



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

www.bdigital.ula.ve
**DISEÑO - AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN
VIGIA I 115/(34,5; 13,8) kV.**

Autor: Ramírez Guillén Daniel Josué

Mérida, Mayo, 2010

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

**DISEÑO - AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN
VIGIA I 115/(34,5; 13,8) kV.**

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero Electricista

Autor: Ramírez Guillén Daniel Josué

Tutor: Prof. Ricardo Stephens

Asesor: Ing. Laura Peña

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

**DISEÑO - AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN
VIGIA I 115/(34,5; 13,8) kV.**

Autor: Ramírez Guillén Daniel Josué

www.bdigital.ula.ve

Trabajo de grado, presentado como requisito parcial exigido para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de los Andes por el prestigioso jurado de profesores.

Prof. Ballester. Lelis N.

C.I: 13.098.939

Prof. Mora Ernesto.

C.I: 3.499.666

Prof. Stephens Ricardo L.

C.I: 15.175.31

DEDICATORIA

A ti Dios primero que nadie; quien en todo momento has estado presente enseñándome por donde caminar, perdóname por todos mis pecados y a la vez te pido me sigas bendiciendo en el camino que aun me falta recorrer antes de partir de este mundo. Te amo.

A mi hija; Daniela Nicole, quien en estos momentos está en el Cielo junto a Dios. Este primer logro te lo dedico principalmente a ti princesa.

A mi padre; Amable Ramírez, hombre luchador que con su carácter y apoyo ayudó a que esta meta fuera alcanzada, gracias papá por todo.

A mi madre; Consuelo Guillén, mujer temerosa de Dios que con sus palabras de amor, cariño y continuas oraciones ha hecho que este logro hoy sea posible. Dios te cuide siempre mamá.

A mis hermanos; Roberth, Zusi, Freiley, Oscar, Leonardo, Elizabeth, Guendi, Angié y Eric, mis logros es también de ustedes.

A mi esposa; Tania Rojas, quien con su amor y paciencia ha llenado de alegría mi vida. gracias por darme a mi hija bella, te quiero mucho.

Al Profesor Ricardo Stephens; por haber aceptado la tutoría en la elaboración de este trabajo, por compartir sus conocimientos y brindarnos las herramientas necesarias para desenvolvemos como profesionales.

A mis amigos de carrera, sus triunfos son míos y mi triunfo también es de ustedes.

Muchas gracias a todos.

Ramírez G. Daniel J. DISEÑO – AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN VIGIA I 115/(34,5, 13,8) kV. Universidad de Los Andes. Tutor: Prof. Ricardo Stephens. Marzo, 2010.

RESUMEN

La ciudad de El Vigía, Municipio Alberto Adriani del Estado Mérida en los últimos años ha experimentado un importante crecimiento poblacional, este crecimiento que a su vez ha sido acelerado, ha traído consigo graves problemas al sistema eléctrico presente en dicha ciudad, entendiéndose además que esto se resume en un mal servicio debido a sobrecargas en los conductores e importantes caídas de tensión, que de alguna u otra manera intervienen en la continuidad del servicio prestado por la empresa antiguamente llamada CADAPE y ahora CORPOELECT.

En vista de esto y tratando siempre de conseguir rápidas soluciones a los problemas, la Empresa se ha visto en la necesidad de buscar una solución inmediata y efectiva al problema que presenta el Municipio Alberto Adriani, por lo que luego de analizar la situación se ha decidido ampliar la Subestación Vigía I, y con ella ampliar también el pórtico de 13,8 kV y su anexada bahía para proyectar dos (2) nuevos circuitos de distribución, sumados a los ochos (8) que en la actualidad alimentan a dicha ciudad.

Al crearse estos dos (2) nuevos circuitos inmediatamente se les transferirá parte de la carga que presentan los circuitos actuales por lo que a su vez permitirá tener un sistema más holgado y por consiguiente mayor confiabilidad de servicio eléctrico a los suscriptores.

Además de los estudios técnicos y de ingeniería que se detallan en este trabajo, se hace mención del estudio de análisis de inversión de las soluciones adoptadas para así detallar costos de obra.

Descriptor: Proyección de Demanda, Sistema de Distribución, Análisis del Sistema Presente, Ampliación de Subestación.

INDICE GENERAL

		PP
	APROBACIÓN	ii
	DEDICATORIA	iii
	RESUMEN	iv
	INTRODUCCIÓN	1
	CAPÍTULO I	2
1	PRESENTACIÓN DE LA EMPRESA CORPOELEC - CADAFE	2
1.1	CREACION DE LA EMPRESA CORPOELEC	2
1.2	MISIÓN Y VISIÓN DE CORPOELEC	2
1.2.1	Misión	2
1.2.2	Visión	3
1.3	PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACION (2010 – 2019)	3
1.4	RESEÑA HISTORICA DE LA COMPAÑÍA ANÓNIMA DE ADMINISTRACIÓN Y FOMENTO ELÉCTRICO (CADAFE)	4
1.5	FUNCIONES Y DEBERES DEL DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN DE CADAFE	6
	CAPÍTULO II	7
2	PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	7
2.1	DESCRIPCIÓN DE LA ZONA DONDE SE ENCUENTRA INSTALADA LA S/E VIGIA I 115/ (34,5; 13,8) kV	7
2.2	ANTECEDENTES	8
2.3	JUSTIFICACIÓN	8
2.4	IDENTIFICACIÓN Y OBJETO	9
2.5	OBJETIVOS	9
2.5.1	Generales	9
2.5.2	Específicos	10
2.6	METODOLOGÍA	10
	CAPÍTULO III	11
3	MARCO TEÓRICO	11
3.1	PARA LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN	11
3.1.1	Criterios básicos de diseño	11
3.1.2	Esquema adoptado por CADAFE para la S/E Vigía I 115/ (34,5; 13,8) kV	13
3.1.3	Normas para el cálculo del juego de barra y distancias de seguridad	14
3.1.3.1	<i>Objeto y campo de aplicación</i>	14
3.1.3.2	<i>Condiciones generales</i>	14
3.1.3.3	<i>Condiciones específicas</i>	14
3.1.3.4	<i>Métodos de cálculo de barras</i>	16
3.2	SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN	17

3.2.1	El sistema de distribución	17
3.2.2	Subestación de distribución	17
3.2.3	Transformador de distribución	17
3.2.4	Alimentador de distribución	18
3.2.5	Circuito primario de distribución	18
3.2.6	Circuito secundario de distribución	18
3.2.7	Troncal del alimentador	18
3.2.8	Ramal del alimentador	18
3.2.9	Red de distribución	19
3.2.10	Línea de distribución	19
3.3	PARA LA AMPLIACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN	19
3.3.1	Criterios que deben tomarse en el diseño de redes de distribución	19
3.3.2	Centro de carga	20
3.3.3	Caída de tensión en distribución	21
3.3.4	Carga en conductores	21
3.3.5	Regulación	22
3.3.6	Criterio económico	22
3.3.7	Criterio de continuidad de servicio	22
3.3.8	Criterio de capacidad firme	23
3.4	SOLUCIONES A CORTO PLAZO A LOS PROBLEMAS QUE PRESENTAN EN LA ACTUALIDAD LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN	24
3.4.1	Hacer cambio de conductores	24
3.4.2	Reordenar la carga actual	24
3.4.3	Colocación de bancos de condensadores para contrarrestar los efectos reactivos	24
3.4.4	Instalar reguladores de tensión	25
	CAPÍTULO IV	26
4	ESPECIFICACIONES Y ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DE LA S/E VIGÍA I 115/13,8 KV Y PROYECCIÓN DE DEMANDA DE SU SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN 13,8 KV	26
4.1	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN CON EL QUE ES ATENDIDO LA S/E VIGÍA I	26
4.2	DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN VIGÍA I	27
4.3	LEVANTAMIENTO DE CAMPO DE LA S/E VIGÍA I	29
4.3.1	Tramo de transferencia 115 kV	31
4.3.2	Tramo de transformación 115/34,5 kV (LADO: ALTA Y BAJA)	32
4.3.3	Tramo de transformación 115/13,8 kV (LADO: ALTA TENSIÓN)	33
4.3.4	Tramo de transformación N° 1 – 115/13,8 kV (36 MVA)	34
4.3.5	Tramo de transformación N° 2 – 115/13,8 kV (16 MVA)	37
4.3.6	Tramo de transformación N° 3 – 115/13,8 kV (10 MVA)	38
4.3.7	Enlace de barra	39
4.3.8	Celdas	40
4.3.9	Tramo de transferencia 13,8 kV	41
4.3.10	Salida de línea 13,8 kV CIRCUITO N° 1 (D- 105)	42
4.3.11	Salida de línea 13,8 kV CIRCUITO N° 2 (D- 205)	43

4.3.12	Salida de línea 13,8 kV CIRCUITO N° 3 (D- 305)	44
4.3.13	Salida de línea 13,8 kV CIRCUITO N° 4 (D- 405)	45
4.3.14	Salida de línea 13,8 kV CIRCUITO N° 5 (D- 505)	45
4.3.15	Salida de línea 13,8 kV CIRCUITO N° 6 (D- 605)	46
4.3.16	Salida de línea 13,8 kV CIRCUITO N° 7 (D- 705)	46
4.3.17	Salida de línea 13,8 kV CIRCUITO N° 8 (D- 805)	47
4.3.18	Tramo de compensación en 13,8 kV	47
4.3.19	Servicios auxiliares- corriente alterna y corriente continua de la S/E Vigía I	48
4.4	RECORRIDO DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN EN 13,8 KV Y PROYECCIÓN DE DEMANDA	48
4.4.1	Circuito N° 1 (CAÑO TIGRE)	49
4.4.2	Circuito N° 2 (HOSPITAL)	53
4.4.3	Circuito N° 3 (ZONA INDUSTRIAL)	55
4.4.4	Circuito N° 4 (PRIMERO DE MAYO)	56
4.4.5	Circuito N° 5 (PANAMERICANA)	58
4.4.6	Circuito N° 7 (LOS POZONES)	60
4.4.7	Circuito N° 8 (AV. DON PEPE ROJAS)	61
4.5	ESTUDIO DE LOS EFECTOS Y CONSECUENCIAS OBTENIDAS DE LAS PROYECCIONES	63
	CAPÍTULO V	64
	ANÁLISIS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL MAL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GENERAL	64
5		
5.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA PRESENTE DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN PADDE (AÑO: 2009)	65
5.1.1	Circuito N° 1 (CAÑO TIGRE – 2009)	65
5.1.2	Circuito N° 2 (HOSPITAL -2009)	65
5.1.3	Circuito N° 3 (ZONA INDUSTRIAL – 2009)	66
5.1.4	Circuito N° 4 (PRIMERO DE MAYO -2009)	66
5.1.5	Circuito N° 5 (PANAMERICANA – 2009)	67
5.1.6	Circuito N° 7 (LOS POZONES – 2009)	67
5.1.7	Circuito N° 8 (AV. DON PEPE ROJAS – 2009)	68
5.2	ANÁLISIS Y PROPUESTAS	68
5.3	ANÁLISIS Y PREDICCIÓN DE LA DEMANDA A CORTO PLAZO	71
5.4	ANÁLISIS Y PREDICCIÓN DE LA DEMANDA A LARGO PLAZO	72
	CAPÍTULO VI	74
6	DESARROLLO DE LAS SOLUCIONES ADOPTADAS	74
6.1	PARA LA AMPLIACIÓN DE LA S/E VIGÍA I	74
6.1.1	Análisis de la propuesta de aumento de la capacidad en 13,8 kV de la S/E VIGÍA I	74
6.1.2	Análisis de la propuesta de aumento de ampliación del pódico de 13,8 kV	75
6.2	PARA LA AMPLIACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN Y REORDENAMIENTO DE LA CARGA	78
6.2.1	Análisis de la propuesta de aumento de instalación de bancos de reguladores	78
6.2.2	Análisis de la propuesta de cambio de conductor a calibre 4/0 Arvidal	79

6.2.3	Análisis de la propuesta de aumento de construcción de dos nuevos circuitos de distribución en 13,8 kV	80
-------	--	----

	CAPÍTULO VII	89
--	---------------------	----

7	PLAN DE INVERSIONES DE LAS ALTERNATIVAS	89
----------	--	----

7.1	LISTA DE PARTIDAS	89
-----	-------------------	----

7.2	ANÁLISIS DE INVERSIÓN DE LA PROPUESTA DE AUMENTO EN LA CAPACIDAD DE LA S/E VIGÍA I	89
-----	--	----

7.3	ANÁLISIS DE INVERSIÓN DE LA PROPUESTA DE AMPLIACIÓN DEL NÚMERO DE CELDAS DE LA BARRA PRINCIPAL DE 13,8 KV	90
-----	---	----

7.4	ANÁLISIS DE INVERSIÓN DE LA PROPUESTA DE INSTALACIÓN DE BANCOS DE REGULADORES	91
-----	---	----

7.5	ANÁLISIS DE INVERSIÓN DE LA PROPUESTA DE CAMBIO DE CONDUCTOR A CALIBRE 4/0 ARVIDAL DEL CIRCUITO N° 1 Y TRONCALES DEL CIRCUITO N° 7	92
-----	--	----

7.6	ANÁLISIS DE INVERSIÓN DE LA PROPUESTA DE CREACIÓN DE DOS NUEVOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN EN 13,8 KV	93
-----	--	----

7.6.1	Inversión para dos circuitos paralelos a dos actuales	93
-------	---	----

7.6.2	Inversión para dos circuitos con nuevas rutas	94
-------	---	----

7.7	ANÁLISIS DE INVERSIÓN DE LA PROPUESTA DE CONSTRUIR UNA NUEVA SUBESTACIÓN 115/13,8 KV (72 MVA)	95
-----	---	----

7.8	ANÁLISIS ECONÓMICO	97
-----	--------------------	----

	CONCLUSIONES	99
--	---------------------	----

	RECOMENDACIONES	100
--	------------------------	-----

	REFERENCIAS	101
--	--------------------	-----

LISTA DE TABLAS

Tabla	PP	
1.1	Proyectos de expansión que serán construidos dentro del periodo 2010-2012	3
3.1	Variaciones de tensión en condiciones de emergencia permitidas para los diferentes niveles de tensión	19
3.2	Capacidad térmica de conductores de aleación de aluminio (Arvidal) en líneas aéreas	20
4.1	Distribución de la potencia a nivel 13,8 kV de la S/E VIGÍA I	28
4.2	Seccionadores del tramo de transferencia 115 kV, S/E VIGÍA I	31
4.3	Disyuntor del tramo de transferencia 115 kV	31
4.4	Seccionadores del tramo de transferencia 115 kV, S/E VIGÍA I (AT y BT)	32
4.5	Disyuntor del tramo de transformación 115/34,5 kV lado AT y BT	32
4.6	Transformador de potencia 115/34,5 kV (36 MVA)	33
4.7	Seccionadores del tramo de transformación 115/13,8 kV (lado AT)	33
4.8	Disyuntor del tramo de transformación 115/13,8 kV (lado: AT)	34
4.9	Disyuntor llegada a barra del transformador 115/13,8 kV (lado: BT)	36
4.10	Transformador de potencia N°2- 115/13,8 kV (16 MVA)	38
4.11	Transformador de potencia N°3- 115/13,8 kV (10 MVA)	39
4.12	Disyuntor enlace de barra 13,8 kV	40
4.13	Características generales de las celdas	40
4.14	Disyuntor (D-105) salida de línea CTO N° 1	42
4.15	Seccionadores de salida de línea CTO N° 1	42
4.16	Disyuntor (D-205) salida de línea CTO N° 2	43
4.17	Seccionadores de salida de línea CTO N° 2	44
4.18	Datos de demanda en (A) de los circuitos en 13,8 kV de la S/E VIGÍA I	49
4.19	Valores de la proyección en Excel, a corto (año 2014) y mediano plazo (año 2019), CIRCUITO N° 1 (CAÑO TIGRE)	53
4.20	Valores de la proyección en Excel, a corto (año 2014) y mediano plazo (año 2019), CIRCUITO N° 2 (HOSPITAL)	54
4.21	Valores de la proyección en Excel, a corto (año 2014) y mediano plazo (año 2019), CIRCUITO N° 3 (ZONA INDUSTRIAL)	56
4.22	Valores de la proyección en Excel, a corto (año 2014) y mediano plazo (año 2019), CIRCUITO N° 4 (PRIMERO DE MAYO)	58
4.23	Valores de la proyección en Excel, a corto (año 2014) y mediano plazo (año 2019), CIRCUITO N° 5 (PANAMERICANA)	59
4.24	Valores de la proyección en Excel, a corto (año 2014) y mediano plazo (año 2019), CIRCUITO N° 7 (LOS POZONES)	61
4.25	Valores de la proyección en Excel, a corto (año 2014) y mediano plazo (año 2019), CIRCUITO N° 8 (AV. DON PEPE ROJAS)	62

5.1	Resultados del circuito N° 1 (Caño Tigre – 2009)	65
5.2	Resultados del circuito N° 2 (Hospital – 2009)	65
5.3	Resultados del circuito N° 3 (Zona Industrial – 2009)	66
5.4	Resultados del circuito N° 4 (Primero de mayo – 2009)	66
5.5	Resultados del circuito N° 5 (Panamericana – 2009)	67
5.6	Resultados del circuito N° 7 (Los Pozones – 2009)	67
5.7	Resultados del circuito N° 8 (Av. Don Pepe Rojas – 2009)	68
5.8	Capacidad en 13,8 kV al entrar en funcionamiento el nuevo TX de 36 MVA	70
5.9	Resultados del circuito N° 1 (CAÑO TIGRE), con la instalación del regulador de tensión	70
5.10	Resultados del circuito N° 5 (PANAMERICANA), con la instalación del regulador de tensión	71
6.1	Aumento de la capacidad de la S/E VIGÍA I	75
6.2	Características técnicas de las celdas propuestas	76
6.3	Bancos de reguladores propuestos	78
6.4	Propuestas de cambios de conductor calibre 4/0 ARVIDAL	79
6.5	Resultados del análisis de la alternativa de cambio de conductor a 4/0 ARVIDAL	80
6.6	Valores de corriente para los circuitos N° 9 y 10 a corto y mediano plazo ALTERNATIVA (A)	81
6.7	Resultados del análisis para la alternativa (A): Conductor Arvidal 4/0	82
6.8	Resultados del análisis para la alternativa (A): Conductor 336 Arvidal	82
6.9	Cargas asumida por los circuitos 9 y 19 (año 2010)	86
6.10	Seccionadores a operar en la transferencia de carga	86
6.11	Valores de corriente para los circuitos N° 9 y 10 a corto y mediano plazo ALTERNATIVA (B)	87
6.12	Resultados del análisis para la alternativa (B): Conductor Arvidal 4/0	88
7.1	Costo de la obra aumento de capacidad S/E VIGÍA I	90
7.2	Costo y características técnicas de las celdas TABLECEL	91
7.3	Costos de los bancos de reguladores propuestos	91
7.4	Propuestas de cambio de conductor a calibre 4/0 ARVIDAL	92
7.5	Costos de construcción de 2 circuitos paralelos a los circuitos 3 y 8 de S/E VIGÍA I	94
7.6	Costos de construcción de 2 nuevos circuitos con nuevas rutas	94
7.7	Obra de construcción de la nueva S/E VIGÍA I	96
A1	Propuestas a ejecutar de inmediato	102
A2	Obras a corto plazo	102

LISTA DE FIGURAS

Figura		PP
3.1	Pórtico y barra de transferencia en 13,8 kV de la S/E VIGÍA I	12
3.2	Esquema barra principal y transferencia	13
4.1	Diagrama unifilar S/E VIGÍA I (CADAFE, 2006)	30
4.2 (a)	Celdas de 13,8 kV (externa) S/E VIGÍA I	41
4.2 (b)	Celdas de 13,8 kV (interna) S/E VIGÍA I	41
4.3	Gráficos de proyección circuito (Caño Tigre)	52
4.4	Gráficos de proyección circuito (Hospital)	54
4.5	Gráficos de proyección circuito (Zona Industrial)	56
4.6	Gráficos de proyección circuito (Primero de Mayo)	57
4.7	Gráficos de proyección circuito (Panamericana)	59
4.8	Gráficos de proyección circuito (Los Pozones)	60
4.9	Gráficos de proyección circuito (Av. Don Pepe Rojas)	62
6.1	Dimensiones de las celdas propuestas	76
6.2	Bahía para la salida de los 2 nuevos circuitos. S/E VIGÍA I, patio de 13,8 kV	77
6.3	Tanquillas de los conductores que alimentan los nuevos circuitos. S/E VIGÍA I	77

INTRODUCCIÓN

Desde hace muchos años se ha hecho necesario el uso de la energía eléctrica en todas las áreas de nuestras vidas diarias, esto a su vez ha traído consigo el uso inadecuado y muchas veces derroche de energía. En los últimos diez años el país ha experimentado un alto crecimiento de demanda de la preciada energía, por lo que en estos momentos se presentan graves problemas de servicio, debido a este crecimiento a nivel de obras civiles por parte del estado y de organismos privados.

El presente trabajo de grado trata de darle una solución en parte a un problema de déficit de energía eléctrica que en la actualidad presenta el municipio Alberto Adriani y sus alrededores, este problema ha traído considerables consecuencias para los clientes de la empresa CORPOELEC en la ciudad de El Vigía Edo Mérida, por lo que es de suma importancia una solución inmediata al problema. Se elaborará un proyecto técnico de campo con la colaboración de la empresa CORPOELEC y a su vez se proyectará una solución para varios años horizonte al problema.

Además, es de suma importancia destacar que para el presente trabajo de grado se estudiará y analizará el sistema eléctrico de la ciudad de El Vigía haciendo uso de una importante herramienta computacional, el programa PADEE propiedad de la empresa CORPOELEC, utilizado para el análisis y estudios de redes de distribución y herramienta fundamental en la planificación de sistemas eléctricos. Contando con esta importante herramienta, se realiza el estudio del sistema eléctrico de la ciudad, determinando a su vez las condiciones en las que se encuentra el sistema actualmente en el área de distribución y así diseñar de manera correcta el recorrido de nuevos circuitos en 13,8 kV.

CAPÍTULO I

1. PRESENTACIÓN DE LA EMPRESA CORPOELEC - CADAFE

1.1 CREACIÓN DE LA EMPRESA CORPOELEC.

Mediante decreto presidencial número 5.330, de fecha 15 de Julio de 2007 fue creada y pasada a manos del Estado Venezolano la Corporación Eléctrica Nacional.

Esta nueva Empresa es la encargada de realizar las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica Nacional, esta Empresa tiene trazado como plazo de tres (3) años para fusionar como un todo las siguientes compañías eléctricas: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), Energía Eléctrica de Barquisimeto (ENELBAR), Energía Eléctrica de la Costa Oriental (ENELCO), la Empresa Nacional de Generación (ENAGEN), Sistema Eléctrico de Nueva Esparta (SENECA) y la Empresa Energía Eléctrica de Venezuela (ENELVEN).

1.2 MISIÓN Y VISIÓN DE CORPOELEC

1.2.1 Misión

Ser una Corporación con ética y carácter socialista, modelo en la prestación de servicio público, garante del suministro de energía eléctrica con eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad financiera. Con un talento humano capacitado, con conciencia de servidor

público y comprometido con la conservación del ambiente, que promueve la participación de las comunidades organizadas en la gestión de la Corporación, en concordancia con las políticas del Estado para apalancar el desarrollo y el progreso del país, asegurando con ello calidad de vida para todo el pueblo venezolano.

1.2.2 Visión

Desarrollar, proporcionar y garantizar un servicio eléctrico de calidad, eficiente, confiable, con sentido social y sostenibilidad financiera en todo el Territorio Nacional, a través de la utilización de tecnología de vanguardia en la ejecución de los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización del sistema eléctrico nacional, integrando a la comunidad organizada, proveedores y trabajadores calificados, motivados y comprometidos con valores éticos socialistas, para contribuir con el desarrollo político, social y económico del País.

1.3 PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN (2010 – 2012).

Tabla 1.1 Proyectos de expansión que serán construidos dentro del periodo 2010 - 2012.

CENTRAL	CAPACIDAD (MW)	FECHA DE ENTRADA
PLANTA CENTRO	400	FEB - 2010
ALBERTO OLOVERA	300	OCT - 2010
FABRICIO OJEDA	250	OCT - 2010
EZEQUIEL ZAMORA	150	AGO - 2010
CABRUTICA I	150	DIC - 2010
CABRUTICA II	150	FEB - 2011
FABRICIO OJEDA II	250	ABRI - 2011
BACHAQUERO I	150	MAY - 2011
TERMOCENTRO I	180	JUN - 2011

TERMOZULIA III	170	JUN - 2011
BACHAQUERO II	150	JUL - 2011
TERMOISLA	250	JUL - 2011
CUMANA III	170	JUL - 2011
TERMOCENTRO II	180	AGO - 2011
TERMOCENTRO IV	180	AGO - 2011
CUMANA IV	170	SEP - 2011
TAMARE I	150	OCT - 2011
CUMANA V	170	NOV - 2011
TAMARE II	150	DIC - 2011
CUMANA VI	170	ENE - 2012
BACHAQUERO III	170	MAR - 2012

1.4 RESEÑA HISTÓRICA DE LA COMPAÑÍA ANÓNIMA DE ADMINISTRACIÓN Y FOMENTO ELÉCTRICO (CADAPE).

La Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAPE) es la encargada del suministro eléctrico a más de un 80% del territorio nacional, en el año 2007, esta empresa pasa a formar parte de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC).

Por muchos años prestigiosa compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, CADAPE, fue creada en el año 1958. Esta compañía es creada con el fin de optimizar la administración y la operación de las empresas de electricidad dependientes del estado venezolano que estaban repartidas en todo el país. Desde ese momento la naciente pero pujante empresa desarrolló una infraestructura eléctrica en Generación, Transmisión y Distribución, logrando un alto grado de electrificación en Venezuela, lo cual le permite atender hoy en día más del 80% del territorio nacional.

Gracias a la presencia de CADAPE, a nivel nacional se ha hecho posible el funcionamiento de empresas vitales y estratégicas para el país tales como la industria metalmecánica, manufacturera, de alimentos, petroquímicas, de telecomunicaciones, entre otras.

