

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN DE S/E DE DISTRIBUCIÓN CASO DE ESTUDIO: S/E's PICURE EN 12,47kV Y MARAPA EN 4,8kV DE LA REGIÓN VARGAS DE LA C.A. LA ELECTRICIDAD DE CARACAS

Prof. Guía: Ing. Vanessa Carlson
Tutor Industrial: Ing. Edgar Pacheco

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Alexis A., Montilva A.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2010

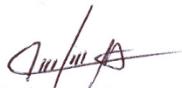
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 11 de mayo de 2010

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Alexis A. Montilva A., titulado:

“ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN DE S/E DE DISTRIBUCIÓN CASO DE ESTUDIO: S/E's PICURE EN 12,47 kV Y MARAPA EN 4,8 kV DE LA REGIÓN VARGAS DE LA C.A. LA ELECTRICIDAD DE CARACAS”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. José Mora
Jurado



Prof. José Pérez
Jurado



Prof. Vanessa Carlson
Prof. Guía

DEDICATORIA

A quienes han estado conmigo siempre, que me han acompañado en las buenas y malas, que me apoyaron en todo momento y me dieron aliento cuando se veía lejos la luz al final del túnel. Mi familia.

Mi padre que ha sido un ejemplo de responsabilidad durante toda mi vida, un ejemplo de constancia, trabajando con una actitud impresionante de siempre ser paciente y tener la frente en alto, de convertir sueños en realidades.

Mi madre que siempre ha sido una mano amiga, una voz sensata a quién siempre he debido escuchar muy a pesar que no siempre lo he hecho, quién se aguantó todas las noches de estudio y las de no estudio también.

A mi hermano que sin importar los inconvenientes, ha sido una compañía y un apoyo incondicional, no podría tener mejor suerte de tenerte como hermano, gracias Omar.

A mis tíos José Humberto, Alfredo y muy especialmente a mi tío Martín y Rosario que formaron parte de la última etapa de mi carrera entrando de una forma muy especial en mi corazón.

Y muy especialmente a mis abuelos que vieron comenzar mis estudios y ahora me ven desde el cielo culminarlos exitosamente.

Gracias!

RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS

Son muchas las personas a quienes agradecer, muchas personas que han pasado pero que de alguna forma dejaron su huella y no los puedo olvidar.

A la unidad de ingeniería y desarrollo, a la de operaciones y mantenimiento de la EDC región Vargas, gracias por todo el apoyo prestado y por hacer de mis pasantías un transitar ameno. Muy especialmente a los Ingenieros Edgar Pacheco y Giovanni Bossa que me ayudaron incondicionalmente a lo largo de la pasantía. También a Eucaris, Julio, Carlos y Edward que estuvieron conmigo durante todas las pasantías y nunca vacilaron en darme respuesta a todas las dudas que se nos presentaron durante el transcurso del tiempo. A ustedes, gracias.

A mis amigos de la vieja escuela, quienes entraron conmigo en 2001, amigos que conservo a pesar de no necesariamente compartir la misma escuela, no en su mayoría y a quienes fui conociendo en el camino que también se convirtieron en parte muy importante de lo que actualmente soy. Alelu, Volcán, Los tomases (Mujica y Zambrano), Fava, Merhi, Suki, Elianita, Nan, Chiro, Toto, Ricardo Jump, Olga, Kathy, Mate, Roni. Alexandra Espinoza, Manu, Aliosha y muy especialmente a mi hermanito David. Agradezco esos viejos y buenos momentos pero más agradezco que se siguen repitiendo. Y una especial mención a mi amigo Miku que ya no está con nosotros.

A mis amigos acaba trapos, con quienes compartí los banquitos azules y siempre conté para amenizar una que otra tarde con un par de copitas y un divertido juego de chapitas en la parroquia. Chivas, Perú, Patón, Acemita, Edy P. A quienes compartieron conmigo no solo momentos de unas tímidas sino tardes, noches, madrugadas, amaneceres de estudio y apretadera. Totenpaul, Feliz, El Niño,

Jher2000, Ventitres, Sr. Delgado, Miguelacho, Gaby Urdaneta, Karlota, Claudio, Rudi, Fragasán. Y a mi gran amigo Fer con quién compartí gran parte de la especialidad y gracias a él, entre otros, logré culminar esta etapa, gracias por no dejarme morir nunca.

A quienes se convirtieron en un grupo muy especial para mí, les tengo mucho aprecio (Los somos tú y yo): Ángel, Vanessa, Pita, Andrea, Ronald, Edy Wirkes. Gracias por ser personas tan especiales y hacerse inolvidables para mí. Muy especialmente a Indira a quien adoro su forma de ser y su autenticidad, eres una muy buena amiga tal cual y como eres, es por eso que te tengo un cariño muy especial.

A dos chicas que formaron parte de un grupo de estudio muy importante, que nunca me han dado la espalda y siempre nos hemos apoyado, son personas muy talentosas y brillantes a quienes admiro y agradezco que hayan pasado de ser compañeras de estudio a muy buenas amigas, Raquel y Janeiry. A uds. dos muchísimas gracias.

A quienes considero mis grandes amigos, mis hermanos, Jose, Caro, Jahaziel, Carmenchita, Polo, Tina y Edward. A uds. Les reservo el espacio que se merecen por ser con quienes he compartido siempre, a toda hora y en cualquier circunstancia y son personas que han marcado mi vida, personas de las que me siento orgulloso formar parte de sus vidas y tenerlos como amigos, en especial a ustedes Muchas Gracias!

A muchos amigos que han compartido conmigo sin formar parte de la universidad pero que sin duda alguna han formado gran parte de mi vida, Michael, El negro, Mari, César, Fede, Mauro, Claudiberta, Adrian, Marisol. Doy gracias por haberme topado con uds. en el camino, son personas que de alguna u otra forma me hacen salir de la rutina. A ustedes muchas gracias por estar siempre allí.

A quien es ahorita quizás mi mejor amiga: Ale, no hay palabras para describir lo que siento y lo que representas hace algún tiempo ya en mi vida. De la nada te convertiste en alguien imprescindible y agradezco demasiado tu amistad, la valoro mucho más de lo que puedes imaginar.

Por último pero no menos importante, a Maria Gabriela Acosta, quien desde hace ya varios años es sin duda alguna mi mejor amiga, es la persona que nunca dudó de mí y a quién agradezco demasiado el tiempo que estuvimos juntos y que lo seguimos estando. Has formado parte de prácticamente toda mi carrera universitaria y es quien ha sido la persona más constante a lo largo de estos años. A ti en especial agradezco por formar parte de mi vida desde todo punto de vista, Te quiero muchísimo y gracias por siempre confiar en mí.

