002	2.14	2010	3.51
2003	2.05	2011	3.66
2004	2.66	2012	3.82
2005	2.68	2013	3.97
2006	2.85	2014	4.14
2007	3.35	2015	4.32
		2016	4.50
		2017	4.70
		2018	4.90
		2019	5.11
		2020	5.33

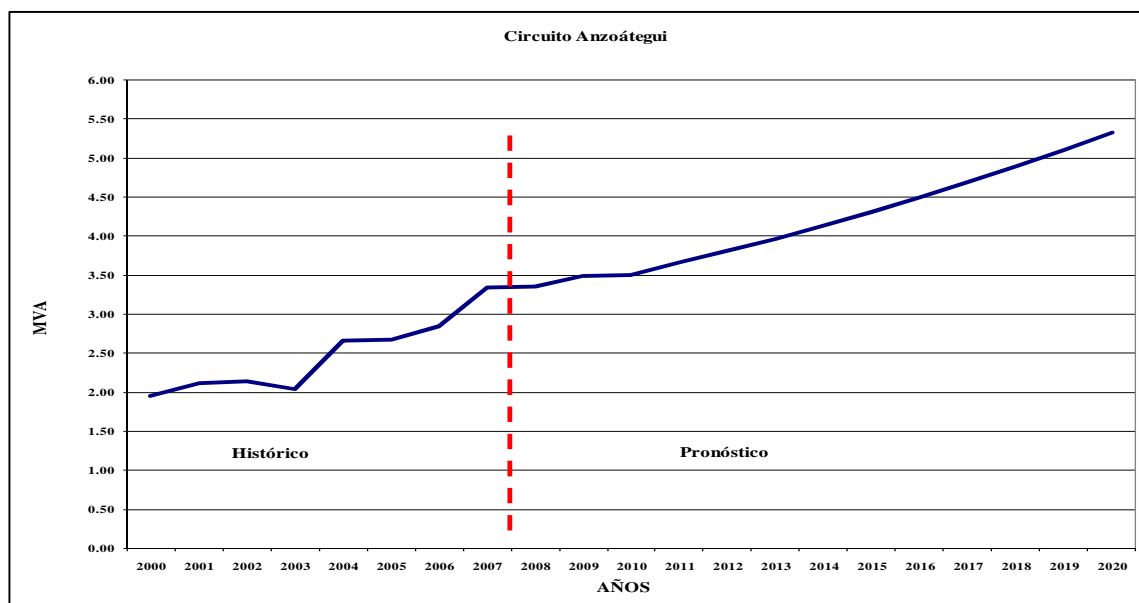


Gráfico 3.7. Demanda del circuito Anzoátegui

3.2.2.1 Levantamiento del Diagrama Unifilar: El mapa de la figura 16, es el mapa del circuito Guaríco y el circuito Anzoátegui la disposición del mismo es vertical, para el levantamiento del diagrama unifilar del circuito Anzoátegui se realizó el mismo procedimiento que en los casos anteriores.

El diagrama unifilar del circuito de Anzoátegui (Anexo digital), se tienen 94 nodos distribuidos a lo largo de todo el troncal principal. En este circuito, no existen banco de reguladores; los calibres de los conductores son 1/0 ARV, #4 ARV y # 6 Cu. Su mayor centro de carga se encuentra en la población de Anzoátegui, es la zona encerrada en la rejilla de color rojo. Este es el circuito más corto y con menos carga instalada de los casos que se estudiaron. La longitud de este circuito es de 42,21 km.

3.2.2.2 Análisis del Sistema: En la tabla 3.8, se muestran solamente algunos nodos, los cuales son los de mayor importancia. Los cuadros color blanco, son algunos de los nodos del recorrido, donde la tensión está dentro de los límites; y los cuadros en color azul, son algunos de los nodos donde los niveles están por debajo de los límites permitidos.

Los resultados de la corrida de flujo se exponen en la tabla 3.8, y su perfil de tensión comienza en la barra TCY113.8 con un nivel de tensión de 1.02 pu, para el nodo 15 a 6.51km de la S/E, el nivel esta en 0.92 pu por debajo del límite de -7%, en su punto final esta en 0.57 pu (7.94 kV).

Tabla 3.8. Puntos importantes del Perfil de tensión del circuito Anzoátegui

Numero de Nodo	Nombre	L de la ruta km	u1, Magnitud p.u.	U1, Magnitud kV
1	TCY113.8	0.133	1.021238	14.09309
2	2D310035	0.2632	1.019448	14.06838
3	4D310035	0.8669	1.017245	14.03798
14	3D.P.A	5.8356	0.9363198	12.92121
15	7D.P.A	6.5164	0.9286464	12.81532
90	4D107897	40.1469	0.5763074	7.953042
91	116789	40.3458	0.5761966	7.951513
92	2D116789	40.9222	0.5759328	7.947873
93	5D116789	41.6772	0.5758428	7.946631
94	8D116789	42.1889	0.5758123	7.946209

En el gráfico 3.8, se observa que el circuito no tiene ningún banco de reguladores y a partir de 5.85 km de la S/E, el perfil ya está fuera del rango permitido. Este circuito es el peor de los que se estudiaron, ya que se supera los criterios establecidos con respecto al nivel de tensión, se superan el porcentaje establecido que para zonas rurales que es de - 7 % y para este circuito es de - 43.61 %. Esto se debe a que no existe ningún dispositivo que mejore los niveles de tensión en dicho circuito.

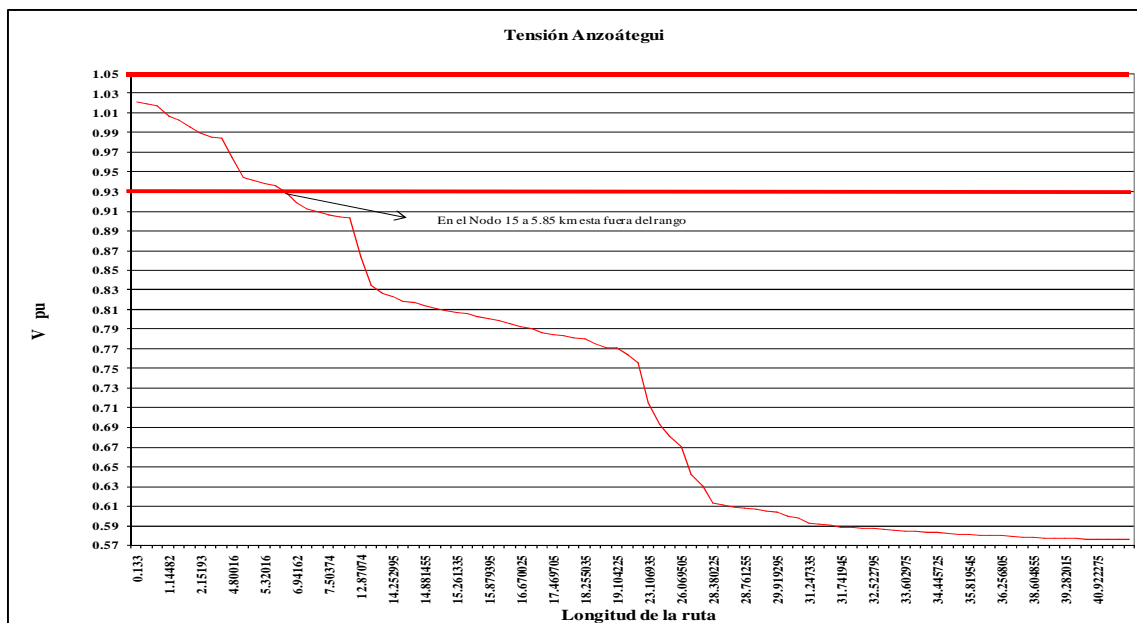


Gráfico 3.8. Perfil del nivel de tensión en pu del circuito Anzoátegui

Para los valores obtenidos, se tiene que las pérdidas para este circuito son de 970.02 kW. Las mismas representan el 28.86 % de la carga consumida por el circuito, este valor es muy elevado.

3.3 RESUMEN DE LOS SISTEMAS ACTUALES.

3.3.1 Circuito Sta. Inés

El perfil de tensión de este circuito presenta una caída muy fuerte en el tramo antes de llegar al banco de reguladores y a 9.59 km de la S/E ya está fuera del límite, esto se debe a que los tramos de conductor son muy largos en esta etapa del circuito. El regulador de este circuito ubicado a 14.88 km de la S/E Aguada Grande está entregando el 10% de corrección que puede entregar, aún y con esto el perfil no logra entrar en el criterio establecido, y el resto del perfil se encuentra por fuera de los niveles permitidos. Sus pérdidas son de 1163.85 kW y

representa el 35.3 % de la carga consumida, este valor es elevado ya que para este tipo de circuitos un porcentaje aceptable de pérdidas es menor o igual al 20%.

3.3.2 Circuito Siquisique

En el caso del circuito Siquisique, se observa que el banco de reguladores está en una buena posición a 4.32 km de la S/E Aguada Grande, debido a que aún cuando está entregando el 10% de corrección que puede entregar, logra que el perfil entre en el criterio establecido; hasta los 21.53 km de la S/E es que se sale del límite de -7% y de allí en adelante la curva queda por fuera del rango. Las pérdidas de este circuito son de 534.56 kW lo que representa un 21.9% de su carga total.

3.3.3 Circuito Guaríco

En este caso que se puede notar que aún cuando existe dos bancos de reguladores en este circuito la curva tiene una caída pronunciada, a 22.62 km de la S/E El Tocuyo el perfil se sale del rango establecido, aún cuando a 26.08 km de la S/E está ubicado el segundo banco de reguladores. Ya a partir de 35.17 km de la S/E el perfil queda fuera del límite, esto quiere decir que la carga del circuito Guaríco es grande. Sus pérdidas son de 484.03 kW lo que representa el 25.11% de la demanda del mismo.

3.3.4 Circuito Anzoátegui

Este circuito es el que más desprotegido, no posee ningún método de corrección de voltaje es una de las zonas más olvidadas, ya a 5.85 km de la S/E El Tocuyo el perfil se sale del criterio establecido. Las pérdidas de este sistema es de 970.01 kW esto equivale al 28.86 % de la carga consumida.

CAPITULO IV

ALTERNATIVAS PROPUESTAS

En este capítulo se proponen tres (3) alternativas para solucionar la problemática existente en los casos de estudio y se le hacen algunas mejoras de estas alternativas; entre estas tenemos:

Alternativa 1: Cambio del calibre del conductor.

Alternativa 2: Colocación de nuevos bancos de reguladores.

Alternativa 3: Construcción de nuevas subestaciones.

4.1. CIRCUITO STA. INÉS

El circuito Sta. Inés es el primero de los circuitos que va a ser desarrollado, para esto se realizaron corridas de flujo de carga para cada uno de los valores de demanda de cada año, con la finalidad de determinar la vida útil de las propuestas.

4.1.1 Alternativa 1: Cambio del calibre del conductor

Esta alternativa plantea el cambio del calibre del conductor del troncal principal, sólo que debido a la geografía de la zona y al deterioro de los circuitos para hacer el cambio del conductor se tendrá que reconstruir todo el troncal principal. El nuevo calibre del conductor será 336 MCM, debido a que las empresas eléctricas están normalizando sus circuitos, y en el caso de los circuitos en 13.8 kV el calibre debe ser el antes mencionado.

El único cambio realizado en el circuito fue el calibre del conductor, no se movieron de su posición los bancos de reguladores existentes ni los bancos de compensación. Como ya se

determinó en el capítulo anterior, el circuito Sta. Inés posee en casi la totalidad de su troncal principal conductor 1/0 ARV y este se va a cambiar por el propuesto. El gráfico 4.1, muestran el perfil de voltaje del circuito con el cambio propuesto; aquí se pueden ver las curvas del perfil del voltaje desde el año 2008 hasta el 2016. Las curvas desde el año 2008 hasta el año 2012 (Anexo 4) están dentro del rango o banda de tensión permitida, con la ayuda del banco de reguladores.

Para el año 2013, hay un pequeño tramo de 1.84 km antes del banco de reguladores esta fuera del límite de -7% (se puede observar que son 3 nodos en color azul (Anexo digital)), el resto del circuito está dentro de los límites establecidos; en el año 2014, sucede lo mismo sólo que ahora son 5 nodos (los que se encuentran en color azul (Anexo digital)); en este año el transformador 115/13.8 kV que alimenta este circuito está cargado a 104.5%, es decir, que se necesita aumentar la capacidad del mismo. Esto implica la ampliación de la bahía de 13.8 kV en la subestación Aguada Grande.

En el año 2015 (Anexo digital), se encuentran una serie de nodos antes del banco de reguladores que están dentro del rango permitido y ya a partir de 32.14 km de la S/E el perfil de tensión se sale del criterio.

Año 2016 (Anexo digital), casi la totalidad del circuito presenta un perfil de voltaje fuera de la banda permitida. En este año el transformador 115/13.8 kV que alimenta este circuito está cargado a 109.19%.

Al implementar esta alternativa en el circuito Sta. Inés, en general se observa que sólo tiene una vida útil hasta el año 2014 debido a la sobre carga del transformador que alimenta el circuito; este proyecto puede ser implementado en el año 2010 por lo tanto la vida útil del mismo sería de solo 4 años. En este caso el banco de reguladores solo llega a entregar el 10 % de regulación en los años 2014, 2015 y 2016, para los años anteriores no se está aprovechando al máximo.

Para el año 2014 los niveles de tensión en la población de Sta. Inés están dentro de la banda permitida.

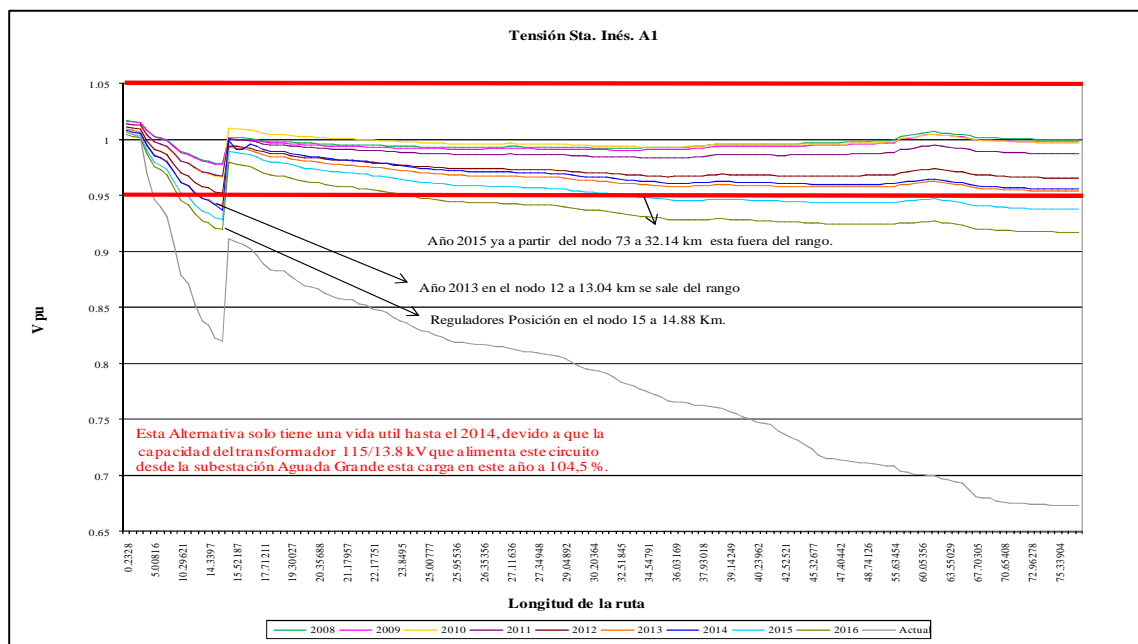


Gráfico 4.1. Perfil de voltaje del circuito Sta. Inés alternativa 1

4.1.2 Alternativa 1.1: Cambio del calibre del conductor y reubicación de los bancos de reguladores

Esta alternativa se deriva de la alternativa anterior, ya que se puede notar que al aplicar el cambio del calibre del conductor, el punto donde están ubicado los bancos de reguladores no son apropiados, por lo tanto, se debe buscar una mejor ubicación para ellos. Para la ubicación de los bancos de reguladores, se utilizó el método de búsqueda exhaustiva.

Este método parte del hecho de que existe una función que debe ser evaluada para todo el espacio de búsqueda. Para aplicar esta técnica se requiere generar cada solución posible al problema de forma sistemática. Adicionalmente, se debe verificar todas y cada una de las soluciones en el espacio de búsqueda hasta encontrar el óptimo global. [Ballester, 2008].

Para este caso de estudio, se escogieron ocho (8) nodos como posible ubicación óptima, y se corrió el flujo de potencia para cada uno, obteniendo el perfil de voltaje en cada caso. Se implementaron dos parámetros de medición para evaluar el impacto del regulador, en los voltajes de los nodos, de tal manera que mediante dicho parámetro se pudo medir cuál era la

mejor solución en cuanto a la ubicación del regulador. Los parámetros utilizados corresponden a la desviación absoluta (Ec. 2.28) y desviación al cuadrado (Ec. 2.29) de los valores de tensión con respecto al valor ideal de voltaje 1.0 pu. [Ballester, 2008].

Funciones Objetivos:

$$F_i = |[V_i] - [U]| \quad (2.28)$$

$$F_i = ([V_i] - [U])^2 \quad (2.29)$$

Para el circuito Sta. Inés se escogieron ocho (8) nodos, se hizo una corrida de flujo de carga con el banco de reguladores en cada posición y se calcularon las funciones antes mencionadas, luego la función que obtuvo la menor desviación ese considero como la posición optima para la reubicación de dicho banco de reguladores (Anexos digitales).

El resultado arrojado fue que la posición óptima para la reubicación de este banco de reguladores es en el nodo 9 a 9.67 km de la S/E. En la tabla 13 se puede observar los valores promedios de desviación en cada nodo. En estos bancos de reguladores el control fue establecido para que se ajustaran lo más cercano a 1.05 pu debido a la longitud de los circuitos ya que así se aprovecha el máximo porcentaje de regulación que puede entregar dichos reguladores.