Esta empresa surte a los estados Mérida, Táchira, Trujillo y Barinas, los mismos son alimentados a través de tres (3) Hidroeléctricas y una Termoeléctrica de nombres:

- ❖ Planta José Antonio Páez, ubicada en el Estado Barinas, la cual cuenta con 4 unidades de 60 MW c/u.
- ❖ Complejo Hidroeléctrico Leonardo Ruiz Pineda (ó San Agatón), ubicada entre los Estados Mérida y Táchira, con 2 unidades de 150 MW c/u.
- ❖ Planta Peña Larga, ubicada en los límites entre Mérida y Barinas con capacidad de 80 MW.
- ❖ Termoeléctrica Planta Táchira, ubicada en la población de La Fría en el Estado Táchira con capacidad de generación de 240 MW.

Es importante destacar que producto del crecimiento sostenido de la empresa CADAPE a través de los años, también se recibe energía del sistema Interconectado Nacional a través de las rutas: Yaracuy - El Tablazo de 400 kV - Valera II - Planta Páez de 230 kV y Yaracuy – Barquisimeto - Acarigua - Guanare - Barinas - Planta Páez de 230 kV alimentadas con la energía generada en El Gurí-

CADAPE, a finales del 2007 pasó a convertirse en Filial de la Corporación Eléctrica Nacional, el Ejecutivo Nacional a través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET) resolvió reorganizar el territorio nacional para el ejercicio de la actividad de distribución de potencia y energía eléctrica, lo cual quedó establecido en la publicación de la Resolución 190 del MENPET, en la Gaceta Oficial N° 38.785 del día 8 de octubre de 2007.

A tales efectos se crean las siguientes regiones operativas:

- ❖ *Región Andina*, compuesta por los estados Mérida, Trujillo y Táchira.

- ❖ *Región Central*, que comprende los estados Guárico, Cojedes, Portuguesa, Barinas y Apure.
- ❖ *Regiones Norcentral*, integradas por los estados Carabobo, Aragua, Miranda, Vargas y Distrito Capital.
- ❖ *Región Oriental*, conformada por los estados Anzoátegui, Monagas, Sucre, Nueva Esparta y Delta Amacuro.
- ❖ *Región Noroeste*, que comprende los estados Zulia, Falcón, Lara y Yaracuy.
- ❖ *Región Sur*, integrada por los estados Bolívar y Amazonas.

La Región Andina, cuenta con una superficie de 29800 Km, con esta región se atienden 558934 usuarios, contando esta con 41 oficinas comerciales, estando ubicada su sede principal en la ciudad San Cristóbal, Estado Táchira.

1.5 FUNCIONES Y DEBERES DEL DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN DE CADAPE

El departamento de planificación de CADAPE Región Los Andes cumple con las funciones de diseñar y ejecutar los estudios de planificación de la zona, con la finalidad de garantizar el ordenado crecimiento y expansión del servicio eléctrico para cubrir las necesidades de la localidad. Es la primera instancia en visitar aquellas empresas o instituciones que desarrollarán trabajos que impliquen intervención de nuestras redes.

Es en este departamento donde se debe solicitar la factibilidad de servicio, revisando minuciosamente los proyectos eléctricos para su aprobación.

Además, en este departamento se realizan las actividades de análisis económico de los proyectos para determinar la rentabilidad de la obra. Allí se llevan las estadísticas de los indicadores de gestión general y de parámetros eléctricos.

CAPÍTULO II

2. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

En este capítulo se dará una descripción en detalle del problema planteado y sus posibles soluciones, así como los objetivos que se pretenden alcanzar en el mismo, además se presentan algunas características de la ciudad donde se encuentra ubicada la subestación VIGIA I 115/(34,5; 13,8) kV.

2.1 DESCRIPCIÓN DE LA ZONA DONDE SE ENCUENTRA INSTALADA LA S/E VIGIA I 115/(34,5; 13,8) kV.

La subestación” VIGÍA I “se encuentra ubicada aproximadamente a unos 5 Km del casco central de la población de EL VIGÍA, en la carretera que une dicha población con La Fría. Esta carretera se encuentra pavimentada y se mantiene en buen estado todo el año.

La ciudad de El Vigía es la segunda ciudad en población del Estado Mérida y la capital del Municipio Alberto Adriani. Además, la ciudad cuenta con instalaciones petroleras e importantes empresas de servicios, se encuentra a 50 minutos aproximadamente de la ciudad de Mérida y a 1 hora de Santa Bárbara (Estado Zulia).

Esta ciudad se ubica entre Los Paralelos 08 36`05`` y 08 38`03`` de Latitud Norte y entre Los Meridianos 71 36`50`` y 70 40`05`` de Longitud Oeste.

Las características físicas y climatológicas del sitio donde se encuentra la Subestación son:

Altura sobre el nivel del mar.....	130 m
Temperatura máxima media.....	32 °C
Temperatura mínima media.....	22,9 °C
Temperatura promedio.....	26 °C
Precipitación promedio anual.....	1758 mm

2.2 ANTECEDENTES

De estudios realizados en los últimos años en los que se ha analizado y estudiado las posibilidades de mejoras al sistema eléctrico instalado en la ciudad de El Vigía, se ha determinado la necesidad de *ampliar* la capacidad de las subestaciones que surten a dicha ciudad y sus alrededores, así como a su vez el cambio de los conductores de los troncales a calibre 4/0 Arvidal, este último con el fin de unificar calibres para tener facilidad de transferencias de carga. Se ha determinado además, que de esta manera se dará solución a los problemas eléctricos presentados al sistema.

Por medio de estudios se ha observado un déficit en la calidad del servicio eléctrico prestado a la ciudad de El Vigía, presentándose elevadas caídas de tensión y sobrecarga en los conductores, trayendo como consecuencia continuos cortes en el servicio eléctrico y por tanto baja calidad en el servicio eléctrico prestado por CADAPE, ahora CORPOELEC, a los usuarios de esta zona.

2.3 JUSTIFICACIÓN

Debido al crecimiento que ha experimentado el Municipio Alberto Adriani, Estado Mérida, el sistema eléctrico de distribución, específicamente la subestación VIGIA I, que sirve a dicho Municipio, está presentando problemas que implican una *baja calidad en el servicio* por la insuficiencia de los alimentadores en 13,8 kV, haciéndose necesario estudiar la posibilidad de incrementar el número de dichos alimentadores, en función de ello se elaborará el “Plan de

Obras” correspondientes para solicitar, oportunamente, los recursos necesarios para su ejecución.

2.4 IDENTIFICACIÓN Y OBJETO

La Obra objeto de este proyecto será identificada como:

DISEÑO – AMPLIACIÓN S/E VIGIA I, 115/ (34,5; 13,8) kV.

Consiste básicamente en: ampliación del pórtico de 13,8 kV, con dos (2) nuevos circuitos, obteniendo así un total de diez (10) circuitos; proponer las modificaciones necesarias para corregir los problemas de mal funcionamiento actuales; elaborar el proyecto de las modificaciones que en este se hagan y a su vez elaborar un plan de inversiones a través de un estudio técnico – económico.

Esta obra comprende específicamente:

- ❖ Ingeniería sin incluir diseños de obras civiles.
- ❖ Desmontaje de algunos equipos.
- ❖ Montajes de algunos equipos.

2.5 OBJETIVOS

2.5.1 Generales

- ❖ Elaborar un proyecto de modificación para la subestación VIGIA I y su sistema de distribución primario a 13,8 kV para corregir los factores de mal funcionamiento actuales.

2.5.2 Específicos

- ❖ Hacer el levantamiento de campo de las instalaciones existentes.
- ❖ Digitalizar la data obtenida del levantamiento de campo.
- ❖ Hacer un análisis eléctrico del estado de la subestación y el sistema de distribución primario a 13,8 kV.
- ❖ Proyectar la demanda en 13,8 kV y diseñar soluciones con demanda futura.
- ❖ Proponer las modificaciones necesarias para corregir los problemas de mal funcionamiento actuales.
- ❖ Elaborar el proyecto de las modificaciones adoptadas.
- ❖ Elaborar el plan de inversiones.

2.6 METODOLOGÍA

La metodología a seguir en el desarrollo del presente Trabajo de Grado consiste en recolectar la información de campo necesaria para realizar el análisis del estado presente de la subestación y luego de proyectar la demanda a un año horizonte, proponer las modificaciones a que tenga lugar la subestación y desarrollar el proyecto correspondiente.

CAPÍTULO III

3. MARCO TEÓRICO

3.1 PARA LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

Como toda empresa eléctrica, CADAFE ha establecido una serie de normas y códigos que todo diseñador o contratista debe seguir al pie de la letra en cualquier obra electromecánica y civil.

Documentos a consultar:

- ❖ Normas para subestaciones TIPO 115TD y NODAL TIPO II
- ❖ Normas para presentación de proyectos para subestaciones de transmisión-distribución / subestaciones normalizadas de CADAFE.

3.1.1 Criterios básicos de diseño.

Son varios los factores que se deben tener presente al hacer la selección apropiada de algún tipo de subestación o algún tipo *diseño o ampliación*, entre ellos tenemos:

a) *Confiabilidad y seguridad del servicio*: Se refiere a la capacidad del esquema para suministrar el servicio cuando es requerido.

b) *Flexibilidad de operación*: Se refiere a la posibilidad que ofrece el esquema para sacar fuera de operación un elemento (Disyuntor, Barra, etc.) sin interrupción del servicio. También

incluye la posibilidad de seccionar la Subestación si es necesario, para facilitar el suministro a un grupo de carga.

c) Simplicidad: El esquema debe ser simple, simétrico y repetitivo.

d) Sistema de protección: El esquema debe permitir la utilización de un sistema de protección simple, eliminando hasta donde sea posible la maniobra en los circuitos de protección, la utilización de enclavamientos especiales o cualquier otra característica especial que pueda aumentar las fuentes potenciales de ERROR.

e) Mantenimientos de equipos: El esquema debe suministrar un servicio adecuado durante el mantenimiento de equipos y dar facilidades para la realización del mismo.

f) Ampliaciones y modificaciones futuras: El esquema de conexión debe permitir ampliaciones futuras y modificaciones a otros esquemas (COMO LO ES ESTE CASO) si ello es requerido por crecimiento de las cargas, mayor capacidad de generación o mayores requerimientos de confiabilidad. La figura 3.1 muestra el pórtico y barra de transferencia en 13,8 kV instalado actualmente en la S/E VIGÍA I.



Figura 3.1. Pórtico y barra de transferencia en 13,8 kV de la S/E VIGÍA I

NOTA: Este Pórtico será objeto de ampliación.

g) *Normalización*: La normalización de los esquemas de conexión contribuye a aumentar la confiabilidad reduciendo los errores humanos.

h) *Costo*: El costo debe ser tan bajo como sea posible una vez tomados en cuenta todos los factores mencionados anteriormente para la subestación específica.

3.1.2 Esquema adoptado por CADAFE para la S/E Vigía I 115/ (34,5; 13,8) kV

CADAFE luego de analizar y estudiar técnica y económicamente las alternativas de diseño para la subestación Vigía I, decidió implementar el modelo normalizado de subestación tipo NODAL 115TD, que consta de una (1) barra principal y una (1) barra de transferencia, de uso en subestaciones 115kV (115TD). La figura 3.2 muestra este esquema de conexión.

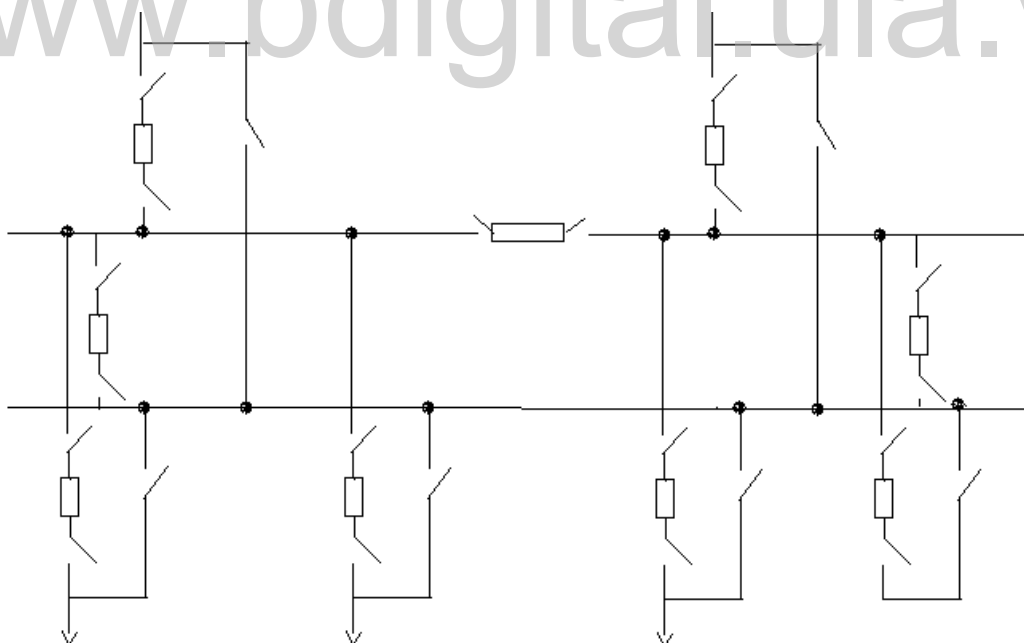


Figura 3.2. Esquema barra principal y transferencia.

3.1.3 Normas para el cálculo del juego de barras y distancias de seguridad

3.1.3.1 Objeto y campo de aplicación: La presente norma tiene por objeto proporcionar los criterios a cumplir para el cálculo eléctrico y mecánico en los juegos de barras exteriores para las subestaciones cuyo documento a consultar serán las “**Normas para Subestaciones Tipo 115TD**”.

3.1.3.2 Condiciones generales: Para la caracterización de los elementos que forman los juegos de barras se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- ❖ Capacidad de corriente en régimen normal y de emergencia.
- ❖ Capacidad de corriente de cortocircuito.
- ❖ Esfuerzos por cortocircuito.
- ❖ Esfuerzos debido al viento.
- ❖ Esfuerzos debido a sismos.
- ❖ Inducción electromagnética.
- ❖ Efecto corona, interferencias y ruido.
- ❖ Los conductores para las barras podrán ser de cobre o de aluminio y que cumplan con las normas de equipo.

3.1.3.3 Condiciones específicas:

Barras tendidas, Criterios para el cálculo eléctrico: a) La sección de los conductores deberá ser tal que su temperatura no exceda la temperatura ambiente de diseño (40 °C) en más de 30° C para condiciones normales y 70 °C para condiciones de emergencia.

b) La sección de los conductores deberá ser tal que su temperatura no exceda la temperatura límite del material, dicha temperatura puede ser determinada por los requerimientos mecánicos del material cuando se le somete en un tiempo muy corto a una temperatura muy alta.

Barras tendidas, Criterios para el cálculo mecánico: Para el cálculo de tensiones y flechas se deberá tomar en cuenta lo siguiente:

- a) La flecha máxima permisible a la temperatura máxima (70° C) y sin considerar la acción del viento, no debe exceder el 3% del vano, para vanos menores de 20 metros; el 3% del vano, para vanos entre 21 y 80 metros y el 5% del vano, para vanos mayores de 81 metros.
- b) La tensión máxima a la cual puede llegar el conductor será el 80% de la tensión de diseño del pórtico, con un viento de 120 km/h y a la temperatura mínima de la zona.
- c) Deberán considerarse todas las cargas verticales sobre el conductor, debido a las conexiones de los diferentes equipos a la barra y el esfuerzo por cortocircuito.
- d) Los niveles de inducción electrostática deberán mantenerse por debajo de los 15 KV/m, para no ocasionar molestias a personas. En las subestaciones los niveles de inducción electrostática permitidos a nivel del suelo son los siguientes:

Gradiente:

Sin circulación de personas	15 KV/m
Poca circulación de personas	10 KV/m
Circulación permanente de personas	5 KV/m

- f) Los niveles de interferencia y ruido no deben sobrepasar los siguientes valores para evitar molestias a personas y estaciones de comunicación.

Ruido audible: 52 db medidos con respecto a una presión de 2×10^{-5} N/m, bajo condiciones tales que el conductor se encuentre saturado de humedad.

Interferencia de radio: cuasi – pico, referidos a 1V/m, para el 50% del tiempo, medido a 50 metros a una frecuencia de 1 MHz y un ancho de banda de 5 KHz.

3.1.3.4 Métodos de cálculo de barra:

Capacidad térmica de los conductores a régimen permanente: El método más general para evaluar la capacidad térmica de los conductores se basa en la ecuación de balance térmico siguiente.

$$I^2 * R + Qi = Qc + Qr \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

Qc : Energía térmica por convección (vatios/ m)

Qr : Energía térmica por radiación (vatios/ m)

Qi : Energía térmica por insolación (vatios/ m)

R : $\frac{p*L}{S}$ (ohmio/m), (Resistencia efectiva a la temperatura del conductor).

I : Corriente transmitida continuamente en amperios eficaces

P= resistividad del conductor, L= longitud de conductor, S= superficie del conductor.

Capacidad térmica de los conductores bajo cortocircuito: La corriente permisible bajo cortocircuito se calcula mediante la siguiente expresión:

$$I = K * A \sqrt{\frac{\ln \left(1 + \frac{T_m - T_1}{235} \right)}{1 + \frac{(T_i - 20)}{235}}} \text{ Amp} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

$$K = Qr + Qc \quad \{ \text{Julio} / (\text{mm}^2 * ^\circ\text{C} * \text{Seg}) \} \text{ Constante de proporcionalidad.} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

K: 213,2 para cobre.

K: 141,9 para aluminio.

$A = p * L$ (Área efectiva del conductor) $(mm)^2$

T: Duración del cortocircuito (seg)

T_m: Temperatura máxima que puede soportar el conductor (°C)

T_i: Temperatura inicial del conductor (°C)

235 y 20: Constantes térmicas según norma CADAFE.

3.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

La red de distribución de la energía eléctrica o sistema de distribución de energía eléctrica es un subsistema del sistema eléctrico de potencia cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor del cliente). Un sistema eléctrico de distribución está estructurado por:

3.2.1 El Sistema de distribución

Se denomina sistema de distribución la parte del sistema eléctrico que permite el transporte de la energía a partir de la barra de una subestación de distribución (donde termina la transmisión ó subtransmisión) hasta los puntos de consumo. Las tensiones de distribución utilizadas en CADAFE son 34,5 kV y 13,8 kV.

3.2.2 Subestación de distribución

Subestaciones reductoras de tensión del cual derivan los alimentadores de distribución. Las relaciones de transformación que maneja CADAFE para este tipo de subestaciones son 115/34,5/13,8 kV y 34,5/13,8 kV.

3.2.3 Transformador de distribución

Es todo transformador reductor cuyo lado de alta opera en igual tensión que la del circuito

primario al cual está unido y cuyo lado de baja posibilita la alimentación eléctrica de los consumidores en una tensión adecuada.

3.2.4 Alimentador de distribución

Circuito eléctrico que transmite la energía desde las subestaciones de distribución hasta los puntos de consumo.

3.2.5 Circuito primario de distribución

Es la parte del alimentador de distribución que opera en la misma tensión que la barra secundaria de la subestación de distribución.

3.2.6 Circuito secundario de distribución

Es la parte del alimentador de distribución que opera en baja tensión (B.T: 120, 208, 240) V, etc.) desde los transformadores de distribución hasta las acometidas de los suscriptores.

3.2.7 Troncal del alimentador

Es la ruta de mayor kVA de carga por metro lineal de recorrido. Esta definición se basa en que la importancia del troncal es función de la magnitud de la demanda servida, excepto en el caso de clientes o consumidores especiales.

3.2.8 Ramal del alimentador

Es una derivación directa, trifásica o bifásica del circuito troncal y se extiende por las rutas secundarias de una zona, sirve para la alimentación de las cargas o para efectuar enlaces entre los circuitos.

3.2.9 Red de distribución

Circuito de distribución que alimenta esencialmente cargas ubicadas dentro del perímetro urbano de la ciudad y contempla tanto la AT (13,8 kV) como la B.T. (120,240, 208 V).

3.2.10 Línea de distribución

Circuito primario localizado esencialmente fuera del perímetro urbano de las ciudades y que alimenta una o más localidades, ramales o puntos de entrega a lo largo de su recorrido.

3.3 PARA LA AMPLIACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN

3.3.1 Criterios que deben tomarse en el diseño de Redes de Distribución

En el diseño de las redes de distribución se deben tener en cuenta los siguientes criterios, estos a su vez, representan los valores máximos permitidos por las normas de CADAFE para garantizar un buen servicio eléctrico a sus clientes, resumiéndose en la siguiente tabla:

Tabla 3.1 Variaciones de Tensión en condiciones de emergencia permitidas para los diferentes Niveles de Tensión.

NIVEL DE TENSIÓN	VARIACIONES
ALTA TENSIÓN	± 5%
MEDIA TENSIÓN	± 5%
BAJA TENSIÓN - MUY ALTA DENSIDAD	± 6%
BAJA TENSIÓN - ALTA DENSIDAD	± 6%
BAJA TENSIÓN - MEDIANA DENSIDAD	± 8%
BAJA TENSIÓN - BAJA DENSIDAD	± 10%
BAJA TENSIÓN - MUY BAJA DENSIDAD	± 10%

Cabe destacar que los elementos que influyen en estas variaciones de tensión tienen que ver con las características del conductor, la longitud del recorrido y la carga instalada en el mismo.

El análisis tanto para la ampliación de la subestación, como para la proyección de nuevos circuitos de distribución, estará centrado en los niveles de 13.8 kV (media tensión), y de acuerdo con la Tabla 3.1 la variación de tensión permitida será de 5% en condiciones normales. Para la condición de emergencia en la actualidad **CADAFE trabaja con el 7% de caída de tensión máxima permitida.**

En lo que respecta a los conductores, CADAFE establece en la norma 54-87, **Capacidad Térmica, de las “Normas de Diseño para Líneas de Alimentación y Redes de Distribución”** la capacidad en Amperios de los conductores de acuerdo a su calibre:

Tabla 3.2 Capacidad Térmica de conductores de aleación de aluminio (Arvidal) en líneas aéreas.

CAPACIDAD DE CARGA EN AMPERIOS				
CALIBRE	SOL SIN VIENTO	SIN SOL – SIN VIENTO	SOL Y VIENTO	VIENTO SIN SOL
4	80	90	133	142
2	109	128	130	190
1/0	152	176	242	256
2/0	180	209	280	299
3/0	209	242	323	346
4/0	247	285	375	398
336,4	342	398	503	540
397,5	389	446	560	607

3.3.2 Centro de Carga

Como su nombre lo indica, el centro de carga es aquel punto en el cual converge la sumatoria de las cargas, considerando para esto un sistema de ejes de coordenadas que sirvan de referencia para la ubicación de las mismas. Las coordenadas del Centro de Carga vienen dadas por la siguiente expresión:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^N C_i * X_i}{\sum_{i=1}^N C_i} \quad \text{Cargas puntuales concentradas} \quad (\text{Ec. 3. 4})$$

$$\bar{Y} = \frac{\sum_{i=1}^N C_i * Y_i}{\sum_{i=1}^N C_i} \quad \text{Cargas puntuales concentradas} \quad (\text{Ec. 3. 5})$$

C_i representa las cargas y X_i e Y_i las coordenadas de cada una de las cargas. Con estas ecuaciones se calcula el centro de carga para una zona determinada.

3.3.3 Caída de tensión en distribución

Este valor indica la diferencia entre la tensión en la subestación y la tensión en la carga, esta diferencia en la tensión depende del conductor, la longitud y la carga del mismo. En otras palabras, la caída de tensión es la diferencia de tensión entre dos puntos en un mismo instante, referida generalmente a la tensión nominal del circuito al cual pertenecen los dos puntos.

3.3.4 Carga en conductores

La carga en los conductores indica el valor de corriente al cual se encuentra cargado el conductor, este valor se presenta en porcentaje de la carga nominal del mismo, este valor se determina a través de la siguiente ecuación:

$$\% C_T = \frac{I_{COND}}{I_{NOM}} * 10 \quad (\text{Ec. 3. 6})$$

3.3.5 Regulación

La regulación se relaciona con la caída de tensión en los conductores de una red de distribución determinada, en generadores y transformadores. No es conveniente que haya una caída de tensión excesiva en el conductor por que el usuario final o transformador de MT a BT estaría alimentado por un valor reducido de tensión, ejemplo 13,6 kV, en vez de 13,8 kV correspondiente al valor nominal de media tensión. El valor de la regulación para el caso de un transformador, puede obtenerse a través de la siguiente ecuación:

$$\mu = \frac{E_{1n} - E_{2n}}{E_{2n}} * 100 \quad (\text{Ec. 3. 7})$$

E_{1n} = es la tensión aguas arribas de la carga o transformador, es decir, en el alimentador.

E_{2n} = es la tensión en bornes de la carga o transformador.

3.3.6 Criterio económico

Al igual que para el diseño de subestaciones, CADAFE en sus normas establece que el costo para el diseño de líneas de distribución debe ser tan bajo como sea posible, una vez tomados en cuenta todos los factores mencionados anteriormente para el diseño de los circuitos de distribución.

3.3.7 Criterio de continuidad de servicio

Para tener continuidad en el servicio se debe tener flexibilidad en el sistema, para lo cual se debe cumplir con lo siguiente:

- ❖ *Máxima carga en conductores:* para esto se considerará lo siguiente, para anillo simple entre dos circuitos que pueden ser de la misma subestación o de subestaciones diferentes se considerará un máximo de 60% en los conductores, esto para que al asumir la carga del otro circuito no se exceda el 120% que es el máximo permitido en condición de emergencia.
- ❖ *Puntos de transferencia:* El mínimo punto de transferencia de carga es determinado por la posibilidad de ocurrencia de falla a la salida, a la mitad o al final de un circuito. Tratando en la medida de lo posible cubrir el 100% de la carga.
- ❖ *Puntos de seccionamiento:* Deberá existir un seccionador cada 500 KVA, en derivaciones importantes y para los circuitos de baja densidad de carga debe colocarse un seccionador por lo menos cada 2 km (Norma 52-87 de CADAFE).