Montilva A., Alexis A.

**ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN DE S/E DE DISTRIBUCIÓN
CASO DE ESTUDIO: S/E´s PICURE EN 12,47kV Y MARAPA EN
4,8kV DE LA REGIÓN VARGAS DE LA C.A.
LA ELECTRICIDAD DE CARACAS.**

Prof. Guía: Ing. Vanessa Carlson. Tutor Industrial: Ing. Edgar Pacheco. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia: Institución: La C.A. La Electricidad de Caracas. 2010. 141h + 71 anexos.

Palabras claves: Sistema de Distribución Eléctrica; Estudio de Planificación; Estimaciones de Demanda; Adecuaciones de Circuitos.

Resumen. Se planteó la elaboración de estrategias de solución, para resolver los problemas técnicos detectados en los circuitos de las S/E´s Picure en 12,47kV y Marapa en 4,8kV de la región Vargas de la C.A. La Electricidad de Caracas, basado en un estudio de planificación a corto y mediano plazo, tomando como referencia los procedimientos técnicos que maneja la C.A. La Electricidad de Caracas, en conjunto con las herramientas computacionales, que la misma proporcionó, tales como: ASP, SIGRED y PSS/ADEPT. La metodología de estudio consistió en nueve (9) etapas: recopilación de información, construcción de esquemas digitales, estimación de la demanda eléctrica, simulación de las condiciones actuales del sistema, estudio de soluciones técnicas, simulación de las condiciones futuras del sistema, establecimiento del plan de expansión, análisis de contingencias y evaluación técnico económica. Para la solución de los problemas técnicos detectados se generaron varias estrategias: cambio de calibre de conductor, instalación de bancos de condensadores, creación de nuevos circuitos, elevación del nivel de tensión, instalación de nuevas unidades de transformación, entre otras.

Con la ejecución de las estrategias propuestas se obtuvo una mejor distribución de la carga servida por los circuitos de las S/E´s estudiadas, además de una notable mejora en la capacidad de carga de algunos de ellos.

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	¡Error! Marcador no definido.
DEDICATORIA	iii
RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN	vii
LISTA DE TABLAS	xi
LISTA DE GRÁFICAS	xiii
LISTA DE FIGURAS	xv
LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS	xvi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	5
1. TEMA DE LA INVESTIGACIÓN	5
1.1 Planteamiento del problema	5
1.2 Objetivo general	6
1.3 Objetivos específicos	6
CAPÍTULO II	8
2. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	8
2.1 C.A. La Electricidad de Caracas	8
2.2 Misión, visión y valores de la C.A. La Electricidad de Caracas	8
2.3 Sistema de distribución de la C.A. La Electricidad de Caracas	10
CAPÍTULO III	13
3. MARCO TEÓRICO	13
3.1 Sistema de distribución: definición y parámetros	13
CAPÍTULO IV	18
4. ESTUDIOS DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	18
4.1 Planificación a corto plazo o planificación operativa. [16]	18
4.2 Planificación a mediano plazo	21

4.3 Criterios utilizados por la empresa en planificación.....	22
CAPÍTULO V	29
5. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA	29
5.1 Introducción [9].	29
5.2 Métodos usados en el estudio para la estimación de demanda	32
CAPÍTULO VI	42
6. METODOLOGÍA.....	42
6.1 Introducción [14]	42
6.2 Recopilación de información [15]:	42
6.3 Construcción de los esquemas digitales:	50
6.4 Estimación de la demanda:	50
6.5 Simulación de las condiciones actuales del sistema [1]:	53
6.6 Estudio de soluciones técnicas [15]:	54
6.7 Simulación de las condiciones futuras del sistema [14]:	56
6.8 Establecimiento de un plan de expansión [15]:	57
6.9 Análisis de contingencias [14]:	58
6.10 Análisis económico de las propuestas planteadas:	59
CAPÍTULO VII	61
7. ESTUDIO DE LA SUBESTACIÓN PICURE	61
7.1 Descripción de la subestación.....	61
7.2 Características de los circuitos de la subestación	62
7.3 Condiciones de operación de los circuitos para demanda máxima actual	66
7.4 Estimación de demanda	71
7.5 Situación de operación futura de la S/E.....	72
CAPÍTULO VIII	77
8. ESTUDIO DE LA SUBESTACIÓN MARAPA.....	77
8.1 Descripción de la subestación.....	77
8.2 Características de los circuitos de la subestación	78
8.3 Condiciones de operación del circuito para demanda máxima actual	80
8.4 Estimación de demanda	83

8.5 Situación de operación futura de la subestación.....	83
CAPÍTULO IX	86
9. PLANTEAMIENTO DE ESTRATEGIAS	86
9.1 Introducción.....	86
9.2 Estrategias a corto plazo	86
9.3 Estrategias a mediano plazo.....	98
CAPÍTULO X	116
10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	116
10.1 Conclusiones.....	116
10.2 Recomendaciones	119
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	122
BIBLIOGRAFÍA	126
GLOSARIO	129
ANEXOS	142