En la tabla 4.1 se tienen una serie de parámetros los cuales son la nomenclatura de los postes donde se ubico el banco de reguladores, el promedio de la función $F(i)$ “PMF(i)” llamado desviación mínima y el promedio de la función $F(i)^2$ “PMF(i)²” llamado desviación mínima cuadrática.

Tabla 4.1. Valores promedios de desviación mínima para la ubicación óptima del banco de reguladores del circuito Sta. Inés

Posición del Banco de Reguladores del circuito Sta. Inés.							
19D300924 (5)		266509 (7)		8D300982 (9)		12D300982 (11)	
PMF(i)	PMF(i) ²	PMF(i)	PMF(i) ²	PMF(i)	PMF(i) ²	PMF(i)	PMF(i) ²
0.09540324	0.00980398	0.968239	0.01002056	0.05385806	0.00315509	0.04567552	0.00227208
18D300982 (13)		A268170 (14)		2D268176 (16)		6D268176 (18)	
PMF(i)	PMF(i) ²	PMF(i)	PMF(i) ²	PMF(i)	PMF(i) ²	PMF(i)	PMF(i) ²
0.0373683	0.0015483	0.0308972	0.00110383	0.04028592	0.00177984	0.03161253	0.00118006

Con la implementación de esta alternativa, se observó en los perfiles de tensión (gráfico 4.2), que todos los niveles de tensión están dentro del rango establecido para todos los años establecidos; de hecho en el año 2008 y 2009 (Anexo 5), algunos nodos tienen una tensión que está por encima del límite de 1.05 pu. Los años del 2010 al 2015 (Anexo 13), se observa que los nodos están dentro de la banda. Esta alternativa solo tiene una vida útil hasta el 2014, debido a que la capacidad del transformador 115/13.8 kV que alimenta este circuito desde la S/E Aguada Grande está cargado en este año a 104.5%.

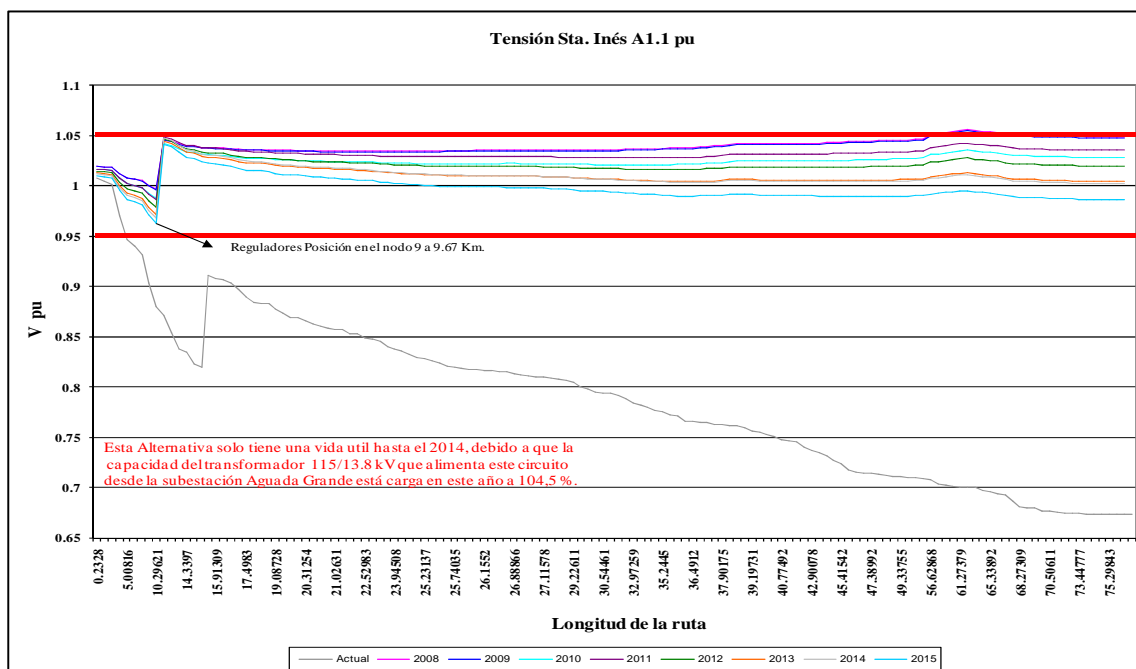


Gráfico 4.2. Perfil de voltaje del circuito Sta. Inés alternativa 1.1

4.1.3 Alternativa 2: Reubicación y colocación de bancos de reguladores

En esta alternativa se aplicó el método explicado en la alternativa anterior para la ubicación óptima de reguladores. Se reubicaron los bancos de reguladores existentes y se ubicaron nuevos bancos de reguladores; terminando como criterio que solo se podrían colocar un máximo de dos bancos de reguladores en cascada. Los puntos de estudio para la ubicación óptima de los bancos de reguladores se escogieron de la siguiente forma, para el primer banco de reguladores se estudió el perfil de voltaje del circuito actual y se escogieron diez nodos cercanos al punto donde este perfil se salía del rango permitido; para el segundo banco de reguladores se estudio el perfil de voltaje del circuito con el primer banco ubicado de manera óptima, y se escogieron diez nodos cercanos al punto donde el perfil se salía del rango.

En el gráfico 4.3, se puede notar los puntos de ubicación óptima para los bancos de reguladores; el primer banco se ubicó en el nodo 9, el cual se encuentra a 5 km de la subestación Aguada Grande, y el segundo banco de reguladores se ubicó en el nodo 15 a 14.96 km de la mencionada S/E. Cabe destacar que estos fueron los nodos que tuvieron el promedio mínimo de desviación.

Se puede observar que para el año 2008 (Anexo 14), ya a partir del nodo 99 a 43.79 km el perfil de voltaje se sale del rango establecido, esta alternativa tiene una vida útil de uno a dos años y esto se debe a que existe un efecto de carga represada, esto quiere decir que el circuito solo maneja la carga que el circuito le aguanta, y los habitantes solo demandan lo que se puede manejar, pero al introducir una mejora en el circuito automáticamente la demanda sube y vuelven a caer los niveles.

En el año 2010 (Anexo 6), se encuentra casi la totalidad del circuito fuera del rango de tensión permitida. Esta alternativa, representa una solución corta para el sistema ya que a partir del 2010 el sistema no soporta y se produce un bote de carga.

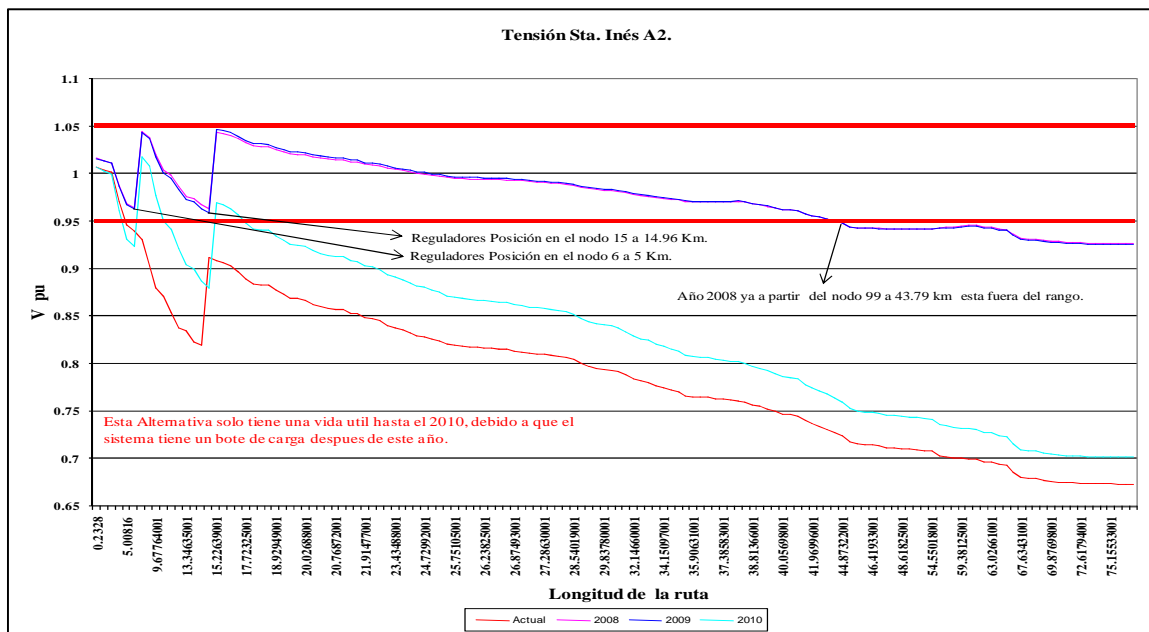


Gráfico 4.3. Perfil de voltaje del circuito Sta. Inés alternativa 2

4.1.4 Alternativa 3: Construcción de una subestación en la población de Sta. Inés

En esta alternativa se propone la construcción de una subestación en la población de Sta. Inés, denominada subestación “Sta. Inés”, con la cual se dividirá el circuito actual en tres circuitos más cortos (Anexo 7). Los circuitos obtenidos son los siguientes: el circuito Sta. Inés I, que es el circuito que parte de la barra de 13.8 kV de la subestación Aguada Grande hacia adelante hasta el nodo 14 a 14.33 km de la S/E Aguada Grande; el circuito Sta. Inés II que parte de la barra de 13.8 kV de la nueva subestación Sta. Inés regresando hacia la subestación Aguada Grande hasta el nodo 16 a 11.38 km de la nueva subestación; y por último el circuito Sta. Inés III que parte de la barra de 13.8 kV de la nueva subestación Sta. Inés hasta el último nodo del circuito actual con una longitud de aproximadamente 50 km.

La ubicación de la subestación se hizo por el método explicado en el capítulo II en la sección 2.1.4.3 *Subestaciones Eléctricas*, criterios de diseños, localización. Esta subestación está ubicada en el nodo 53 a 26.35 km de la subestación Aguada Grande.

Los perfiles de voltaje de los circuitos Sta. Inés I (gráfico 4.4), Sta. Inés II (gráfico 4.5) y Sta. Inés III (gráfico 4.6) están desde el año 2008 al 2020 dentro del rango con mucha facilidad.

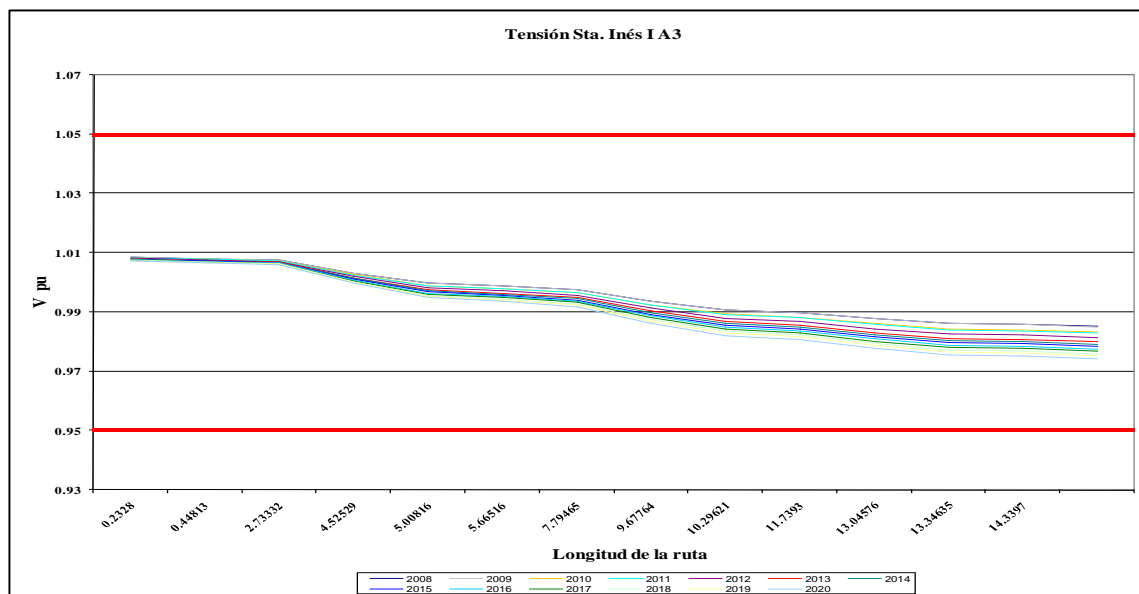


Gráfico 4.4. Perfil de voltaje del circuito Sta. Inés I alternativa 3

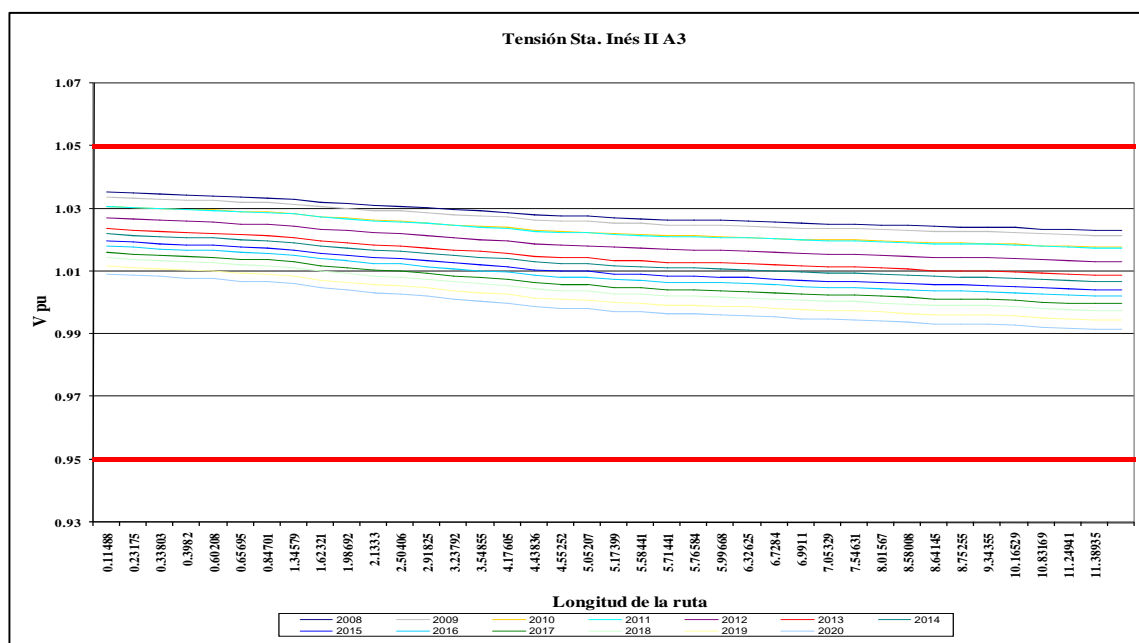


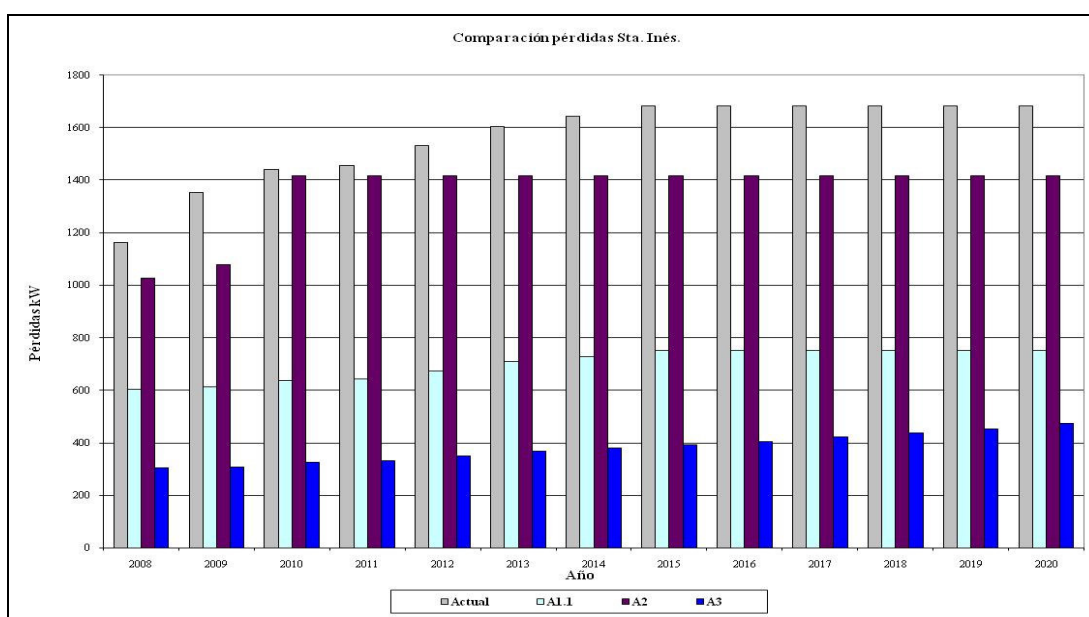
Gráfico 4.5. Perfil de voltaje del circuito Sta. Inés II alternativa 3

Tabla 4.4. Valores de las pérdidas del circuito Sta. Inés para la alternativa 2

Pérdidas del circuito Sta. Inés A2.													
Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Perdidas(kW)	1027.507	1079.215	1416.547	1416.547	1416.547	1416.547	1416.547	1416.547	1416.547	1416.547	1416.547	1416.547	1416.547

Tabla 4.5. Valores de las pérdidas del circuito Sta. Inés para la alternativa 3

Pérdidas del circuito Sta. Inés A3.													
Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Perdidas(kW)	304.487	308.733	326.003	332.034	349.7	369.089	381.73	391.81	405.693	422.193	437.42	452.23	472.891

**Gráfico 4.7. Comparación de los valores de las pérdidas de las distintas alternativas circuito Sta. Inés**

Es evidente que la alternativa 3, es la que tiene menores valores de pérdidas, así mismo, se observa la diferencia entre el circuito actual y la alternativa 3.