3.3.8 Criterio de capacidad firme

Este criterio hace referencia a la capacidad de alimentar la carga de una subestación ante la falla de uno de sus equipos de transformación, el de mayor capacidad. Para verificar este criterio se debe cumplir lo siguiente:

Tener un mínimo de dos unidades de transformación y cumplir con la siguiente ecuación:

$$CF = 1,3 * (n - 1) * P \quad (\text{Ec. 3.8})$$

n = Número de transformadores de **igual capacidad**.

P = Capacidad nominal del transformador MVA.

CF = Capacidad Firme de la subestación en MVA.

Para transformadores de diferentes capacidades, la ecuación de capacidad firme viene dada por:

$$CF = 1,3 * (\sum MVA - MVA \text{ mayor}) \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Las ecuaciones 3.8 y 3.9 admiten una sobrecarga del 30%.

3.4 SOLUCIONES A CORTO PLAZO A LOS PROBLEMAS QUE PRESENTAN EN LA ACTUALIDAD LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

3.4.1 Hacer cambio de conductores

Realizar cambios de conductor a los alimentadores a fin de descargar los circuitos existentes, siempre y cuando exista disponibilidad física en las subestaciones y no queden excesivamente descargados.

3.4.2 Reordenar la carga actual

Este procedimiento es muy común en CADAFE, Consiste en realizar transferencias de carga entre alimentadores con la finalidad de que estos operen dentro de los límites establecidos de calidad de servicio.

3.4.3 Colocación de bancos de condensadores para contrarrestar los efectos reactivos.

Otra forma de solventar los problemas de caída de tensión y pérdidas en las redes de distribución es la ubicación de condensadores. Los condensadores son equipos diseñados para descargar a los alimentadores de potencia reactiva. Al eliminar esta potencia reactiva baja la magnitud de la corriente y en consecuencia disminuye la caída tensión. Nota: El uso de esta práctica trae como consecuencia algunas desventajas, estas son:

- ❖ Como los equipos son de una potencia considerable, la salida de fuera de servicio de uno de estos condensadores puede alterar seriamente el factor de potencia de la red.
- ❖ Existen limitaciones en cuanto la potencia reactiva a incorporar: Si ésta es excesiva pueden aparecer sobretensiones y a su vez efectos armónicos indeseables por sobrecompensación, pues la potencia reactiva incorporada no varía a lo largo del día.
- ❖ Compensar la potencia reactiva reduce: 1) la corriente, 2) la caída de tensión y 3) las pérdidas de potencia.

3.4.4 Instalar reguladores de tensión

Otra forma de eliminar los problemas de caída de tensión consiste en instalar uno o más equipos llamados reguladores de tensión, que eleven la tensión a su valor nominal o por encima del mismo, según se requiera. Además de lo anterior se pueden hacer las siguientes maniobras:

- 1) Intercalar nuevos bancos de transformadores de distribución.
- 2) Cortar circuitos largos, sobrecargados y anexar a otros bancos de transformadores de distribución.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO IV

4. ESPECIFICACIÓN Y ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DE LA S/E VIGÍA I 115/(34.5, 13,8) kV Y PROYECCIÓN DE DEMANDA DE SU SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN 13,8 kV

En este capítulo se presenta la descripción detallada del sistema presente de la ciudad de El Vigía y sus alrededores; se describen las componentes o elementos con que está formada la subestación objeto de estudio y su sistema de distribución en 13,8 kV.

Para analizar el sistema actual tanto de la S/E Vigía I, como del sistema de distribución en 13,8 KV de la ciudad de El Vigía, es de suma importancia conocer primero el sistema eléctrico con que se cuenta actualmente, para luego, a través de datos suministrados por CORPOELEC, determinar el estado en que se encuentra el sistema actual y a su vez realizar una proyección de la demanda a corto y mediano plazo, año 2014 y 2019 respectivamente.

4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN Y ESPECIFICACIÓN DEL SISTEMA ACTUAL INSTALADO EN LA CIUDAD DE EL VIGÍA

La subestación VIGÍA I, es una subestación de transmisión atendida, esta es servida actualmente en 115 kV mediante las siguientes líneas: PLANTA PAEZ-MÉRIDA II – VIGÍA I, VIGÍA II – VIGÍA I y FRIA II – VIGÍA I. Estas líneas de 115 kV llegan hasta la S/E VIGÍA I y continúan hacia la S/E TOVAR conformando así un circuito interconectado. En el CD anexo se presenta el plano “*DIAGRAMA UNIFILAR (A)*” contenido en la carpeta DIAGRAMA UNIFILAR.

La ciudad de El Vigía y sus alrededores, cuenta en la actualidad con un sistema de distribución, si se quiere saturado, el cual es alimentado por dos subestaciones, estas son:

- ❖ S/E VIGÍA I, de 115/34.5 kV y 115/13.8 kV: esta subestación cuenta con 3 salidas en 34.5 kV, de las cuales, una alimenta a la segunda subestación llamada El Bosque con 10 MVA instalados, otra alimenta la subestación Caño Zancudo 1x5 MVA y 1x10 MVA, y una tercera salida que alimenta la subestación de PDVSA 5 MVA, Además cuenta con 8 salidas en 13,8 kV distribuidas por toda la ciudad de El Vigía.
- ❖ S/E EL BOSQUE, de 34,5/ 13,8 kV: Alimentada por la subestación Vigía I a través de un conductor calibre 4/0 Arvidal en un recorrido de aproximadamente 6,7 km.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN VIGÍA I

Como se mencionó anteriormente en el capítulo II, sección (2.1), La subestación VIGÍA I se encuentra ubicada aproximadamente a unos 5 km del casco central de la ciudad de El Vigía, en la carretera que une dicha población con el poblado de La Fría.

Es una subestación que por sus características de transmisión y distribución, CADAFE, la clasifica como SUBESTACIÓN NODAL 115TD (T = Transmisión, D = Distribución), las subestaciones nodales de transformación están equipadas con transformadores de potencia que transforman la tensión de la energía recibida a otros niveles, además, las subestaciones nodales que reducen la tensión del nivel subtransmisión al nivel distribución primario o de alta tensión, se denominan subestaciones de DISTRIBUCIÓN. Su configuración en 115 kV, está constituida por una barra principal, una barra de transferencia y una barra auxiliar; en 34,5 kV por una barra principal y una barra de transferencia y en 13,8 kV con barra principal alojada en celdas y barra de transferencia a cielo descubierto (intemperie), actualmente está conformada por: una unidad de transformación de 115/ 34,5 kV y tres (3) unidades de transformación de 115/ 13,8 kV.

La subestación Vigía I cuenta con 3 transformadores para alimentar las 8 salidas de 13.8kV, los cuales están repartidos en los circuitos del N°1 al N°8 de la manera siguiente:

- ❖ Transformador 1: Transformador de 10 MVA, que alimenta actualmente a los circuitos: N°1 (CAÑO TIGRE) y N°2 (HOSPITAL).
- ❖ Transformador 2: Transformador de 16 MVA, que alimenta actualmente a los circuitos: N°3 (ZONA INDUSTRIAL) y N°4 (PRIMERO DE MAYO).
- ❖ Transformador 3: Transformador de 36 MVA, alimentando el circuito N° 5 (PANAMERICANA), circuito N°6 (PDVSA), circuito N°7 (LOS POZONES) y el circuito N°8 (DON PEPE).

Como podrá apreciarse haciendo una adición de las capacidades de estos tres transformadores, se puede afirmar que la subestación Vigía I cuenta con 62 MVA instalados para el total de salidas en 13,8 kV. Para dejar más claro lo anterior, se elabora una tabla de la distribución de la potencia instalada para este nivel de tensión de la subestación Vigía I según datos CADAFE año 2009. Es importante resaltar que los circuitos N° 1 y 2 estaban siendo alimentados además por una móvil de 5 MVA, la misma fue retirada una vez que entró en funcionamiento la planta termoeléctrica “Don Luis Zambrano” ubicada al lado de la subestación VIGÍA I.

Tabla 4.1. Distribución de la potencia a nivel 13,8 kV de la S/E VIGÍA I

DISTRITO TECNICO	S/E	TENSIÓN (KV)	CAPACIDAD (MVA)	NOMBRE DEL CIRCUITO
EL VIGÍA	VIGÍA I	13,8	10	Cto N° 1: CAÑO TIGRE ---- 4,15 MVA
				Cto N° 2: HOSPITAL ---- 7,71 MVA
			16	Cto N° 3: ZONA INDUSTRIAL -- 8,86 MVA
				Cto N° 4: PRIMERO DE MAYO - 7,16 MVA
			36	Cto N° 5: PANAMERICANA --- 7,13 MVA
				Cto N° 6: PDVSA ----- 5,80 MVA
				Cto N° 7: LOS POZONES ---- 7,68 MVA
				Cto N° 8: DON PEPE ----- 8,05 MVA

Además, la subestación Vigía I, como se mencionó anteriormente cuenta con una cuarta unidad de transformación, está a su vez en la actualidad alimenta en un nivel de tensión de 34,5 kV a otras tres 3 pequeñas subestaciones, dos de ellas, ubicadas fuera de la ciudad de El Vigía y una ubicada en pleno casco central de la ciudad, específicamente en el Barrio El Bosque. Esta subestación lleva por nombre S/E EL BOSQUE y cuenta con: 4 salidas en 13.8kV. Estos circuitos son actualmente alimentados a través de un transformador de 10 MVA pero debido al crecimiento en la demanda presentado en la ciudad de EL Vigía desde enero de 2008 hasta nuestros días, esta subestación alimenta solo dos 2 de los cuatro circuitos con que cuenta; por lo cual los circuitos alimentados por esta subestación son:

- ❖ CTO N° 9: (LA BLANCA)
- ❖ CTO N°10: (LA PALMITA)

Es importante mencionar que los circuitos N°10 (PARMALAT) y N°11 (CENTRO), se encuentran desconectados en la actualidad de la subestación El Bosque;

la carga de estos es alimentada por los circuitos N° 3 Y N° 4 de la subestación Vigía I. Resumiendo lo anterior se llega a la conclusión de que en total, *La ciudad de El Vigía cuenta con 72 MVA instalados* para circuitos de 13,8 kV, de los cuales 62 MVA corresponden a la S/E VIGÍA I y 10 MVA a la S/E EL BOSQUE. De los 8 circuitos de la S/E Vigía I, sólo se cuenta con 7 para realizar transferencias ya que el circuito N° 6 es exclusivo de PDVSA. La subestación Vigía I es alimentada por la subestación Vigía II de 230/115 kV, a través de una línea de transmisión 115 kV de 9.5 km, con conductor 350 MCM. En el CD anexo se presenta el plano “*DIAGRAMA UNIFILAR (B) SUB. VIGIA I*” en la carpeta DIAGRAMA UNIFILAR donde se puede apreciar el sistema en detalle.

4.3 LEVANTAMIENTO DE CAMPO DE LA S/E VIGÍA I

La Figura 4.1 muestra el diagrama unifilar de la subestación Vigía I, el plano de este diagrama se encuentra en la carpeta DIAGRAMA UNIFILAR del CD anexo. Este diagrama muestra la conexión y arreglo de los equipos eléctricos presentes en la misma, es decir, barras, puntos de

conexión, transformadores de potencia, acoplamiento entre bahías, interruptores, además se pueden observar las diferentes salidas a niveles de tensión de 34,5 kV y 13,8 kV con que cuenta esta subestación.

CADAFE

S/E VIGÍA I

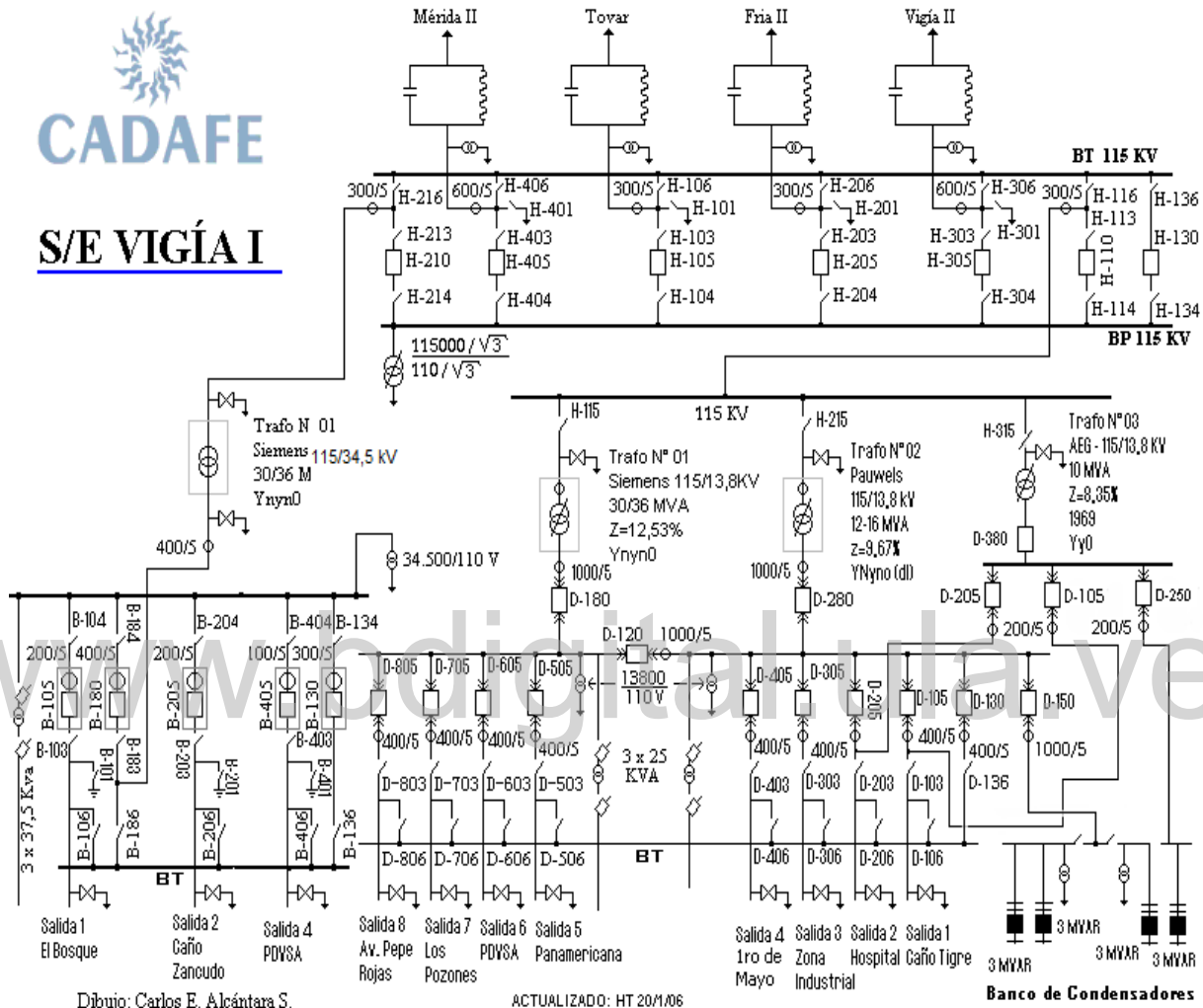


Fig. 4.1 Diagrama unifilar S/E VIGÍA I (CADAFE, 2006)

Posteriormente, luego de haber sido consignado este diagrama unifilar por parte de la empresa CADAFE, hoy en día CORPOELEC, se procede a hacer un levantamiento de campo, que no es más que un inventario del estado actual de los elementos o componentes principales que conforman la subestación. En este inventario se detallan las características principales de los transformadores de potencia, disyuntores, seccionadores, etc, de cada uno de los tramos en

115kV, 34,5kV y 13,8kV, así como medición de corrientes, tensiones nominales, sobrecorrientes, tensiones máximas, capacidad, grupo de conexión, número de fases, etc, y en si el estado actual de dichos componentes eléctricos. La demanda máxima de los circuitos N°1 y N° 2 es de 5 MVA, 8 MVA para los circuitos N°3 y N° 4 y 9 MVA para los circuitos N° 5, 6, 7 y 8.

En el CD anexo se presenta el “*DIAGRAMA UNIFILAR (B) SUB. VIGÍA I*” y el plano de “*DISPOSICIÓN DE EQUIPOS ACTUAL SUB. VIGÍA I*” ubicados en las carpetas DIAGRAMA UNIFILAR Y DISPOSICIÓN DE EQUIPOS SUB. VIGÍA I respectivamente, en los cuales se muestran la digitalización del sistema presente instalado en la S/E VIGÍA I antes de la modificación del pórtico de 13,8 kV. Para el dibujo de los planos fue utilizada la herramienta computacional ó programa de diseño asistido por computadora AutoCAD, (CAD “*Computer Aided Design*” en inglés, Diseño Asistido por Computador).

4.3.1 Tramo de transferencia 115kV

Tabla 4.2. Seccionadores del tramo de transferencia 115kV, S/E VIGÍA I

SECCIONADOR								
EQUIPO	Marca	Modelo	Año fabricación	Año instalación	Tensión nominal (KV)	Intensidad nominal (A)	Térmica (KA)	Tiempo (seg)
H -136 (S.B.T)	C.E.M.E	S2DAT	1978	1978	115	800	30	1
H -134 (S.B.P)	C.E.M.E	S2DAT	1978	1978	115	800	30	1

Tabla 4.3. Disyuntor del tramo de transferencia 115kV

DISYUNTOR = INTERRUPTOR DE POTENCIA										
Equipo	Marca	Año fabricación	Año instalación	Potencia de cierre (KA)	Medio De extinción	Tensión nominal (KV)	Tensión Máxima (KV)	Corriente Nominal (A)	Sobre-corriente Permitida (KA)	T (Seg)
H-130	sodelS pcher	1978	1978	78,8	Aceite	115	123	1250	54	1

Análisis: como se muestra en las tablas 4.2 y 4.3, el tramo de transferencia 115kV está constituido principalmente por 2 seccionadores y un interruptor de potencia, cabe destacar que según información aportada por CADAFE estos equipos han estado operando de manera eficiente durante varios años, y no se ha hecho necesario en estos momentos el cambio de ellos. Además para el caso de los seccionadores, la corriente nominal o de operación es de 800A con una corriente térmica de 30 kA; para el caso del interruptor de potencia, se puede apreciar que puede operar a una tensión máxima de 123 kV, corriente nominal de 1250 A y una sobrecorriente permitida de 54 kA. Cabe destacar que no se obtuvo información sobre la carga actual a transferir de este tramo.

4.3.2 Tramo de transformación 115/34,5 kV (LADO: ALTA Y BAJA)

Tabla 4.4. Seccionadores del tramo de transferencia 115kV, S/E VIGÍA 1 (AT y BT)

EQUIPO	SECCIONADOR							
	Marca	Modelo	Año fabricación	Año instalación	Tensión nominal (KV)	Intensidad nominal (A)	Térmica (KA)	Tiempo (seg)
H -216 (S.T)	GARDY	-----	1986	1988	115	1000	40	1
H -213 Lado AT	GARDY	-----	1986	1988	115	1000	40	1
H- 214 (S.LL.BP)	GARDY	-----	1986	1988	115	1000	40	1

Tabla 4.5. Disyuntor del tramo de transformación 115/34,5kV Lado AT y BT

Equipo	DISYUNTOR = INTERRUPTOR DE POTENCIA									
	Marca	Año fabricación	Año instalación	Potencia de cierre (KA)	Medio De extinción	Tensión nominal (KV)	Tensión Máxima (KV)	Corriente Nominal (A)	Sobre-corriente Permitida (KA)	T (Seg)
H-210	IsodelS pcher	1980	1988	-----	Aceite	115	123	1250	31,5	1

Tabla 4.6. Transformador de potencia 115/34,5 kV (36 MVA)

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 115/34,5 kV (36 MVA)								
Equipo	Marca	Año Instalación	Capacidad (MVA)	Relación (KV)	Impedancia (%)	Grupo Conexión	Tipo De Regulación	POS TENSIÓN(V)
TX	Siemens	DIC 2006	36	115/34,5	Pos. Max= ----- Pos. Nom= 12,31(36 MVA) Pos. Mini= 10,26(30 MVA)	Y y n 0	ONAN/ ONAF	1 - 120.750 9 - 115.000 – 34,5KV 33 - 97.750

Análisis: El tramo de transformación 115/34,5 kV, como se puede apreciar en las tablas 4.4, 4.5 y 4,6 está constituido en la actualidad principalmente por 3 seccionadores de 123 kV y 1000 A nominal; por un disyuntor de potencia del lado de alta de 123 kV y 1250 A nominal y capacidad térmica de cortocircuito en (1 seg) de 31,5 kA, y por el elemento principal: transformador de potencia 30/36 MVA - 115/34,5 KV.

Diagnóstico: Cabe destacar que todos los componentes descritos anteriormente en este tramo, están operando de manera eficiente y de forma permanente, por lo que no se hace necesario el cambio de alguno de ellos.

4.3.3 Tramo de transformación 115/13,8 kV (LADO: ALTA TENSIÓN)

Tabla 4.7. Seccionadores del tramo de transformación 115/13,8kV (lado: AT)

SECCIONADOR								
EQUIPO	Marca	Modelo	Año fabricación	Año instalación	Tensión nominal (KV)	Intensidad nominal (A)	Térmica (KA)	Tiempo (seg)
H -116 (S.T)	CEME	S2DAT	1978	1978	115	800	30	1
H -113 (S.S.B)	CEME	S2DAT	1975	1977	115	630	15	1
H- 114 (S.LL.B)	CEME	S2DAT	1975	1977	115	630	15	1

Tabla 4.8. Disyuntor del tramo de transformación 115/13,8kV (Lado: AT)

DISYUNTOR = INTERRUPTOR DE POTENCIA										
Equipo	Marca	Año fabricación	Año instalación	Potencia de cierre (KA)	Medio De extinción	Tensión nominal (KV)	Tensión Máxima (KV)	Corriente Nominal (A)	Sobrecorriente Permitida (KA)	T (Seg)
H-110 (DTT)	Magri Galileo	1976	1977	63	SF6	115	123	1600	25	1

Análisis: El tramo de transformación 115/13,8 kV, como se puede apreciar en las tablas 4.7 y 4.8 está constituido en la actualidad principalmente por 3 seccionadores de 115 kV y 800 A nominal; por un disyuntor de potencia del lado de alta de 115 kV y 1600 A nominal y capacidad térmica de cortocircuito en (1 seg) de 25 kA.

Diagnóstico: Cabe destacar que todos los componentes descritos en este tramo, están operando de manera eficiente y de forma permanente, por lo que no se hace necesario el cambio de alguno de ellos. Además es importante resaltar que a diferencia del tramo estudiado anteriormente, los seccionadores de este tramo presentan una diferencia tanto en marca de equipo como en capacidades, es decir, según tabla 4,7 la corriente nominal y corriente térmica que estos presentan son de menor capacidad.

4.3.4 Tramo de transformación N° 1 - 115/13,8 kV (36 MVA)

Este primer tramo de transformación 115/ 13,8 kV, está constituido de una serie de componentes que se encuentran ubicados tanto en el patio de 115 kV como en el de 13,8 kV. Del lado de alta tensión del transformador (aguas arriba), se encuentra instalado el seccionador H -115, del cual no se obtuvo ninguna información por el hecho de no tener placa característica, ni marca, ni nada para su identificación. También en este tramo se encuentran instalados los pararrayos correspondientes en sus 3 fases de este seccionador.

Más abajo se encuentra instalado el transformador N° 1 de 36 MVA el cual, como se mencionó a comienzo de este capítulo, alimenta a los circuitos N°: 5, 6,7 y 8 de distribución en 13,8kV. Este transformador presenta las siguientes características:

DATOS ELÉCTRICOS:

- ❖ Potencia nominal: 30MVA/36 MVA
- ❖ Relación nominal de transformación: $\frac{115000 +5\% -15\% (+8-24 \text{ pasos } *0,625\%) V}{13800 V}$
- ❖ Tensiones e intensidades nominales:

<i>Devanado</i>	<i>Tensión (V)</i>	<i>Intensidad (A)</i>	<i>Conexión</i>
		Nominal/Máxima	
<i>Alta Tensión</i>	<i>115000</i>	150.6/177.2 (ONAN)	ESTRELLA
		180.7/212.6 (ONAF)	ESTRELLA
<i>Baja Tensión</i>	<i>13800</i>	1255.1 (ONAN)	ESTRELLA
		1506.1 (ONAF)	ESTRELLA

- ❖ Grupo de conexión: YN yn 0
- ❖ Capacidad de carga del punto neutro: lado de alta = 100%; lado de baja = 100%
- ❖ Frecuencia: 60 Hz
- ❖ Temperatura ambiente (máxima): 45°C
- ❖ Calentamiento límite (sobretemperatura): en el aceite = 55 °C; en el devanado = 60 °C
- ❖ Ajuste de contactos del termómetro de aceite y devanados en AT

	<i>ACEITE</i>	<i>DEVANADO (V)</i>
<i>Alarma</i>	90 °C	105 °C
<i>Desconexión</i>	100 °C	115 °C

- ❖ Ajuste de contactos del termómetro de aceite y devanados en BT

	<i>ACEITE</i>	<i>DEVANADO (V)</i>
<i>Alarma</i>	90 °C	102 °C
<i>Desconexión</i>	100 °C	112 °C

- ❖ Temperaturas de conexión de ventiladores

	<i>ALTA TENSIÓN</i>	<i>BAJA TENSIÓN</i>
<i>Conexión ventiladores ONAF</i>	70°C	68 °C

- ❖ Valores garantizados a 75 °C
 - Pérdidas en vacío 115/13,8 kV (36 MVA): 23 kW
 - Pérdidas bajo carga 115/13,8 kV (36 MVA): 95 KW
 - Tensión de cortocircuito 115/13,8 kV (36 MVA): 12%
- ❖ Gradiente de temperatura para calibrar termómetro devanado
 - ALTA TENSIÓN (Fase V): 19,8 K
 - BAJA TENSIÓN (Fase y): 17 K

DATOS MECANICOS:

- ❖ Clase de refrigeración: ONAN/ONAF
- ❖ Peso total: 53850 kg
- ❖ Parte activa: 28370 kg
- ❖ Peso de aceite: 11900 kg
- ❖ Volumen de aceite total a 20 °C: 13600 lts
- ❖ Volumen de aceite total a 55 °C: 13970 lts

Según datos CADAFE, la demanda actual y porcentaje de carga de este transformador de potencia es de 28,66 MVA y 79,61% respectivamente.