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Caída de tensión máxima permitida.....	22
Tabla 2: Soluciones a problemas presentados para cada fuente de datos	49
Tabla 3: Leyenda empleada por el programa ASP según el problema técnico.....	54
Tabla 4: Posibles soluciones para cada criterio de planificación.....	56
Tabla 5: Características de las unidades de transformación de la S/E Picure.....	62
Tabla 6: Zonas que alimentan los circuitos de la S/E Picure	63
Tabla 7: Elementos que conforman los circuitos de la S/E Picure	63
Tabla 8: Porcentaje de tipo de carga por circuito.....	64
Tabla 9: Interconexiones entre los circuitos de la S/E Picure.....	65
Tabla 10: Valores máximos de demandas promedios registradas para el año 2009..	66
Tabla 11: Factores característicos de los circuitos de la S/E Picure	66
Tabla 12: Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E Picure	67
Tabla 13: Tramos afectados por sobrecarga de conductores	67
Tabla 14: Respuesta de los circuitos ante condición de emergencia	70
Tabla 15: Resumen de demandas estimadas para los circuitos y la S/E Picure.....	71
Tabla 16: Factores característicos de los circuitos de la S/E Picure	72
Tabla 17: Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E Picure	72
Tabla 18: Tramos con problemas de sobrecarga de conductores.....	73
Tabla 19: Respuesta de los circuitos ante condición de emergencia	76
Tabla 20: Características de las unidades de transformación de la S/E Marapa.....	78
Tabla 21: Elementos que conforman el circuito de la S/E Marapa.....	79
Tabla 22: Porcentaje de tipo de carga para el circuito	79
Tabla 23: Factores característicos del circuito de la S/E Marapa	80
Tabla 24: Pérdidas activas y reactivas del circuito de la S/E Marapa.....	80
Tabla 25: Resumen de demandas estimadas para el circuito de la S/E Marapa	83
Tabla 26: Factores característicos del circuito de la subestación Marapa	84
Tabla 27: Pérdidas activas y reactivas del circuito de la subestación Marapa.....	84
Tabla 28: Resumen de anteproyectos de adecuación de los circuitos de la S/E Picure	88
Tabla 29: Voltaje mínimo de los circuitos A3 y B4 de la S/E Picure.....	88
Tabla 30: Pérdidas activas y reactivas de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure.....	88
Tabla 31: Respuesta de los circuitos ante condición de emergencia	90
Tabla 32: Resumen de anteproyectos de adecuación de los circuitos de la S/E Picure	91

Tabla 33: Resumen de anteproyectos de adecuación de los circuitos de la S/E Picure	92
Tabla 34: Voltaje mínimo de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure.....	92
Tabla 35: Pérdidas activas y reactivas de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure.....	92
Tabla 36: Respuesta de los circuitos ante condición de emergencia	94
Tabla 37: Factores característicos de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure.....	95
Tabla 38: Pérdidas activas y reactivas de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure.....	95
Tabla 39: Tramo con problema de sobrecarga del conductor	95
Tabla 40: Respuesta de los circuitos ante condición de emergencia	98
Tabla 41: Resumen de anteproyectos de adecuación de los circuitos de la S/E Picure	99
Tabla 42: Voltaje mínimo de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure.....	100
Tabla 43: Pérdidas activas y reactivas de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure...	100
Tabla 44: Respuesta de los circuitos ante condición de emergencia	102
Tabla 45: Resumen de anteproyectos de adecuación del circuito de la S/E Marapa	103
Tabla 46: Voltaje mínimo del circuito A1 de la S/E Marapa.....	103
Tabla 47: Pérdidas activas y reactivas del circuito A1 de la S/E Marapa.....	104
Tabla 48: Resumen de anteproyectos de adecuación de los circuitos de la S/E Picure	106
Tabla 49: Voltaje mínimo de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure.....	106
Tabla 50: Pérdidas activas y reactivas de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure...	107
Tabla 51: Respuesta de los circuitos ante condición de emergencia	109
Tabla 52: Resumen de transformadores del circuito A1 de la S/E Marapa a ser reemplazados	110
Tabla 53: Resumen de anteproyectos de adecuación del circuito de la S/E Picure.	111
Tabla 54: Voltaje mínimo del circuito A3 de la S/E Picure.....	112
Tabla 55: Pérdidas activas y reactivas del circuito A3 de la S/E Picure.....	112
Tabla 56: Respuesta de los circuitos ante condición de emergencia	114

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1: Tipo de servicio de la S/E Picure.....	64
Gráfica 2: Capacidades de los conductores de los circuitos de la S/E Picure	68
Gráfica 3: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Picure.....	69
Gráfica 4: Porcentaje de pérdidas activas y reactivas en los circuitos de la S/E Picure	69
Gráfica 5: Capacidades de los conductores de los circuitos de la S/E Picure	74
Gráfica 6: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Picure.....	74
Gráfica 7: Porcentaje de pérdidas activas y reactivas en los circuitos de la S/E Picure	75
Gráfica 8: Capacidad firme de la S/E Picure	76
Gráfica 9: Tipo de servicio de la S/E Marapa.....	79
Gráfica 10: Capacidades de los conductores del circuito Marapa A1	81
Gráfica 11: Voltaje mínimo del circuito Marapa A1	82
Gráfica 12: Porcentaje de pérdidas activas y reactivas en el circuito Marapa A1	82
Gráfica 13: Capacidades de los conductores del circuito Marapa A1	84
Gráfica 14: Voltaje mínimo del circuito Marapa A1	85
Gráfica 15: Porcentaje de pérdidas activas y reactivas en el circuito Marapa A1	85
Gráfica 16: Comparación de las capacidades de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.	89
Gráfica 17: Comparación de los voltajes mínimos de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.	89
Gráfica 18: Comparación de las pérdidas de potencia activa y reactiva de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.	90
Gráfica 19: Comparación de las capacidades de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.	93
Gráfica 20: Comparación de los voltajes mínimos de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.	93
Gráfica 21: Comparación de las pérdidas de potencia activa y reactiva de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.	94
Gráfica 22: Capacidad de los conductores de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure.	96
Gráfica 23: Voltaje mínimo para los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure.....	97
Gráfica 24: Porcentaje de pérdidas activas y reactivas de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure.....	97

Gráfica 25: Comparación de las capacidades de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.....	101
Gráfica 26: Comparación de los voltajes mínimos de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.....	101
Gráfica 27: Comparación de las pérdidas de potencia activa y reactiva de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.	102
Gráfica 28: Comparación de las capacidades del circuito, antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.....	104
Gráfica 29: Comparación de los voltajes mínimos del circuito, antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.....	105
Gráfica 30: Comparación de las pérdidas de potencia activa y reactiva del circuito, antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.	105
Gráfica 31: Comparación de las capacidades de los circuitos, antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.....	107
Gráfica 32: Comparación de los voltajes mínimos de los circuitos, antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.	108
Gráfica 33: Comparación de las pérdidas de potencia activa y reactiva de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.	108
Gráfica 34: Comparación de las capacidades del circuito, antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.....	113
Gráfica 35: Comparación de los voltajes mínimos del circuito, antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.....	113
Gráfica 36: Comparación de las pérdidas de potencia activa y reactiva del circuito antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.	114

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Organigrama de la Gerencia Operativa de Distribución	12
Figura 2: Porcentaje de carga de un conductor.....	24
Figura 3: Distribución de carga e interconexiones de un circuito primario.....	26
Figura 4: Esquema de recuperación de la carga de un circuito fallado.	27
Figura 5: Ausencia de un dato en la serie	45
Figura 6: Ausencia de un grupo de datos en la serie	46
Figura 7: Predicciones parciales para completar la serie.....	46
Figura 8: Aparición de un valor no representativo	48
Figura 9: Traspaso temporal de carga.....	48
Figura 10: Traspaso permanente de carga	48
Figura 11: Metodología de estimación de demanda a través del Ajuste Tendencial.	51
Figura 12: Metodología de predicción de demanda a través de ARIMA	52

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

% ΔV_{max} : Porcentaje de caída de tensión máxima.