4.1.6 Tabla de resultados

En la tabla 4.6, se hace un resumen de los resultados que arrojó el estudio para el circuito Sta. Inés. La alternativa 3 es la que mejores resultados técnicos arroja, tiene los menores valores de porcentaje de pérdidas; todos los nodos del circuito están dentro del rango de tensión permitido, y su vida útil está entre 10 y 15 años.

Circuito Sta. Inés				
	Alternativa 1	Alternativa 1.1	Alternativa 2	Alternativa 3
Descripción	Al circuito sólo se le cambió el conductor de 1/0 ARV a 336 MCM.	Esta es una mejora de la alternativa 1, se hizo el cambio del calibre del conductor y se reubicó el banco de reguladores en el nodo 9 a 9.67 km de la S/E Aguada Grande para su mejor funcionamiento. La vida útil de esta alternativa es de 4 años.	Se reubicó el banco de reguladores existente en el nodo 6 a 5 km de la S/E Aguada Grande y se ubicó un nuevo banco en el nodo 15 a 14.96 km de la misma S/E. La vida útil de esta alternativa es de 1 año.	La nueva subestación Sta. Inés fue ubicada en el nodo 53 a 26.35 km de la S/E Aguada Grande, el circuito ya existente se dividió en 3 circuitos: Sta. Inés I, Sta. Inés II y Sta. Inés III, el banco de reguladores existente se reubicó en el circuito Sta. Inés III en el nodo 80 a 9.26 km de la nueva S/E Sta. Inés. La S/E es alimentada por un expreso en 34.5 de 28 km que viene de la S/E Aguada y la capacidad en 34.5 kV de la S/E se aumenta a 20 MVA. La vida útil es de 10 a 15 años.
$\Delta V\%$	Como se montaron los perfiles de todos los años este valor está entre -1.6% y -8.66%. Gráfico 4.1.	Los niveles de los perfiles de tensión se encuentra entre 2.85% y -2.36%. Gráfico 4.2.	Estos valores están entre -8.79% y -30.32% ver gráfico 4.3.	El rango está entre -1.18% y -8.84% los tres circuitos están dentro del rango y hay un banco de reguladores en el circuito Sta. Inés III. Gráficas 4.4, 4.5 y 4.6.
Δ Pérd. %	Este valor está entre 12.8 y 13.17 %. Con respecto a la demanda total del circuito.	Los valores se encuentran en un rango de entre 15.89% y 17.96%, con respecto a la demanda total del circuito.	Estas pérdidas representan entre 29.9% y 30.5% de la demanda total del circuito.	Los porcentajes de pérdidas están entre 9.03 y 9.9%, con respecto a la demanda total consumida por el circuito.
Pérdidas (kW)	Estos valores se encuentran entre 408.341 kW y 623.272 kW. Ver gráfico 4.7.	El rango en el que se encuentran las pérdidas es de 605.507 kW y 755.883 kW. Gráfico 4.7.	Este rango es bastante elevado se encuentra entre 1027.507 kW y 1416.547 kW. Gráfico 4.7.	Estos valores están entre 304.487 kW y 472.891 kW. Gráfico 4.7.

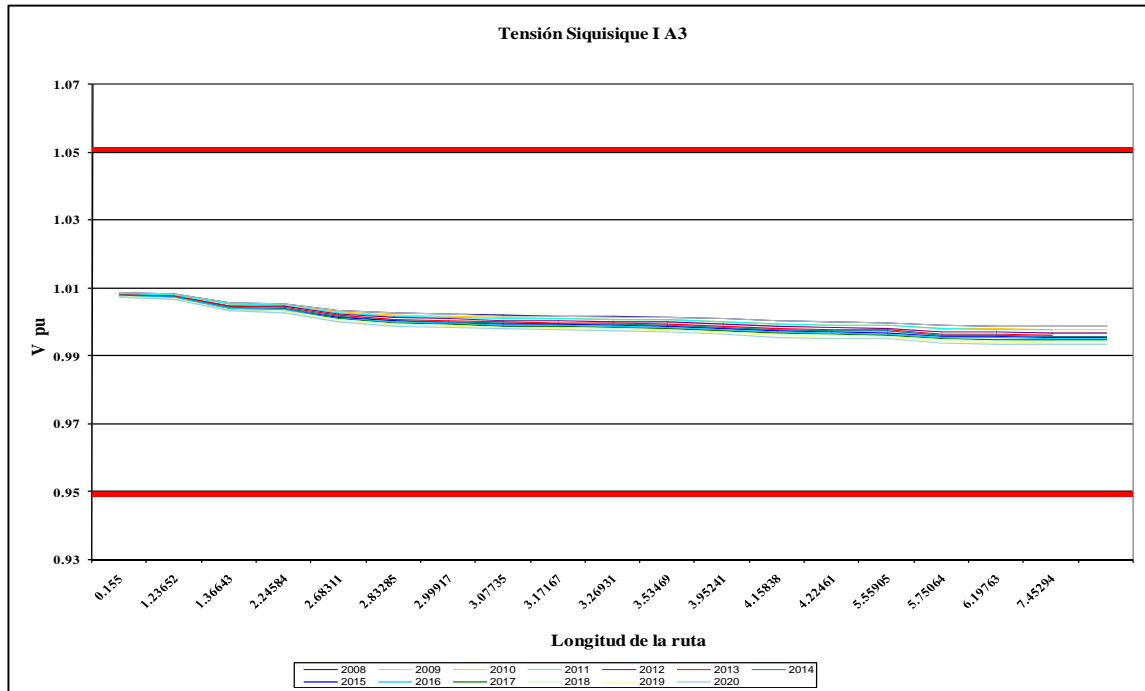


Gráfico 4.9. Perfil de voltaje del circuito Siquisique I alternativa 3

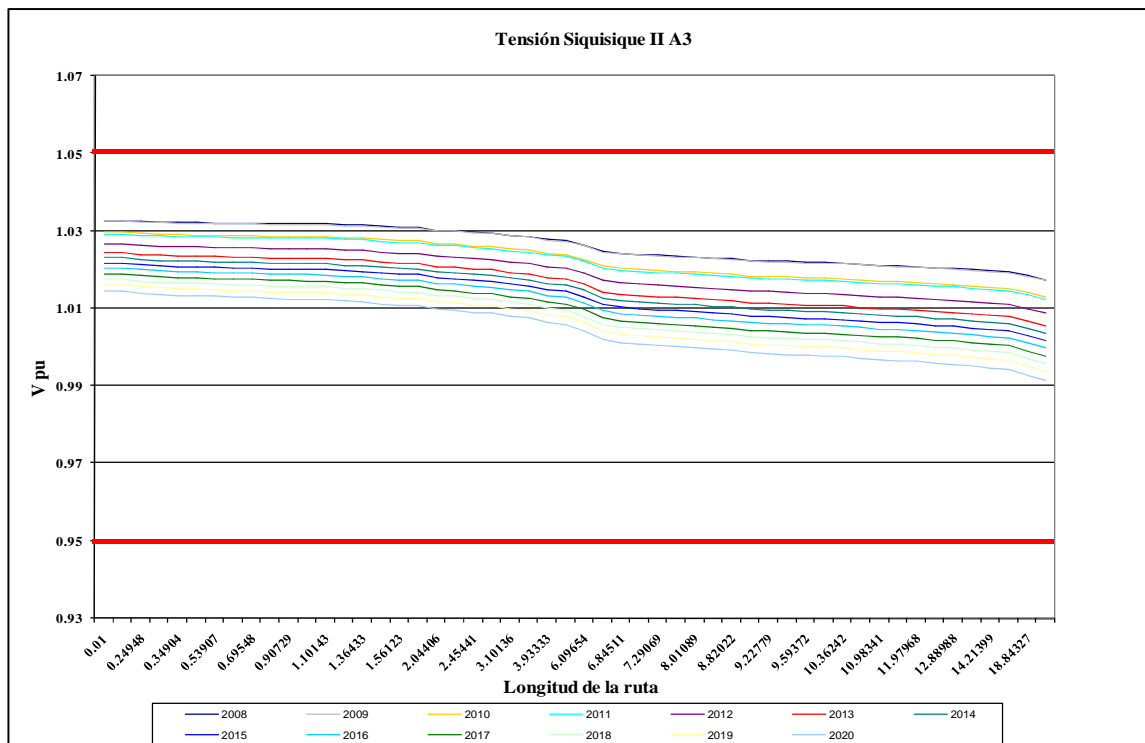


Gráfico 4.10. Perfil de voltaje del circuito Siquisique II alternativa 3

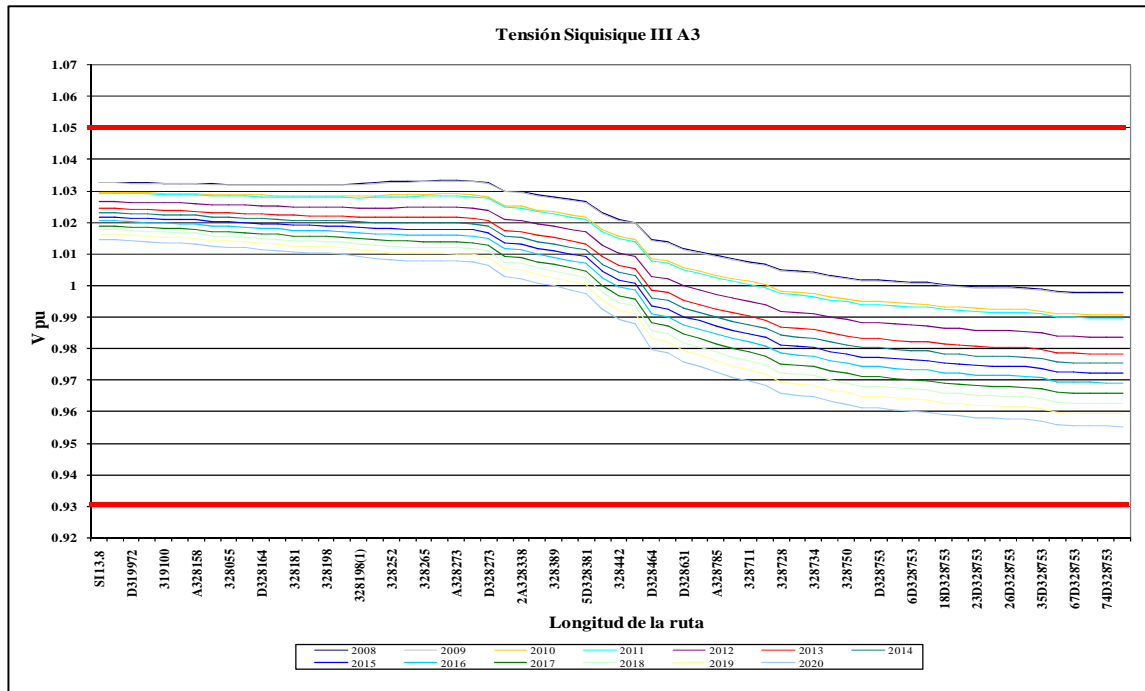


Gráfico 4.11. Perfil de voltaje del circuito Siquisique III alternativa 3

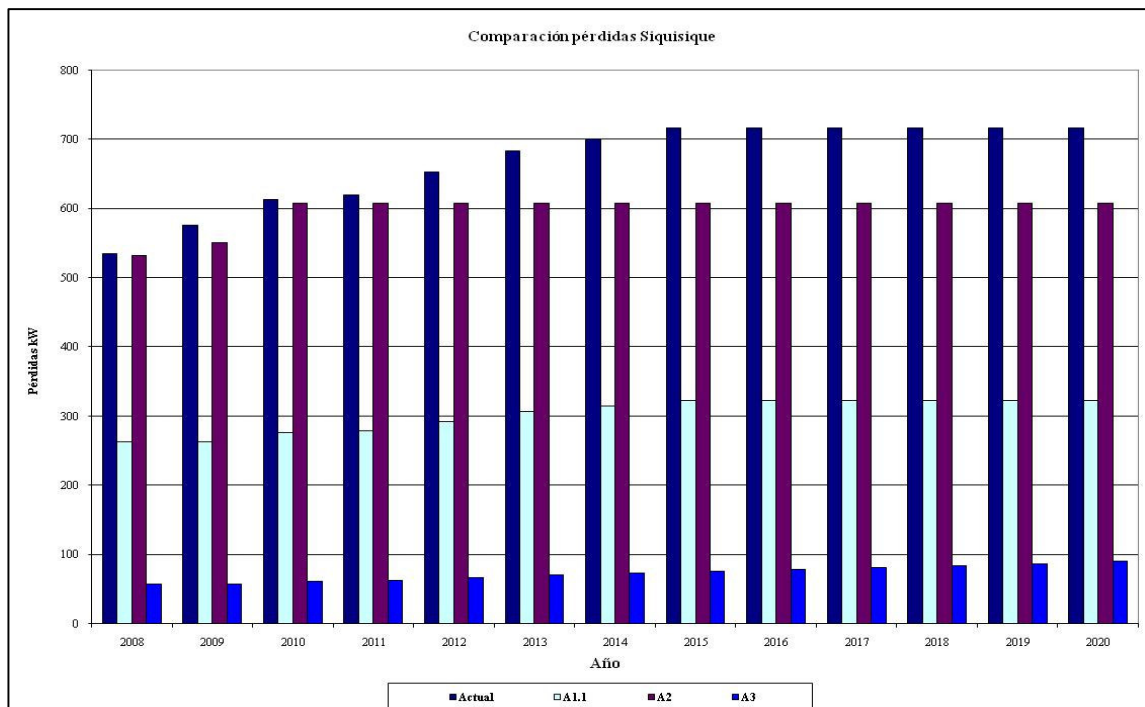


Gráfico 4.12. Comparación de los valores de las pérdidas de las distintas alternativas circuito Siquisique

Circuito Siquisique.				
	Alternativa 1	Alternativa 1.1	Alternativa 2	Alternativa 3
Descripción	Al circuito sólo se le cambió el conductor de 1/0 ARV a 336 MCM.	Esta es una mejora de la alternativa 1, se hizo el cambio del calibre del conductor y se reubicó el banco de reguladores en el nodo 25 a 15.44 km de la S/E Aguada Grande para su mejor funcionamiento. La vida útil de esta alternativa es de 4 años.	Se reubicó el banco de reguladores existente en el nodo 16 a 5.55 km de la S/E Aguada Grande y se ubicó uno nuevo en el nodo 47 a 23.93 km de la S/E. La vida útil de esta alternativa es de 1 año.	La nueva subestación Siquisique fue ubicada en el nodo 73 a 27.76 km de la S/E Aguada Grande, el circuito ya existente se dividió en 3 circuitos: Siquisique I de 7.45 km a partir de la S/E Aguada, Siquisique II de 18.84 km desde la nueva S/E regresando y Siquisique III de 52.34 km desde la nueva S/E hasta el final del circuito actual. Esta se alimenta de un expreso en 34.5 kV de 30 km y la capacidad en 34.5 kV se aumenta a 20 MVA. Su vida útil entre 10 y 15 años.
$\Delta V\%$	Como se montaron los perfiles de todos los años este valor está entre -3.25% y -9.34%.	Los niveles de tensión de los perfiles se encuentra entre 0.26% y 1.98%. Gráfico 4.8.	Estos valores están entre -1.29% y -1.41 %.	El rango está entre -0.97% y -5.81% los tres circuitos están dentro del rango. Gráficos 4.9, 4.10 y 4.11.
Δ Pérd. %	Este valor está entre 6.52 y 6.85 %. Con respecto a la demanda total del circuito.	Los valores se encuentran en un rango de entre 8.77% y 10%. Con respecto a la demanda total del circuito.	Estas pérdidas representan de la demanda total del circuito entre 16.49% y 20.31%.	Los porcentajes de pérdidas están entre 2.17 y 2.45%. Con respecto a la demanda total consumida por el circuito.
Pérdidas (kW)	Estos valores se encuentran entre 155.114 kW y 228.149 kW. Ver gráfico 4.12.	El rango en el que se encuentran las pérdidas es de 262.058 kW y 322.989 kW. Ver gráfico 4.12.	Este rango es bastante elevado se encuentra entre 532.226 kW y 607.182 kW. Gráfico 4.12.	Estos valores están entre 56.942 kW y 90.443 kW. Gráfico 4.12.

4.3 CIRCUITO GUARÍCO

Para este circuito se aplicó la misma metodología que en el caso de Sta. Inés. Se plantearon las mismas alternativas y se evaluaron de la misma manera. Los resultados obtenidos fueron los siguientes (tabla 4.8).

- ✓ Alternativas 1.1 esta alternativa para este circuito arrojó pocas mejoras (Anexo digital), y la gráfica de la alternativa 2 una solución de poco alcance (Anexo digital) se encuentran entre los anexos digitales.
- ✓ Alternativa 3: (Anexo 9) se construyó la nueva subestación llamada “Guaríco” y se ubicó de la misma manera que la subestación Sta. Inés; se dividió en tres circuitos: el circuito Guaríco I que parte de la barra de 13.8 kV de la subestación Aguada Grande hasta los 8.57 km de dicha S/E, el circuito Guaríco II parte desde la barra 13.8 kV de la nueva subestación y se regresa 15.89 km hacia la S/E Aguada y el circuito Guaríco III comienza de la subestación nueva y va hacia el final del circuito actual. Los dos bancos de reguladores existentes se reubicaron en el circuito Guaríco III, el primero en el nodo 52 a 3.94km de la nueva S/E, el segundo en el nodo 68 a 12.12 km de la subestación nueva. La nueva subestación es alimentada con un expreso en 34.5 kV de 26 km de longitud desde la subestación El Tocuyo.
- ✓ Alternativa 3.1: (Anexo 10), es igual que la alternativa 3, sólo que el circuito Guaríco III se dividió en dos circuitos y se creó un circuito Guaríco IV que parte desde la S/E Guaríco con una línea en 336 MCM de 14 km hasta el nodo 75. Se tomó uno de los dos bancos de reguladores existentes en el circuito actual y se reubico en el circuito Guaríco IV en el nodo 76 a 14.39 km de la nueva subestación.
- ✓ Con respecto a las pérdidas se hizo una comparación de las pérdidas que arrojó cada una de las alternativas (grafico 4.18).