Nota: Es importante aclarar que para efectos de mantener la secuencia con respecto a la numeración de los transformadores de potencia del diagrama unifilar, el transformador de 36 MVA fue enumerado como transformador N° 1 y no como transformador N° 3 antes enumerado en la sección 4.2 de este capítulo.

Tabla 4.9. Disyuntor llegada a barra del Transformador 115/13,8kV (Lado: BT)

DISYUNTOR = INTERRUPTOR										
Equipo	Marca	Año fabricación	Año instalación	Potencia de cierre (KA)	Medio De extinción	Tensión nominal (KV)	Tensión Máxima (KV)	Corriente Nominal (A)	Sobre-corriente Permitida (KA)	T (Seg)
D-180 D.LL.B	IsodelS pcher	1981	1982	73,5/44	Aceite	12/25	25	1600	57,6	1

Además, este tramo cuenta con transformadores de corriente (Transformadores de llegada a barra), cuya características se mencionan a continuación: tensión nominal: 17,5 kV, tensión máxima de diseño: 38 kV corriente térmica de 20 kV, relación – potencia – clase = 1) 500/5 – 40 – 1, 2) 1000/5 – 60 – 1, 3) 1500/5 – 15 – 5P20 respectivamente.

Análisis: Una vez detallado las características técnicas y de operación de los componentes más resaltante de este tramo y luego de analizar en detalle su estado actual, se llega a la conclusión de que los diferentes equipos que constituyen este tramo, no presentan ningún problema técnico ni de operación, por lo que no se hace necesario el cambio de alguno de ellos.

4.3.5 Tramo de transformación N° 2 – 115/13,8 kV (16 MVA)

Al igual que para el tramo de transformación N° 1, en el lado de alta tensión del transformador se encuentra instalado su correspondiente seccionador , este tiene por nomenclatura H-215, del cual no se obtuvo ningún tipo de información por el hecho de no tener placa característica, ni marca, ni nada para su identificación. Por otra parte en este tramo se encuentran instalados los pararrayos que sirven de protección contra sobretensiones producidas por descargas atmosféricas con las mismas características del tramo de transformación N° 1.

Más abajo se encuentra instalado el transformador N° 2 de 16 MVA el cual, como se dijo a comienzo de este capítulo, alimenta a los circuitos N°: 3 y 4 de distribución en 13,8kV. La tabla 4.10 ilustra estas características.

Tabla 4.10. Transformador de potencia N°2- 115/13,8 kV (16 MVA)

TRANSFORMADOR DE POTENCIA N° 2 115/13,8 kV (16 MVA)								
Equipo	Marca	Año Instalación	Capacidad (MVA)	Relación (KV)	Impedancia (%)	Grupo Conexión	Tipo De Regulación	POS TENSIÓN(V)
TX	Pauwels	1982	12- 16	115/13,8	Pos. Nom= 9,67	Y Nyn0(dl)	ONAN/ ONAF	1 - 120.100 9 - 115.000 – 13,8 KV 33 - 97.000

Respecto al disyuntor de llegada a la barra del transformador N° 2 – D-280, se corroboró que este presenta las mismas características del disyuntor D-180 detalladas en la tabla 4.10. del tramo de transformación N° 1. También se hace mención a los transformadores de corriente que se encuentran conectados aguas abajo del transformador de 16 MVA, los cuales presentan las mismas características técnicas y de operación descritas en el tramo de transformación N° 1 de 115/13,8 kV (36 MVA).

Análisis: El tramo de transformación N° 2 – 115/13,8 kV (16 MVA), presentan características similares al tramo de transformación N° 1 – 115/13,8 kV (36 MVA), es importante resaltar que este transformador de potencia de 16 MVA junto con el de 10 MVA del tramo de transformación N° 3, se planea sacar fuera de servicio y en su remplazo instalar un nuevo transformador de 115/13,8 kV (36MVA), con el objeto de ampliar la capacidad en distribución de 62 a 72 MVA.

4.3.6 Tramo de transformación N° 3 – 115/13,8 kV (10 MVA)

Al igual que en los tramos de transformación N° 1 Y N°2, el lado de alta tensión del tramo de transformación N°3 está constituido por un seccionador de nomenclatura H-315 y por un disyuntor de potencia del lado de baja tensión de nomenclatura D-380; de estos equipos no se

obtuvieron mayor información por el hecho de no poseer placas características ni nada para su identificación. Dentro de estos dos equipos ya descritos se encuentra instalado el transformador N° 3 de 10 MVA el cual, como se dijo a comienzo de este capítulo, alimenta a los circuitos N°: 1 y 2 de distribución en 13,8kV de la ciudad de El Vigía. En la tabla 4.11 se muestran las características técnicas y de operación de este transformador de potencia N° 3.

Tabla 4.11. Transformador de potencia N°3- 115/13,8 kV (10 MVA)

TRANSFORMADOR DE POTENCIA N° 3 115/13,8 kV (10 MVA)								
Equipo	Marca	Año Instalación	Capacidad (MVA)	Relación (KV)	Impedancia (%)	Grupo Conexión	Tipo De Regulación	POS TENSIÓN(V)
TX	AEG	1969	10	115/13,8	Pos. Nom= 8,35	Y y0	ONAN/ ONAF	1 - 120.000 9 - 115.000 – 13,8 KV 33 - 98.100

Análisis : Este tramo presenta características similares al tramo de transformación N° 1 y N° 2 de 115/13,8 kV antes analizado, como se dijo anteriormente en la sección 4.3.5 este transformador será objeto de reemplazo, debido a que se muestra insuficiente para alimentar la carga que en los últimos años ha crecido en grandes porcentajes. Se planea sacar fuera de servicio junto al transformador N° 2 de 16 MVA y en su reemplazo instalar un nuevo transformador de 115/13,8 kV (36MVA), con el objeto de ampliar la capacidad en distribución a 72 MVA.

4.3.7 Enlace de barra

El enlace entre los dos segmentos de barra que forman la barra principal de 13,8 kV, lo constituye el disyuntor o interruptor de acople D-120 como elemento principal, en el se encuentra instalado también su correspondiente transformador de corriente cuyas características son similares a las vistas en las secciones 4.3.4 y 4.3.5 de este capítulo.

Tabla 4.12. Disyuntor enlace de barra 13,8kV

DISYUNTOR = INTERRUPTOR										
Equipo	Marca	Año fabricación	Año instalación	Potencia de cierre (KA)	Medio De extinción	Tensión nominal (KV)	Tensión Máxima (KV)	Corriente Nominal (A)	Sobre-corriente Permitida (KA)	T (Seg)
D-120 (D.E.B)	IsodelS pcher	1981	1982	73,5/44	Aceite	12/25	25	1600	57,6	1

Como se puede apreciar en la tabla, este disyuntor presenta las mismas características descritas anteriormente en los interruptores D-180 y D-280, de la tabla 4.9, con la diferencia de que este se encuentra acoplado en las celdas de 13,8 kV y no a la intemperie.

Análisis: Interruptor y transformadores de corriente trabajando adecuadamente y sin problemas de ningún tipo.

4.3.8 Celdas

Las celdas son equipos completos formados por un disyuntor, un transformador de corriente y un transformador de tensión como elementos principales, en donde se encuentra alojada la barra principal de 13,8kV. La S/E Vigía I cuenta con 15 unidades de este tipo, las características técnicas y de operación se muestran en la tabla 4.13 a continuación:

Tabla 4.13. Características generales de las Celdas

CELDAS		
Marca	TABLECEL	
Año de instalación	1980	
Tensión nominal (KV)	13,8	
Capacidad (A)	1250	
Tensión. Max (kV)	14,5	
N° de unidades	15 CELDAS	
Disyuntor	Marca = Isodel Sprecher	Tipo = HIPTW306F
T.C	Marca = Artech	Tipo = AKH- 24
T.P	Marca = C.S.G	Tipo = VS017AA



**Figuras 4.2 (a) Celda de 13,8 kV (externa)
S/E VIGIA I**

**Figuras 4.2 (b) Celda de 13,8 kV (Interna)
S/E VIGIA I**

Análisis: En la actualidad la S/E VIGIA I no cuenta con celdas disponibles para ampliar la capacidad en 13,8 kV, en consecuencia, se planea ampliar el número de las celdas donde se pueda instalar dos nuevos circuitos y así aumentar el número total de circuitos de distribución en 13,8 kV a 10 unidades.

4.3.9 Tramo de transferencia 13,8 kV

Este tramo lo constituyen el disyuntor D-130 y el seccionador D-136, es el tramo que transfiere la energía de la barra principal a la barra de transferencia de 13,8 kV. Luego de analizar las características técnicas y de operación del disyuntor D-130 se comprueba que este presenta las mismas características que el disyuntor D-120 analizado anteriormente en la sección 4.3.7, por lo que no se hace necesario que sea mostrada su tabla característica. El seccionador D-136, es un seccionador de barra de transferencia cuya tensión nominal es de 14,4 kV y corriente nominal 400 A en sus tres fases. Para mayor claridad del lector se recomienda ver este tramo de transferencia en el plano “*DIAGRAMA UNIFILA (B) SUB. VIGÍA I*” de la carpeta DIAGRAMA UNIFILAR del CD anexo.

Análisis: En la actualidad estos equipos se muestran sin problemas técnicos y funcionando eficientemente.

4.3.10 Salida de línea 13,8 kV CIRCUITO N° 1 (D- 105)

Constituído principalmente por: Disyuntor D-105, seccionador D-103 de salida de línea y seccionador de transferencia D-106. Además cuentan para sus tres fases con transformadores de corriente cuya relación de transformación es 400/5 A y por descargadores de sobretensión o pararrayos de tensión nominal 12 kV y poder de descarga de 37 kV. Las tablas 4.14 y 4.15 muestran las características técnicas de estos equipos.

Tabla 4.14. Disyuntor (D-105) Salida de línea CTO N° 1

DISYUNTOR = INTERRUPTOR										
Equipo	Marca	Año fabricación	Año instalación	Potencia de cierre (KA)	Medio De extinción	Tensión nominal (KV)	Tensión Máxima (KV)	Corriente Nominal (A)	Sobre-corriente Permitida (KA)	T (Seg)
D-105 (D.S.L)	IsodelS pcher	1981	1982	73,5/44	Aceite	15/25	25	1600	57,6	1

Tabla 4.15 Seccionadores de salida de línea CTO N° 1

SECCIONADOR								
EQUIPO	Marca	Modelo	Año fabricación	Año instalación	Tensión nominal (KV)	Intensidad nominal (A)	Térmica (KA)	Tiempo (seg)
D- 103 (S.S.#1)	GARDY	-----	1977	1977	13,8	630	30	1
D- 106 (S.T)	GARDY	-----	1977	1977	17,5	630	30	1

Análisis: Según la tabla N° 4.14 se puede apreciar que el disyuntor D-105 de salida de línea N°1 presenta las mismas características técnicas y de operación descritas en los disyuntores anteriormente analizados, este a su vez se encuentra en buen estado sin objeto a cambio. Con respecto a los seccionadores D-106 (S.T) seccionador de transferencia del pórtico 13,8 kV y D-103 (S.S. #1), se puede apreciar según su tabla que uno opera con tensión nominal de 17,5 kV y otro con 13,8 kV, con mismas intensidad nominal y corriente térmica de 630 A y 30 KA respectivamente, estos equipos se encuentran en buen estado y sin objeto a cambio. La salida de línea N° 1 es también llamada circuito N° 1 (CAÑO TIGRE), alimentada por el transformador N° 3 de 10MVA.

4.3.11 Salida de línea 13,8 kV CIRCUITO N° 2 (D- 205)

Al igual que el circuito N° 1, el circuito N° 2 de distribución en 13,8 kV, está formado principalmente por un disyuntor o interruptor de potencia y dos seccionadores, uno de ellos, D-203 seccionando la salida de la línea y el otro D-206 usado como seccionador de transferencia de la salida N° 2. Esta salida de línea presenta características idénticas a la salida N° 1 de la sección 4.3.10 de este capítulo en cuanto a los transformadores de corrientes y pararrayos instalados en ella, es decir presenta un transformador de corriente para cada fase de la línea, de relación de transformación 400/5 A y descargadores de sobretensión o pararrayos de tensión nominal 12 kV y poder de descarga de 37 kV. La tabla 4.16 y 4.17 presentan las características técnicas y de operación del disyuntor y seccionadores presentes en esta línea.

Tabla 4.16. Disyuntor (D-205) Salida de línea CTO N° 2

DISYUNTOR = INTERRUPTOR										
Equipo	Marca	Año fabricación	Año instalación	Potencia de cierre (KA)	Medio De extinción	Tensión nominal (KV)	Tensión Máxima (KV)	Corriente Nominal (A)	Sobre-corriente Permitida (KA)	T (Seg)
D-205 (D.S.L)	IsodelS pcher	1981	1982	73,5/44	Aceite	15/25	25	1600	57,6	1

Tabla 4.17 Seccionadores de salida de línea CTO N° 2

SECCIONADOR								
EQUIPO	Marca	Modelo	Año fabricación	Año instalación	Tensión nominal (KV)	Intensidad nominal (A)	Térmica (KA)	Tiempo (seg)
D- 203 (S.S.#2)	GARDY	-----	1977	1977	13,8	630	30	1
D- 206 (S.T)	GARDY	-----	1977	1977	17,5	630	30	1

Análisis: El disyuntor D-205 presenta condiciones de funcionamiento y de operación dentro de los regímenes normales, por lo que no se hace necesario su cambio; los seccionadores de salida de línea y de transferencia D-203 y D-206 operan de forma correcta, así como los transformadores de corrientes y pararrayos que constituyen esta salida. La salida de línea N° 2 es también llamada circuito N° 2 (HOSPITAL), alimentada por el transformador N° 3 de 10MVA.

4.3.12 Salida de línea 13,8 kV CIRCUITO N° 3 (D- 305)

La salida de línea del circuito N° 3, es idéntica a las salidas de línea N° 1 y N° 2 analizadas en las secciones 4.3.10 y 4.3.11. Como nota resaltante, en esta sección y en las restantes secciones de las salidas de líneas N° 4, 5, 6,7 y 8 de 13,8 kV de este capítulo, se obviarán las correspondientes tablas características de los disyuntores y seccionadores, esto por el hecho de que estos equipos presentan las mismas características técnicas y de operación ya analizadas en los equipos de las salidas N° 1 y N° 2.

Análisis: Esta salida, la constituyen los siguientes equipos: Disyuntor D-305 (ver características en tabla 4.16); transformador de corriente para las 3 fases con relación de transformación 400/5 A; seccionadores D- 303 y D-306 (ver características en tabla 4.17 del D-203 (S.S.#2) y D-206 (S.T) respectivamente) y conjunto de 3 pararrayos del pórtico de

13,8 kV, todos en buen estado y operando eficientemente. La salida de línea N° 3 es también llamada circuito N° 3 (ZONA INDUSTRIAL), alimentada por el transformador N° 2 de 16 MVA.

4.3.13 Salida de línea 13,8 kV CIRCUITO N° 4 (D- 405)

Esta salida la conforman los siguientes equipos: Disyuntor salida N° 4, D-405 (ver características en tabla 4.16); seccionador salida de línea del pórtico de 13,8kV D-403 (ver características en tabla 4.17 del seccionador D-203 (S.S.#2)); seccionador de transferencia D-406 salida N°4 (ver características técnicas y de operación en tabla 4.17 del seccionador D-206 (S.T)); conjunto de 3 transformadores de corriente de relación de transformación 400/5 y 3 pararrayos de características: tensión nominal 12 kV y poder de descarga 37 kV.

Análisis: Equipos operando eficientemente, sin objeto a cambio. La salida de línea N° 4 es también llamada circuito N° 4 (PRIMERO DE MAYO), alimentada también por el transformador N° 2 de 16 MVA.

4.3.14 Salida de línea 13,8 kV CIRCUITO N° 5 (D- 505)

Salida conformada por los siguientes equipos: Disyuntor salida N° 5, D-505 (ver características en tabla 4.16); seccionador salida de línea del pórtico de 13,8kV D-503 (ver características en tabla 4.17 del seccionador D-203 (S.S.#2)); seccionador de transferencia D-506 salida N°5 (ver características técnicas y de operación en tabla 4.17 del seccionador D-206 (S.T)); conjunto de 3 transformadores de corriente de relación de transformación 400/5 y 3 pararrayos de características: tensión nominal 12 kV y poder de descarga 37 kV.

Análisis: Equipos operando adecuadamente, sin objeto a cambio. La salida de línea N° 5 es también llamada circuito N° 5 (PANAMERICANA), alimentada por el transformador N° 1 de 36 MVA.

4.3.15 Salida de línea 13,8 kV CIRCUITO N° 6 (D- 605)

La salida de línea N° 5 alimenta al circuito que CADAFE llamó CIRCUITO N° 5 (PDVSA); este circuito es exclusivo de PDVSA, más adelante se mencionan las zonas, sectores o rutas que recorren cada circuito con el objeto de tener una clara perspectiva de las rutas que alimentan cada uno de los restantes circuitos pertenecientes al sistema eléctrico de distribución de la ciudad de El Vigía.

La Salida N° 6 la conforman los siguientes equipos: Disyuntor salida N° 6, D-605 (ver características en tabla 4.16); seccionador salida de línea del pórtico de 13,8 kV D-603 (ver características en tabla 4.17 del seccionador D- 203 (S.S.#2)); seccionador de transferencia D-606 salida N°4 (ver características técnicas y de operación en tabla 4.17 del seccionador D-206 (S.T)); 3 transformadores de corriente de relación de transformación 400/5 y 3 pararrayos ubicados en el pórtico de 13,8 kV de características: tensión nominal 12 kV y poder de descarga 37 kV.

Análisis: Equipos operando eficientemente dentro de los valores normales de operación, sin objeto a cambio. La salida de línea N° 6 es alimentada por el transformador N° 1 de 36 MVA.

4.3.16 Salida de línea 13,8 kV CIRCUITO N° 7 (D- 705)

Conformada por los equipos descritos a continuación: Disyuntor salida N° 7, D-705 (ver características en tabla 4.16); seccionador salida de línea del pórtico de 13,8 kV D-703 (ver características en tabla 4.17 del seccionador D-203 (S.S.#2)); seccionador de transferencia D-706 salida N°5 (ver características técnicas y de operación en tabla 4.17 del seccionador D-206 (S.T)); 3 transformadores de corriente de relación de transformación 400/5 y 3 pararrayos de características: tensión nominal 12 kV y poder de descarga 37 kV. La salida de línea N° 7 es también llamada circuito N° 7 (LOS POZONES), alimentada por el transformador N° 1 de 36 MVA.

Análisis: salida idéntica a las ya analizadas en las salida de línea N° 1, 2, 3, 4, 5 y 6. Disyuntores y seccionadores en buen estado, operando de manera eficiente y sin propuestas de cambio.

4.3.17 Salida de línea 13,8 kV CIRCUITO N° 8 (D- 805)

La salida de línea N° 8, corresponde al último circuito en 13,8 kV que en la actualidad cuenta la S/E VIGIA I antes de su ampliación; la misma alimenta al CIRCUITO N° 8 (AV. DON PEPE ROJAS) y esta a su vez es alimentada por el transformador N° 1 de (36 MVA).

Esta salida se encuentra conformada por: Disyuntor de salida N°8, D-805 (ver características en tabla 4.16); seccionador salida de línea del pórtico de 13,8 kV D-803 (ver características en tabla 4.17 del seccionador D-203 (S.S.#2)); seccionador de transferencia D-806 salida N°8 (ver características técnicas y de operación en tabla 4.17 del seccionador D-206 (S.T)); 3 transformadores de corriente de relación de transformación 400/5 y 3 pararrayos de características: tensión nominal 12 kV y poder de descarga 37 kV.

Análisis: Equipos operando eficientemente y sin necesidad de cambio.

4.3.18 Tramo de compensación en 13,8 kV

El tramo de compensación en 13,8 kV está compuesto por el elemento de protección Disyuntor D-150 y por el banco de condensadores de capacidades (3 MVAR X 4).

Las características presentes en el disyuntor D-150 son las mismas ya especificadas en la tabla 4.16 de este capítulo. También se encuentran instalados en este tramo 3 transformadores de corriente TC, de relación de transformación 1000/5 A.

Análisis: Equipos operando eficientemente y sin necesidad de cambio antes de la ampliación.

4.3.19 Servicios auxiliares – corriente alterna y corriente continua de la S/E Vigía I

En la S/E VIGIA I los servicios auxiliares suministran la energía eléctrica de corriente AC/DC para las funciones de control, mando, señalización, protecciones, mediciones e iluminación de emergencia tanto en condiciones normales de funcionamiento de la fuente de energía principal como en condiciones de emergencia por alguna desconexión o falla. Estos equipos son dos servicios aparte, es decir, AC y DC con fuentes diferentes e independientes.

Actualmente la subestación Vigía I, cuenta con 4 bancos de servicios auxiliares en AC, de capacidad por banco: 3 x 25 KVA, 500 A; monofásico y con un peso total de 600 kg.

Además cuenta con un banco de baterías (S.A.C.C), con las siguientes características: 55 celdas de 2,2 volt c/u, capacidad (A-H) igual a 200 A-H, tiempo 8 horas; un segundo banco para el área de (COMUNICACIONES), con características: 24 celdas de 2,2 volt c/u, capacidad (A-H) igual a 475 A-H.

NOTA IMPORTANTE: En este capítulo solo se ha hecho una pequeña mención al pórtico de 34,5 kV y sus salidas, esto se debe a que en este proyecto no se plantean cambios ni ampliaciones a este nivel de tensión.

4.4 RECORRIDO DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN EN 13,8 kV Y PROYECCIÓN DE DEMANDA

El estudio del crecimiento de la demanda de energía eléctrica es indispensable para la planificación de las redes de distribución primaria. Tomando como base la situación actual del sistema de distribución a niveles de 13,8 kV y manteniendo como meta el año 2014 como corto plazo y el año 2019 como mediano plazo, se realizará la predicción de la demanda para la zona de El Vigía, y en consecuencia poder analizar y estudiar cómo se comportará el sistema en el futuro.

Como se dijo anteriormente la S/E Vigía I cuenta con 8 salidas en 13,8 kV. Para el análisis de este sistema de distribución presente en la ciudad de El Vigía se contó con los datos de demanda suministrados por la empresa CADAPE con los cuales se realizará el análisis del sistema actual y su proyección a corto y mediano plazo. La tabla 4.20 muestra los datos de demanda en amperios de los últimos años de los diferentes circuitos, excepto el circuito N° 6 que es exclusivo de PDVSA.

Tabla 4.18. Datos de demanda en (A) de los circuitos en 13,8 kV de la S/E VIGÍA I

S/E	N°	CIRCUITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
V I G I A I	1	CAÑO TIGRE	166	156	128	144	172	160	162	166	157	159
	2	HOSPITAL	243	265	227	280	255	256	299	286	310	307
	3	ZONA INDUSTRIAL	286	240	272	293	306	267	323	349	350	351
	4	PRIMERO DE MAYO	156	221	266	209	239	253	218	290	267	270
	5	PANAMERICANA	216	210	208	200	225	230	265	291	284	291
	7	LOS POZONES	248	202	276	220	241	257	277	297	310	314
	8	DON PEPE	250	244	250	251	262	264	268	318	331	336

Con los datos presentados en las tablas 4.18 se procede a realizar las proyecciones para determinar la demanda actual y a su vez realizar el análisis del sistema de la ciudad de El Vigía, para lo que se contará con el sistema PADEE, y a través de este se podrá determinar los circuitos que presenten caídas de tensión superiores a los máximos permitidos por la norma de CADAPE, así como los conductores que presenten sobrecarga. Para las proyecciones de demanda a futuro, se utilizó una hoja de cálculo a través de la herramienta computacional Excel.

4.4.1 Circuito N° 1 (CAÑO TIGRE)

El circuito N° 1, Municipio Alberto Adriani, recorre la siguiente ruta: AGUA LINDA, CARLOS ANDRÉS, CAÑO MOTA, RELLENO SANITARIO, LOS GIROS, EL

NARANJAL, LA GRANZONERA, FINCA SAN ANTONIO, ULA INFONET, CAÑO LA DANTA, CAÑO AMARILLO, LOS CAÑITOS, LA CAÑA BRAVA, CASERIO HACIENDA ROBERTO GONZÁLEZ.

A continuación se presenta las estimaciones de demandas a corto (Año 2014) y mediano plazo (Año 2019) para este circuito N° 1: Con los datos de demanda de la Tabla 4.18 y usando el método matemático de los MÍNIMOS CUADRADOS para la obtención de las ecuaciones (Lineal y Polinomial) usadas para proyectar a futuro y hoja de cálculo de Excel se proceden a realizar estas proyecciones. Antes de plantear las ecuaciones es importante aclarar qué el método de “*mínimos cuadrados*”, consiste en calcular una función que represente una serie de datos registrados. Es importante dejar claro que para efectos de este proyecto se deducirá solo el método de mínimos cuadrados para aproximación lineal, esto es debido a que se llevaría mucho contenido en explicar en detalle el método para la aproximación polinomial en donde se deben establecer los métodos de interpolación de Newton y La Grange.

www.bdigital.ula.ve

Como aplicar el método de los mínimos cuadrados: Tomando en cuenta que el método consiste en ajustar una recta a valores dispersos, necesitamos entonces conocer las características de la recta como son, su pendiente y su ordenada al origen, de la cual necesitamos estimar los valores de “a” y “b” de la siguiente ecuación:

$$Y = a + bX \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Por lo que sabiendo que el método de los mínimos calculará la recta que pasa por la media de todas las observaciones representadas por $(X_1, Y_1); (X_2, Y_2) \dots \dots \dots + (X_n, Y_n)$ entonces la ecuación de la recta será:

$$Y = \bar{y} + b(x - \bar{x}) \quad (\text{Ec. 4.2})$$

En donde: $(\bar{y} = \text{media de } Y_1, Y_2, \dots, Y_n)$ y $(\bar{x} = \text{media de } X_1, X_2, \dots, X_n)$.

$$b = \frac{\sum(x-\bar{x})(y-\bar{y})}{\sum(x-\bar{x})^2} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Tendremos entonces la ecuación de la recta en su forma pendiente – ordenada que corresponderá a la recta que satisface la condición

$\sum(x - \bar{x})(y - \bar{y}) = (x_1 - \bar{x})(y_1 - \bar{y}) + (x_2 - \bar{x})(y_2 - \bar{y}) + \dots \dots \dots (x_n - \bar{x})(y_n - \bar{y})$ de que las constantes “a” y “b” hacen mínima la suma.