***dat:** Extensión de archivos de datos.

***pri:** Extensión de archivos del programa ASP.

°/1: Por unidad.

ADEPT: Advanced Distribution Engineering Productivity Tool (Herramienta Avanzada de Productividad en Ingeniería de Distribución Eléctrica).

Al: Aluminio.

ASP: Análisis de Sistemas de Potencia.

CAIDI: Customer average interruption duration index (Índice estadístico de la duración de interrupción al cliente)

CCO: Centro de Control de Operaciones.

CD: Cable de Distribución.

CMS: Conexión modular de seccionamiento.

Cu: Cobre.

EDC: Electricidad de Caracas.

ID: Interruptor de distribución.

kV: Kilovoltios.

kVA: Kilovoltio-amperio.

kVAR: Kilovoltio-amperio reactivo.

LD: Línea de distribución.

m: Metro.

MRP: Marapa.

MCM: Mil Circular Mil.

MVA: Megavoltio-amperio.

PD: Protección de Distribución.

PLT: Polietileno.

PCR: Picture

S/E: Subestación.

SAIDI: System average interruption duration index (Índice estadístico de la duración de interrupción del sistema).

SAIFI: System average interruption frequency index (Índice estadístico de la frecuencia de interrupción del sistema).

SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión Control y Adquisición de Datos).

SIMIP: Sistema Integrado de Mantenimiento de la Información de los Planos.

SIGRED: Sistema de Información Geográfica de la Red.

SOD: Sistema de Operación de Distribución.

UCV: Universidad Central de Venezuela

INTRODUCCIÓN

La planificación puede definirse como un estudio destinado a anticipar acciones que han de adoptarse con la finalidad de alcanzar una situación deseada. Tanto la definición de la situación deseada, como la selección del curso o ruta de acción forman parte de una secuencia de decisiones y actos que, realizados de manera sistemática y ordenada, constituyen el proceso de planificación.

El objetivo principal de la planificación en los sistemas de distribución de energía eléctrica, es satisfacer convenientemente su demanda, en términos de la tasa de crecimiento, las densidades de carga y algunos otros parámetros; buscando la manera más económica y eficiente de realizarlo. El planificar mejora el uso de los recursos de la compañía, dando una mejor proyección de los gastos a futuro.

El producto de esta actividad es generar proyectos de expansión concretos tales como: extensiones de líneas, instalación de nuevos circuitos, adecuaciones a la red, reconfiguración del sistema al abrir y cerrar interruptores o cuchillas, nuevas unidades de transformación, inicio de nuevas subestaciones y subtransmisión asociada, conversión de tensiones, servicio a cargas de alta demanda, compensación reactiva, entre otras; todo ello en forma oportuna para que estén funcionando con suficiente antelación, previendo la variación de la demanda.

Dentro de las consideraciones que los planificadores deben tomar en cuenta, están: la magnitud de la carga y su ubicación geográfica, calidad de servicio, el costo de inversión, los costos de los equipos, factores técnicos, criterios adoptados por la empresa de servicio, entre otras. Estas circunstancias intervienen directamente en el momento del diseño o modificación de los sistemas eléctricos. También se deben considerar otros factores como los socioeconómicos, las ordenanzas municipales, los intereses por el medio ambiente y las normativas que ellos impliquen; pues todos

éstos afectan los patrones de demanda e incidirán directamente en las decisiones a tomar.

Los tiempos requeridos para la realización de un proyecto, la procura de equipos y la construcción de las ampliaciones al sistema varían de acuerdo al tipo de expansión que se pretende realizar. El lapso de ejecución de obras en La Electricidad de Caracas, gira alrededor de lo siguiente: líneas de subtransmisión de 5 a 7 años, subestaciones nuevas de 4 a 6 años, adición de nuevas unidades en subestaciones de 2 a 3 años, nuevos circuitos de 1 a 2 años, remodelaciones de 1 a 2 años, servicios a grandes consumidores de 1 a 3 años.

En adición a las expansiones requeridas, la planificación de distribución incluye también estudios especiales de carácter estratégico como son: la conversión de tensiones en una zona, el cambio futuro de nuevos calibres de conductor, equipos de protección y tamaño de unidades de subestaciones

Los períodos de estudio de la demanda son intervalos de tiempo en los que se analizan las posibles variaciones que presentara el consumo bajo circunstancias determinadas. La duración de los períodos está relacionada directamente con el objeto de estudio, según los criterios y circunstancias que afectan la demanda. Son tres: corto (de 0 a 2 años), mediano (de 2 a 5 años) y largo plazo (de 5 a 10 años). Consideraremos los dos utilizados en este estudio: corto plazo y mediano plazo.

La estimación de la demanda es uno de los elementos más importantes que constituyen el proceso de planificación. La razón es sencilla: el conocer la demanda futura tiene relación directa con las inversiones a realizar y con la calidad de servicio a prestar.

La metodología que se presenta permite realizar ordenadamente el estudio de planificación a corto y mediano plazo, de forma que pueda ser seguido en la

realización de futuros estudios en circuitos de media tensión. Consta de nueve (9) etapas de trabajo las cuales se presentan a continuación: recopilación de información, construcción de los esquemas digitales, estimación de la demanda, simulación de las condiciones actuales del sistema, estudio de soluciones técnicas, simulación de las condiciones futuras del sistema, establecimiento de un plan de expansión, análisis de contingencias y un análisis económico de las propuestas planteadas.

En los estudios de planificación, el planteamiento de estrategias es fundamental para solventar los problemas de capacidad de respuesta del sistema en estado actual y prevenir los inconvenientes que se puedan generar debido al crecimiento de la demanda en un futuro según el desarrollo previsto para mantener los criterios de calidad de servicio, continuidad y confiabilidad de la Empresa.