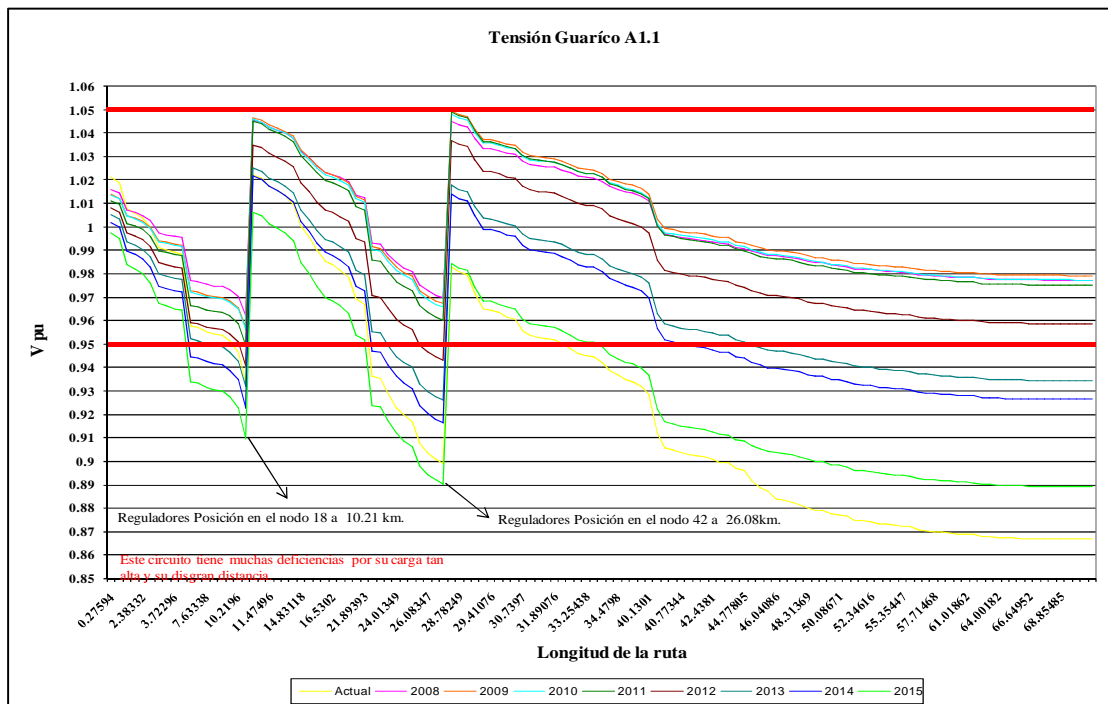


Gráfico 4.13. Perfil de voltaje del circuito Guaríco alternativa 1.1

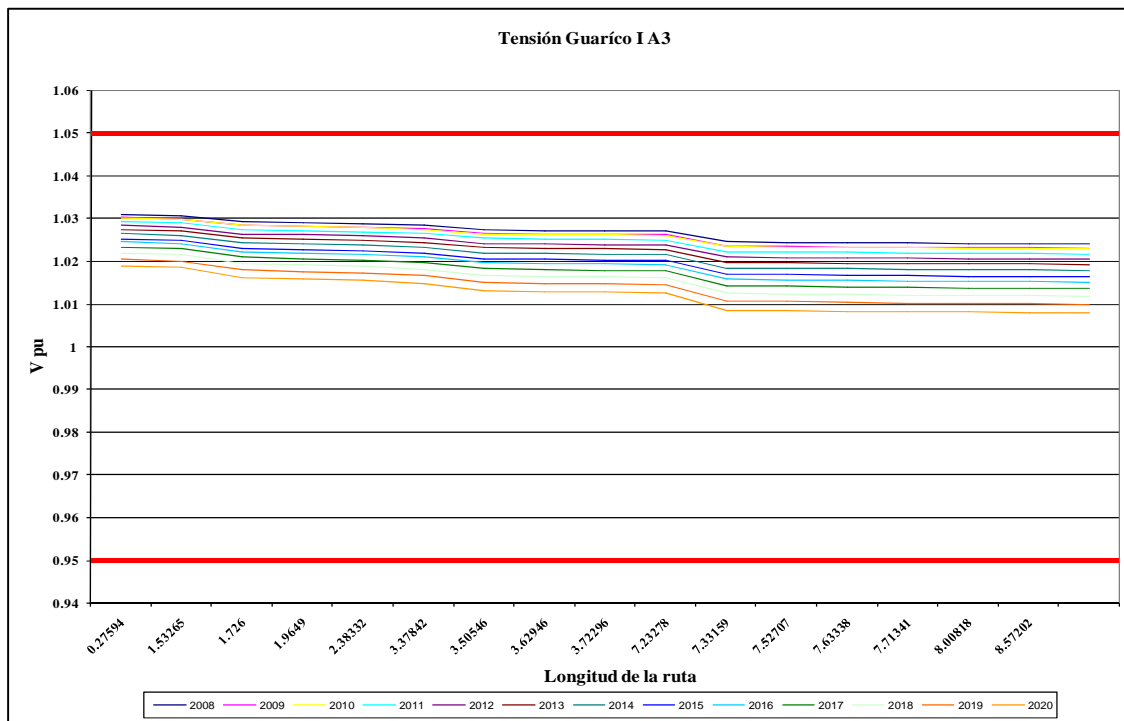


Gráfico 4.14. Perfil de voltaje del circuito Guaríco I alternativa 3.1

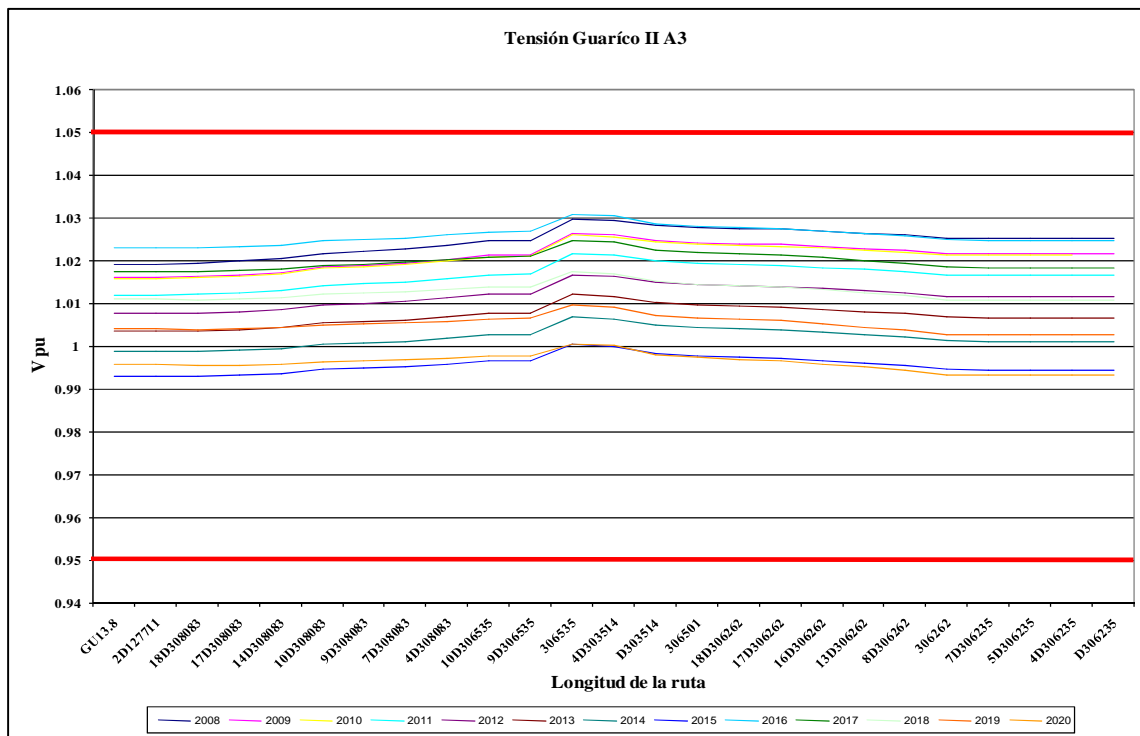


Gráfico 4.15. Perfil de voltaje del circuito Guaríco II alternativa 3.1

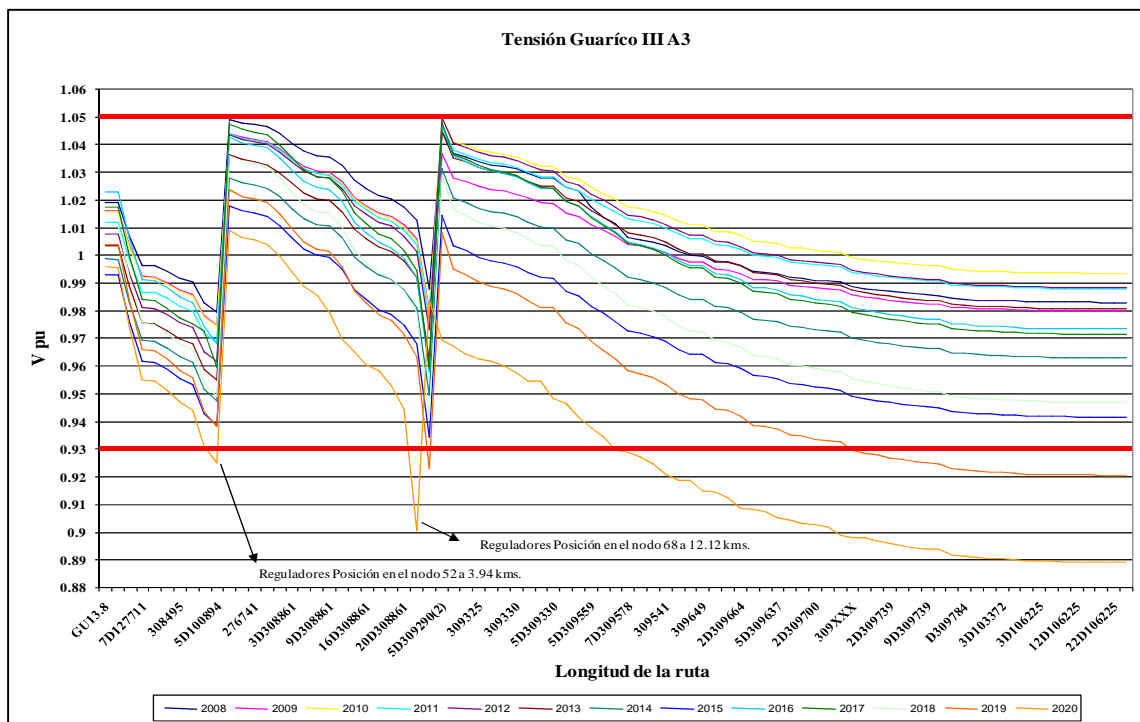


Gráfico 4.16. Perfil de voltaje del circuito Guaríco III alternativa 3.1

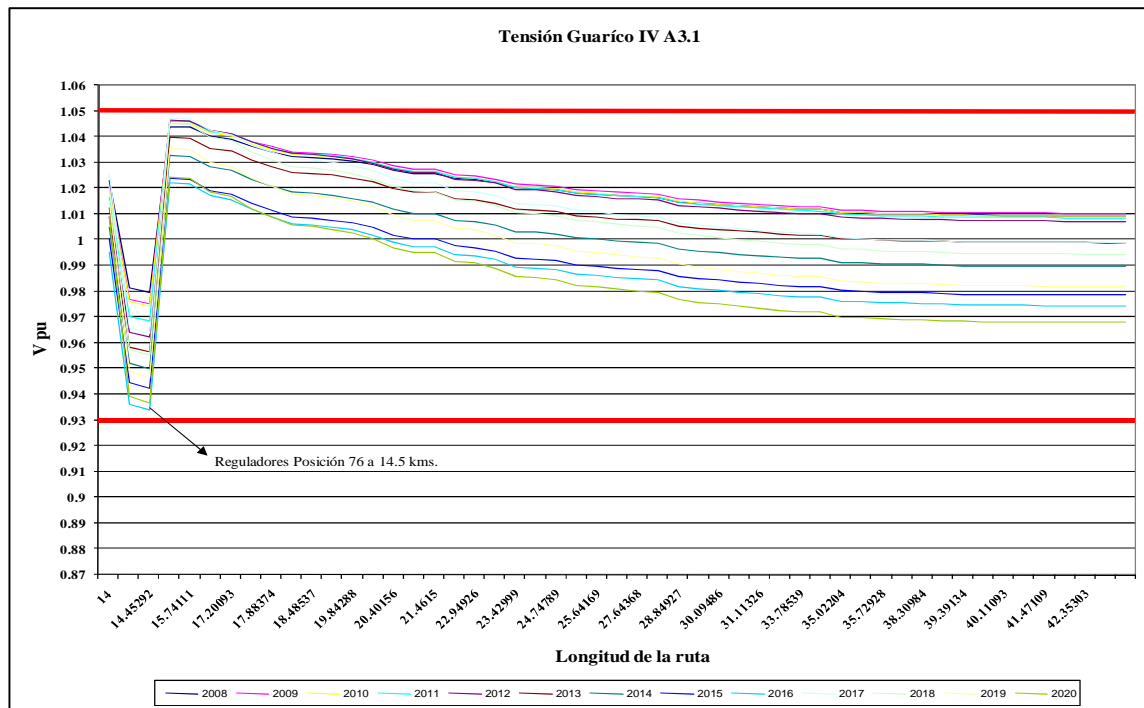


Gráfico 4.17. Perfil de voltaje del circuito Guaríco IV alternativa 3.1

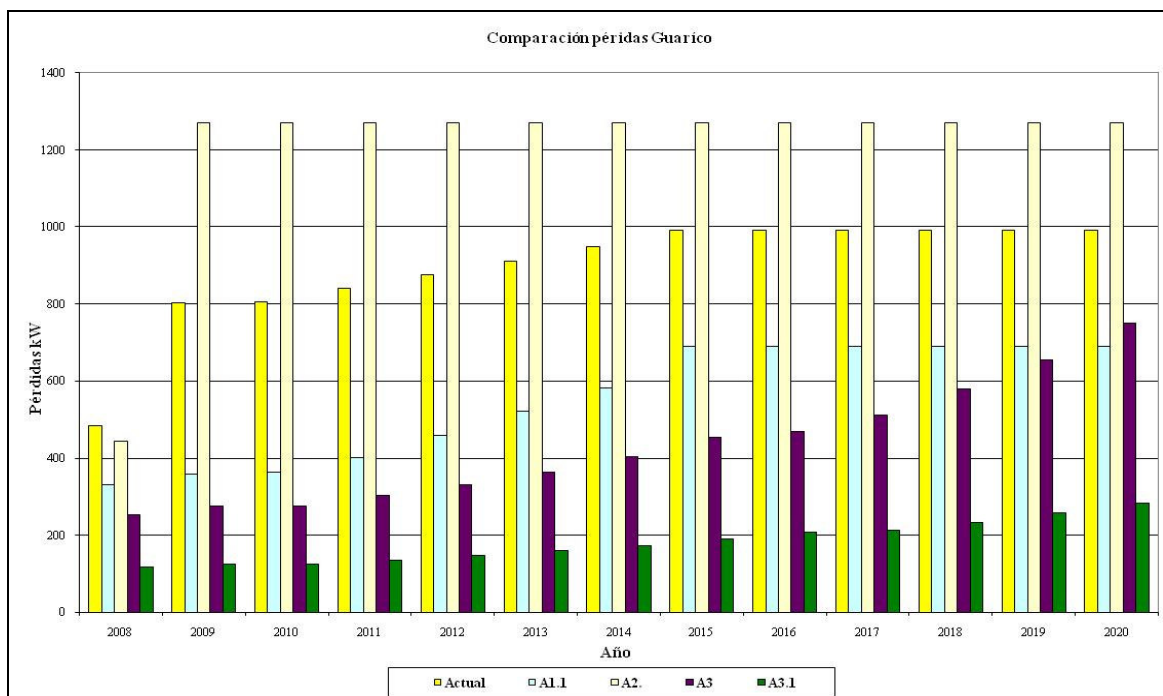


Gráfico 4.18. Comparación de los valores de las pérdidas de las distintas alternativas circuito Guaríco

Circuito Guaríco.				
	Alternativa 1.1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 3.1
Descripción	Esta es una mejora de la alternativa 1, se hizo el cambio del calibre del conductor y la reubicación de los bancos de reguladores determinó que su posición es adecuada. La vida útil de esta alternativa es de 4 años.	Se reubicó el banco de reguladores existente en el nodo 12 a 7.33 km de la S/E El Tocuyo y se ubicó uno nuevo en el nodo 32 a 10.21 km de la S/E. La vida útil de esta alternativa es de 1 año.	La nueva subestación Guaríco fue ubicada en el nodo 44 a 26.56 km de la S/E El Tocuyo, el circuito actual se dividió en 3 circuitos Guaríco I, Guaríco II y Guaríco III. Se reubicaron los dos bancos de reguladores existentes, en el circuito Guaríco III.	Esta alternativa es la alternativa 3 mejorada, se tomó el circuito Guaríco III y se dividió en 2 circuitos y nació el circuito Guaríco IV que comienza en la nueva subestación con una línea 336 MCM de 14 km hasta el nodo 75. Se tomó uno de los dos bancos de reguladores existentes y se reubicó en el circuito Guaríco IV en el nodo 76 a 14.39 km de la subestación Guaríco. Esta se alimenta de un expreso en 34.5 kV de 26 km. La vida útil está entre 10 y 15 años.
ΔV %	Los niveles del perfil de tensión se encuentra entre -3.8% y -10.87%. Gráfico 4.13.	Estos valores están entre -15.79% y -37.97%.	El rango está entre -10.77% y 0.05% los tres circuitos están dentro del criterio. Gráficos 4.14, 4.15 y 4.16.	Los niveles de los perfiles de tensión se encuentra entre -4.08% y 0.06%. Gráficos 4.14, 4.15, 4.16 y 4.17.
Δ Pérd. %	Los valores se encuentran en un rango de entre 10.72% y 14.12%. Con respecto a la demanda total del circuito.	Estas pérdidas representan entre el 14.42% y 26.01% de la demanda total del circuito	Los porcentajes de pérdidas están entre 8.24 y 15.37%. Con respecto a la demanda total consumida por el circuito.	Los porcentajes de pérdidas están entre 3.81 y 5.83%. Con respecto a la demanda total consumida por el circuito.
Pérdidas (kW)	El rango en el que se encuentran las pérdidas es de 330.25 kW y 688.774kW. Ver gráfico 4.18.	Este rango es bastante elevado se encuentra entre 444.437 kW y 1268.506 kW. Gráfico 4.18.	Estos valores están entre 253.957 kW y 749.861 kW. Gráfico 4.18.	El rango en el que se encuentran las pérdidas es de 117.502 kW y 284.283kW. Ver gráfico 4.18.