Para la verificación del método, tomamos los datos de demanda en amperios de la tabla 4.18 del circuito N° 1 CAÑO TIGRE y aplicando el método de “mínimos cuadrados” para representar estos valores en una función general, se procede a interpolar dichos valores para obtener una proyección a corto y mediano plazo de la demanda de los circuitos actuales.

$$\bar{y} = \frac{166+156+128+144+172+160+162+166+157+159}{10} = 156$$

$$\begin{aligned} \sum(x - \bar{x})(y - \bar{y}) &= \\ &= ((-4)(-10) + (-3)(0) + (-2)(-28) + (-1)(-22) + 0 + (1)(4) + (2)(6) + (3)(10) \\ &\quad + (4)(1)) \\ &= 158 \end{aligned}$$

$$\sum(x - \bar{x})^2 = 61$$

$$b = \frac{\sum(x-\bar{x})(y-\bar{y})}{\sum(x-\bar{x})^2} = \frac{158}{61} = 2,59$$

Proyección Lineal a corto y mediano plazo:

$$Y = 156 + 2,59(X) \quad (\text{Ec. 4.4})$$

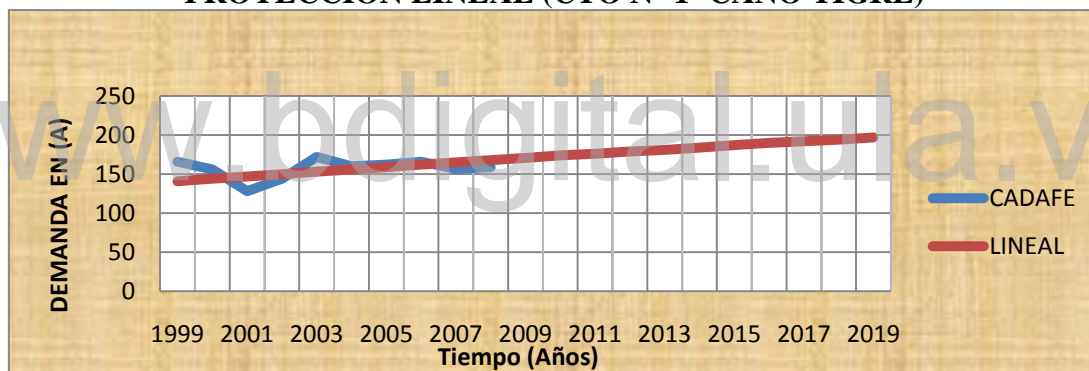
Para el estudio de la proyección polinomial el análisis es parecido, es decir, cuando se trata de aproximación polinomial se establecen los métodos de interpolación de Newton y La Grange.

Proyección Polinomial a corto y mediano plazo:

$$Y = 0,407(X)^2 - 2,682(X) + 159,281 \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Graficando los datos obtenidos por CADAFE desde el año 1999 hasta el año 2008 y proyectando gráficamente a través de las ecuaciones (Ec. 4.4) y (Ec. 4.5) desde el año 2009 hasta el año 2019 se obtienen los siguientes gráficos de demanda en amperios de este circuito N° 1 (CAÑO TIGRE)

PROYECCIÓN LINEAL (CTO N° 1- CAÑO TIGRE)



PROYECCIÓN POLINOMIAL (CTO N° 1- CAÑO TIGRE)

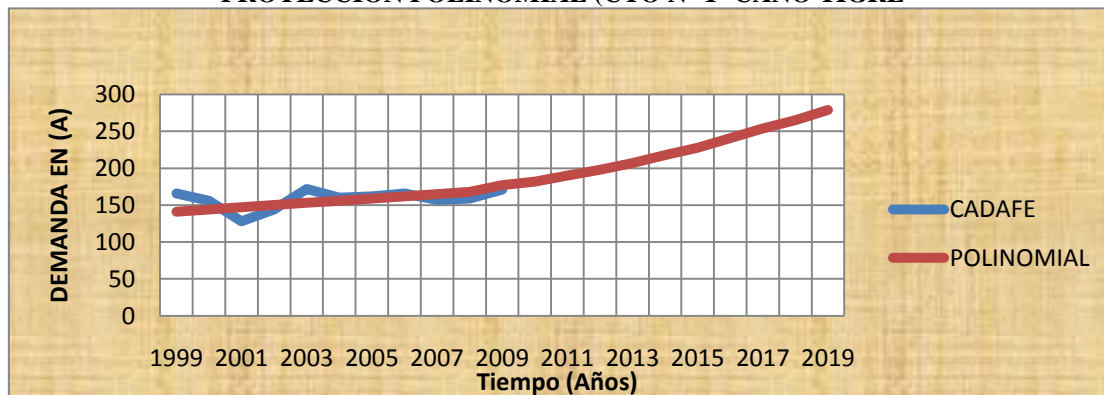


Fig. 4.3. Gráficos de proyección circuito (Caño Tigre)

La tabla 4.19 muestra los valores de demanda de corriente de las proyecciones graficadas en la figura 4.3

Tabla 4.19. Valores de la proyección en Excel, a corto (año 2014) y mediano plazo (año 2019), CIRCUITO N° 1 (CAÑO TIGRE)

CIRCUITO N° 1 (CAÑO TIGRE)												
S/E	AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
V I G I A I	LINEAL (A)	171	174	176	179	181	184	187	190	192	194	197
	POLINOMIAL (A)	175	182	188	197	206	215	226	237	250	263	275

4.4.2 Circuito N° 2 (HOSPITAL)

El circuito N° 2, Municipio Alberto Adriani, recorre la siguiente ruta: LOS BLOQUES, LAS CASITAS, PRINCIPAL DE LA URB. CARABOBO, BARRIO SAN ISIDRO, HOSPITAL, SECTOR EL TAMARINDO, PARTE BAJA DE LA CALLE 3, CENTRO DEL VIGÍA, AV 16, PLAZA BOLIVAR.

Se presentan a continuación las ecuaciones lineal y polinomial que se usarán en la proyección del circuito N°2 (HOSPITAL), a corto (Año 2014) y mediano plazo (Año 2019).

Proyección Lineal a corto y mediano plazo:

$$Y = 7,492(X) + 233,881 \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Proyección Polinomial a corto y mediano plazo:

$$Y = 0,407(X)^2 - 2,684(X) + 159,285 \quad (\text{Ec. 4.7})$$

Graficando los datos obtenidos por CADAPE de la tabla 4.18 y proyectando a corto y mediano plazo a través de las ecuaciones (Ec. 4.6 y 4.7) se obtienen los siguientes gráficos de demanda.

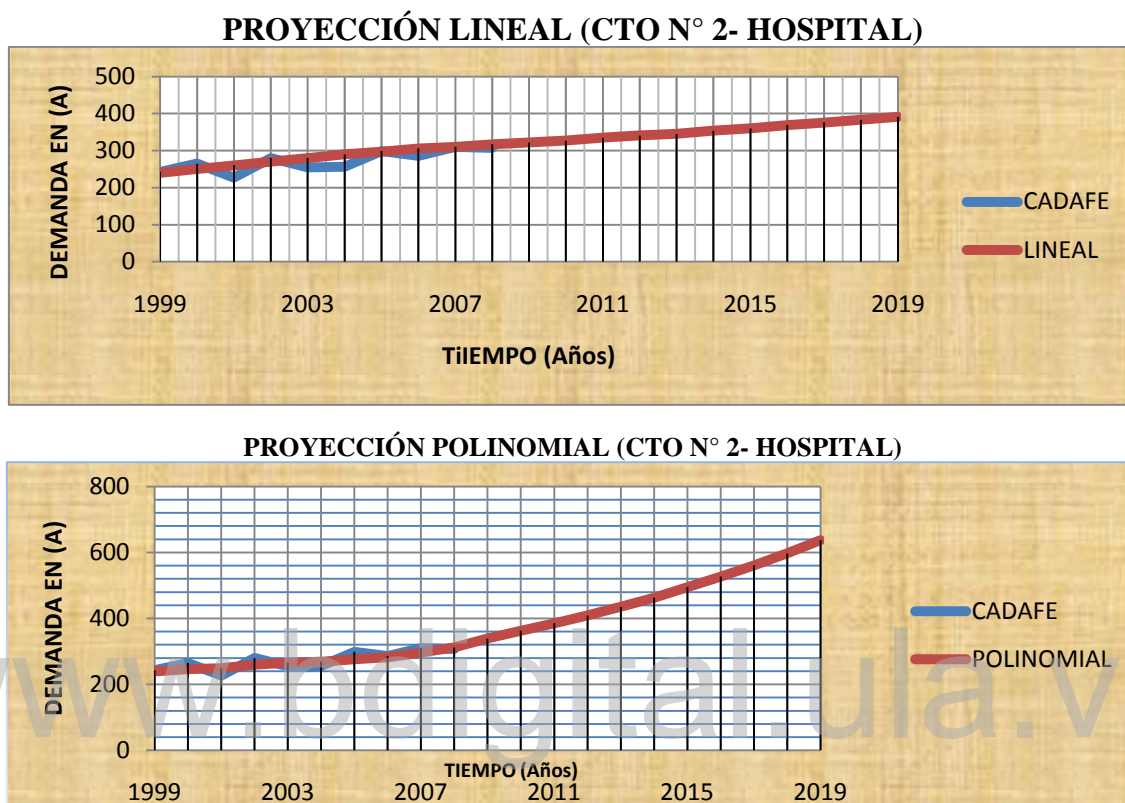


Fig. 4.4. Gráficos de proyección circuito (Hospital)

La tabla 4.20 muestra los valores de demanda de corriente de las proyecciones graficadas en la figura 4.4

Tabla 4.20. Valores de la proyección en Excel, a corto (año 2014) y mediano plazo (año 2019), CIRCUITO N° 2 (HOSPITAL)

CIRCUITO N° 2 (HOSPITAL)												
S/E	AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
V I G I A I	LINEAL (A)	316	323	328	339	345	354	360	369	376	383	391
	POLINOMIAL (A)	341	363	385	409	435	463	495	527	561	597	637

4.4.3 Circuito N° 3 (ZONA INDUSTRIAL)

El circuito N° 3, Municipio Alberto Adriani, recorre la siguiente ruta: ESPERANZA BOLIVARIANA, NUEVA LUCHA, COMANDO GUARDIA NACIONAL, MAKRO, ZONA INDUSTRIAL, LICEO ALBERTO ADRIANI, BARRIO PEPE ROJAS, PEQUIVEN, EL TAPARO, BARRIO 19 DE ABRIL, LA ESPERANZA, CAÑO NEGRO, ONICA, PARQUE CHAMA, EL PALACE, CAUCHOS MERIMAR, INTER DIESEL, LAGO SUR, BOMBA CREOLE, 23 DE ENERO, BARRIO AJURO, LA HOSTERIA, KIA, CAMPO ALEGRE, COMPLEJO DEPORTIVO, AGUAS DE MERIDA, GIMNASIO OSCAR ORTEGA, TANQUE DE AGUA INCE, CAMPO ALEGRE, EL CONDE Y BOLA GRANDE, CONQUISTA, BUBUQUI 6, OROSMAN ROJAS, 5 DE JULIO, LIJA BEATRIZ

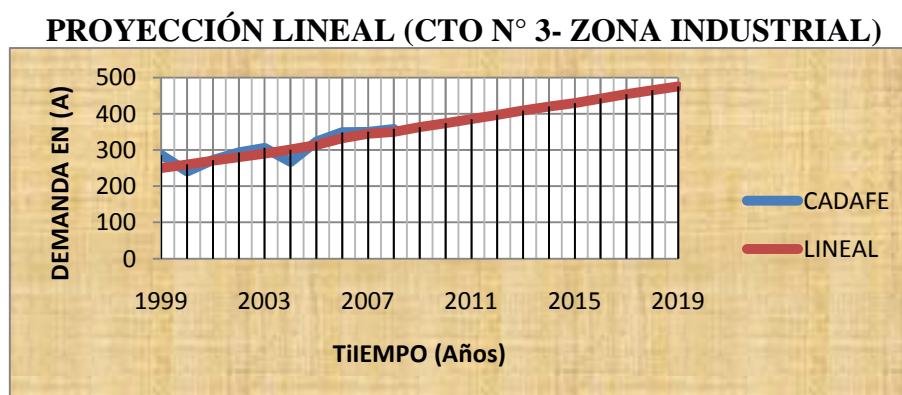
Proyección Lineal a corto y mediano plazo:

$$Y = 10,976(X) + 243,012 \quad (\text{Ec. 4.8})$$

www.bdigital.ula.ve

Proyección Polinomial a corto y mediano plazo:

$$Y = 1,702(X)^2 - 5,457(X) + 274,104 \quad (\text{Ec. 4.9})$$



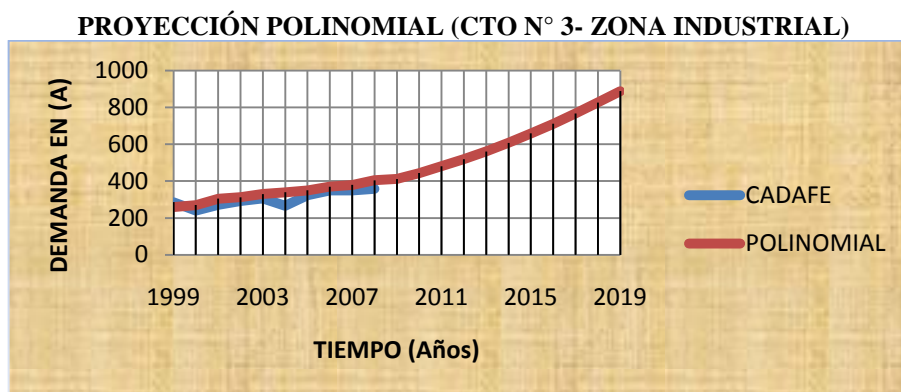


Fig. 4.5. Gráficos de proyección circuito (Zona Industrial)

La tabla 4.21 muestra los valores de demanda de corriente de las proyecciones graficadas en la figura 4.5

Tabla 4.21. Valores de la proyección en Excel, a corto (año 2014) y mediano plazo (año 2019), CIRCUITO N° 3 (ZONA INDUSTRIAL)

CIRCUITO N° 3 (ZONA INDUSTRIAL)												
S/E	AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
V I G I A I	LINEAL (A)	363	374	385	397	409	420	429	442	454	465	475
	POLINOMIAL (A)	412	444	481	519	561	608	659	711	767	826	888

4.4.4 Circuito N° 4 (PRIMERO DE MAYO)

El circuito N° 4, Municipio Alberto Adriani, recorre la siguiente ruta: SECTOR PRIMERO DE MAYO, DOMINGO ROA PEREZ, LAGO SUR, LAS CUMBRES, LOS PROFESORES, LOS OLIVOS, BARRIO AJURO, 23 DE ENERO, CAMPO ALEGRE, MARGEN DERECHA URB. BUENOS AIRES, INCE.

Proyección Lineal a corto y mediano plazo:

$$Y = 9,798(X) + 185,230 \quad (\text{Ec. 4.10})$$

Proyección Polinomial a corto y mediano plazo

$$Y = -1,201(X)^2 + 21,503(X) + 163,890 \quad (\text{Ec. 4.11})$$

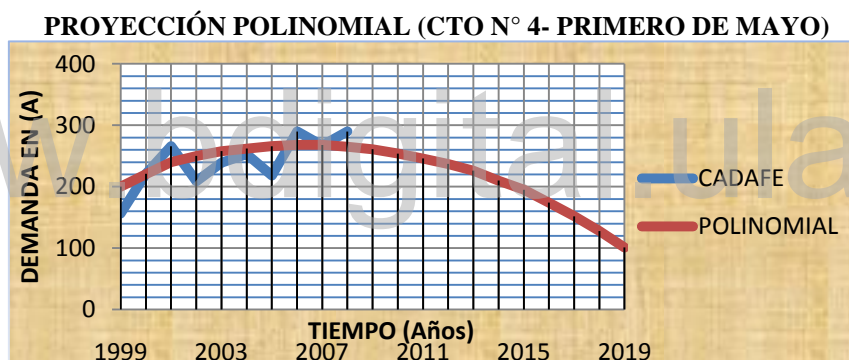
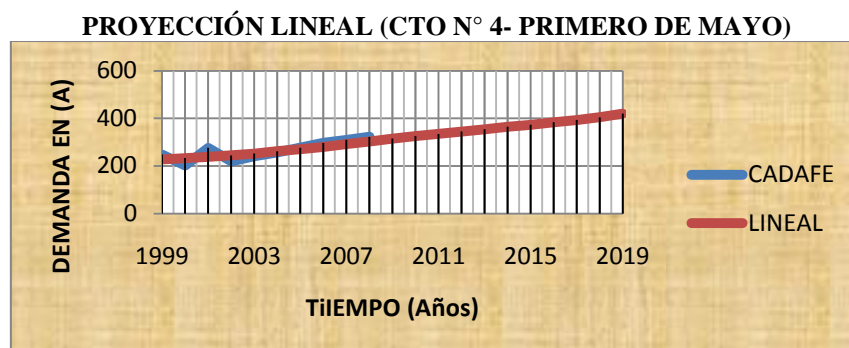


Fig.4.6 Gráficos de proyección circuito (Primero de Mayo)

Nótese que en la proyección polinomial para este circuito N°4, la tendencia es que baje su demanda para un corto y mediano plazo, cosa que en la realidad solo puede ocurrir si es desconectada parte de su carga actual.

La tabla 4.22 muestra los valores de demanda de corriente de las proyecciones graficadas en la figura 4.6

Tabla 4.22. Valores de la proyección en Excel, a corto (año 2014) y mediano plazo (año 2019), CIRCUITO N° 4 (PRIMERO DE MAYO)

CIRCUITO N° 4 (PRIMERO DE MAYO)												
S/E	AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
V I G I A I	LINEAL (A)	288	296	309	318	327	336	347	355	369	384	397
	POLINOMIAL (A)	261	254	246	237	226	210	195	174	152	128	101

4.4.5 Circuito N° 5 (PANAMERICANA)

El circuito N° 5, Municipio Alberto Adriani, recorre la siguiente ruta: LUGARCO, BRISAS DEL CHAMA, MOCACAY, CAÑO LA OSA, CAÑO DEL LORO, PIRELLI, BOMBA CANTA CLARO, LA CAMPIÑA, SECTOR LOS PERNIA, PARCELAMIENTO SAN LUIS, ALTA VISTA, LAS DELICIAS, LA ROMANA, DISPENSARIO LA ESPERANZA, EL ASERRADERO, TOSTONERA, PAPIROA, CAÑO BALZA, GRANJAS ATENAS, FILACA, AGUAS DE MERIDA, LA GALLERA, CALLE BAILADORES, LAVADO MUCUJEPE, MESA ALTA, LOS PINOS, LA CEIBITA, CAÑO CHURICA, CANTV, CARLOS ANDRÉS, RÓMULO GALLEGOS, DANIEL ZALAZAR, CAÑO JABÓN, CAÑO CAIMÁN, SECTOR LA ESPERANZA, CERRO AZUL, EL RESPIRO, LA CHACRA, CAÑO BLANCO (BALNEARIO), CAÑO BLANCO LA MESETA, CAÑO ARENA I y II, QUEBRADA BLANCA.

Proyección Lineal a corto y mediano plazo:

$$Y = 10,991(X) + 179,293 \quad (\text{Ec. 4.12})$$

Proyección Polinomial a corto y mediano plazo:

$$Y = 2,099(X)^2 - 9,821(X) + 221,143 \quad (\text{Ec. 4.13})$$

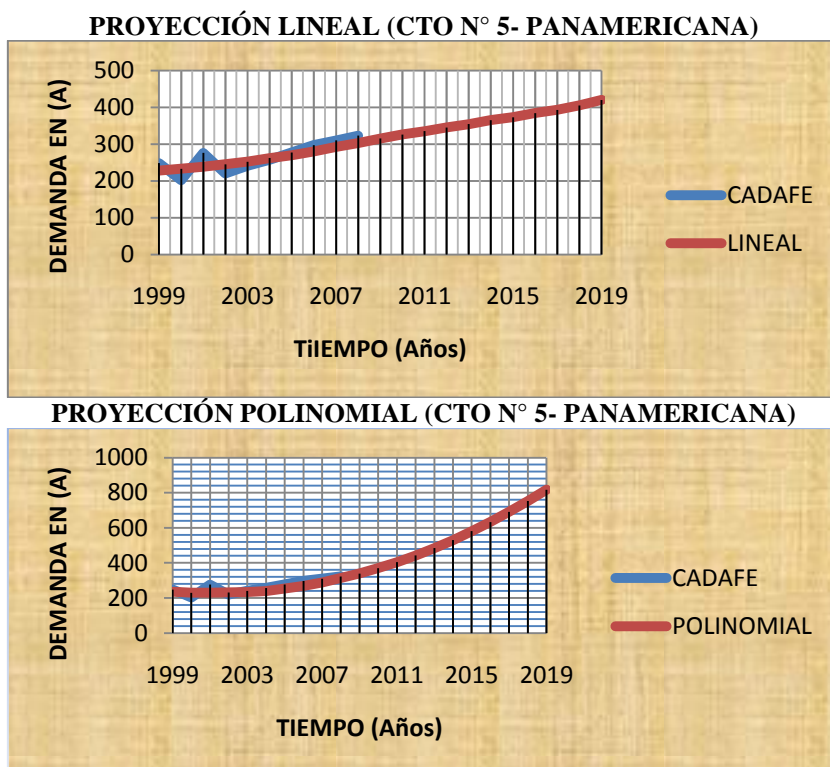


Fig.4.7 Gráficos de proyección circuito (Panamericana)

La tabla 4.23 muestra los valores de demanda de corriente de las proyecciones graficadas en la figura 4.7

Tabla 4.23. Valores de la proyección en Excel, a corto (año 2014) y mediano plazo (año 2019), CIRCUITO N° 5 (PANAMERICANA)

CIRCUITO N° 5 (PANAMERICANA)												
S/E	AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
V I G I A I	LINEAL (A)	300	314	325	335	346	358	369	380	391	401	413
	POLINOMIAL (A)	361	400	441	490	540	595	654	714	782	855	929

4.4.6 Circuito N° 7 (LOS POZONES)

El circuito N° 7, Municipio Alberto Adriani, recorre la siguiente ruta: MONTE VERDE, ROSA VIRGINIA, EL SAMÁN, CUEVA DE LOS AMIGOS, CALLE 5 DE JULIO, HOTEL EL REY, LAS PLAYITAS, EL HUECO, LA FLORESTA, FINCA GIRASOL, SECTOR LA PEDECA, CAÑO FRÍO, LA BLOQUERA, LOS POZONES, y EL GUANABERO.