Para mantener el adecuado funcionamiento de la red de distribución y por consiguiente prestar un servicio de calidad, deben mantenerse dentro de límites establecidos ciertos parámetros como: porcentaje de variación de tensión respecto al servicio establecido con el punto de suministro; continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico; límites de fluctuación; desbalance de tensiones en sistemas trifásicos.

Junto con el planteamiento de las estrategias se presenta el presupuesto estimado de ellas con el fin de establecer las inversiones necesarias en los debidos tiempos.

En este trabajo se plantea el estudio de planificación tanto corto como a mediano plazo de las subestaciones de distribución, Picure en 12,47kV y Marapa en 4,8kV, pertenecientes a la C.A. La Electricidad de Caracas, Región Vargas. Los objetivos específicos asociados al estudio son los siguientes:

- Analizar las condiciones actuales y futuras de operación del circuito en estudio a través del uso de la herramienta computacional que proporciona la empresa.
- Definir estrategias generando anteproyectos de adecuación y expansión que apunten tanto a la solución de problemas actuales como a la prevención de problemas futuros de los circuitos afectados, pertenecientes a las subestaciones Picure en 12,47kV y Marapa en 4,8kV de la Región Vargas de la C.A. La Electricidad de Caracas.
- Determinar el presupuesto estimado de inversión para la ejecución de las estrategias planteadas.

El estudio de las condiciones de operación de la subestación se realiza mediante la utilización de herramientas tales como el ASP (Análisis de Sistemas Primarios), SIGRED (Sistema de Información Geográfica de Redes Eléctricas de Distribución) y PSS/ADEPT (Simulador de Sistemas de distribución / Herramienta avanzada de productividad ingenieril).

CAPÍTULO I

1. TEMA DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Planteamiento del problema

Cada día es más difícil, poder abastecer los requerimientos de la demanda poblacional y definir qué criterios utilizar a fin de dar continuidad al servicio. Además de brindar y mejorar la calidad de suministro a los consumidores y cumplir a su vez con los indicadores de confiabilidad, debido al crecimiento acelerado de las redes eléctricas. [1]

El estudio de planificación a corto y mediano plazo de las S/E's Picure en 12,47kV y Marapa en 4,8kV de la región Vargas de la C.A. La Electricidad de Caracas, tiene como justificación determinar mediante el uso de una herramienta computacional, la situación actual. Luego de estimar la demanda a mediano plazo, determinar la situación futura de los circuitos de las subestaciones antes mencionadas.

Con los resultados obtenidos y el análisis de los mismos, se va a realizar la evaluación de los circuitos de dichas subestaciones, tanto en condición actual como en condición futura estimada para plantear las posibles soluciones a los circuitos afectados. Considerar a su vez las premisas en cuanto a confiabilidad, operatividad y calidad del servicio; regidas por las Normas y Criterios de Diseño de la empresa. De forma que además de resolver los problemas detectados garantizar los requerimientos antes citados, tomando en cuenta una expansión ordenada del sistema con la configuración más adecuada.

La planificación en sistemas de distribución está amparada en el cumplimiento con el artículo 36 de la LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO ELÉCTRICO el cual establece que:

“Las empresas de distribución de energía eléctrica tienen, entre otras, las obligaciones siguientes:

1. Prestar el servicio a todos los que lo requieran dentro de su área de servicio exclusiva, de acuerdo con esta Ley y con la normativa que, a ese efecto, dicte la Comisión Nacional de Energía Eléctrica;

2. Prestar el servicio de manera continua, eficiente, no discriminatoria y dentro de los parámetros de calidad y atención a los usuarios, de acuerdo a esta Ley y a la normativa que, a ese efecto, dicte la Comisión Nacional de Energía Eléctrica;

3. Ejecutar los programas de inversión y los de mantenimiento necesarios para garantizar la prestación del servicio en las condiciones requeridas...” [2]

1.2 Objetivo general

Elaborar estrategias de solución a los problemas técnicos detectados en los circuitos de las subestaciones Picure en 12,47kV y Marapa en 4,8kV de la región Vargas de la C.A. La Electricidad de Caracas, de manera que se cumplan las Normas y Criterios de Diseño establecidas por la empresa considerando las premisas en cuanto a confiabilidad, operatividad y calidad del servicio.

1.3 Objetivos específicos

a) Analizar las condiciones actuales y futuras de operación del circuito en estudio a través del uso de la herramienta computacional que proporciona la empresa.

b) Definir estrategias generando anteproyectos de adecuación y expansión que apunten tanto a la solución de problemas actuales como a la prevención de problemas futuros de los circuitos afectados, pertenecientes a las subestaciones Picure en 12,47kV y Marapa en 4,8kV de la región Vargas de la C.A. La Electricidad de Caracas.

c) Determinar el presupuesto estimado de inversión para la ejecución de las estrategias planteadas.

CAPÍTULO II

2. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

2.1 C.A. La Electricidad de Caracas

C.A. La Electricidad de Caracas fue fundada el 27 de noviembre de 1895 por el Ing. Ricardo Zuloaga en una finca de su propiedad llamada “El Encantado”, en la que se puso en funcionamiento la primera estación hidroeléctrica del país que transmite electricidad a distancia, con una potencia de 420kW, generada por (2) plantas. [3]

Actualmente forma parte de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) y es la encargada de la generación, transmisión, distribución y comercialización en el área del Distrito Capital y el Edo. Vargas, además de contar con sus empresas filiales que prestan servicio en zonas aledañas como Guatire y Guarenas, a través de la C.A. Electricidad de Guarenas-Guatire (ELEGGUA); Los Teques, a través de la C.A. Luz Eléctrica de Venezuela (CALEV) y la ciudad de San Felipe, Edo. Yaracuy, a través de la C.A. Luz Eléctrica de Yaracuy (CALEY). [3]

2.2 Misión, visión y valores de la C.A. La Electricidad de Caracas

2.2.1 Misión

La Electricidad de caracas es una empresa del Estado venezolano dedicada a proveer el mejor servicio eléctrico y comprometida a responder las expectativas de sus clientes, trabajadores y accionistas, contribuyendo así a elevar la calidad de vida de la sociedad venezolana.

2.2.2 Visión

Ser una empresa reconocida nacional e internacionalmente como líder innovador, proveedora de un servicio eléctrico de alta calidad, con personal y tecnologías excelentes, financieramente sólida y factor fundamental del sector eléctrico venezolano.