4.4 CIRCUITO ANZOÁTEGUI

Para este circuito se aplicó la misma metodología que en el caso de Sta. Inés, se plantearon las mismas alternativas y se evaluaron de la misma manera. Los resultados obtenidos fueron los siguientes (tabla 4.9).

- ✓ Alternativa 1.1 metió los perfiles de tensión cercano al criterio establecido (Anexo digital), y la grafica de la alternativa 2 tiene una vida útil de 1 año (Anexo digital) se encuentran entre los anexos digitales.
- ✓ Alternativa 3: (Anexo 11) se construyó la nueva subestación denominada “Anzoátegui” y se ubico de la misma manera que las anteriores, se dividió el circuito actual en 3 circuitos: el circuito Anzoátegui I parte de la barra de 13.8 kV de la subestación El Tocuyo hasta los 15.87 km de dicha S/E, el circuito Anzoátegui II parte desde la barra 13.8 kV de la nueva subestación y se regresa 9.9 km a la S/E El Tocuyo y el circuito Anzoátegui III parte de la subestación nueva va hacia el final del circuito actual. En el circuito Anzoátegui I se reubicó el banco de reguladores restante del circuito Guaríco.
- ✓ Con respecto a las pérdidas se hizo una comparación de las pérdidas que arrojan cada una de las alternativas (gráfico 4.23).

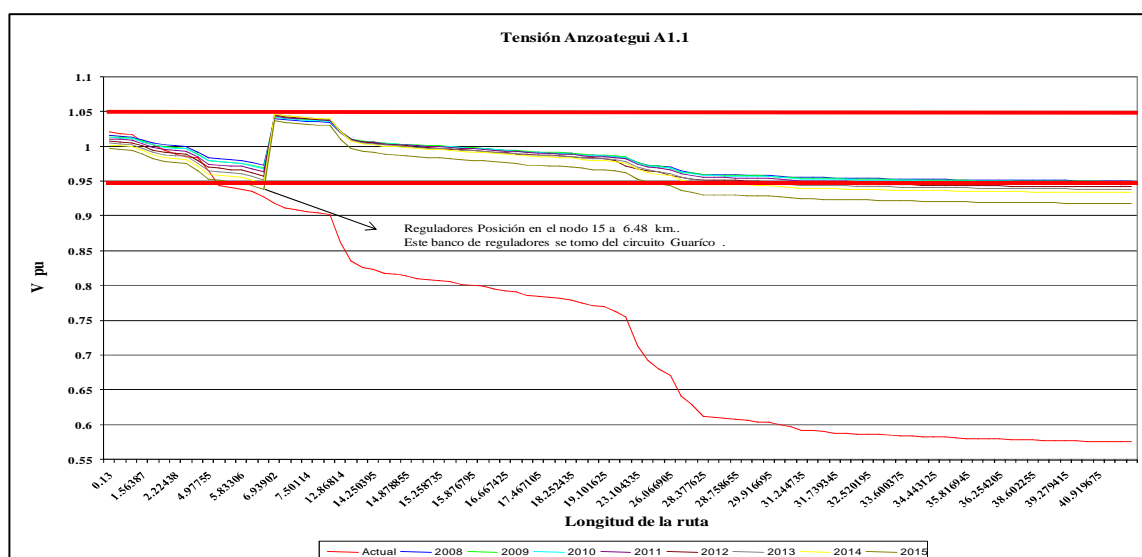


Gráfico 4.19. Perfil de voltaje del circuito Anzoátegui alternativa 1.1

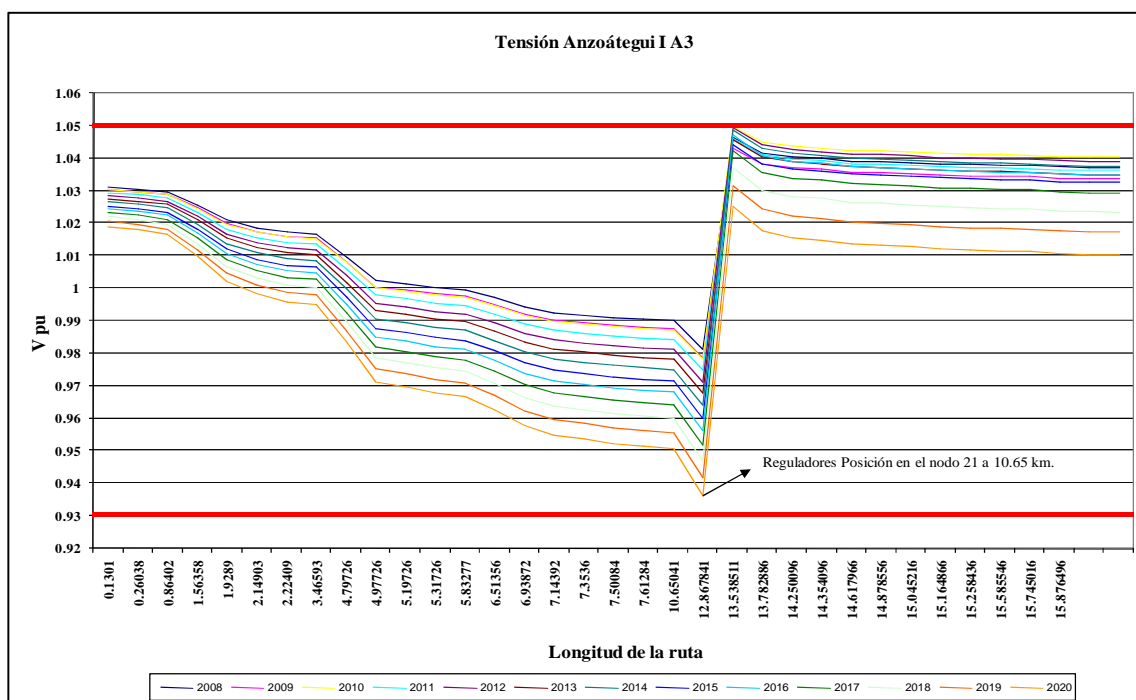


Gráfico 4.20. Perfil de voltaje del circuito Anzoátegui I alternativa 3

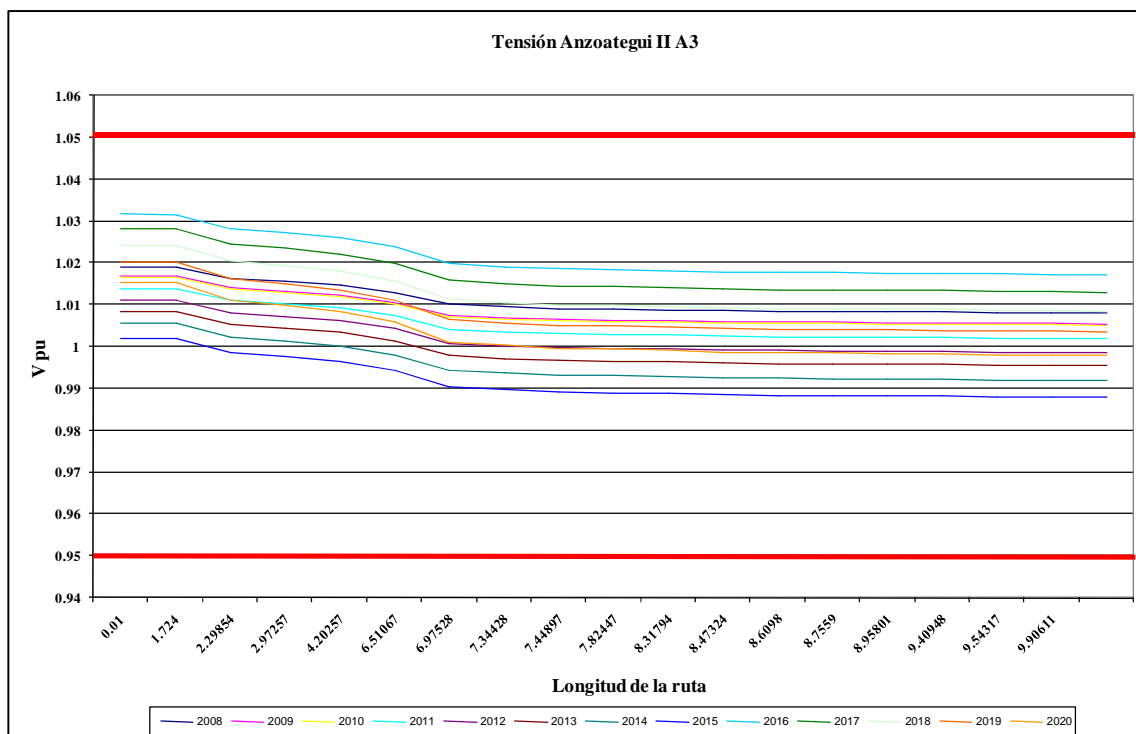


Gráfico 4.21. Perfil de voltaje del circuito Anzoátegui II alternativa 3

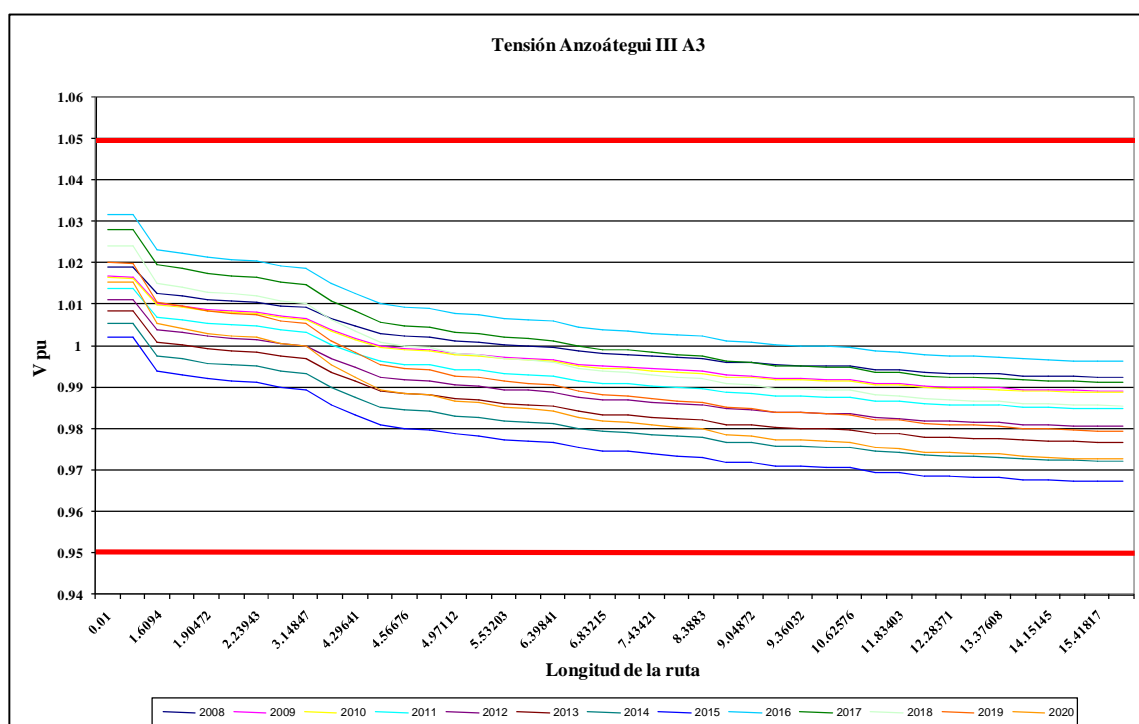


Gráfico 4.22. Perfil de voltaje del circuito Anzoátegui III alternativa 3

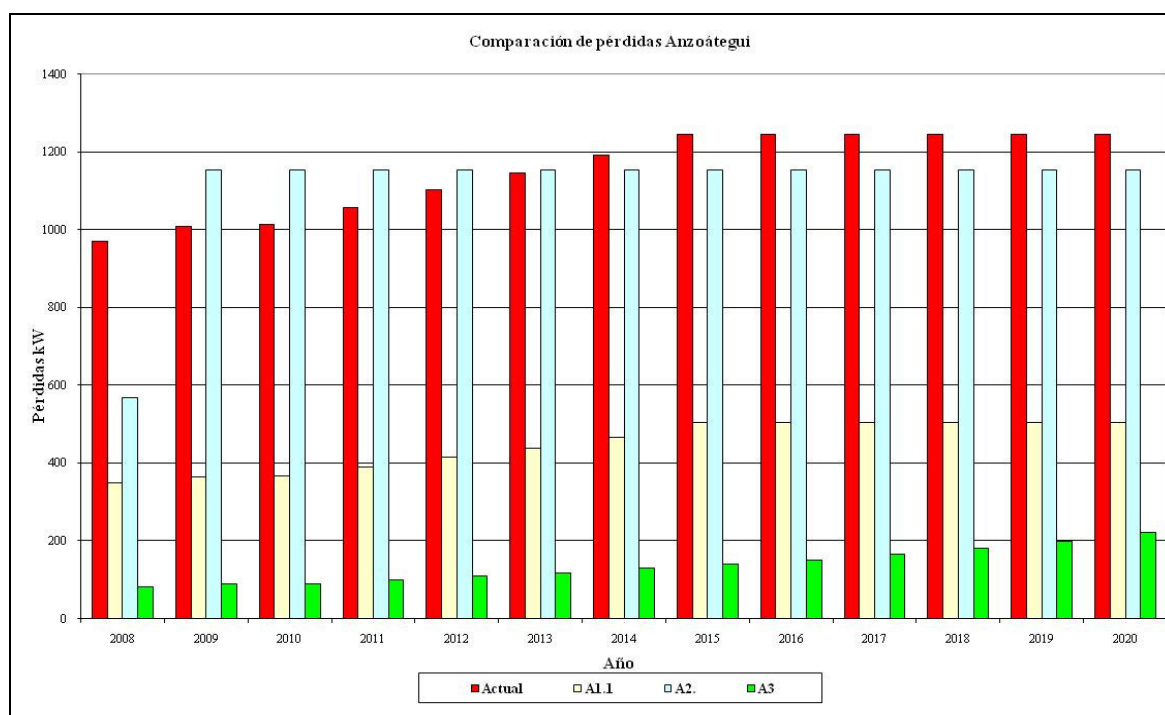


Gráfico 4.23. Comparación de los valores de las pérdidas de las distintas alternativas circuito Anzoátegui

Circuito Anzoátegui			
	Alternativa 1.1	Alternativa 2	Alternativa 3
Descripción	Esta es una mejora de la alternativa 1, se hizo el cambio del calibre del conductor y se ubicó un nuevo banco de reguladores al nodo 15 a 6.48 km de la S/E El Tocuyo. La vida útil de esta alternativa es de 4 años.	Se ubicó un nuevo banco en el nodo 10 a 4.79 km de la S/E El Tocuyo y otro nuevo banco en el nodo 23 a 13.53 km de la S/E. La vida útil de esta alternativa es de 1 año.	La nueva subestación Anzoátegui fue ubicada en el nodo 54 a 26.77 km de la S/E El Tocuyo, el circuito actual se dividió en 3 circuitos: Anzoátegui I, Anzoátegui II y Anzoátegui III. El banco de reguladores sobrante del circuito Guarico se reubicó en el circuito Anzoátegui I en el nodo 21 a 10.65 km de la S/E El Tocuyo. Esta se alimenta con un expreso en 34.5 kV de 15 km. Su vida útil está entre 10 y 15 años.
$\Delta V\%$	Los niveles de los perfiles de tensión se encuentra entre -7.9% y -6.37%. Gráfico 4.19.	Estos valores están entre -16.16% y -29.73 %.	El rango está entre -4.2% y 0.05% los tres circuitos están dentro del criterio establecido. Gráficos 4.20, 4.21 y 4.22.
Δ Pérd. %	Los valores se encuentran en un rango de entre 9.45% y 10.34%. Con respecto a la demanda total del circuito.	Estas pérdidas representan entre 16.87% y 21.62% de la demanda total del circuito.	Los porcentajes de pérdidas están entre 2.44 y 4.13%. Con respecto a la demanda total consumida por el circuito.
Pérdidas (kW)	El rango en el que se encuentran las pérdidas es de 347.748 kW y 503.852 kW. Ver gráfico 4.23.	Este rango es bastante elevado se encuentra entre 567.122 kW y 607.1151.996 kW. Gráfico 4.23.	Estos valores están entre 82.264 kW y 220.299 kW. Gráfico 4.23.

CAPITULO V

ANÁLISIS ECONÓMICO

En este capítulo se le hará un análisis económico a las dos alternativas que dieron los mejores resultados técnicos, con la finalidad de ver la factibilidad económica de los proyectos y compararlos entre sí.

El método aplicado para comparar las alternativas fue el método “Costos Anual Uniforme Equivalente” mejor conocido como el CAUE, este fue explicado en el capítulo 2, en la sección 2.1.12.