Proyección Lineal a corto y mediano plazo:

$$Y = 10,991(X) + 179,293 \quad (\text{Ec. 4.14})$$

Proyección Polinomial a corto y mediano plazo:

$$Y = 2,099(X)^2 - 9,821(X) + 221,143 \quad (\text{Ec. 4.15})$$

www.bdigital.ula.ve

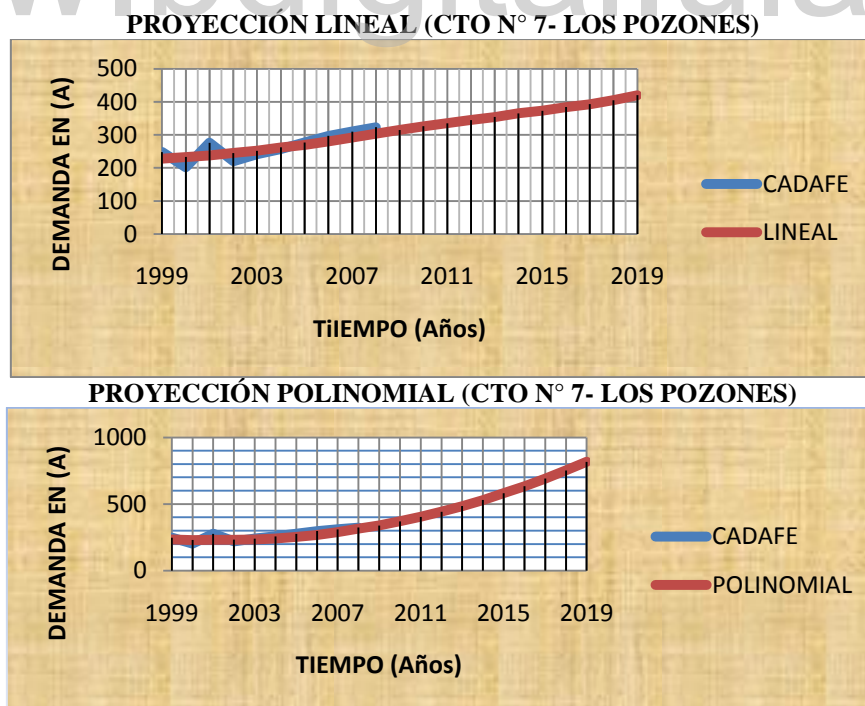


Fig.4.8 Gráficos de proyección circuito (Los Pozones)

La tabla 4.24 muestra los valores de demanda de corriente de las proyecciones graficadas en la figura 4.8

Tabla 4.24. Valores de la proyección en Excel, a corto (año 2014) y mediano plazo (año 2019), CIRCUITO N° 7 (LOS POZONES)

CIRCUITO N° 7 (LOS POZONES)												
S/E	AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
V I G I A	LINEAL (A)	315	326	335	345	354	365	373	384	393	405	420
	POLINOMIAL (A)	339	370	404	442	484	530	581	633	691	752	817

4.4.7 Circuito N° 8 (AV. DON PEPE ROJAS)

El circuito N° 8, es el último circuito en 13,8 kV que alimenta a la ciudad de El Vigía a través de la S/E VIGÍA I, Municipio Alberto Adriani, este recorre la siguiente ruta: LA FLORESTA PARTE BAJA, LA TRINIDAD (ESCUELA), PEPSI-COLA, SUR AMÉRICA, TRINIDAD, LA VICTORIA, DIVINO NIÑO, LA INMACULADA HASTA LOS SECCIONADORES DE ACOPLA CON EL CTO 7 FRENTE A LA ANTIGÜA FARMACIA CORAZÓN DE JESÚS. Las ecuaciones para la proyección de este circuito a corto (Año: 2014) y mediano plazo (Año: 2019), son las siguientes:

Proyección Lineal a corto y mediano plazo:

$$Y = 9,872(X) + 219,239 \quad (\text{Ec. 4.16})$$

Proyección Polinomial a corto y mediano plazo:

$$Y = 2,278(X)^2 - 12,668(X) + 259,001 \quad (\text{Ec. 4.17})$$

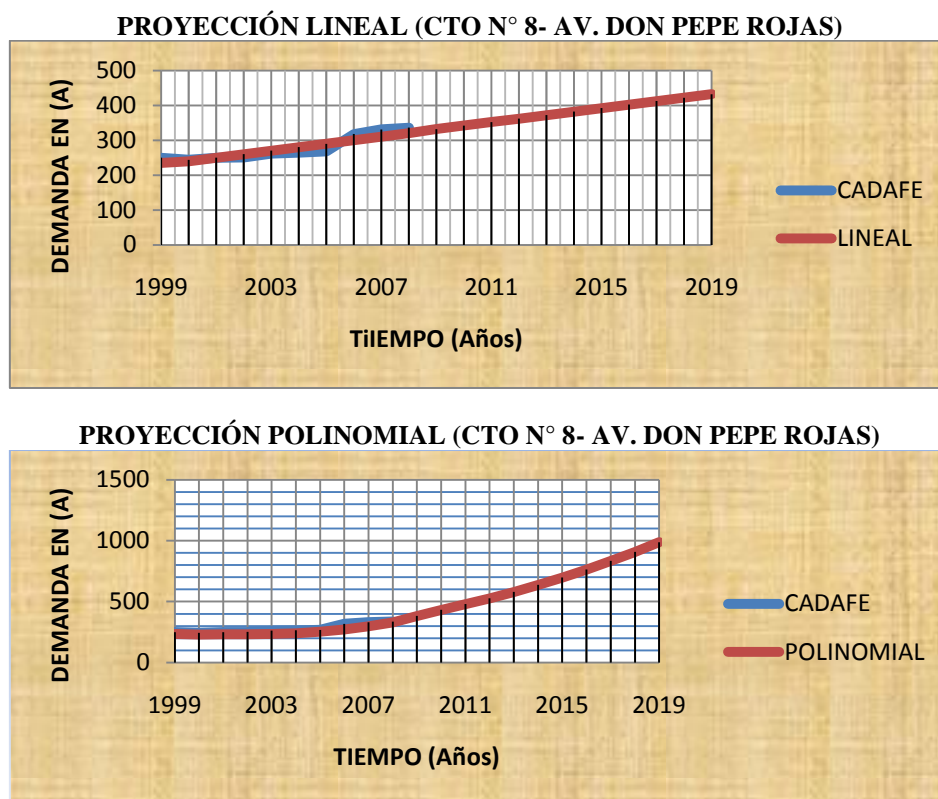


Fig.4.9 Gráficos de proyección circuito (Av. Don Pepe Rojas)

La tabla 4.25 muestra los valores de demanda de corriente de las proyecciones graficadas en la figura 4.9

Tabla 4.25. Valores de la proyección en Excel, a corto (año 2014) y mediano plazo (año 2019), CIRCUITO N° 8 (AV. DON PEPE ROJAS)

CIRCUITO N° 8 (AV. DON PEPÉ ROJAS)												
S/E	AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
V I G I A I	LINEAL (A)	315	326	335	345	354	365	373	384	393	405	420
	POLINOMIAL (A)	339	370	404	442	484	530	581	633	691	752	817

4.5. ESTUDIO DE LOS EFECTOS Y CONSECUENCIAS OBTENIDAS DE LAS PROYECCIONES

De las diferentes proyecciones obtenidas a lo largo de la sección 4.4, se puede obtener una valiosa información de cómo será el comportamiento o tendencia de los diferentes circuitos a corto y mediano plazo, por otra parte, de los datos obtenidos en la tabla 4.20 donde se muestran la demanda en corriente de los diferentes circuitos en 13,8 kV, se aprecia que la ciudad de El Vigía ha venido presentando un crecimiento en su demanda eléctrica. De los dos tipos de proyecciones estudiados en este proyecto, la proyección que presenta un crecimiento similar al obtenido a través de CADAPE hasta el año 2008, es la proyección lineal, esta es la que más se asemeja con la realidad, debiéndose a que su demanda para los próximos años no crece de forma exagerada.

La proyección polinomial presenta un crecimiento muy acelerado en casi todos los circuitos, reflejando un elevado crecimiento en la demanda, excepto en el circuito N° 4 (PRIMERO DE MAYO), el cual para corto y mediano plazo su demanda tiende a bajar mucho, no correspondiendo con la realidad. Lo anterior se puede observar en los gráficos presentados en las diferentes proyecciones, en las que se tienen líneas horizontales y verticales que al cruzarse permiten comparar las proyecciones con los datos de los valores máximos registrados en los años anteriores a 2009.

Por otra parte, para la proyección polinomial, de acuerdo con los datos presentados en la tabla 4.20 correspondiente a la demanda de los diferentes circuitos, se aprecia que la tendencia del crecimiento es mucho menor que los valores obtenidos con esta proyección, es decir, esta proyección nos muestra un crecimiento exagerado de la demanda, descartándose su uso. Por último, la proyección que resultaría más conveniente para realizar el diseño de cualquier circuito, es sin duda la proyección lineal, esto se puede apreciar en las tablas (de la 4.21 a la 4.27). Con esta selección se evitan los riesgos de un sistema de poca duración y altas demandas a corto y mediano plazo.

CAPÍTULO V

5. ANÁLISIS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL MAL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GENERAL

Como se explicó en el capítulo N°4 de este proyecto, el estudio del crecimiento de la demanda de energía eléctrica es indispensable para analizar el comportamiento a futuro de determinado sistema de distribución, específicamente para este caso la planificación de las redes de distribución primaria. Es importante mencionar que existen otras formas de predecir el comportamiento en su demanda de determinada red eléctrica, pero que en este proyecto no se tomarán en cuenta.

Por otra parte, para el análisis del sistema presente, se toma como dato los valores máximos de demanda experimentados por cada uno de los circuitos en estudio durante un periodo de doce meses (1 año). Una vez determinados claramente estos valores, se procede a utilizar la herramienta computacional PADEE con el módulo Programas de Análisis de la Red Primaria (PARP), nuevamente con los datos de demanda obtenidos de las proyecciones realizadas en el capítulo anterior, se procede a estudiar el sistema presente con el cual se determinarán los parámetros eléctricos como lo son: caída de tensión, pérdidas eléctricas, demandas, porcentaje de carga, así como aquellos conductores que presentan sobrecarga y los circuitos donde se presentan caídas de tensión mayores a las permitidas por las normas de CADAFE que no deben exceder del 6% en condiciones normales de operación.

5.1 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA PRESENTE DE DISTRIBUCION SEGÚN PADDE (AÑO: 2009)

El análisis obtenido del sistema presente a través de PADDE para el año actual (2009) de la red de distribución primaria alimentada por la S/E VIGIA I de la ciudad de El Vigía, (conformada por sus circuitos, exceptuando el circuito N° 6 exclusivo de PDVSA), se muestran a continuación en las siguientes secciones.

5.1.1 Circuito N° 1 (CAÑO TIGRE – 2009)

Para el circuito N° 1, se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 5.1. Resultados del circuito N° 1 (Caño Tigre – 2009)

ANÁLISIS SEGÚN PADDE (Año: 2009)							
DTTO	S/E	CIRCUITO	ΔV (%)	CARGA (%)	PÉRDIDAS (KW)	DEMANDA (A)	DEMANDA (KVA)
VIGIA	VIGIA I	CAÑO TIGRE	14,19	60,79	264,33	160	4189,21

Análisis: Circuito actual con problemas de caída de tensión, según norma CADAFE ésta no debe ser mayor al 6%, presentando una ΔV (%) = 14,19 (rectángulo de color rojo); también se evidencia pérdidas en la línea considerables.

5.1.2 Circuito N° 2 (HOSPITAL – 2009)

Tabla 5.2. Resultados del circuito N° 2 (Los Pozones – 2009)

ANÁLISIS SEGÚN PADDE (Año: 2009)							
DTTO	S/E	CIRCUITO	ΔV (%)	CARGA (%)	PÉRDIDAS (KW)	DEMANDA (A)	DEMANDA (KVA)
VIGIA	VIGIA I	HOSPITAL	8,5	104,21	344,20	314	7733,01

Análisis: Circuito actual con problemas de caída de tensión, superior a la norma CADAPE, los conductores tienen una máxima carga que sobrepasa el 100% excediendo los parámetros de calidad de servicio, los rectángulos de color rojo evidencian estos problemas, además presenta alta demanda en KVA por lo que requiere transferir parte de su carga a otro circuito ó a un nuevo circuito.

5.1.3 Circuito N° 3 (ZONA INDUSTRIAL – 2009)

Tabla 5.3. Resultados del circuito N° 3 (Zona Industrial – 2009)

ANÁLISIS SEGÚN PADDE (Año: 2009)							
DTTO	S/E	CIRCUITO	ΔV (%)	CARGA (%)	PÉRDIDAS (KW)	DEMANDA (A)	DEMANDA (KVA)
VIGIA	VIGIA I	ZONA INDUSTRIAL	5,11	95,23	175,88	354	8861,15

Análisis: Este circuito no presenta una caída de tensión que supere el 6% de la norma, además el conductor no se encuentra sobrecargado, cumple con los criterios de calidad establecidos para 13,8 kV, la demanda en KVA es alta por lo que se recomienda transferir parte de su carga a otro(s) circuito(s) ó a un nuevo circuito.

5.1.4 Circuito N° 4 (PRIMERO DE MAYO – 2009)

Tabla 5.4. Resultados del circuito N° 4 (Primero de Mayo – 2009)

ANÁLISIS SEGÚN PADDE (Año: 2009)							
DTTO	S/E	CIRCUITO	DV (%)	CARGA (%)	PERDIDAS (KW)	DEMANDA (A)	DEMANDA (KVA)
VIGIA	VIGIA I	PRIMERO DE MAYO	7,24	79,15	245,80	288	7160,55

Análisis: Este circuito presenta problemas de caída de tensión, superior a la norma CADAPE de (6% de ΔV), el rectángulo en rojo evidencia este problema; adicionalmente el conductor no

se encuentra sobrecargado, cumple con los criterios de calidad establecidos para 13,8 kV.

5.1.5 Circuito N° 5 (PANAMERICANA – 2009)

Tabla 5.5. Resultados del circuito N° 5 (Panamericana – 2009)

ANÁLISIS SEGÚN PADDE (Año: 2009)							
DTTO	S/E	CIRCUITO	ΔV (%)	CARGA (%)	PÉRDIDAS (KW)	DEMANDA (A)	DEMANDA (KVA)
VIGIA	VIGIA I	PANAMERICANA	13,75	95,88	799,18	291	7133,01

Análisis: Este circuito al igual que el circuito anterior, presenta problemas de caída de tensión, superior a la norma CADAPE de (6% de ΔV), el rectángulo en rojo muestra este valor; también presenta un valor de carga cercano al 100% correspondiente al criterio de calidad de servicio y un valor alto en la demanda, requiriendo transferir parte de su carga a otro(s) circuito(s) o a un nuevo circuito.

5.1.6 Circuito N° 7 (LOS POZONES – 2009)

Tabla 5.6. Resultados del circuito N° 7 (Hospital – 2009)

ANÁLISIS SEGÚN PADDE (Año: 2009)							
DTTO	S/E	CIRCUITO	ΔV (%)	CARGA (%)	PÉRDIDAS (KW)	DEMANDA (A)	DEMANDA (KVA)
VIGIA	VIGIA I	LOS POZONES	8,1	121,44	296,98	312	7690,12

Análisis: Este circuito al igual que el circuito N° 2, presenta problemas de caída de tensión superior a la norma CADAPE de (6% de ΔV), los conductores tienen una máxima carga que sobrepasa el 100% excediendo los parámetros de calidad de servicio, por otra parte, su demanda en KVA es elevada, por lo que se requiere transferir parte de su carga a otro(s) circuito(s) ó a un nuevo circuito.

5.1.7 Circuito N° 8 (AV. DON PEPE ROJAS – 2009)

Tabla 5.7. Resultados del circuito N° 8 (Av. Don Pepe Rojas – 2009)

ANÁLISIS SEGÚN PADDE (Año: 2009)							
DTTO	S/E	CIRCUITO	ΔV (%)	CARGA (%)	PÉRDIDAS (KW)	DEMANDA (A)	DEMANDA (KVA)
VIGIA	VIGIA I	AV. DON PEPE ROJAS	7,8	92,50	339,21	330	8046,77

Análisis: Este circuito al igual que los circuitos N° 4 y 5, presenta problemas de caída de tensión, superior a la norma CADAPE de (6% de ΔV), también presenta un valor de carga cercano al 100% máximo permitido y una demanda en KVA elevada, requiriendo transferir parte de su carga a otro(s) circuito(s).

5.2 ANÁLISIS Y PROPUESTAS

Como pudo observarse en las diferentes Tablas de la sección 5.1, los resultados demuestran que el sistema de distribución en 13,8 kV de la S/E VIGIA I, de la ciudad de El Vigía se encuentra actualmente en malas condiciones, entendiéndose por esto una baja calidad en el servicio eléctrico prestado por la Empresa CORPOELEC a la ciudad en estudio. Con esto se deduce entonces la necesidad de buscar alternativas de solución a los múltiples problemas encontrados.

Para los circuitos N° 1 (CAÑO TIGRE) y N° 2 (HOSPITAL), como se dijo en las secciones 5.11 y 5.1.2 se evidencian problemas de caída tensión, los mismos sobrepasan los límites de la norma CADAPE para la caída de tensión en circuitos de 13,8 kV que dice que estos no deben excederse del 6% en condiciones normales, ni del 7% para condiciones de emergencia. Además de esto, como se indicó en el capítulo 4 (sección 4.2), estos circuitos son alimentados con un transformador de 10 MVA, y de acuerdo con las Tablas (5.1 y 5.2) estos

presentan una demanda total de 11.922 MVA, siendo esta suma mayor a los 10 MVA de capacidad nominal del transformador.

Igualmente para los circuitos N° 3 y N° 4 (ZONA INDUSTRIAL) Y (PRIMERO DE MAYO) respectivamente, encontramos una situación similar a los dos circuitos anteriores, y esto se debe a que los mismos presentan una demanda total de 16,0217 MVA, ligeramente superior a la capacidad nominal de 16 MVA del transformador N° 2 que los alimenta, y es por esto, que en este trabajo de grado se ha determinado la necesidad de **ampliar la S/E VIGIA I instalando un nuevo transformador de 36 MVA**, el cual sustituirá los transformadores de 10 MVA y de 16 MVA instalados actualmente, y de esta forma poder ampliar la capacidad de la S/E VIGIA I a 72 MVA, (2x36MVA) para salidas de 13,8 kV.

Según la tabla 5.5, el circuito N° 5 (PANAMERICANA), evidencia problemas de caída de tensión. Para el 2009 esta fue de 13,75% de (ΔV), superando los 6% de la norma; también este problema lo presentan los demás circuitos excepto el circuito N° 3 (ZONA INDUSTRIAL). Para dar solución a esto, se evaluaron las alternativas mediante un estudio técnico y económico, mediante el cual se propone instalar reguladores de tensión estratégicamente ubicados en cada circuito para contrarrestar este fenómeno.

Por otra parte, se tiene que la demanda actual de los 8 circuitos de distribución en 13,8 kV de la S/E VIGIA I supera los 51,6 MVA y de acuerdo con el capítulo 4, donde se indicó que se tienen 3 transformadores de 115/13,8 kV, solo para alimentar los circuitos de 13,8 kV, los cuales suman un total de 62 MVA instalados, se puede afirmar que actualmente se cuenta con capacidad suficiente para alimentar toda la carga. Sin embargo, debido a que se planea instalar un nuevo transformador de 36 MVA y con esto **ampliar el pórtico de 13,8 kV** y a su vez **aumentar el número de salidas de 8 a 10 circuitos**, y considerando que se tienen circuitos de gran extensión de línea, es necesario aumentar la capacidad de la subestación llevándola como ya se dijo a 72 MVA. La tabla 5.8 muestra como quedaría repartido la alimentación de las diferentes salidas en 13,8 kV al entrar en funcionamiento el nuevo transformador de 36 MVA en la S/E VIGIA I.

Tabla 5.8. Capacidad en 13,8 kV al entrar en funcionamiento el nuevo TX de 36 MVA.

D.T.T.O	S/E	TENSION(KV)	CAPACIDAD (MVA)	NOMBRE DECIRCUITO	
V I G I A	V I G I A	13,8	TX1(Actual) = 36	CAÑO TIGRE	(CTO N° 1)
				HOSPITAL	(CTO N° 2)
				ZONA INDUSTRIA	(CTO N° 3)
				PRIMERO DE MAYO	(CTO N° 4)
			TX2(Propuesto) = 36	PANAMERICANA	(CTO N° 5)
				PDVSA	(CTO N° 6)
				LOS POZONES	(CTO N° 7)
				AV. DON PEPE ROJAS	(CTO N° 8)

CADAFE en los últimos años a través de su departamento de planificación, ha realizado estudios en los que se ha determinado la necesidad de cambiar los conductores de los troncales y ramales de transferencia a conductor 4/0 arvidal, esto con el fin de reducir la carga de los conductores, permitiendo esto, además, unificar los circuitos para tener la posibilidad de transferir cargas a otros circuitos en caso de emergencia, además de lograr reducir la caída de tensión presentes en ellos.

Finalmente en el sistema en estudio hay circuitos con baja densidad de carga, tal es el caso de los circuitos N° 1 (CAÑO TIGRE) y N° 5 (PANAMERICANA) los cuales, debido a su gran longitud presenta caídas de tensión elevadas, tal como lo indica la Tabla 5.1.1, en estos circuitos aún con el cambio del conductor del troncal a calibre 4/0 arvidal la caída de tensión sigue siendo mayor al 6%, por tal motivo se propone la instalación de un regulador para cada uno de ellos, lográndose con esto solucionar el problema de la caída de tensión. Los resultados se presentan a continuación en las Tablas 5.9 y 5.10.

Tabla 5.9. Resultados del circuito N° 1(CAÑO TIGRE), con la instalación del regulador de tensión

ANÁLISIS SEGÚN PADDE (Año: 2009)							
DTTO	S/E	CIRCUITO	ΔV (%)	CARGA (%)	PÉRDIDAS (KW)	DEMANDA (A)	DEMANDA (KVA)
VIGIA	VIGIA I	CAÑO TIGRE	4,56	53,78	111,12	184	4189,21

Tabla 5.10. Resultados del circuito N° 5(PANAMERICANA), con la instalación del regulador de tensión

ANÁLISIS SEGÚN PADDE (Año: 2009)							
DTTO	S/E	CIRCUITO	ΔV (%)	CARGA (%)	PÉRDIDAS (KW)	DEMANDA (A)	DEMANDA (KVA)
VIGIA	VIGIA I	PANAMERICANA	5,21	86,34	623,87	291	7133,01

En las tablas 5.9 y 5.10 se puede apreciar los resultados que traería instalar dos nuevos reguladores, uno al circuito N°1 y otro al circuito N°5, se evidencia que la caída de tensión en ellos disminuyó eficientemente a valores por debajo de la norma (6% de ΔV). Es importante destacar que las soluciones propuestas hasta ahora darán salida al problema presentado en un 80% de la ciudad, el otro 20% de la carga instalada en la ciudad de El Vigía es alimentada por la S/E EL BOSQUE de (10 MVA), no obstante estos cambios sólo darán un tiempo prudencial mientras se implementa una solución más efectiva y con un mayor tiempo de duración, además, aún implementando los cambios propuestos no se cumple con el criterio de capacidad firme ya que de acuerdo a los resultados de las tablas de la sección 5.1, la demanda de El Vigía sería de 51,6 MVA, y la capacidad instalada sería de 72 MVA, y de acuerdo con el criterio de capacidad firme, con la falla en uno de los transformadores de 36 MVA de Vigía I sólo se podrían alimentar 46.8 MVA, siendo menor a los 51,6 MVA de la demanda.

5.3 ANÁLISIS Y PREDICCIÓN DE LA DEMANDA A CORTO PLAZO

Para el año 2014 según el método de proyección de la demanda, realizado mediante el método de proyección lineal, se logró estimar la demanda de todos los circuitos en 13,8 kV de la S/E VIGIA I. En las diferentes proyecciones se puede apreciar que todos los circuitos experimentarán un crecimiento considerable en su demanda, con esto se logró estimar que la demanda total de los 8 circuitos para el año 2014 aumentará aproximadamente un 20%, es decir, 10,3 MVA que sumados a la demanda actual para estos circuitos de (51,6 MVA), llegará a (61,9 MVA) aproximadamente, por lo que un aspecto muy importante a tomar en cuenta es la **ampliación de la S/E EL BOSQUE** que surte al resto de los circuitos de 13,8 kV de la ciudad de El Vigía, esta subestación actualmente cuenta con una capacidad de 10 MVA,

por lo que se hace necesario instalar un nuevo transformador de capacidad 10 MVA y así contar con un total de 20 MVA. Al entrar en funcionamiento este nuevo transformador en la S/E EL BOSQUE le dará más holgura a la S/E VIGIA I que para finales del año 2010 debe contar con 72 MVA para circuitos de 13,8 kV. Por otra parte, para dar una mejor solución a los problemas de abastecimiento eléctrico que generará este crecimiento de demanda se proponen las siguientes dos alternativas:

A) SI NO SE AMPLIA LA S/E EL BOSQUE: Si para el año 2014 aun no se ha ampliado la S/E EL BOSQUE, se propone instalar nuevamente un transformador de 115/13,8 kV de 10 MVA en la S/E VIGIA I, que sumados a los dos transformadores de 36 MVA instalados para ese momento, sumarian 86 MVA solamente para circuitos de 13,8 kV.

B) SI SE AMPLIA LA S/E EL BOSQUE: Al ampliarse la S/E EL BOSQUE a 20 MVA, se logrará disminuir parte de la carga de la S/E VIGIA I en sus circuitos de 13,8 kV, que para el año 2014 alcanzará los 61,9 MVA, sin embargo la entrada en funcionamiento de este nuevo transformador no evitara que la capacidad de la S/E VIGIA I de 72 MVA se sature para años futuros, es decir, no podrá cubrir el incremento de la demanda para largo plazo. Para poder cubrir este incremento en la demanda a partir del año 2014 y cumplir el criterio de capacidad firme se propone construir una nueva subestación 115/13,8 kV.

5.4 ANÁLISIS Y PREDICCIÓN DE LA DEMANDA A LARGO PLAZO

Para el año 2019 según el método de proyección lineal, se pudo apreciar que la demanda total de los circuitos de distribución en 13,8 kV de la S/E VIGIA I, experimentarán un crecimiento de más del 40% en su demanda, es decir, luego de 10 años contados a partir de 2010 la demanda se incrementará en 20,6 MVA aproximadamente, que sumados a los 51,6 MVA actuales para circuitos de 13,8 kV suman un total de 72,2 MVA superando en 0,2 MVA la capacidad que para ese año tendría la S/E VIGIA para circuitos de 13,8 kV. En vista de estos futuros incrementos será necesario como se dijo en la sección anterior **la construcción de una nueva subestación de 115/13,8 kV de capacidad (2x36MVA)**, es decir, 72 MVA, la cual

sería construida cerca del centro de carga del sistema eléctrico de distribución de la ciudad de El Vigía, que considerando la cargas de la S/E VIGIA I más las cargas de la S/E EL BOSQUE, este centro de carga estaría ubicado en el poblado de la BLANCA, del Municipio Alberto Adriani, cuyo sector ha crecido en su demanda eléctrica a pasos gigantes en los últimos 4 años.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO VI

6. DESARROLLO DE LAS SOLUCIONES ADOPTADAS

6.1 PARA LA AMPLIACIÓN DE LA S/E VIGÍA I

Desde principios del capítulo II y sucesivos capítulos de este trabajo, se ha hecho evidente la necesidad de que el principal objetivo de este trabajo es ampliar la capacidad de la S/E VIGÍA I (115/34,5; 13,8) kV, específicamente el patio de 115/13,8 kV, por presentar problemas de déficit en su capacidad de abastecer la demanda de la carga instalada. Es por ello que se ha dado la necesidad de proponer las siguientes alternativas para ser ejecutadas en la brevedad posible.

6.1.1 Análisis de la propuesta de aumento de la capacidad en 13,8 kV de la S/E VIGÍA I

Del estudio de proyección de demanda realizado en el capítulo IV y posteriormente analizado en la sección 5.2 se logró proponer la necesidad de un aumento de la capacidad instalada de la actual S/E VIGIA I (115/34,5; 13,8) kV, con el fin de poder cubrir la demanda actual y a su vez las estimaciones de demanda para el año 2014. Esta ampliación implica el cambio de los transformadores de potencia de 10 y 16 MVA de relación de transformación 115/13,8 kV, por un solo transformador de 115/13,8 kV y capacidad (36 MVA), ampliando con esto la capacidad actual de la subestación en 10 MVA para circuitos de 13,8 kV. La Tabla 6.1 que se muestra a continuación muestra estos cambios.