2.2.3 Valores

Los trabajadores y trabajadoras de la EDC:

- Seguridad: La seguridad siempre está primero, para nuestra gente, los contratistas y las comunidades.
- Integridad: Somos honestos, dignos de confianza y responsables. La integridad es la esencia en todo lo que hacemos, en la forma de conducimos y en la manera de relacionarnos los unos con los otros.
- Compromiso: Honramos los compromisos con nuestros clientes, compañeros, comunidades, accionistas, proveedores y socios. Queremos que nuestro negocio, en general, sea una contribución positiva a la sociedad.
- Excelencia: Nos esforzamos para ser los mejores en todo lo que hacemos y para operar con niveles de clase mundial.
- Disfrute: El trabajo puede ser divertido, gratificante y emocionante. Disfrutamos de nuestro trabajo y apreciamos la satisfacción de ser parte de un equipo que está marcando una diferencia. Y cuando deje de ser de esa manera, cambiaremos lo que hacemos o cómo hacemos las cosas.

2.3 Sistema de distribución de la C.A. La Electricidad de Caracas

Para atender y brindar la mejor calidad de servicio, C.A. La Electricidad de Caracas y sus filiales se ha organizado en dos Vicepresidencias responsables de prestar servicio tanto al área de la Gran Caracas como a todas las Zonas Foráneas.

Ambas Vicepresidencias cuentan con equipos especializados en la Planificación, Desarrollo, Operación y Mantenimiento de la red, apoyado por las unidades de Planificación de Inventarios, Sistema de Información Geográfica, Laboratorio de Pruebas y Recuperación de Equipos, Normas y el Centro de Control de Operaciones. Este último dispone de un Sistema Scada que permite supervisar a distancia y en tiempo real la operatividad de la red, la cual está digitalizada en un 80%.

2.3.1 Objetivos de la Vice-Presidencia de Distribución [5]

- Coordinar y consolidar los estudios de planificación a corto, mediano y largo plazo, realizados por cada una de las regiones y velar por su realización periódica.
- Apoyar técnicamente a cada una de las regiones de operación y mantenimiento en la realización de los estudios de planificación a corto y mediano plazo.
- Coordinar la actualización y unificación de la plataforma informática (Hardware y Software) requerida en todas las regiones para realizar los estudios de planificación.

- Mantener actualizados y unificados los procedimientos, métodos y criterios técnicos usados por cada región para realizar los estudios de Planificación de Distribución.
- Velar por un diseño que maximice la utilización del equipamiento y establezca una expansión ordenada y oportuna.
- Asignar prioridades en los proyectos especiales que involucran a todas las regiones y velar por su ejecución.
- Elaborar planes de trabajo periódicos, especificando: alcance, tiempo, recursos y costos, en conjunto con todas las regiones.
- Preparar anualmente el Plan de Adecuación y Expansión Consolidado del Sistema de Distribución.
- Preparar anualmente el Plan de Inversiones Consolidado del Sistema de Distribución.
- Detectar requerimientos de normalización de nuevas tecnologías, criterios y procedimientos compartidos por las regiones de distribución.
- Solicitar al Comité de Normalización la elaboración de normas, criterios y procedimientos que satisfagan las necesidades de la Planificación de Distribución.
- Detectar y solucionar necesidades de entrenamiento en el área de Planificación.

2.3.2 Función del equipo de Planificación [5]

Asegurar el desarrollo planificado del sistema de distribución para garantizar, en el tiempo, un suministro de energía eléctrica rentable y de calidad; proveer de servicios oportunos a nuestros clientes al utilizar eficientemente los procesos, la organización y los recursos, ajustándose todo al nuevo marco regulatorio para lograr ser reconocidos como un sistema altamente competitivo e incluso ejemplar en la preservación del medio ambiente.