5.1. CIRCUITO STA. INÉS

En el caso del circuito Sta. Inés las alternativas evaluadas en el capítulo anterior que arrojaron mejores resultados fueron; la alternativa 1 cambio del calibre del conductor y la alternativa 3 construcción de la nueva subestación Sta. Inés.

Análisis por el CAUE: para la aplicación de este método se deben obtener los ingresos y egresos de cada una de las alternativas, también se necesita saber la vida útil de las alternativas a evaluar. En el caso de estas alternativas se buscaron los siguientes datos:

- ✓ **Inversión Inicial (I.I):** este valor es el costo que tiene la implementación de dicha propuesta.
- ✓ **Costo de Administración Operación y Mantenimiento (AO&M):** este monto es el que se paga cada año para que el sistema esté en buen funcionamiento. Debido al estudio titulado “Estudio de costos eficientes de transmisión en Venezuela” hecho por

Javier de la Rosa. FUNDELEC. Se tiene que el costo de AO&M es un 3.5 % de la inversión inicial del proyecto.

- ✓ **Ingreso de ahorro de costos por pérdidas (I.A.C.P):** este es el costo ahorrado por la disminución de las pérdidas al implementar la alternativa evaluada.
- ✓ **Ingreso por incremento de las ventas:** dado que los sistemas actuales tienen muchos problemas, la demanda exigida por el circuito no puede crecer y al implementar las nuevas alternativas el servicio mejora, y puede vender más energía.

5.1.1 Alternativa 1.1

En esta alternativa se propuso el cambio del calibre del conductor y la reubicación de banco de reguladores existente; pero debido a la geografía de la zona y el descuido del circuito, se reconstruirá todo el troncal principal que en este caso es de 76.57 km. Para determinar el costo inicial de esta alternativa (tabla 5.1), se logró ubicar el costo de construcción de un km de línea en 336 MCM este costo es de 153063.69 BsF. La longitud del troncal principal es de 76.57 km.

Tabla 5. 1. Inversión Inicial de la alternativa 1.1 circuito Sta. Inés

Alternativa A1.1		
Construcción de todo el troncal principal en 13.8 kV con conductor 336		
Descripción	Costos/km (BsF)	kms
Construcción del km de línea 336 MCM	153063.69	76.57
Total de la construcción (BsF)		11720086.74
Estimado con la colocación de los reguladores (BsF)		-12000000

Este valor que se obtuvo al hacer los cálculos tiene un signo negativo porque es un egreso y se redondeó a -12.000.000 debido a la reubicación del banco de reguladores. Para el costo de Administración operación y mantenimiento (AO&M) (tabla 5.2) se determinó por el criterio establecido del 3.5%. El signo negativo es por ser egreso.

Tabla 5.2. Costos de Administración, Operación y Mantenimiento circuito Sta. Inés

Costos de Administración , Operación y Mantenimiento		
Se tomo la estimación que es un 3.5 % anual de la inversión inicial		
Descripción	Estimado	AO&M (BsF)
Costo	0.035	-420000

Con respecto al ahorro de costo de las pérdidas, se determinó la diferencia entre las pérdidas del sistema actual y las pérdidas de las alternativas propuesta para obtener el valor de pérdidas ahorradas. Se determinó el factor de pérdidas FP el cual se explica en el capítulo 2, sección 2.1.4.5.2. Las pérdidas de un año (Ec. 5.1).

$$\text{Pérdidas 1 año (kWh)} = \text{Pérdidasmax(kW)} \times \text{FP} \times 8760h \quad (5.1)$$

Como ahora se habla de que todas las empresas eléctricas se fusionen en una solo empresa CORPOELEC, ya las empresas eléctricas no se compran energía entre sí, entonces hay que atribuirle este ahorro de pérdidas a energía que se está dejando de generar; en las empresas eléctricas se tienen un criterio que dice que las máquinas que primero van a dejar de producir energía son las máquinas a diesel, por lo tanto al ahorrarse esta pérdidas, es energía que se deja de generar y es diesel que se deja de quemar. Este es un diesel que se puede vender en el mercado exterior, por lo tanto es una ganancia que el estado está percibiendo y como CORPOELEC es una empresa del estado la misma también está percibiendo dichas ganancias.

Para determinar cuál es la cantidad de Diesel que se está dejando de quemar en las máquinas de diesel, se investigó el “heat read” de las maquinas a diesel (tabla 5.3) y se tomo el de las maquinas de la nueva planta de generación Argimiro Gavaldon ubicada en el Municipio Palavecinos del Estado Lara, perteneciente a la empresa ENELBAR.

Tabla 5.3. Relación del Diesel consumido en función de los kWh.

Heat read de las unidades de ENELBAR			
Argimiro Gabaldon	AG1	9608	BTU/kWh
Argimiro Gabaldon	AG2	9725	BTU/kWh
Promedio		9666.5	BTU/kWh
Poder calorífico del diesel disponible:		36232	BTU/lt
Relación	0.266794546	lt/kWh	

Se determinó cual es la cantidad consumida de Diesel que se ahorran las máquinas debido al ahorro de las pérdidas. (Ec. 5.2).

$$\text{Diesel ahorrado 1 año (lts)} = \text{pérdidas 1 año(kwh)} \times \text{diesel consumido} \left(\frac{\text{lts}}{\text{kWh}} \right) \quad (5.2)$$

El costo del Diesel en el extranjero es de 0.33962 US\$/lts, el precio del dólar para el cambio es de 2.15 BsF/\$. Se determina el costo ahorrado (Ec. 5.3) (tabla 5.4).

$$\text{Costo ahorro (BsF)} = \text{Diesel ahorrado 1 año (lts)} \times \text{costo del diesel ext} \left(\frac{\text{US\$}}{\text{lts}} \right) \times \text{precio US\$ (BsF)} \quad (5.3)$$

Tabla 5.4. Costos ahorrados por las pérdidas.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Perd. Max (kW)	558.351	739.675	803.207	812.62	857.561	894.713	915.084	930.917
FP	0.7							
Periodo 1 Año (h)	8760							
Perdidas 1 Año (kWh)	3423808.33	4535687.1	4925265.32	4982985.84	5258564.05	5486380.12	5611295.09	5708383.04
Diesel Consumido (lt/kWh)	0.26679							
Diesel Ahorrado 1 Año (lt)	913437.825	1210075.96	1314011.54	1329410.79	1402932.3	1463711.35	1497037.42	1522939.51
Costo del Diesel ext. (US\$/lt)	0.33962							
Costo Ahorrado (US\$)	310221.754	410965.998	446264.598	451494.493	476463.869	497105.649	508423.847	517220.717
Precio del US\$ (BsF)	2.15							
Costo Ahorrado (BsF)	666976.771	883576.896	959468.885	970713.161	1024397.32	1068777.15	1093111.27	1112024.54

El incremento por ingreso de las pérdidas se determinó evaluando la demanda de cada circuito a partir del 2010, el incremento de las ventas está dado por la diferencia entre la demanda de ese año base que es el 2010 y la de los años subsiguientes (tabla 5.5).

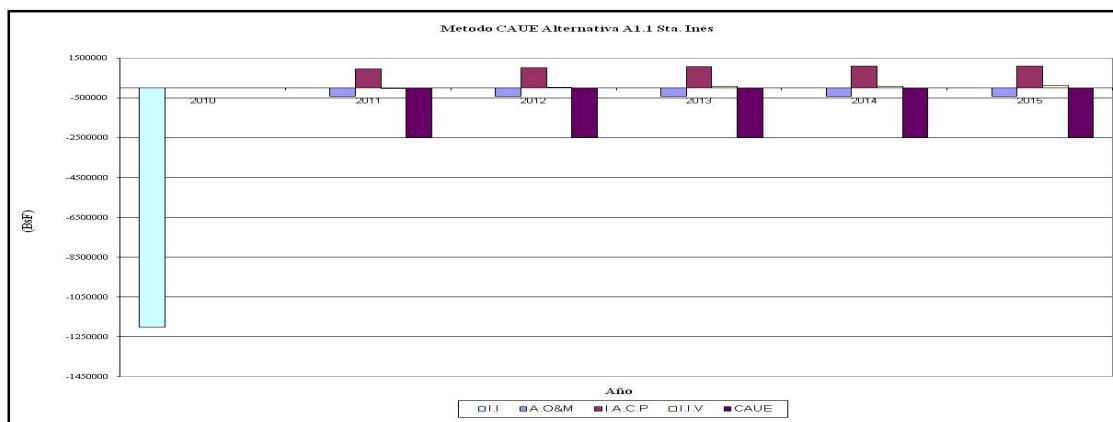
Tabla 5.5. Ingreso por incremento de las ventas

Aumento de Energía Vendida Sta. Inés										
Base Año 2010 (KVA)	3600									
Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda (kVA)	3640	3830	4010	4110	4207	4307	4408	4512	4619	4730
Aumento (kW)	36	207	369	459	546.3	636.3	727.2	820.8	917.1	1017
FC	0.8									
Factor de Energía Vendida	0.8									
Periodo 1 Año (h)	8760									
Aumento de Energía (kWh)	201830.4	1160524.8	2068761.6	2573337.6	3062776.32	3567352.32	4076974.08	4601733.12	5141629.44	5701708.8
Tarifas	De 101 a 500 kWh (BsF/kWh)									
Residencial social	0.0238									
Residencial General	0.07437									
Riego	0.04527									
Se estimo un porcentaje para cada tipo de servicio para el residencial social sera un 70 %, para el residencial general sera un 25 % y para riego sera un 5 %										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
% Residencial social (kWh)	141281.28	812367.36	1448133.12	1801336.32	2143943.42	2497146.62	2853881.86	3221213.18	3599140.61	3991196.16
Residencial social (BsF)	3362.49446	19334.3432	34465.5683	42871.8044	51025.8535	59432.0897	67922.3882	76664.8738	85659.5465	94990.4686
% Residencial general (kWh)	50457.6	290131.2	517190.4	643334.4	765694.08	891838.08	1019243.52	1150433.28	1285407.36	1425427.2
Residencial general (BsF)	3752.53171	21577.0573	38463.45	47844.7793	56944.6687	66325.998	75801.1406	85557.723	95595.7454	106009.021
% Riego	10091.52	58026.24	103438.08	128666.88	153138.816	178367.616	203848.704	230086.656	257081.472	285085.44
Riego (BsF)	456.84311	2626.84788	4682.64188	5824.74966	6932.5942	8074.70198	9228.23083	10416.0229	11638.0782	12905.8179
Total (BsF)	7571.86929	43538.2484	77611.6602	96541.3334	114903.116	133832.79	152951.76	172638.62	192893.37	213905.307

Ya obtenidos todos los parámetros necesarios para evaluar la alternativa por el CAUE, se puede proceder a calcular el mismo, para este se utilizaron los factores de multiplicación. El CAUE (gráfico 5.1), se determina (tabla 5.6).

Tabla 5.6. Método CAUE para la alternativa 1.1 del circuito Sta. Inés

Circuito Sta. Inés						
Alternativa A1.1						
Construcción de todo el troncal principal en 13.8 kV con conductor 336						
Descripción	Costos/km (BsF)	kms				
Construcción del km de línea 336 MCM	153063.69	76.57				
Total de la construcción (BsF)		11720086.74				
Estimado con la colocación de los reguladores (BsF)		-12000000				
Costos de Administración , Operación y Mantenimiento						
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Costo (BsF)	0	-420000	-420000	-420000	-420000	-420000
Ingreso por ahorro de pérdidas						
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Costo Ahorrado (BsF)	0	970713.16	1024397.31	1068777.14	1093111.27	1112024.54
Ingreso por aumento de las ventas						
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total (BsF)	0	7571.86	43538.24	77611.66	96541.33	114903.11
CAUE						
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total (BsF)	0	-2475649.51	-2475649.51	-2475649.51	-2475649.51	-2475649.51
(A/P,10%,5)		0.2638				-3585600
(P/F,10%,1)		0.9091				234612.881
(P/F,10%,2)		0.8264				232814.563
(P/F,10%,3)		0.7513				227206.167
(P/F,10%,4)		0.683				214346.133
(A/F,10%,5)		0.1638				200970.749
					Total (BsF)	-2475649.51



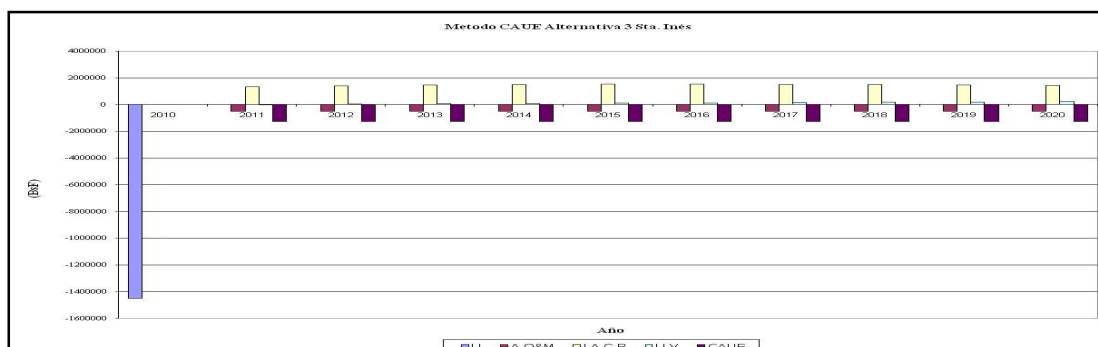
Gráfica 5.1. Gráfica del método CAUE para la alternativa 1.1 del circuito Sta. Inés

5.1.2 Alternativa 3

Para esta alternativa se aplicó el mismo procedimiento. El CAUE se calcula en la tabla 5.7 y con ello, se determinó su diagrama de flujo de caja (gráfico 5.2).

Tabla 5.7. Método CAUE para la alternativa 3 del circuito Sta. Inés

Circuito Sta. Inés												
Alternativa A3												
Construcción de la nueva subestación Guarico												
Descripción	kms	Costo/km (BsF)		Total (BsF)								
Construcción del expreso 34.5 kV (BsF)	28	214516.55		6006463.4								
Construcción de la subestación (BsF)		5433352.8										
Ampliación de S/E El Tocuyo (BsF)		2589755.525										
Estimado incluye la reubicación de los reguladores (BsF)		14029571.73										
		-14500000										
Costos de Administración, Operación y Mantenimiento												
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Costo (BsF)	0	-491035.01	-491035.01	-491035.01	-491035.01	-491035.01	-491035.01	-491035.01	-491035.01	-491035.01	-491035.01	
Ahorro de pérdidas entre el Actual y A3												
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Costo Ahorrado (BsF)	0	1342630.74	1412313.47	1475159.8	1508319.25	1542148.83	1525564.93	1505854.89	1487665.52	1469974.27	1445293.73	
Aumento de Energía Vendida Sta. Inés												
Alternativa A3												
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Aumento de Energía (BsF)	0	7571.869	43538.24	77611.66	96541.33	114903	133832.78	152951.75	172638.61	192893.37	213905.3	
		(A/P, 10%, 10)	0.16275				CAUE (BsF)	-2850910.01			Para el 2020 Ingresos (BsF)	15921313.3
		(P/F, 10%, 1)	0.9091					199770.61				
		(P/F, 10%, 2)	0.8264					195807.105				
		(P/F, 10%, 3)	0.7513					189863.694				
		(P/F, 10%, 4)	0.683					178393.493				
		(P/F, 10%, 5)	0.6209					167447.532				
		(P/F, 10%, 6)	0.5645					152452.809				
		(P/F, 10%, 7)	0.5132					138549.005				
		(P/F, 10%, 8)	0.4665					126055.063				
		(P/F, 10%, 9)	0.4241					114774.908				
		(A/F, 10%, 10)	0.06275					104114.739				
								Total (BsF)				-1283681.05



Gráfica 5.2. Gráfica del método CAUE para la alternativa 3 del circuito Sta. Inés

Para la alternativa 1.1 el CAUE dio -2475649.51BsF y en el caso de la alternativa 3 dió -1283681.05 BsF, esto nos dice que la mejor alternativa es la alternativa 3. Estos valores son negativos debido a que la tarifa eléctrica es muy baja.

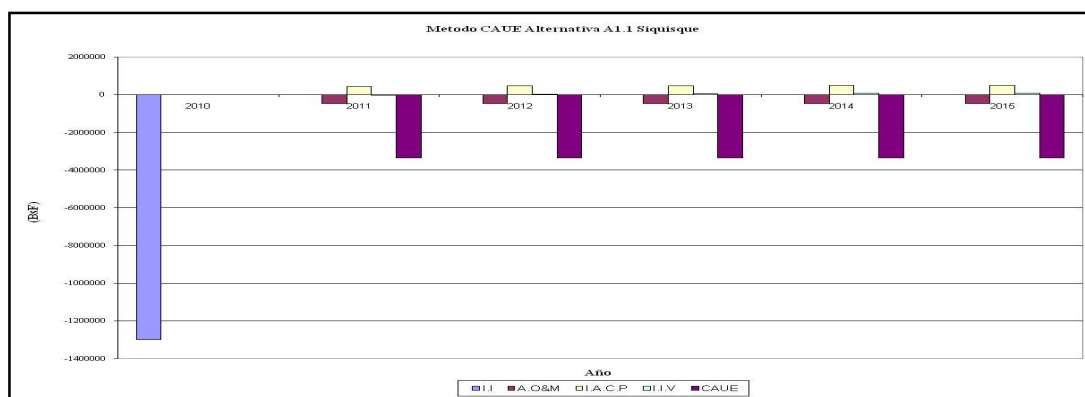
5.2 CIRCUITO SIQUISIQUE

El caso del circuito Siquisique las alternativas evaluadas en el capítulo anterior que arrojaron mejores resultados, fueron, la alternativa 1.1 (tabla 5.8) y la alternativa 3 (tabla 5.9).