Tabla 6.1. Aumento de la capacidad de la S/E VIGÍA I

AMPLIACIÓN S/E VIGÍA I		
OBRA	CAPACIDAD ACTUAL EN PATIO DE 115/13,8 KV (MVA)	CAPACIDAD PROPUESTA A EJECUTARSE EN 2010 PATIO 115/13,8 KV (MVA)
AMPLIACION DE LA CAPACIDAD S/E VIGIA I	(1X36 MVA) + (1X16 MVA) + (1X10 MVA) = 62 MVA	(2X36 MVA) = 72 MVA

Es importante resaltar que una vez ampliada la capacidad de esta subestación, *aumentará la capacidad firme*, es decir, aumentará la capacidad de alimentar la carga ante la falla de uno de los transformadores de 13,8 kV. La modificación producto de la ampliación de la subestación se puede apreciar en el plano de “*DISPOSICIÓN DE EQUIPOS LUEGO DE LA AMPLIACIÓN*” en la carpeta DISPOSICIÓN DE EQUIPOS DE LA SUB. VIGIA I del CD anexo. Por otra parte, una vez ampliada la capacidad de la subestación, ameritará que sean ejecutadas ciertas ampliaciones en el pórtico de 13,8 kV, específicamente en: el número de celdas donde se encuentra acoplada la barra principal de 13,8 kV, en la barra de transferencia y en la bahía donde irán ubicados las salidas de los nuevos circuitos de distribución que serán propuestos en este capítulo.

6.1.2 Análisis de la propuesta de ampliación del pórtico de 13,8 kV

Como se dijo en la sección anterior, aprovechando la ampliación de la capacidad de la subestación, será necesario realizar una ampliación al pórtico de 13,8 kV el cual involucra las siguientes consideraciones:

1) Aumentar el número de celdas de la barra principal: Como se pretende **aumentar el número de circuitos a (2) dos nuevos circuitos** de distribución en 13,8 kV, será necesario aumentar el número de celdas de la barra principal donde se ubicarán los equipos para estos nuevos circuitos, tales como: interruptor de acople, seccionador de barra, transformador de corriente, transformador de potencial y demás componentes. Debido al poco

espacio disponible en la S/E VIGÍA I, estas celdas serán ubicadas al lado de las ya instaladas, sus dimensiones se pueden apreciar en la siguiente figura.

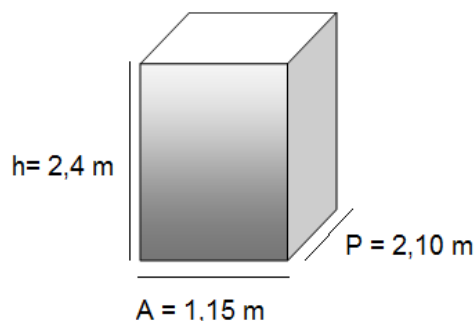


Fig. 6.1. Dimensiones de las celdas propuestas

La subestación tiene disponible 4,5 metros de ancho solo para la ampliación de las celdas, por lo que existe espacio suficiente para instalar estas dos nuevas celdas. Es importante destacar que en la actualidad el número de celdas es de 15 unidades, de las cuales 8 corresponden a los equipos de los circuitos propiamente dichos, dos a los interruptores de llegada a barra, una a el banco de capacitores, una para el interruptor de acople de barra, dos para las cuchillas de los servicios auxiliares y una celda que aloja un interruptor de transferencia que se encuentra permanentemente fuera de servicio y solo es usado cuando ocurre una falla en las celdas de algunos de los circuitos. El plano de “DISPOSICIÓN DE EQUIPOS LUEGO DE LA AMPLIACIÓN” de la carpeta DISPOSICIÓN DE EQUIPOS DE LA SUB. VIGIA I muestra la ampliación del número de celdas. Las características técnicas y de operación de las celdas propuestas se enuncian a continuación:

Tabla 6.2. Características técnicas de las celdas propuestas.

CAPACIDAD (A)	TENSIÓN NOM.(KV)	TENSIÓN MAX.(KV)	DISYUNTOR	TC	TP
1250	13,8	28	MARCA: Isodel Sprecher TIPO: HIPTW3067	MARCA: Arteché TIPO: AKH- 24	MARCA: CSG TIPO: VS017AA

Por otra parte, la ampliación de 8 a 10 en el número de los circuitos de distribución trae una segunda consecuencia, esta corresponde a la ampliación de la barra de transferencia y a la ampliación de la bahía donde se montarán las dos nuevas salidas de 13,8 kV. La consideración número 2 explica esto en detalle.

2) Ampliar la bahía y la barra de transferencia: CADAFE desde algún tiempo atrás previendo esta modificación, ejecutó a través de la contratista FARADAY C.A la **ampliación de la bahía y la extensión de la barra de transferencia**, esta empresa, realizó los cálculos necesarios para el diseño de barras y bahías y en consecuencia la obra ya está construída esperando solamente la ampliación de la capacidad en 13,8 kV. A pesar de que la ampliación de la barra de transferencia ya fue ejecutada por parte de la empresa contratista, en este trabajo se realizaron los cálculos de corrientes necesarios para esta barra, llegando a los siguientes resultados: la barra de transferencia se recomienda sea tubular de cobre “ESTÁNDAR” de 3 / 4” (IPS) y calibre N° 4/0 AWG de cobre cableado. Para la barra principal se obtuvieron valores de corriente inferiores a los 2000 A previstas para barras de 13,8 kV, por lo que esta debe ser de cobre y alojada en celdas. Las maniobras de acople de las nuevas celdas quedará de parte de la empresa CADAFE específicamente por su departamento de OBRAS. Las figuras 6.2 y 6.3 muestran los trabajos ya construidos de la bahía y de las tanquillas por donde pasarán los conductores que alimentarán los dos circuitos propuestos.

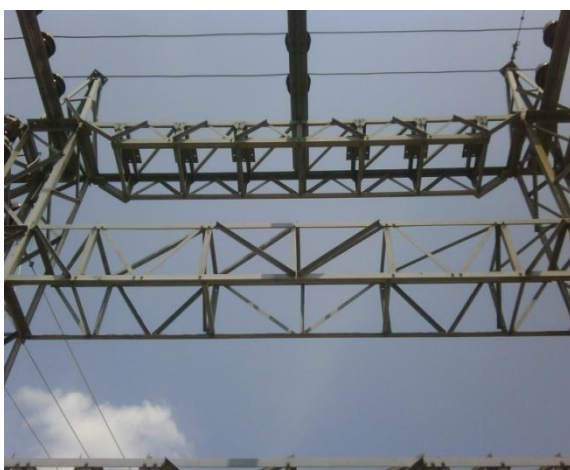


Fig.6.2. Bahía para la salida de los 2 nuevos circuitos. S/E VIGÍA I, patio de 13,8 kV.



Fig.6.3. Tanquillas de los conductores que alimentarán los nuevos circuitos. S/E VIGIA I.

6.2 PARA LA AMPLIACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCION Y REORDENAMIENTO DE LA CARGA

6.2.1 Análisis de la propuesta de instalación de bancos de reguladores.

La instalación de reguladores de tensión, como se mencionó en el capítulo V de este proyecto, son equipos capaces de elevar la caída de tensión de los circuitos a su valor nominal, estos equipos están compuestos por autotransformadores con capacidad de regulación de tensión en +/- 10. Según el análisis del sistema presente del capítulo V se pudo constatar que el sistema de distribución eléctrico instalado actualmente en la ciudad de El Vigía presenta problemas de caída de tensión en casi todos los circuitos, por lo que se propone sea instalado bancos de regulación en los circuitos N° 1 (CAÑO TIGRE) y N° 5 (PANAMERICANA). Estos circuitos son los que presentan una mayor caída de tensión, de $\Delta V = 14,19\%$ y $13,75\%$ respectivamente.

Tabla 6.3. Bancos de reguladores propuestos

OBRA	FECHA DE INSTALACIÓN (AÑO)	UBICACIÓN DE LA OBRA
INSTALACION DE BANCO DE REGULACIÓN- CTO N° 1 (CAÑO TIGRE)	2010	CASERIO ONIA DEL PLANO ORIGINAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION.
INSTALACION DE BANCO DE REGULACIÓN- CTO N° 5 (PANAMERICANA)	2010	SECTOR MUCUJEPE, CERCA DE LAS RESIDENCIAS MI CAMPITO

Esta propuesta es una solución de rápida ejecución que ayudará a solucionar los problemas de caída de tensión presentes en estos dos circuitos.

6.2.2 Análisis de la propuesta de cambio de conductor a calibre 4/0 Arvidal

Según el análisis realizado del sistema presente de distribución en el capítulo V, se llegó a la conclusión que uno de los principales problemas que presenta este sistema aparte de la falta de capacidad de la S/E VIGÍA I, y de el problema de caída de tensión, es la sobrecarga en los conductores, por tales motivos se vió la necesidad de proponer el cambio de estos conductores a corto plazo, para así darle mayor flexibilidad al sistema y poder de esta manera garantizar la calidad del servicio a los suscriptores. Para este análisis se consideró el cambio de conductor de calibres 2/0 Avidal y 2/0 ACSR a calibre 4/0 del circuito N° 1 (CAÑO TIGRE) y a dos troncales del circuito N° 7 (LOS POZONES). La tabla 6.4 define estos cambios.

Tabla 6.4. Propuestas de cambios de conductor calibre 4/0 ARVIDAL

CIRCUITO	CONDUCTOR EXISTENTE	CONDUCTOR PROPUESTO
CTO N° 1 CAÑO TIGRE	2/0 ARVIDAL 2/0 ACSR	4/0 A TODA LA RUTA
CTO N° 7 LOS POZONES	2/0 ARVIDAL	4/0 EN LA TRONCAL FRENTE AL PALACIO DE JUSTICIA, SECTOR SAN ISIDRO
	2/0 ARVIDAL	4/0 EN LA TRONCAL SUBIENDO POR EL COMANDO DE LA POLICIA

La propuesta de cambio de conductor a calibre 4/0 del circuito N° 1 (CAÑO TIGRE), se presenta como alternativa que permitiría dejar los tramos actuales en calibre 4/0 y además cambiar a este calibre aquellos tramos que presentan conductores de calibre 2/0 Arvidal y 2/0 ACSR, esto con la finalidad de mantener uniformidad en los calibres de los circuitos y a su vez solventar los problemas de caída de tensión. La tabla 6.5 muestra los resultados obtenidos luego del cambio de conductor a calibre 4/0 del circuito N° 1.

Tabla 6.5 Resultados del análisis de la alternativa de cambio de conductor a 4/0 ARVIDAL

CIRCUITO N° 1 (CAÑO TIGRE) CON CALIBRE 4/0 ARVIDAL							
DTTO	S/E	CIRCUITO	ΔV (%)	CARGA (%)	PÉRDIDAS (KW)	DEMANDA (A)	DEMANDA (KVA)
VIGIA	VIGIA I	CAÑO TIGRE	4,34	47,45	149,14	184	4189,21

Como se puede apreciar en la tabla 6.5, una vez sea cambiado el conductor del circuito (CAÑO TIGRE) a calibre 4/0, serán solucionados los problemas de caída de tensión, está bajara de 14,19% a 4,34% lo cual es muy bueno. El porcentaje de carga y las pérdidas en la línea descenderán de 60,79% y 264,33 KW a valores de 47,45% y 149,14 KW respectivamente.

6.2.3 Análisis de la propuesta de construcción de dos nuevos circuitos de distribución en 13,8 kV.

En las secciones anteriores de este capítulo, se han planteado ciertas propuestas de cambio y modificación para algunos circuitos, los cuales según proyecciones y análisis presente nos demuestran que los cambios propuestos hasta ahora no son suficientes a corto plazo, por lo que se hace necesario ampliar el número de circuitos de 13,8 kV. Según información recolectada en el levantamiento de campo del capítulo IV, la S/E VIGÍA no cuenta con gran espacio para aumentar este número de circuitos, y esto se debe a que la misma ha sufrido varias ampliaciones a través de los años producto del crecimiento en la demanda. Sin embargo se analizaron en detalle las alternativas y según medidas se pudo establecer un espacio para instalar dos nuevas salidas en 13,8 kV. Las alternativas para el recorrido de estos nuevos circuitos son:

A) Crear dos nuevos circuitos paralelos a dos ya existentes: Esta alternativa implica la creación de dos nuevos circuitos exactamente paralelos a los dos circuitos con mayor carga actualmente, es decir, al circuito numero N° 3 (ZONA INDUSTRIAL) y al circuito N° 8 (AV. DON PEPE ROJAS), los cuales presentan una demanda actual de (8861,15

MVA y 8046,77 MVA) respectivamente. Estos circuitos tendrán por nombres: circuito N° 9 (ZONA INDUSTRIAL I) y circuito N° 10 (DON PEPE ROJAS I). Se propone que los circuitos sean construídos usando los mismos postes de 14 (pies) y tendidos eléctricos existentes en los circuitos N° 3 y N° 8 a la altura establecidas en las normas de tendidos eléctricos para 13,8 kV / (208/110) V de CADAFE. La carga a transferir a los nuevos circuitos se propone sea el 50% de las instaladas actualmente en los circuitos N° 3 y N° 8, esto con la finalidad de descargar a la mitad los circuitos 3 Y 8. La transferencia de carga se hará en los puntos donde la carga se ha acentuado con mayor proporción en los últimos años para los circuitos (ZONA INSDUSTRIAL) y (AV. DON PEPE ROJAS), estos puntos según datos de CADAFE corresponden a los sectores: MAKRO, NUEVA LUCHA, ZONA INDUSTRIAL, OROSMAN ROJAS, SUR AMERICA, LA TRINIDAD, LA INMACULADA y LA VICTORIA.

Para el estudio de esta alternativa se consideran dos casos:

A.1). Utilizar conductor 4/0 Arvidal para los nuevos circuitos.

A.2). Utilizar conductor 336 Arvidal para los nuevos circuitos.

Es necesario considerar estos dos casos ya que esto también influye en el costo del diseño.

De acuerdo a lo indicado, las corrientes para cada nuevo circuito a corto y mediano plazo tomando en consideración el crecimiento en la demanda según la proyección lineal, serán las siguientes:

Tabla 6.6. Valores de corriente para los circuitos N° 9 y 10 a corto y mediano plazo ALTERNATIVA (A)

D.T.T.O	S/E	CIRCUITO	2010	2013	2016	2019
VIGIA	VIGIA I	ZONA INDUSTRIAL I CTO N° 9	187	204,5	221	237,5
		AV. DON PEPE ROJAS I CTO N° 10	163	177	192	210

A.1) Considerando conductor 4/0 Arvidal: El usar conductor calibre 4/0 Arvidal tiene la ventaja en cuanto a costos se refiere. Los resultados en el año 2019 para esta alternativa según proyección a corto y mediano plazo (año: 2019) se presentan en la tabla 6.7.

Tabla 6.7 Resultado del análisis para la alternativa (A): Conductor Arvidal 4/0

CIRCUITO N° 9 y 10 ALTERNATIVA CONDUCTOR ARVIDAL 4/0 (AÑO: 2019)							
DTTO	S/E	CIRCUITO	ΔV (%)	CARGA (%)	PÉRDIDAS (KW)	DEMANDA (A)	DEMANDA (KVA)
VIGIA	VIGIA I	ZONA INDUSTRIAL I CTO N° 9	3,5	62,15	111,36	237,5	6202,9
		AV. DON PEPE ROJAS I CTO N° 10	3,91	58,44	102,23	210	5632,4

A.2) Considerando conductor 336 Arvidal: Los resultados en el año 2019 para esta alternativa según proyección a corto y mediano plazo se presentan en la tabla 6.8.

Tabla 6.8 Resultado del análisis para la alternativa (A): Conductor 336 Arvidal

CIRCUITO N° 9 y 10 ALTERNATIVA CONDUCTOR 336 ARVIDAL (AÑO: 2019)							
DTTO	S/E	CIRCUITO	ΔV (%)	CARGA (%)	PÉRDIDAS (KW)	DEMANDA (A)	DEMANDA (KVA)
VIGIA	VIGIA I	ZONA INDUSTRIAL I CTO N° 9	3,12	47,29	74,99	237,5	6201,5
		AV. DON PEPE ROJAS I CTO N° 10	2,98	51,67	60,3	210	5631,9

Ambas alternativas presentan para el año 2019 valores dentro de la norma CADAFE, en cuanto a caída de tensión y carga en conductores. La alternativa (A.2) resulta la más adecuada según criterios técnicos y de operación, sin embargo, la alternativa (A.1) resulta también adecuada en cuanto a valores de caída de tensión y porcentaje de carga, aparte de que resulta ser la más económica, *por lo que se selecciona conductor calibre 4/0 Arvidal para el recorrido de ambos circuitos.*

B) Crear dos nuevos circuitos con nuevas rutas: La alternativa de crear dos nuevos circuitos a partir de una nueva ruta es la opción más conveniente para dar adecuada solución a los problemas de deficiencia en el número de circuitos de distribución en 13,8 kV. Los nombres de los nuevos circuitos para esta alternativa corresponderán a CIRCUITO N° 9 (AVENIDA 15) y CIRCUITO N° 10 (CAÑO SECO). El circuito N° 9 planea descargar los circuitos que surten parte del centro de la ciudad de El Vigía y zonas adyacentes, el circuito N° 10 en cambio planea descargar varios circuitos que surten las zonas de los sectores Primero de mayo, Av. Don Pepe Rojas, sector Caño Seco y parte de la panamericana.

Para la facilidad en la lectura de los seccionadores que serán operados en la transferencia de carga de los actuales a los nuevos circuitos se definirá la siguiente nomenclatura:

T: Troncal D: Derivaciones VI: S/E Vigía I

El siguiente ejemplo ilustra el correcto uso de esta nomenclatura:

Ejemplo: (VIT1005 ó VID1003), Las letras VI indican la subestación a la que pertenece, para nuestro caso será siempre Vigía I, T indica que se trata del troncal, D para los ramales o Derivaciones. El primer número (1) indica el número del circuito al que pertenece el seccionador, y los tres (3) números siguientes indican el número del seccionador, siguiendo un orden de 5 en 5 para los troncales y de 3 en 3 para las derivaciones, esto para dejar un margen en caso de la inserción de un nuevo seccionador.

Una vez definida la nomenclatura a utilizar, se procede entonces a indicar los tramos donde se harán las transferencias de los circuitos actuales a los circuitos propuestos. Este circuito aprovechará las rutas de algunos circuitos actuales, es, decir se construirán tramos paralelos a varios a circuitos, con la finalidad de aprovechar los postes ya instalados y a su vez disminuir costos ya que se establecerá *conductor calibre 4/0 Arvidal para el recorrido de ambos circuitos* por el hecho de ser mas económico que el 336 Arvidal.

La ruta que seguirá el circuito N° 9 (AVENIDA 15) es la siguiente: Saliendo de la S/E VIGIA I y aprovechando la ruta del circuito N° 3 (ZONA INDUSTRIAL) en ese sector; alimentará los comercios MAKRO y TRAKI a través de la troncal del circuito 3 de ese sector. seguirá por la vía panamericana de la vía que conduce al estado Táchira, siguiendo la ruta del circuito 3, entrará al parque industrial de la ciudad de El Vigía, allí se le transferirá parte de la carga del circuito 3 en ese sector (se propone que asuma 2000 kVA de la carga de la Zona Industrial y la transferencia de dicha carga se hará operando los seccionadores “NA”, “NC” de esa zon). Siguiendo la vía panamericana de la ruta del circuito 3 a la altura del sector la “Y”, este circuito entrará a la Urb. La Páez, allí se planea que descargará parte de la carga de ese sector que en la actualidad es surtido por los circuitos 2 y 3, en ese sector la ruta que seguirá será paralelo a estos dos circuitos, hasta el punto del “sector 2” de la Urb. Páez del circuito 3 y hasta el aeropuerto “Juan Pablo Pérez Alfonso”. Luego seguirá la ruta del semáforo de la Urb. La Páez, hipermercado “Mikasa”, “Cueva de los amigos”, Barrio bolívar, llevando la misma ruta del circuito N° 7. En esos sectores se le transferirá carga del circuito 7 en la entrada del Barrio Bolívar a través de la troncal y derivaciones que tiene en ese punto este circuito hasta la altura de la salida de la Av. Don Pepe Rojas, en este sector se transferirá 200 kVA del circuito 7. Siguiendo la ruta del circuito 7 de la Av. 15 continuará su recorrido, asumirá la mitad de las cargas del circuito 7 hasta la altura de la plaza Mama Santos de la Av. 15 que según el plano de distribución en 13,8 kV es de aproximadamente 900 kVA; en este sector se propone asuma las cargas de: Comando de la Policía, clínica “Razety”, Rest. “Pio Pio”, clínica de la “mujer”, Iglesia, es decir 50 % de la carga del circuito 7 entre la entrada del Barrio Bolívar y Plaza “Mama Santos”. En el sector de la plaza “Mama Santos” se construirá un nuevo tramo hasta el sector de la plaza Bolívar de 50 metros el cual servirá para conectar con la ruta del circuito N° 2 (HOSPITAL), seguirá la ruta de este circuito y le serán transferida parte de la carga de la Av. 3 y calles 13 y 14, específicamente el nuevo circuito alimentará las cargas de los Buhoneros, edificio “CALFA”, edificio La Colonial y resto de locales comerciales de esa calle. La ruta del nuevo circuito seguirá hasta el final de la calle 3 alimentando además los sectores de la prefectura , cauchos Michelin y sector Coco Frío, en este punto el nuevo circuito terminará su recorrido. En total el circuito N° 9 (AVENIDA 15) le será transferido cerca de 4500 kVA descargando así a los circuitos 2,3 y 7 de la S/E VIGÍA I. En el CD anexo se puede

apreciar el plano “*RUTA DE LOS CIRCUITOS N° 9 (AVENIDA 15) y N°10 (CAÑO SECO)*” de la carpeta PLANO DE DISTRIBUCIÓN CON RUTAS DE CIRCUITOS N° 9 y 10. Es importante resaltar que aparte de establecer la ruta, también se fijan para estos nuevos circuitos los bancos de transformadores, seccionadores, etc., siendo esto competencia exclusiva del departamento de OBRAS de CADAFE.

La ruta que seguirá el circuito N°10 (CAÑO SECO) es la siguiente: Saliendo de la S/E VIGÍA I seguirá la misma ruta del circuito N° 4 (PRIMERO DE MAYO), es decir, este usará los mismos postes y ruta de este circuito pero a una altura superior al tendido eléctrico del circuito 4, esta altura debe ser igual a la establecida por CADAFE para tendidos de sistemas eléctricos de distribución de 13,8 kV de circuitos paralelos. Siguiendo la ruta del circuito 4 de la Av. Don Pepe Rojas, hasta la altura del restaurante “PALACE”, a través del seccionador ubicado en ese sector entrará a través de la troncal ubicada en ese punto y siguiendo la ruta del circuito 4, asumirá el 50% de la carga actual del Barrio “Primero de Mayo” (aproximadamente 350 kVA). Continuando en el punto restaurante “PALACE”, el circuito sigue su recorrido hasta el sector de la E/S “LA CREOLE”, en ese punto termina el recorrido del circuito 4 y continua el recorrido del circuito número 5, ahora el nuevo circuito sigue el recorrido de este último circuito, es decir, del circuito (PANAMERICANA) de la Av. Don Pepe R. Allí paralelo a esa ruta le será transferido las cargas de los comercios “DHV”, “CENTRO CLINICO VARGAS”, “POLAR” y continuará la misma ruta hasta el barrio “EL BOSQUE”, allí aprovechando la ruta del circuito número 1 de la S/E EL BOSQUE sigue su recorrido hasta la E/S “CANTA CLARO”, en esa ubicación y a través de un nuevo tramo de 40 metros el cual debe construirse, el recorrido pasará nuevamente a la ruta del circuito 5 de la S/E VIGÍA I y continuando esta ruta, se extiende su recorrido según la ruta del circuito N° 5 hasta el sector de salida de “CAÑO SECO III” . Allí se planea descargar los sectores: “HIDROANDES”, “Altavista”, escuela “Caño Seco”, “Tostonera”, club “San Rafael”, hasta el sector de “Mucujepe. En total el circuito N° 10 (CAÑO SECO) le será transferido cerca de 4000 kVA descargando así a los circuitos 4 y 5 de la S/E VIGÍA I y los sectores antes mencionados. La tabla 6.9 muestra las cargas asumidas por los nuevos circuitos N° 9 y 10, mientras que la tabla 6.10 muestra los seccionadores a operar para la transferencia de carga de los circuitos actuales de S/E VIGÍA I.

Tabla 6.9. Cargas asumida por los circuitos 9 y 10 (año 2010)

CARGAS ASUMIDAS POR LOS CIRCUITOS 9 Y 10, S/E VIGÍA I		
CIRCUITO	CARGA ASUMIDA (KVA)	OBSERVACIONES
N°9 (AVENIDA 15)	1400 DEL CTO 2 (HOSPITAL) 2000 DEL CTO 3 (ZONA INDUSTRIAL) 1100 DEL CTO 7 (LOS POZONES)	Este circuito debe ser construido con conductor calibre 4/0 Arvidal.
N°10 (CAÑO SECO)	1500 DEL CTO 4 (PRIMERO DE MAYO) 2500 DEL CTO 5 (PANAMERICANA)	Este circuito debe ser construido con conductor calibre 4/0 Arvidal.

Tabla 6.10. Seccionadores a operar en la transferencia de carga.