2.3.3 Organigrama de la Gerencia Operativa de Distribución [6]

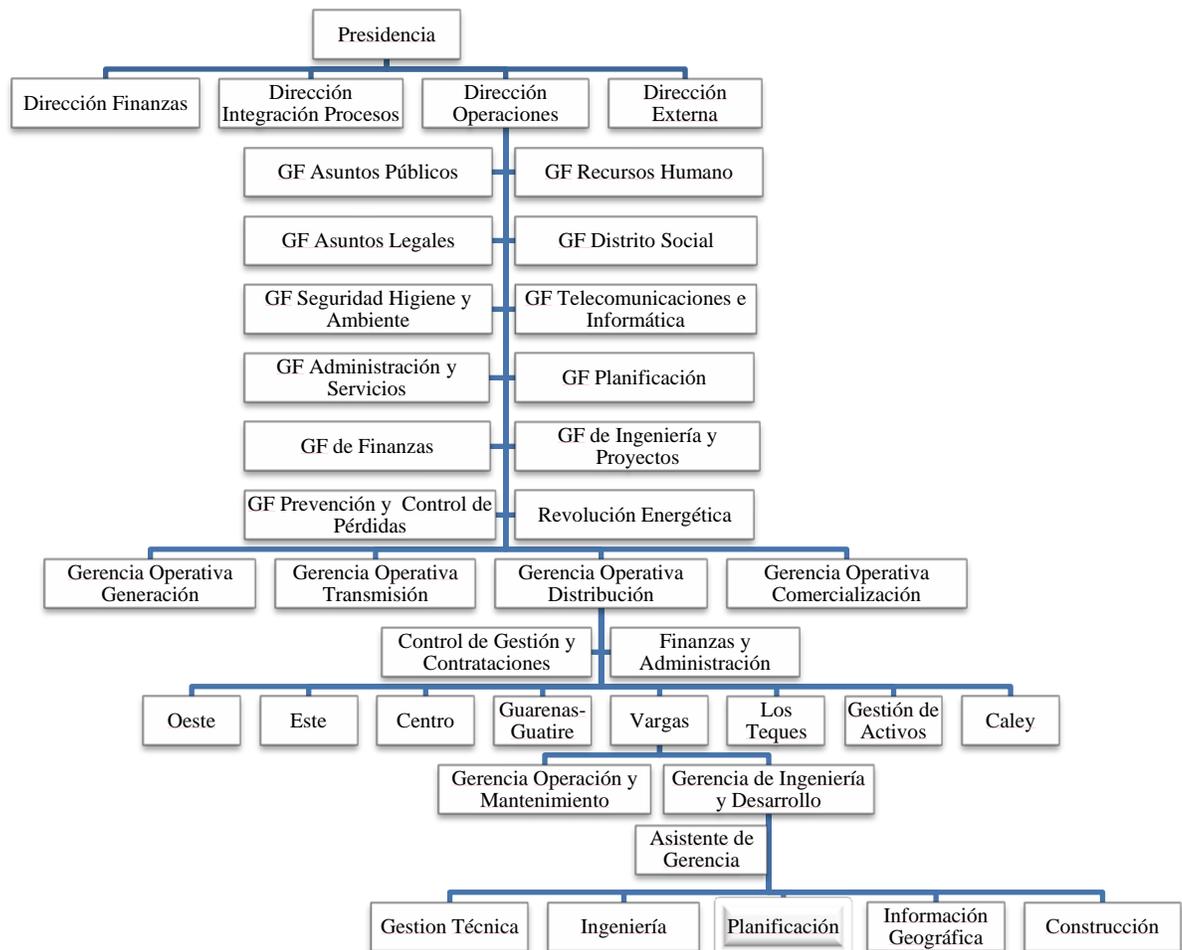


Figura 1. Organigrama de la Gerencia Operativa de Distribución

*GF: Gerencia Funcional

CAPÍTULO III

3. MARCO TEÓRICO

3.1 Sistema de distribución: definición y parámetros.

El sistema de distribución es el responsable de la transmisión de la energía eléctrica desde las subestaciones reductoras (69/12,47kV o 69/12,47/4,8kV) en el caso de estudio, hasta los transformadores de distribución (12,47/0,12/0,208/0,240kV o 4,8/0,12/0,208/0,240kV) y de allí hasta las acometidas de cada cliente en baja tensión. Entre los elementos que lo conforman se encuentran:

3.1.1 Subestación de distribución [7]

Son subestaciones en las que la tensión se reduce de la cual se derivan los alimentadores de distribución. Normalmente las relaciones de transformación que manejan este tipo de subestaciones pertenecientes a la EDC, son de 69kV a 12,47kV y de 69kV a 4,8kV.

3.1.2 Circuito primario [7]

Es la parte del alimentador de distribución que opera en la misma tensión que la barra secundaria de la subestación. El Sistema de Distribución Primario abarca un área relativamente grande, comienza a la salida de la subestación de distribución está compuesta por cargas concentradas que son esencialmente transformadores de distribución y ciertos consumidores especiales como industrias de relativo tamaño.

Los sistemas primarios según la densidad de carga, calidad del servicio y topología del terreno se pueden disponer de la siguiente forma: [8]

3.1.2.1 Primario Radial:

Está conformado por un eje principal de distribución llamado troncal del alimentador, el cual se ramifica en ejes de menor capacidad, alimentado desde un solo punto de alimentación en la barra de la subestación. A lo largo de su trayecto normalmente posee interconexiones con otros circuitos.

3.1.2.2 Primario en Anillo:

Suelen usarse en cargas de gran importancia en las cuales no se puede correr el riesgo de pérdida del servicio, está constituido por dos troncales que le pueden prestar servicio de un extremo u otro (comúnmente desde fuentes distintas), en condiciones normales se opera desde uno de sus extremos y en caso de falla desde el otro, separando sus extremos mediante seccionadores o interruptores normalmente abiertos.

3.1.2.3 Primario Mallado:

En esta disposición los circuitos primarios se interconectan entre sí formando una red en paralelo, permitiendo mantenerse en funcionamiento a pesar de interrupciones provenientes de las líneas de subtransmisión y transformadores de subestación, sin embargo, el mismo circuito donde ocurra una falla deja sin servicio una cantidad considerable de consumidores por lo complicado de la localización de fallas, lo que lo hace operativamente muy complicado, y poco flexible ante crecimiento de la carga.

3.1.2.4 Primario Múltiple:

Consiste en instalar dos o más circuitos primarios en la misma ruta, de forma tal que permita proveer suministro a una carga cualquiera mediante un interruptor de

transferencia (automática o manual) o bien mediante una “diversificación de la red” (spot network) conformada por dos o más bancos de transformación operando en paralelo.

3.1.3 Circuito secundario [7]

Es la parte del alimentador de distribución que opera en baja tensión desde los transformadores de distribución hasta las acometidas de los clientes.

El sistema secundario es la parte del sistema de distribución que posee alto crecimiento en comparación a los otros niveles del sistema eléctrico ya que continuamente se encuentra en ampliación y modificación.

3.1.4 Alimentador de distribución [7]

Es todo circuito que transmite la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los puntos de consumo.

3.1.5 Troncal del alimentador [7]

Se define como troncal de un alimentador de distribución, la ruta de mayor kVA de carga por metro lineal de recorrido. Esta definición se sustenta en el hecho de que la importancia del troncal es función de la magnitud de la demanda servida, con excepciones de los casos con clientes o consumidores especiales.

3.1.6 Ramal del alimentador [7]

Es una derivación directa del circuito troncal y que se extiende por las rutas secundarias de una zona. Esta derivación puede ser trifásica o bifásica. Sirve para la alimentación de las cargas o para efectuar interconexiones entre circuitos.

3.1.7 Redes de distribución [7]

Están conformadas por los circuitos de distribución que alimentan esencialmente cargas ubicadas dentro del perímetro urbano de la ciudad y contempla tanto la media tensión (12,47kV) como la baja tensión (120, 208 y 240V).

3.1.8 Línea de distribución [7]

Circuito primario localizado esencialmente fuera del perímetro urbano de las ciudades y que alimenta una o más localidades.

3.1.9 Interruptor de distribución (ID) [7]

Es el nombre dado a los elementos electromecánicos que permiten separar una o varias cargas del circuito en casos de falla o mantenimiento y de esta forma facilitar la interconexión entre circuitos adyacentes. Esta identificación facilita la búsqueda en los planos de operación o en la base de datos.

3.1.10 Protección de distribución (PD) [7]

Es el nombre dado al poste de distribución que contiene un transformador o un arreglo de estos, alimentando a uno o varios consumidores de baja tensión. Esta identificación facilita la búsqueda en la base de datos o en los planos de operación, de las características del tipo de consumidor, el circuito de la subestación al que está conectado, la ubicación geográfica y los datos eléctricos de dicha carga.

3.1.11 Capacidad firme de la subestación [7]

Es la capacidad que tiene la subestación de servir la demanda en caso de que la unidad de mayor capacidad esté fuera de servicio por falla o mantenimiento. Ante

esta condición se asume que cada unidad transformadora que queda en servicio puede sobrecargarse un 20% de su capacidad nominal con ventilación forzada. Se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$CF = 1,2 \times \sum_{i=1}^n (kVA_{vfi} - kVA_{vfmax}) \quad (3.1.11.1)$$

Donde:

CF: Capacidad firme de la subestación.

n: Número total de transformadores instalados en la subestación

kVA_{vfi} : Capacidad nominal con ventilación forzada del transformador i

kVA_{vfmax} : Capacidad con ventilación forzada del transformador de mayor capacidad.