5.2.1 Alternativa 1.1

Tabla 5.8. Método CAUE para la alternativa 1.1 del circuito Siquisique

Circuito Siquisique						
Alternativa A1.1						
Construcción de todo el troncal principal en 13.8 kV con conductor 336						
Descripción	Costos/km (BsF)	kms				
Construcción del km de línea 336 MCM	153063.69	81.12				
Total de la construcción (BsF)		12416526.53				
Estimado con la colocación de los reguladores (BsF)		-13000000				
Costos de Administración , Operación y Mantenimiento						
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Costo (BsF)	0	-455000	-455000	-455000	-455000	-455000
Ingreso por ahorro de pérdidas						
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Costo Ahorrado (BsF)	0	436918.96	461095.74	482935.74	494070.37	504291.37
Ingreso por aumento de las ventas						
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total (BsF)	0	6033.83	36203	64360.88	80249.98	95334.566
CAUE						
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total (BsF)	0	-3359590.08	-3359590.08	-3359590.08	-3359590.08	-3359590.08
(A/P,10%,5)		0.2638				-3884400
(P/F,10%,1)		0.9091				106229.195
(P/F,10%,2)		0.8264				108413.274
(P/F,10%,3)		0.7513				108470.326
(P/F,10%,4)		0.683				103478.399
(A/F,10%,5)		0.1638				98218.7283
					Total (BsF)	-3359590.08

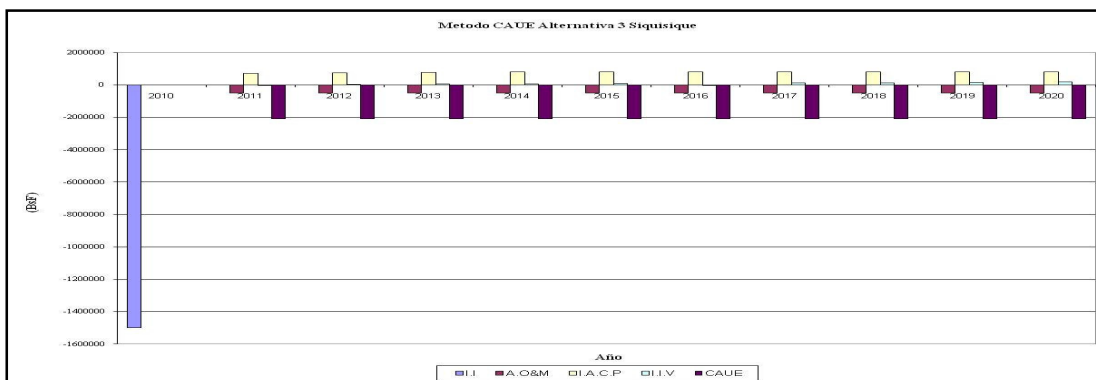


Gráfica 5.3. Gráfica del método CAUE para la alternativa 1.1 del circuito Siquisique.

5.2.2 Alternativa 3

Tabla 5.9. Método CAUE para la alternativa 3 del circuito Siquisique.

Circuito Siquisique											
Alternativa A3											
Construcción de la nueva subestación Siquisique.											
Descripción	kms	Costo/km (BsF)		Total (BsF)							
Construcción del expreso 34.5 kV (BsF)	30	214516.55		6435496.5							
Construcción de la subestación (BsF)		5433352.8									
Ampliación de S/E El Tocuyo (BsF)		2589755.525									
Estimado incluye la reubicación de los reguladores (BsF)		14458604.83									
		-15000000									
Costos de Administración, Operación y Mantenimiento											
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Costo (BsF)	0	-506051.16	-506051.16	-506051.16	-506051.16	-506051.16	-506051.16	-506051.16	-506051.16	-506051.16	-506051.16
Ahorro de pérdidas entre el Actual y A3											
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Costo Ahorrado (BsF)	0	713838.527	750556.783	784715.29	803496.14	821578.176	818228.75	814294.42	810653.186	806855.805	801920.617
Aumento de Energía Vendida Siquisique											
Alternativa A3											
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Aumento de Energía (BsF)	0	6033.83	36203	64360.88	80249.98	95334.566	11022.53	126710.5	143001.85	159896.58	177193.57
		(A/P,10%,10)	0.16275			CAUE (BsF)	-2947301.16			Para el 2020 Ingresos (BsF)	8826144.98
		(P/F,10%,1)	0.9091				106509.452				
		(P/F,10%,2)	0.8264				105816.516				
		(P/F,10%,3)	0.7513				103820.003				
		(P/F,10%,4)	0.683				98235.6721				
		(P/F,10%,5)	0.6209				92655.385				
		(P/F,10%,6)	0.5645				76185.2846				
		(P/F,10%,7)	0.5132				78595.8362				
		(P/F,10%,8)	0.4665				72404.2321				
		(P/F,10%,9)	0.4241				66727.449				
		(A/F,10%,10)	0.06275				61439.4153				
							Total (BsF)				-2084911.91



Gráfica 5.4. Gráfica del método CAUE para la alternativa 3 del circuito Siquisique.

Al comparar los valores del CAUE (gráficos 5.3 y 5.4), para las dos alternativas comparadas, se observa que la mejor es la alternativa 3.

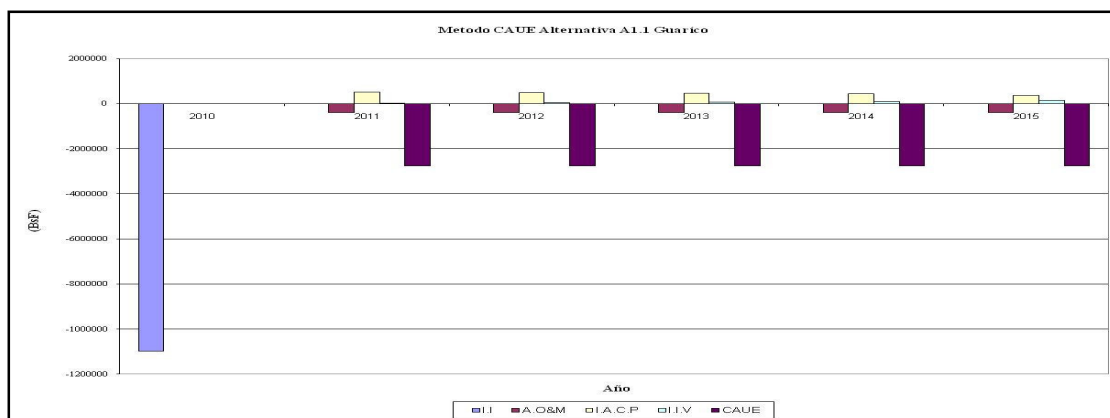
5.3 CIRCUITO GUARÍCO.

En el caso del circuito Guaríco, las alternativas evaluadas en el capítulo anterior que arrojaron mejores resultados, fueron, la alternativa 1.1 (tabla 5.10) y la alternativa 3.1 (tabla 5.11).

5.3.1 Alternativa 1.1

Tabla 5.10. Método CAUE para la alternativa 1.1 del circuito Guaríco

Circuito Guarico						
Alternativa A1.1						
Construcción de todo el troncal principal en 13.8 kV con conductor 336						
Descripción	Costos/km (BsF)		kms			
Construcción del km de línea 336 MCM	153063.69		69.24			
Total de la construcción (BsF)			10598129.9			
Estimado con la colocación de los reguladores (BsF)			-11000000			
Costos de Administración , Operación y Mantenimiento						
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Costo (BsF)	0	-385000	-385000	-385000	-385000	-385000
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Costo Ahorrado (BsF)	0	523942.85	498397.45	466894.84	437477.92	362032.69
Ingreso por aumento de las ventas						
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total (BsF)	0	26501.54	53003.08	79504.62	107899.13	140079.58
CAUE						
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total (BsF)	0	-2745782.38	-2745782.38	-2745782.38	-2745782.38	-2745782.38
(A/P,10%,5)		0.2638				-3286800
(P/F,10%,1)		0.9091				132007.893
(P/F,10%,2)		0.8264				120207.698
(P/F,10%,3)		0.7513				108292.515
(P/F,10%,4)		0.683				98263.5281
(A/F,10%,5)		0.1638				82245.9898
Total (BsF)						-2745782.38

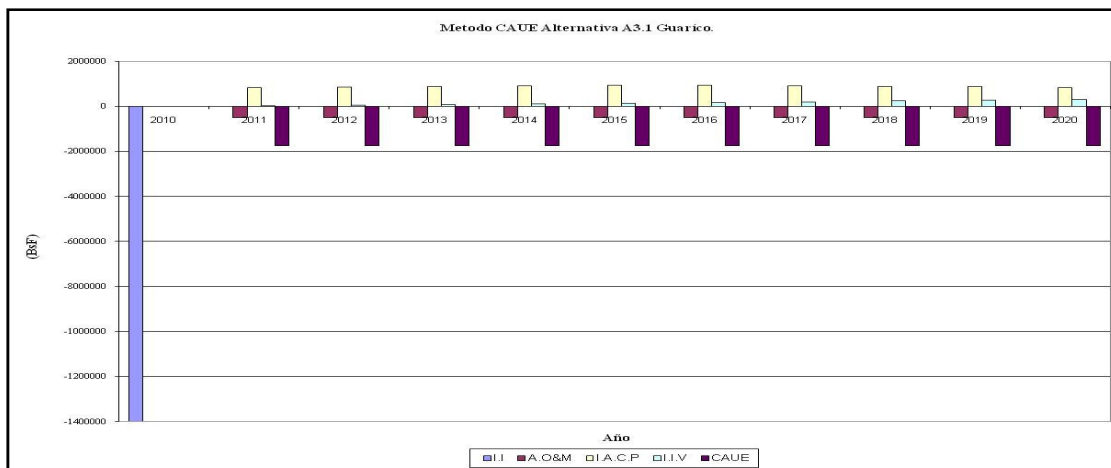


Gráfica 5.5. Gráfica del método CAUE para la alternativa 1.1 del circuito Guaríco

5.3.2 Alternativa 3.1

Tabla 5.11. Método CAUE para la alternativa 3.1 del circuito Guaríco

Circuito Guaríco												
Alternativa A3.1												
Construcción del la nueva subestación Guaríco												
Descripción	kms	Costo/km (BsF)		Total (BsF)								
Construcción del expreso 34.5 kV (BsF)	26	214516.55		5577430.3								
Construcción de línea 13.8 kV (BsF)	14	153063.69		2142891.66								
Construcción de la subestación (BsF)	5433352.8											
Ampliación de S/E El Tocuyo (BsF)	258682.3											
Estimado incluye la reubicación de los reguladores (BsF)	13412357.06											
	-14000000											
Costos de Administración , Operación y Mantenimiento												
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Costo (BsF)	0	-489265.14	-489265.14	-489265.14	-489265.14	-489265.14	-489265.14	-489265.14	-489265.14	-489265.14	-489265.14	
Ahorro de pérdidas entre el Actual y A3.1												
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Costo Ahorrado (BsF)	0	842250.33	870257.69	898208.9	926821.9	957266.13	935606.6	929049.73	904630.79	877546.82	845216.39	
Aumento de Energía Vendida Guaríco												
Alternativa A3.1												
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Aumento de Energía (BsF)	0	26501.54	53003.08	79504.62	107899.13	140079.58	172260.02	204440.47	240406.84	276373.22	314232.57	
		(A/P,10%,10)	0.16275	CAUE (BsF)			-2767765.14	Para el 2020 Ingresos (BsF)				10601556.4
		(P/F,10%,1)	0.9091				128537.073					
		(P/F,10%,2)	0.8264				124175.434					
		(P/F,10%,3)	0.7513				119549.016					
		(P/F,10%,4)	0.683				115017.779					
		(P/F,10%,5)	0.6209				110888.403					
		(P/F,10%,6)	0.5645				101782.338					
		(P/F,10%,7)	0.5132				94672.842					
		(P/F,10%,8)	0.4665				86934.5489					
		(P/F,10%,9)	0.4241				79646.1863					
		(A/F,10%,10)	0.06275				72755.4222					
				Total (BsF)			-1733806.1					



Gráfica 5.6. Gráfica del método CAUE para la alternativa 3.1 del circuito Guaríco.

Comparando los resultados del CAUE (gráficos 5.5 y 5.6), para las dos alternativas evaluadas se determinó que la mejor alternativa es la número 3.1.

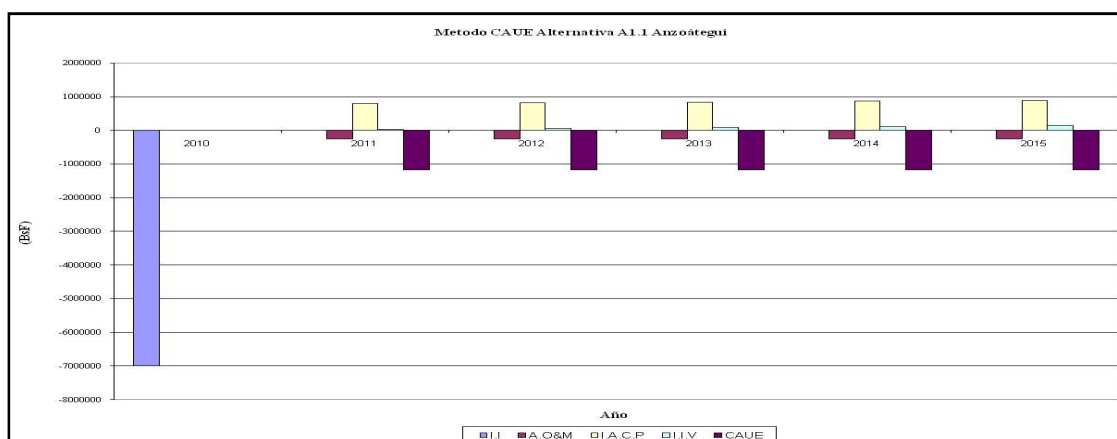
5.4 CIRCUITO ANZOÁTEGUI

En el caso del circuito Anzoátegui, las alternativas evaluadas en el capítulo anterior que arrojaron mejores resultados, fueron, la alternativa 1.1 (tabla 5.12) y la alternativa 3 (tabla 5.13).

5.4.1 Alternativa 1.1

Tabla 5.12. Método CAUE para la alternativa 1.1 del circuito Anzoátegui

Circuito Anzoátegui						
Alternativa A1.1						
Construcción de todo el troncal principal en 13.8 kV con conductor 336						
Descripción	Costos/km (BsF)	kms				
Construcción del km de línea 336 MCM	153063.69	42.21				
Total de la construcción (BsF)		6460818.355				
Estimado con la colocación de los reguladores (BsF)		-7000000				
Costos de Administración , Operación y Mantenimiento						
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Costo (BsF)	0	-245000	-245000	-245000	-245000	-245000
Ingreso por ahorro de pérdidas						
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Costo Ahorrado (BsF)	0	796378.51	822179.54	845995.23	866898.62	883981.84
Ingreso por aumento de las ventas						
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total (BsF)	0	28394.5	58681.98	87076.49	117363.97	151437.38
CAUE						
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total (BsF)	0	-1169901.04	-1169901.04	-1169901.04	-1169901.04	-1169901.04
(A/P,10%,5)				CAUE (BsF)		
(P/F,10%,1)		0.2638				-2091600
(P/F,10%,2)		0.9091				197797.542
(P/F,10%,3)		0.8264				192031.617
(P/F,10%,4)		0.7513				184928.227
(P/F,10%,5)		0.683				177339.906
(A/F,10%,5)		0.1638				169601.668
Total (BsF)						-1169901.04

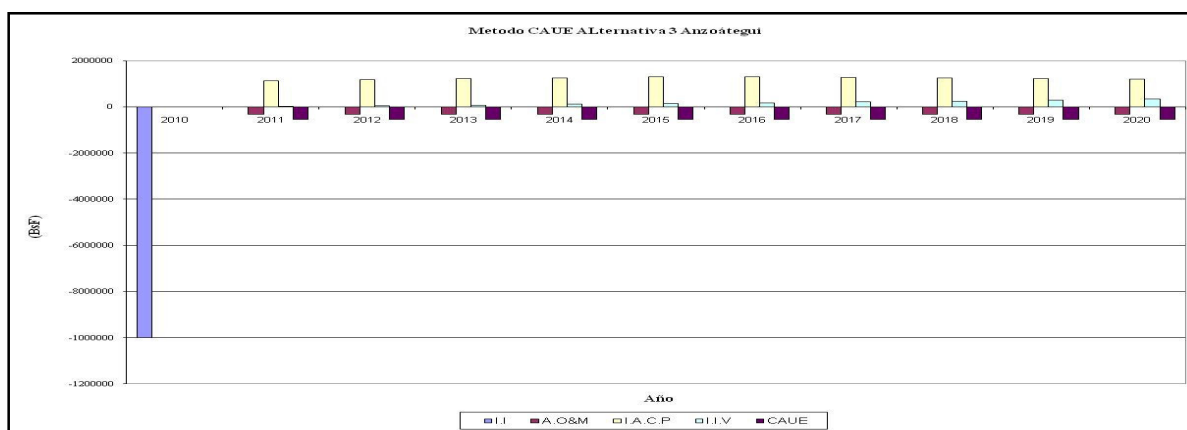


Gráfica 5.7. Gráfica del método CAUE para la alternativa 1.1 del circuito Anzoátegui

5.4.2 Alternativa 3

Tabla 5.13. Método CAUE para la alternativa 3 del circuito Anzoátegui

Circuito Anzoátegui											
Alternativa A3											
Construcción de la nueva subestación Anzoátegui											
Descripción	kms	Costo/km (BsF)		Total (BsF)							
Construcción del expreso 34.5 kV (BsF)	15	214516.55		3217748.25							
Construcción de la subestación (BsF)		5433352.8									
Ampliación de S/E El Tocuyo (BsF)		258682.3									
Estimado incluye la reubicación de los reguladores (BsF)		8909783.35									
		-10000000									
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Costo (BsF)	0	-311842.41	-311842.41	-311842.41	-311842.41	-311842.41	-311842.41	-311842.41	-311842.41	-311842.41	-311842.41
Ahorro de pérdidas entre el Actual y A3											
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Costo Ahorrado (BsF)	0	1143393.35	1187109.02	1227905.2	1269974.77	1317183.29	1304969.04	1287866.71	1268693.03	1247271.2	1222699.36
Aumento de Energía Vendida Anzoátegui											
Alternativa A3											
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Aumento de Energía (BsF)	0	28394.5	58681.98	87076.49	117363.97	151437.38	187403.76	223370.14	261229.49	300981.8	342627.08
		(A/P,10%,10)	0.16275		CAUE (BsF)		-1939342.41		Para el 2018 Ingresos (BsF)		11122052.1
		(P/F,10%,1)	0.9091				173373.072				
		(P/F,10%,2)	0.8264				167554.653				
		(P/F,10%,3)	0.7513				160788.17				
		(P/F,10%,4)	0.683				154214.146				
		(P/F,10%,5)	0.6209				148406.285				
		(P/F,10%,6)	0.5645				137107.834				
		(P/F,10%,7)	0.5132				126223.489				
		(P/F,10%,8)	0.4665				116156.116				
		(P/F,10%,9)	0.4241				106863.944				
		(A/F,10%,10)	0.06275				98224.2344				
							Total (BsF)				-550430.466



Gráfica 5.8. Gráfica del método CAUE para la alternativa 3 del circuito Anzoátegui.