SECCIONADORES A OPERAR PARA LA TRANSFERENCIA DE CARGA			
CIRCUITO	SECCIONADORES A OPERAR	CARGA TRANSFERIDA KVA	OBSERVACIONES
N°1(CAÑO TIGRE)	-----	-----	No se planea transferir carga de este circuito. Considerar cambio del calibre. Instalar banco de regulación en el sector "Caserío Onia"
N°2(HOSPITAL)	Abrir VID2004 (NC)	400	Instalar el seccionador VIT2004
	Abrir VID2081 (NA)	400	
	Abrir VID2003 (NC)	300	
	Cerrar VID2003 (NA)	300	
N°3 (ZONA INDUSTRIAL)	Abrir VID3003 (NC)	550	-----
	Abrir VIT3081 (NA)	500	
	Cerrar VID3084 (NA)	450	
	Abrir VID3043 (NC)	500	
N°4 (PRIMERO DE MAYO)	Abrir VIT4010 (NC)	450	-----
	Abrir VID4003 (NC)	600	
N°5(PANAMERICA-NA)	Abrir VIT5006 (NC)	400	Construir tramo de 40 m frente a la E/S "Canta Claro". Instalar banco de regulación en el sector "Mucujepe" cercano residencia mi campito
	Abrir VID5009 (NC)	1000	
	Cerrar VID5081(NA) (NA)	1000	

N°6 (PDVSA)	-----	-----	Este es un circuito exclusivo para PDVSA
N°7 (LOS POZONES)	Abrir VIT7021 (NA)	350	Construir tramo de 50 m entre plaza “Mama Santos” y “Plaza Bolívar”.
	Abrir VID7084 (NC)	425	
	Cerrar VID7009 (NA)	325	
N°8 (AV. DON PEPE ROJAS)	-----	-----	-----

Como se dijo anteriormente a comienzo de esta sección, el conductor a seleccionar para las nuevas rutas de los circuitos planteados en este proyecto será conductor calibre 4/0 Arvidal, y esto se debe a que resulta más económico que el calibre 336 Arvidal, y al igual que este último presenta valores de caída de tensión y porcentajes de carga dentro de las normas de CADAFE para circuitos de esta categoría.

Los resultados de demanda en corriente según proyección a corto y mediano plazo, considerando que estos presentarán un crecimiento según proyección lineal cercano al 40% para el año 2019 se presentan en la tabla 6.11.

Tabla 6.11. Valores de corriente para los circuitos N° 9 y 10 a corto y mediano plazo ALTERNATIVA (B)

D.T.T.O	S/E	CIRCUITO	2010	2013	2016	2019
VIGIA	VIGIA I	CTO 9 (AVENIDA 15)	170	185	199	215
		CTO 10 (CAÑO SECO)	175	190	205	220

Tabla 6.12. Resultado del análisis para la alternativa (B): Conductor Arvidal 4/0

CIRCUITO N° 9 y 10 ALTERNATIVA (B) CONDUCTOR ARVIDAL 4/0 (AÑO: 2019)							
DTTO	S/E	CIRCUITO	ΔV (%)	CARGA (%)	PÉRDIDAS (KW)	DEMANDA (A)	DEMANDA (KVA)
VIGIA	VIGIA I	CTO N° 9 (AVENIDA 15)	5,6	92,98	103,67	215	6300
		CTO N° 10 (CAÑO SECO)	6.2	95,12	134,59	220	5600

Para el año 2019 vemos que la caída de tensión del circuito 10 (CAÑO SECO) sobrepasa el límite de la norma CADAPE de 6% de ΔV , por lo que para este año será necesario instalar un banco de regulación en el sector “Caño Seco”, específicamente en la esquina del conjunto residencial los “Robles”, este banco reducirá la caída de tensión de este circuito la cual se presenta por su gran extensión en metros.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO VII

7. PLAN DE INVERSIONES DE LAS ALTERNATIVAS

Para el análisis de las inversiones de las diferentes alternativas de este proyecto, se hace una *lista de las partidas*, que si bien solo se construirán algunas, nos servirán para mostrar los diferentes costos que involucra cada una de las obras.

7.1 LISTA DE PARTIDAS

La siguiente es la lista de partidas genéricas que integran cada una de las alternativas.

- ❖ Inversión de la propuesta de aumento en la capacidad de la S/E VIGÍA I.
- ❖ Inversión de la propuesta de ampliación del número de celdas de la barra principal de 13,8kV.
- ❖ Inversión de la propuesta de instalación de bancos de reguladores.
- ❖ Inversión de la propuesta de cambio de conductor a calibre 4/0 del circuito N° 1 y troncales del circuito N° 7.
- ❖ Inversión de la propuesta de construcción de 2 circuitos paralelos a los circuitos 3 Y 8.
- ❖ Inversión de la propuesta de construcción de 2 circuitos con rutas nuevas.

7.2 ANÁLISIS DE INVERSIÓN DE LA PROPUESTA DE AUMENTO EN LA CAPACIDAD DE LA S/E VIGIA I

Del estudio de predicción de demanda realizado en el capítulo IV se logro proponer la necesidad de aumentar la capacidad instalada de la actual S/E VIGÍA I con el fin de poder cubrir la estimación de demanda para los próximos años.

Esta partida comprende el suministro del equipo por medio de puerto extranjero o fábrica nacional de un transformador de 115/13,8 kV – 36 MVA. La tabla 7.1 muestra un estimado actual de los costos, así como la capacidad actual y capacidad propuesta.

Tabla 7.1. Costo de la obra Aumento de capacidad S/E VIGÍA I

OBRA	CAPACIDAD ACTUAL EN 13,8 kV (MVA)	CAPACIDAD PROPUESTA EN 13,8 kV (MVA)	AMPLIACIÓN EN 13,8 KV (MVA)	COSTO APROXIMADO (BSF)	AÑO
AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD S/E VIGÍA I	62	72	10	2.850.000	2010

El costo del transformador 115/13,8 kV – 36MVA de la tabla 7.1, corresponde a la suma de los costos de: costo del transformador propiamente, costo de montaje y costo de traslado desde algún puerto nacional hasta la subestación VIGÍA I.

7.3 ANÁLISIS DE INVERSIÓN DE LA PROPUESTA DE AMPLIACIÓN DEL NÚMERO DE CELDAS DE LA BARRA PRINCIPAL DE 13,8 KV

Esta partida comprende el suministro del equipo por medio de puerto extranjero o fábrica nacional, en Venezuela existe la empresa de nombre TABLECEL con sede en Caracas y otras ciudades que venden estas celdas ya equipadas listas para instalar. Las características técnicas propuestas para estas celdas se muestran a continuación en la tabla 7.2

Tabla 7.2. Costo y Características técnicas de las celdas TABLECEL

CAP. (A)	TENSIÓN NOM.(KV)	TENSIÓN MAX.(KV)	DISYUNTOR	TC	TP	NUM	AÑO	COSTO APROXIMADO (BSF)
1250	13,8	28	MARCA:Isodel Sprecher TIPO: HIPTW3067	MARCA: Arteche TIPO: AKH- 24	MARCA: CSG TIPO: VS017AA	2 CELDA	2010	420..000.00

Las características planteadas en la tabla 7.2, corresponden a las mismas características de las celdas actuales instaladas en la S/E VIGÍA I. Se proponen estas características debido a que las mismas, han demostrado ser eficientes ante los diferentes problemas eléctricos que suelen presentarse por fallas en el sistema o por mal manejo en las operaciones, aunque no se descarta la posibilidad de adquirir celdas de cualquier otra configuración pero de igual características técnicas y de operación. El costo de las celdas de la tabla 7.2, corresponde a la suma de los costos de: costo de la celda propiamente, costo de montaje y costo de traslado desde la fábrica hasta la subestación VIGÍA I.

7.4 ANÁLISIS DE INVERSIÓN DE LA PROPUESTA DE INSTALACIÓN DE BANCOS DE REGULADORES

Esta partida comprende el suministro de dos (BANCO DE REGULACIÓN DE TENSIÓN) por medio de puerto extranjero o fábrica nacional, el oferente o contratista debe incluir en el precio del montaje de esta partida, todo lo referente al conexionado y puesta en marcha de estos equipos. Cabe destacar que con la instalación de estos bancos reguladores de tensión se eleva la caída de tensión de los circuitos a su valor nominal, y esto se debe a que están compuestos por autotransformadores con capacidad de regulación de tensión en +/- 10

Tabla 7.3. Costos de los Bancos de reguladores propuestos

OBRA	FECHA DE INSTALACIÓN (AÑO)	UBICACIÓN DE LA OBRA	COSTO ESTIMADO (BSF)
INSTALACIÓN DE BANCO DE REGULACION- CTO N° 1 (CAÑO TIGRE)	2010	CASERÍO ONIA DEL PLANO ORIGINAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION.	480.000
INSTALACIÓN DE BANCO DE REGULACION- CTO N° 5 (PANAMERICANA)	2010	SECTOR MUCUJEPE, CERCA DE LAS RESIDENCIAS MI CAMPITO	480.000

En la tabla 7.3 se puede apreciar el costo correspondiente a estos bancos, estos costos corresponden a la suma de los costos de: costo del banco de regulación, costo de montaje y traslado desde almacén o fábrica hasta las zonas donde serán instalados.

7.5 ANÁLISIS DE INVERSIÓN DE LA PROPUESTA DE CAMBIO DE CONDUCTOR A CALIBRE 4/0 ARVIDAL DEL CIRCUITO N° 1 Y TRONCALES DEL CIRCUITO N° 7

Según análisis realizado del sistema presente en el capítulo IV se llegó a la conclusión que el problema actual de la ciudad de El Vigía no es solo de sobrecarga en los transformadores de potencia de 10 MVA y 16 MVA, sino también, el problema radica en caídas de tensión y sobrecarga en los conductores, es por ello que se vió en la necesidad de proponer el cambio de estos conductores a corto plazo, para así darle mayor flexibilidad al sistema y poder de esta manera garantizar la calidad del servicio en la zona; para este análisis se consideró recomendable el cambio de conductor a calibre 4/0 Arvidal del circuito N° 1 y a dos troncales del circuito N° 7. Esta partida comprende el suministro de cable conductor calibre 4/0 Arvidal por medio de puerto extranjero o fábrica nacional, así como su montaje para disfrute de CADAFE. En la siguiente Tabla se indica el conductor a cambiar en km con el fin de optimizar la calidad de servicio, se muestran el año de instalación y el costo estimado en Bsf. El costo estimado para cada obra corresponde a la suma de los costos de: el conductor, costos de mano de obra, y costos de traslado.

Tabla 7.4. Propuestas de cambios de conductor a calibre 4/0 ARVIDAL

OBRA	LONGITUD (Km)	AÑO	COSTO ESTIMADO (BSF)
CAMBIO DE CONDUCTOR CTO 1. (CAÑO TIGRE)	18,15	2010	4.012.324,50
CAMBIO DE CONDUCTOR A DOS TRONCALES DEL CTO N° 7 (LOS POZONES)	0,3	2010	123.500.00
	0,4	2010	157.359.20

Según la tabla 7.4 se pueden apreciar los costos estimados del cambio de conductor que se tienen para cada uno de los cambios propuestos, esta estimación de costos fue proporcionada por la División de Desarrollo CADAPE Mérida cuya función principal es la realización de proyectos y presupuestos de inversiones que ejecutará la empresa, estos costos tienen vigencia para el presente año 2010, sin embargo estos valores pudieran sufrir modificaciones de acuerdo a las variaciones propias del mercado. Estos costos no consideran la reutilización de ninguna estructura, todos los materiales, obras civiles y otros costos se consideran nuevos.

Analizando la propuesta de la sección anterior 7.4 con respecto a la propuesta de esta sección, se pueden establecer algunas *comparaciones tecno-económicas*. Como se puede observar en la Tabla 7.3 los costos de instalación de bancos reguladores de tensión son mucho menores que los de la propuesta de los cambios de conductores mencionados en la Tabla 7.4, es decir, que desde el punto de vista económico la instalación de estos bancos de reguladores es el más conveniente para la solución de los problemas referentes a caída de tensión, pero desde el punto de vista técnico aún no satisfacen en un 100% los requerimientos mínimos de calidad de servicio exigidos por la empresa, sin embargo la propuesta que logra introducir los parámetros de los circuitos estudiados dentro de los establecidos por la empresa es la combinación de las dos alternativas.

7.6 ANÁLISIS DE INVERSIÓN DE LA PROPUESTA DE CREACIÓN DE DOS NUEVOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN EN 13,8 kV

7.6.1 Inversión para dos circuitos paralelos a dos actuales

Esta partida comprende el suministro de cable conductor calibre 4/0 Arvidal por medio de puerto extranjero o fábrica nacional. La tabla 7.5 muestra la sumatoria de los costos, estos corresponden a: costo de cable conductor calibre 4/0 Arvidal, costo de montaje e instalación, costos de traslados, costos de materiales como crucetas, transformadores de tensión,

seccionadores, aisladores, etc. Para esta propuesta no se incluyen los costos de los postes puesto que se usarán los mismos de los circuitos N° 3 y N° 8.

Tabla 7.5. Costos de construcción de 2 circuitos paralelos a los circuitos N° 3 y N° 8 de S/E VIGÍA I

OBRA	LONGITUD (Km)	FECHA DE INSTALACIÓN (AÑO)	COSTO ESTIMADO DEL CONDUCTOR 4/0 ARVIDAL (BSF)
CONSTRUCCIÓN CTO N° 9 (ZONA INDUSTRIAL I)	12,25	2010	3.150.550,00
CONSTRUCCIÓN CTO N° 10 (AV. DON PEPE ROJAS I)	10,52	2010	2.660.700,00

7.6.2 Inversión para dos circuitos con nuevas rutas

Esta partida comprende el suministro de cable conductor calibre 4/0 Arvidal por medio de puerto extranjero o fábrica nacional. La tabla 7.6 al igual que en la sección anterior muestra la sumatoria de los costos, estos corresponden a: costo de cable conductor calibre 4/0 Arvidal, costo de montaje e instalación, costos de traslados, costos de materiales como crucetas, transformadores de tensión, seccionadores, postes, aisladores, etc.

Tabla 7.6. Costos de construcción de 2 nuevos circuitos con nuevas rutas

OBRA	LONGITUD (Km)	FECHA DE INSTALACIÓN (AÑO)	COSTO ESTIMADO DEL CONDUCTOR 4/0 ARVIDAL (BSF)
CONSTRUCCIÓN CTO N° 9 (AVENIDA 15)	8,80	2010	2480.350,00
CONSTRUCCIÓN CTO N° 10 (CAÑO SECO)	13,70	2010	3.860.340,00

En la tabla 7.5 se pueden observar los costos estimados de construcción de dos nuevos circuitos paralelos a los circuitos N° 3 y N°8. Esta estimación de costos fue proporcionada por

por la División de Desarrollo CADAFE Mérida cuya función principal es la realización de proyectos y presupuestos de inversiones que ejecutará la empresa, estos costos tienen vigencia para el presente año 2010, sin embargo estos valores pudieran sufrir modificaciones de acuerdo a las variaciones propias del mercado, estos costos consideran la utilización de los mismos postes instalados en dichos circuitos, todos los demás materiales como crucetas, aisladores, transformadores y seccionadores, así como las obras civiles y otros costos se consideran nuevos.

Analizando la propuesta de la alternativa de la sección 7.6.1 con respecto a la alternativa de la sección 7.6.2 se pueden establecer algunas *comparaciones tecno-económicas*. Como se puede observar en la Tabla 7.5 los costos para la construcción de los circuitos N°9 y N°10 los cuales se proponen sean paralelos a los circuitos N°3 y N°8, son menores a los de la propuesta de dos circuitos con nuevas rutas propuestos en esta sección, es decir, que desde el punto de *vista económico* es recomendable sean construídos los circuitos N°9 (ZONA INDUSTRIAL I) y N°10 (AV. DON PEPE ROJAS I) en vez de los circuitos N°9 (AVENIDA 15) y N°10 (CAÑO SECO). Desde el punto de *vista técnico*, la solución más rápida y efectiva para dar solución a los problemas de sobrecarga es la creación de circuitos paralelos a circuitos ya existentes debido a que se utilizan los mismos postes y recorridos de circuitos ya construídos, reduciendo costos de construcción y disminuyendo los tiempos de ejecución de las obras. De acuerdo a esto nuevamente se recomienda la *construcción de la alternativa de circuitos paralelos a dos ya existentes*, sin embargo la propuesta que logra introducir los parámetros de los circuitos estudiados dentro de los establecidos por la empresa es la combinación de las dos alternativas.

7.7 ANÁLISIS DE INVERSIÓN DE LA PROPUESTA DE CONSTRUIR UNA NUEVA SUBESTACIÓN 115/13,8 kV (72 MVA)

La propuesta de la instalación de una nueva subestación es el resultado de los diferentes análisis de crecimiento de demanda que se estimaron para la ciudad de El Vigía y sus adyacencias. Cabe destacar que luego de que sean ejecutadas las anteriores propuestas que se

plantean en este proyecto, se tome en cuenta la construcción de esta subestación de características 115/13,8 kV – 2X36 MVA. Esta subestación deberá ser construída en el sector de “LA BLANCA” donde precisamente, cercano a este sector se encuentra ubicado el centro de carga de todo el sistema actual de la ciudad de El Vigía. En la tabla 7.7 se muestra el costo estimado de la construcción de esta subestación de tipo convencional. En estos costos están incluidos los costos de traslado de equipos, así como los costos de las obras civiles y electromecánicas.

Tabla 7.7. Obra de construcción de la nueva S/E VIGÍA III

OBRA	AÑO	COSTO ESTIMADO ACTUAL
CONSTRUCCIÓN DE LA S/E VIGIA III 115/13,8 kV – 2X36 MVA	LUEGO DE QUE SE HAN EJECUTADAS LAS ANTERIORES PROPUESTAS	4.250.000.00

Para esta obra de gran envergadura vale la pena tomar en consideración las nuevas tendencias en cuanto a construcción de subestaciones se refiere, una de ellas corresponde al tipo de subestación encapsuladas en gas SF₆. En ellas el fluido que trabaja como aislante es el gas SF₆, hexafluoruro de azufre. Éste gas es usado en la mayoría de los interruptores de subestaciones eléctricas convencionales por sus adecuadas características para la eliminación del arco eléctrico, esta subestación está construída a base de conductos dentro de los cuales se encuentra el gas, a su vez, dentro de este conductor, además del propio gas, se encuentra el propio elemento conductor eléctrico, que normalmente es un embarrado de cobre bañado en plata. Por lo tanto, la disposición típica de una subestación encapsulada es en cuestión la misma que una subestación convencional, salvo que los instrumentos de maniobra y medición (interruptores, seccionadores, transformadores de medida, etc) no están instalados en un parque intemperie, si no que se encuentran en los conductores aislados en SF₆.

Este tipo de subestación posee ventajas desde el punto de vista técnico, estas ventajas tienen que ver con la mejora de la estética de la instalación, así como menor trabajo en cuanto a

mantenimiento se refiere, es decir, este es mínimo reduciendo la posibilidad de averías ya que se sitúan dentro de un edificio cerrado y una serie de partes energizadas que normalmente están expuestas al medioambiente, además que ocupan aproximadamente un 60% menos de espacio que las subestaciones convencionales. Desde el punto de vista económico, este tipo de subestación presenta un costo mayor a las subestaciones convencionales.

7.8 ANÁLISIS ECONÓMICO

A través de los resultados obtenidos en el análisis tecno-económico de las diferentes alternativas planteadas en este trabajo se puede concluir lo siguiente:

La propuesta de cambio de conductor a calibre 4/0 arvidal tiene la ventaja en cuanto a costos se refiere, sin embargo, este diseño presenta problemas de caída de tensión para después del año 2019, y, aunque este problema se podría solucionar con la instalación de bancos de reguladores de tensión en esos circuitos, esto aumentaría los costos, además de que el regulador requiere un mayor mantenimiento al requerido por la línea.

Para mejorar aún más la flexibilidad del sistema se deben crear más circuitos de los que aquí se proponen con conductor calibre 4/0 Arvidal, por ser más económico y presentar características técnicas adecuadas; esto trae como consecuencia un aumento en los costos del diseño, pero daría una solución a largo plazo a los problemas de sobrecarga y caída de tensión que sin duda se presentarán una vez que la demanda actual siga creciendo. A su vez esto requerirá mayor espacio físico para la construcción de los mismos, traduciéndose en mayores costos. Además podría considerarse el uso de conductor calibre 336 Arvidal para los nuevos circuitos por presentar mejores características técnicas pero los costos podrían elevarse en grandes porcentajes.

La potencia a instalar en la nueva subestación, de acuerdo con la proyección de demanda, es de 72 MVA (2X36 MVA), para de esta manera cumplir con el criterio de capacidad firme. Económicamente es recomendable construir una subestación de tipo convencional por

presentar un menor costo de inversión inicial, pero esta requiere de costos de operación y mantenimiento anuales superiores, en comparación si consideráramos construir una subestación encapsulada en gas SF6. La decisión de construir una o la otra dependerá de la empresa eléctrica CADAPE.

www.bdigital.ula.ve

CONCLUSIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos en este trabajo, se puede afirmar que el sistema eléctrico de distribución actual presente en la ciudad de El Vigía, que depende en gran parte de la S/E VIGÍA I, presenta problemas de caída de tensión, sobrecarga en los conductores y pérdidas técnicas considerables que ameritan ser solucionados. Esto sin duda afecta la calidad de vida de los habitantes de esta pujante ciudad que va en crecimiento continuo.

El aumento de la capacidad de la S/E VIGÍA I debe ser ejecutado en la brevedad de lo posible, esto con el objetivo de cubrir la demanda actual y la estimada para el resto del año 2010 y años siguientes.

La propuesta de la instalación de bancos reguladores de tensión en los circuitos N° 1 (Caño Tigre) y N° 5 (Panamericana) ayuda a mejorar en gran medida los problemas de caída de tensión. Sin embargo, la propuesta del cambio de calibre de conductores a 4/0 ARV sumado a esta instalación de bancos de regulación, es la mejor solución a los problemas de calidad de servicio y pérdidas técnicas presentes en la zona.

Crear dos (2) circuitos para la S/E VIGÍA I, así se tendrán 10 circuitos para la alimentación en 13,8 kV, con esto se logra cubrir la demanda de manera eficiente para 2010, considerando para ellos rutas paralelas o nuevas rutas.

La propuesta de instalar una nueva subestación debe contar con dos transformadores de 36 MVA (72MVA), esto con el fin de cumplir con el criterio de capacidad firme para ese año y garantizar así la calidad del servicio eléctrico de la zona.

RECOMENDACIONES

Realizar la AMPLIACIÓN de capacidad de la S/E VIGIA I para este mismo año 2010, así como ejecutar el proyecto de la nueva subestación para ser construida a corto plazo, por lo que se exhorta a CADAFE para que agilice los trámites necesarios y poner en marcha este proyecto.

En el sistema eléctrico de distribución de la ciudad de El Vigía existen conductores que por su configuración topológica y características actuales no lograrán a corto y mediano plazo operar bajo los parámetros de la norma CADAFE en cuanto a caída de tensión y porcentaje de sobrecarga de los conductores, por lo que se recomienda cuanto antes ejecutar las propuestas aquí planteadas.

La propuesta de aumento en el número de circuitos de distribución en 13,8 kV, es necesaria e imprescindible para mantener estable el sistema eléctrico de la ciudad, por este motivo se recomienda ejecutar esta obra lo más pronto posible.

Se recomienda a CADAFE mantener actualizados los planos en AutoCAD del sistema de distribución en 13,8 y 34,5 kV presente de la ciudad de a fin de facilitar el trabajo de predicción para años venideros.

REFERENCIAS

BUCROS SISTEMAS C.A. (2007). Manual del Programa de Análisis de Redes de Distribución de Energía Eléctrica (PADEE). Caracas.

CADAFE. (2007). Estudio del sistema de distribución de la ciudad de El Vigía.

CADAFE. (1988). Norma presentación de proyectos de subestaciones de transmisión, subestaciones normalizadas por CADAFE, Caracas N° 156-88.

CADAFE. (2000). Instructivo para el análisis de operación del sistema de distribución.

CADAFE. (1988). Norma presentación de proyectos de subestaciones de transmisión, guía técnica para el cálculo del juego de barra- distancias de seguridad, Caracas N° 158-88.

CADAFE. (1987), Normas de Diseño para líneas de Alimentación y Redes de Distribución, Seccionamiento en Redes Primarias de Distribución, N° 52-87.

CADAFE. (1977).Sub- estación EL VIGÍA, Ampliación 115/13,8 KV, Especificaciones, Caracas.

ANEXOS

Tabla A1. Propuestas a ejecutar de inmediato

OBRAS A EJECUTAR	AÑO
INSTALACIÓN DE TRANSFORMADOR DE 36 MVA (115/13.8 kV) EN S/E VIGÍA I (SUSTITUYE A LOS TRANSF. DE 10 Y DE 16 MVA ACTUALES)	2010
AUMENTAR EL NUMERO DE CELDAS DE LA BARRA PRINCIPAL DE 13,8 KV A 17 CELDAS.	2010
AMPLIAR LA BAHIA Y BARRA DE TRANSFERENCIA DE 13,8 KV	YA FUE EJECUTADA POR PARTE DE CONTRATISTA FARADAY C.A.
INSTALACION DE BANCO DE REGULACIÓN- CTO N° 1 (CAÑO TIGRE)	2010
INSTALACIÓN DE BANCO DE REGULACIÓN- CTO N° 5 (PANAMERICANA)	
CAMBIO DE CONDUCTOR A 4/0 ARVIDAL EN TODO EL CIRCUITO N° 1 (CAÑO TIGRE) Y CAMBIO DE CONDUCTOR A DOS TRONCAL DEL CIRCUITO N° 7 (LOS POZONES)	2010
CONSTRUIR LOS CIRCUITOS PARALELOS N° 9 (ZONA INDUSTRIAL I) Y N° 10 (AV. DON PEPE ROJAS) Ó LOS CIRCUITOS CON NUEVAS RUTAS N° 9 (AVENIDA 15) Y N°10 (CAÑO SECO) CON CONDUCTOR CALIBRE 4/0 ARVIDAL.	2010

Tabla A2. Obras a corto plazo

OBRA A CORTO PLAZO	
OBRA	AÑO
INSTALACIÓN DE TRANSFORMADOR DE 10 MVA DE 34.5/13,8 kV EN S/E EL BOSQUE	2011
CONSTRUIR UNA NUEVA SUBESTACIÓN (S/E VIGIA III 115/13,8 kV – 2X36 MVA)	LUEGO DE QUE SE HAN EJECUTADAS LAS ANTERIORES PROPUESTAS