De los resultados obtenidos en el cálculo del CAUE (gráficos 5.7 y 5.8), determiné que la alternativa 3 es la mejor de las dos alternativas comparadas.

CONCLUSIONES

- Se estudiaron cuatro circuitos de distribución, los circuitos Guaríco y Anzoátegui pertenecientes al Municipio Morán; y los circuitos Sta. Inés y Siquisique pertenecientes al Municipio Urdaneta; todos en el Estado Lara. El estudio se realizó a través del estudio de los flujos de carga de dichos sistemas y utilizando la herramienta DigSilent Power Factory.
- Se construyeron los diagramas unifilares de los circuitos de estudio, tomando los mapas de distribución y haciendo un levantamiento de las cargas de cada circuito y las características del mismo. Estos circuitos son similares por el tipo de población en el que están levantados, la demanda de estos circuitos tiene un crecimiento aproximado de 2 a 3% anual y se encuentra entre 2.5 y 5.5 MVA.
- El circuito Sta. Inés presenta muchos problemas de caída de tensión a partir de los 9.59 km el circuito está fuera de la banda de tensión permitida, aunque posee un banco de reguladores a los 14.88 km y éste trabaja en su máximo, el circuito no vuelve a estar dentro de la banda. Su nivel de tensión es de -33.16 %. Sus pérdidas representan el 33.5 % de la demanda consumida en el año 2008.
- Para el circuito Siquisique, presenta también muchos problemas de caída de tensión, esto se encuentra en -15.63 %. Las pérdidas se representan el 21.9 % de la demanda del circuito.
- El circuito Guaríco, es el que presenta más problemas debido a que su carga es elevada, aún y cuando contiene dos bancos de reguladores a lo largo del circuito, el nivel de tensión es de -15.15 % y las pérdidas representan el 25.11 % de la demanda

total del circuito. El circuito Anzoátegui tiene un diagrama unifilar similar a los circuitos anteriores pero es el más corto de los cuatro con una longitud de 42.21 km. Este circuito es el único de los 3 que no posee un dispositivo de corrección de los niveles de voltaje, por ende los niveles de caída de voltaje son muy bajos ya que se encuentran en -43.61 %. Sus pérdidas representan el 28.86 %.

- En virtud de los problemas existentes en los circuitos estudiados, se plantearon tres alternativas, así como algunas mejoras de las mismas, y se evaluaron tanto de manera técnica como de manera económica.
 - ✓ Para los circuitos Sta. Inés, Siquisique y Anzoátegui, las alternativas que dieron mejoras técnicas eficientes son las alternativas 1.1: reconstrucción del troncal principal con conductor 336 MCM y la alternativa 3: construcción de una nueva subestación en las poblaciones mencionadas y seccionamiento del circuito actual en tres nuevos circuitos.
 - ✓ Para los circuitos antes mencionados las alternativas propuestas permitieron ubicar los perfiles de tensión, dentro de la banda de tensión permitida y con las menores pérdidas, solo que la alternativa 3 tiene una mayor vida útil que la alternativa 1.1 y presenta menores valores.
 - ✓ Para el caso del circuito Guaríco se tomaron las alternativas 1.1: reconstrucción del troncal principal con conductor 336 MCM y la alternativa 3.1: construcción de una nueva subestación en la población de Guaríco y seccionamiento del circuito actual en cuatro nuevos circuitos, dichas alternativas permitieron ubicar los perfiles de tensión, dentro de la banda permitida durante el periodo de estudio y con menores pérdidas, con la diferencia de que la alternativa 3.1 presenta una mayor vida útil y menores valores.
- Después de hacer el análisis técnico de las alternativas para cada circuito y determinar las dos mejores alternativas, se les hizo un análisis económico a las mismas. La forma

de evaluar estas dos alternativas fue por medio del método CAUE de donde se concluyó:

- ✓ En los casos de los circuitos Sta. Inés, Siquisique y Anzoátegui, se determinó que la mejor opción fue la alternativa 3 debido a que tiene menor CAUE. Aunque el CAUE obtenido es de signo negativo esto se produce debido a que como esta en una empresa social, las tarifas de pagos son muy bajas. En el caso del circuito Guaríco, la mejor alternativa fue la alternativa 3.1.

RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda la implementación de las alternativas escogidas para cada uno de los circuitos estudiados.
- ✓ Este estudio estuvo limitado, ya que no se realizaron visitas de campo a los circuitos en estudio para ver la topología de los mismos y la geografía de las regiones, es por ello que sería conveniente realizar visitas a cada uno de los circuitos estudiados, sobre todo en aquellos donde se propone construir una subestación y reestructurar los circuitos
- ✓ Hacer una visita de campo para estudiar los puntos de ubicación óptima de los reguladores, de tal manera de verificar si esta ubicación es accesible y corresponde a un buen punto geográfico para la ubicación de los mismos.
- ✓ Estudiar la ubicación de las nuevas subestaciones, para verificar la existencia del terreno más adecuado y la ubicación para la misma.
- ✓ Con la implementación de las alternativas escogidas para cada circuito, realizar nuevos análisis en los que se estudie el cambio del calibre del conductor de los circuitos, ya que el calibre actual es muy pequeño para la longitud de los circuitos.

REFERENCIAS

- BALLESTER NELSON. (2008). *Ubicación óptima de reguladores de voltaje en alimentadores primarios de distribución*. Universidad de los Andes. Trabajo de acenso.
- CIRO FRANCO (2005). *Manual básico del DigSilent Power Factory*. Fundelec.
- ENELBAR, (2004). *Plan de expansión del sistema de transmisión de ENELBAR. Periodo 2006-2015*. Departamento de Planificación y Desarrollo.
- FICHTNER. (2006). *Manual del usuario del Digsilent Power Factory versión 13.1*.
- GRANIER JHON J. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*. Editorial McGraw Hill.
- HARPER GILBERTO E. (1972). *Introducción al Análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencias*. Primera Edición. Editorial Limusa-Wiley.
- HARPER GILBERTO E. (1993). *Elementos de diseño de Subestaciones Eléctricas*. Quinta Edición. Editorial Limusa-Wiley.
- HAYNES LORNA. (1979). *Apuntes y Casos de Ingeniería Económica*. Universidad de los Andes. Guía.
- HUSSEIN M. KHODR (2004). *Reconfiguración Óptima de Sistemas de Distribución de Gran Tamaño*. Universidad Simón Bolívar. Departamento Conversión y Transporte de Energía.
- LA ROSA JAVIER. (2004). *Estudio de costos eficientes de transmisión en Venezuela*. Fundelec.
- MARTÍN RICARDO. (2004). *Guía práctica de Electricidad y Electrónica*. Edición 2004. Editorial Cultural.
- MARTÍN RAÚLL JOSE. (1987). *Diseño de Subestaciones Eléctricas*.
- MUÑOZ JUAN CARLOS. (2005). *Manual de inicio del Power Factory*. Fundelec.
- RANGEL MARIA. (2004). *Análisis técnico-económico para la expansión del Municipio Urdaneta del Estado Lara*. Universidad Nacional Experimental Politécnica Antonio José de Sucre. Decanato de Ingeniería Eléctrica. Informé de pasantía.

RODRIGUEZ MAULIO. (1992). *Análisis de Sistemas de Potencia*. Segunda edición. Editorial de la Universidad del Zulia.

WILLIAM D. STEVENSON JR. (1988). *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Segunda edición. Editorial McGraw Hill.

ZAMORA ABRAHAM. (2007). *Análisis técnico-económico para la expansión del Municipio Torres del Estado Lara*. Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería. Tesis de grado.

ZOPPETTI GAUDENCIO. (1964). *Redes Eléctricas de Alta y Baja Tensión*. Tercera Edición. Editorial Gustavo Gili.



FICHAS TÉCNICAS

Circuito Sta. Inés	
Descripción	<p>La alternativa escogida fue la 3, construcción de una nueva subestación en la población de Sta. Inés. La nueva subestación Sta. Inés fue ubicada en el nodo 53 a 26.35 km de la S/E Aguada Grande, el circuito ya existente se dividió en 3 circuitos: el circuito Sta. Inés I, que es el circuito que parte de la barra de 13.8 kV de la subestación Aguada Grande hacia adelante hasta el nodo 14 a 14.33 km de la S/E Aguada Grande; el circuito Sta. Inés II que parte de la barra de 13.8 kV de la nueva subestación Sta. Inés regresando hacia la subestación Aguada Grande hasta el nodo 16 a 11.38 km de la nueva subestación; y por último el circuito Sta. Inés III que parte de la barra de 13.8 kV de la nueva subestación Sta. Inés hasta el último nodo del circuito actual con una longitud de aproximadamente 50 km., el banco de reguladores existente se reubicó en el circuito Sta. Inés III en el nodo 80 a 9.26 km de la nueva S/E Sta. Inés. La nueva subestación Sta. Inés se alimenta con un expreso en 34.5 kv de 28 km desde la S/e Aguada Grande y la capacidad en 34.5 kV de la (S/E Aguada Grande se aumenta a 20 MVA. La vida útil de esta alternativa es de 10 a 15 años.</p>
$\Delta V\%$	El rango está entre -1.18% y -8.84% los tres circuitos están dentro del rango y hay un banco de reguladores en el circuito Sta. Inés III.
Δ Pérd. %	Los porcentajes de pérdidas están entre 9.03 y 9.9%, con respecto a la demanda total consumida por el circuito.
Pérdidas (kW)	Estos valores están entre 304.487 kW y 472.891 kW.
Análisis económico.	El análisis económico se realizó por medio del CAUE, en este método se enfocaron los ingresos y los egresos del proyectos este se enfoca en el ahorro de las pérdidas. Al implementar las alternativas se produce una disminución en las pérdidas del sistema las cuales se reflejan en energía que se deja de producir por lo tanto las maquinas dejan de quemar diesel, el cual se puede vender en el extranjero y estos son ganancias. Para este circuito se evaluaron las alternativas 1.1 y la 3, fueron evaluadas por el método CAUE, para la alternativa 1.1 el CAUE dio como resultado -2475649.51 BsF y para la alternativa 3 el CAUE arrojó un valor de -1283681.05 BsF. Debido a esto la mejor alternativa es la alternativa 3. Para esta alternativa el costo estimado del proyecto es de -14500000 BsF. El sigo menos, es debido a que son egresos.

Circuito Siquisique.	
Descripción	<p>La alternativa escogida fue la 3. La nueva subestación Siquisique fue ubicada en el nodo 73 a 27.76 km de la S/E Aguada Grande, se dividió en tres circuitos: circuito Siquisique I que sale de la barra de 13.8 kV de la subestación Aguada Grande hasta los 7.45 km, el circuito Siquisique II que parte desde la barra 13.8 kV de la nueva subestación y se regresa 18.84 km y el circuito Siquisique III que parte de la subestación nueva va hacia el final del circuito. La nueva subestación Siquisique está alimentada con un expreso en 34.5 kV de 30 km desde la S/e Aguada Grande y la capacidad en 34.5 kV de la S/e Aguada Grande se aumenta a 20 MVA. Su vida útil está entre 10 y 15 años.</p>
$\Delta V\%$	<p>El rango está entre -0.97% y -5.81% los tres circuitos están dentro del rango.</p>
Δ Pérd. %	<p>Los porcentajes de pérdidas están entre 2.17 y 2.45%. Con respecto a la demanda total consumida por el circuito.</p>
Pérdidas (kW)	<p>Estos valores están entre 56.942 kW y 90.443 kW.</p>
Análisis económico.	<p>El análisis económico se realizó por medio del CAUE, en este método se enfocaron los ingresos y los egresos del proyectos este se enfoco en el ahorro de las pérdidas. Al implementar las alternativas se produce una disminución en las pérdidas del sistema las cuales se reflejan en energía que se deja de producir por lo tanto las maquinas dejan de quemar diesel, el cual se puede vender en el extranjero y estos son ganancias. Para este circuito se evaluaron las alternativas 1.1 y la 3, fueron evaluadas por el método CAUE, para la alternativa 1.1 el CAUE dio como resultado - 3359590.08 BsF y para la alternativa 3 el CAUE arrojó un valor de -2084911.91 BsF. Debido a esto la mejor alternativa es la alternativa 3. Para esta alternativa el costo estimado del proyecto es de -1500000 BsF. El sigo menos, es debido a que son egresos.</p>

Circuito Anzoátegui.	
Descripción	<p>La alternativa escogida fue la 3. La nueva subestación Anzoátegui fue ubicada en el nodo 54 a 26.77 km de la S/E El Tocuyo, el circuito actual se dividió en 3 circuitos: el circuito Anzoátegui I parte de la barra de 13.8 kV de la subestación El Tocuyo hasta los 15.87 km de dicha S/E, el circuito Anzoátegui II parte desde la barra 13.8 kV de la nueva subestación y se regresa 9.9 km a la S/E El Tocuyo y el circuito Anzoátegui III parte de la subestación nueva va hacia el final del circuito actual. Esta subestación se alimenta con un expreso en 34.5 kV de 15 km que viene desde una intersección en la línea El Tocuyo-Humocaro. El banco de reguladores sobrante del circuito Guaríco se reubicó en el circuito Anzoátegui I en el nodo 21 a 10.65 km de la S/E El Tocuyo.</p>
$\Delta V\%$	El rango está entre -4.2% y 0.05% los tres circuitos están dentro del criterio establecido.
Δ Pérd. %	Los porcentajes de pérdidas están entre 2.44 y 4.13%. Con respecto a la demanda total consumida por el circuito.
Pérdidas (kW)	Estos valores están entre 82.264 kW y 220.299 kW.
Análisis económico.	<p>El análisis económico se realizó por medio del CAUE, en este método se enfocaron los ingresos y los egresos del proyectos este se enfoco en el ahorro de las pérdidas. Al implementar las alternativas se produce una disminución en las pérdidas del sistema las cuales se reflejan en energía que se deja de producir por lo tanto las maquinas dejan de quemar diesel, el cual se puede vender en el extranjero y estos son ganancias. Para este circuito se evaluaron las alternativas 1.1 y la 3, fueron evaluadas por el método CAUE, para la alternativa 1.1 el CAUE dio como resultado - 1169901.04 BsF y para la alternativa 3.1 el CAUE arrojó un valor de -550430.466 BsF. Debido a esto la mejor alternativa es la alternativa 3. Para esta alternativa el costo estimado del proyecto es de -1000000 BsF. El signo menos, es debido a que son egresos.</p>

Circuito Guaríco.	
Descripción	<p>La alternativa escogida fue la 3. 1. Esta alternativa es la alternativa 3 mejorada, se construyó la nueva subestación llamada "Guaríco" y se ubicó en la entrada de la población Guaríco en el nodo 44 a 26 km de la S/E El Tocuyo, el circuito actual se dividió en tres circuitos: el circuito Guaríco I que parte de la barra de 13.8 kV de la subestación Aguada Grande hasta los 8.57 km de dicha S/E, el circuito Guaríco II parte desde la barra 13.8 kV de la nueva subestación y se regresa 15.89 km hacia la S/E Aguada se tomó el circuito Guaríco III y se dividió en 2 circuitos y nació el circuito Guaríco IV que comienza en la nueva subestación con una línea 336 MCM de 14 km hasta el nodo 2D309330. Se tomó uno de los dos bancos de reguladores existentes y se reubicó en el circuito Guaríco IV en el nodo 4D309330 a 14.39 km de la subestación Guaríco. Dicha subestación es alimentado por un expreso en 34.5 kV que viene desde la S/E El Tocuyo con una longitud de 26 km.</p>
$\Delta V\%$	Los niveles de los perfiles de tensión se encuentra entre -4.08% y 0.06%.
Δ Pérd. %	Los porcentajes de pérdidas están entre 3.81 y 5.83%. Con respecto a la demanda total consumida por el circuito.
Pérdidas (kW)	El rango en el que se encuentran las pérdidas es de 117.502 kW y 284.283kW. Ver gráfica 27.
Análisis económico.	El análisis económico se realizó por medio del CAUE, en este método se enfocaron los ingresos y los egresos del proyectos este se enfoco en el ahorro de las pérdidas. Al implementar las alternativas se produce una disminución en las pérdidas del sistema las cuales se reflejan en energía que se deja de producir por lo tanto las maquinas dejan de quemar diesel, el cual se puede vender en el extranjero y estos son ganancias. Para este circuito se evaluaron las alternativas 1.1 y la 3.1, fueron evaluadas por el método CAUE, para la alternativa 1.1 el CAUE dio como resultado -2745782.38 BsF y para la alternativa 3.1 el CAUE arrojó un valor de -1733806.1 BsF. Debido a esto la mejor alternativa es la alternativa 3. Para esta alternativa el costo estimado del proyecto es de -14000000 BsF. El signo menos, es debido a que son egresos.