CAPÍTULO IV

4. ESTUDIOS DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

4.1 Planificación a corto plazo o planificación operativa. [16]

Se analiza la capacidad de respuesta del sistema actual y los requerimientos de corto plazo de la demanda. El resultado de la planificación a corto plazo es un conjunto de decisiones para su implementación inmediata o con un máximo de dos (2) años de ejecución.

Las estrategias que se proponen comúnmente para los problemas detectados por los estudios de planificación a corto plazo son las siguientes:

a) Traspasos de Carga:

Consiste en conectarle carga adicional a un circuito proveniente de otro por un período indefinido o de forma permanente. La finalidad es disminuir la demanda del circuito descargado para poder lograr su operación dentro de los límites establecidos en condiciones normales y de emergencia.

Las causas por las que se producen los traspasos de carga son: crecimiento natural de la zona, incorporación de nuevos suscriptores, etc.

Esta opción es la más económica, pues sólo depende de maniobras sobre equipos ya existentes en la red o trabajos de bajo impacto económico, por lo que es la primera opción a ser estudiada antes de realizar alguna modificación en la topología de la red.

b) Instalación de Bancos de Capacitores:

Consiste en la instalación de bancos de capacitores que permitan mejorar los perfiles de tensión en la red y/o reducción de pérdidas. La decisión de la instalación de bancos de capacitores está sujeta a estudios de niveles de tensión, pérdidas y armónicos en la red, además de una evaluación económica previa a la toma de la decisión. La compensación reactiva a través de la instalación de bancos se puede realizar de acuerdo a si poseen o no maniobra clasificándose en:[29]

Bancos fijos:

Se emplea cuando se desea solucionar rápidamente un problema de penalidades por bajo factor de potencia, y también cuando implementar una compensación en baja tensión resulta laboriosa o inconveniente en función de la gran cantidad de unidades y del fraccionamiento excesivo de la potencia a instalar. Existen limitaciones en cuanto a la potencia reactiva a incorporar. Si ésta es excesiva, en el período del valle nocturno pueden aparecer sobretensiones y / o efectos armónicos indeseables por sobre compensación, pues la potencia reactiva incorporada es invariante a lo largo del día. Dado que estos equipos no poseen ninguna maniobra bajo carga, no es aplicable ningún dispositivo de regulación.

Bancos automáticos:

El propósito de los bancos automáticos es el de suministrar distintos niveles de potencia reactiva al sistema, en función de una variable de control que puede ser la demanda reactiva, el nivel de tensión en ese punto del sistema, la hora del día, etc., o bien por una combinación de dichas variables. Se emplean en los casos en que se desea solucionar en forma sencilla y eficiente un problema de penalidades por bajo factor de potencia cuando existen restricciones de inyección de reactivo capacitivo de acuerdo a la banda horaria; también se aplican para reducir las pérdidas y las caídas

de tensión excesivas en alimentadores de media tensión, o cuando implementar una compensación automática en baja tensión resulte laboriosa, onerosa, o inconveniente en función de la gran cantidad de bancos a instalar y mantener, y al consiguiente fraccionamiento de la potencia a instalar.

c) Cambio de Calibre de Conductores:

Consiste en el aumento de la sección transversal de tramos de conductores en los que su capacidad, ya sea en condiciones normales y/o de emergencia, se ve excedida según las normas de capacidad de carga de la Empresa. Esta estrategia aumenta la capacidad que puede manejar el circuito, permite la reducción de pérdidas, la disminución de la caída de tensión, adecua al circuito para la incorporación de nuevos suscriptores y mejora la capacidad para ayudar a otros circuitos con los que interconecta.

Antes de decidirse por esta estrategia, se debe hacer una evaluación económica y una verificación de la disponibilidad de tubería en campo, puesto que la economía de esta opción es inversamente proporcional a la longitud del tramo de conductor que se desea reemplazar, y de no existir tubería o bancada disponible, las obras civiles a realizar tendrían un alto impacto económico, pudiendo no resultar rentable la sustitución del tramo de conductor.

d) Instalación de Protecciones Suplementarias:

Consiste en la instalación adicional de equipos de protección y/o seccionamiento de las cargas en puntos estratégicos de los circuitos con alta tasa de falla, con la finalidad de evitar la pérdida de carga o de recuperarla con mayor rapidez ante la ocurrencia de cualquier falla en el sistema de distribución.

e) Cambio de Nivel de Tensión:

Consiste en aumentar la tensión de operación de un circuito completo o solamente de un sector en específico. En la actualidad, las opciones posibles de cambio de tensión en la Empresa son: 4,8kV a 12,47kV ó 8,3kV a 12,47kV. Esta estrategia es de alto impacto económico, puesto que conlleva a la adecuación del circuito en cuanto a: nivel de aislamiento de los conductores, tensión de operación de los transformadores y ajustes de los equipos de protección al nuevo nivel de tensión. Se debe realizar una evaluación económica previa a la toma de la decisión, ya que los trabajos a realizar son muy costosos y generalmente tienen un tiempo prolongado de ejecución.

Se debe procurar realizar anualmente la verificación del estado actual del sistema, pues el horizonte para la planificación a corto plazo debe ser de dos años para sistemas de distribución. Así se comprueba si la planificación a mediano plazo está tendiendo al logro de sus objetivos.

4.2 Planificación a mediano plazo

Los estudios de planificación a mediano plazo se realizan con la finalidad de conocer el crecimiento de la demanda de un circuito, microárea o subestación, tanto por su crecimiento natural como por la introducción de nuevas cargas en un período de tiempo determinado, con el fin de definir estrategias que permitan suplir toda la demanda eléctrica según el desarrollo previsto, bajo los criterios de calidad, continuidad y confiabilidad de la Empresa.

Además de proponer cualquiera de las soluciones descritas anteriormente (traspasos de carga, instalación de bancos de capacitores, cambios de calibre de conductores, instalación de protecciones suplementarias o cambios de niveles de tensión), la planificación a mediano plazo determinará principalmente: (a) La

necesidad de ubicación de rutas para nuevos alimentadores en la red de distribución. (b) La adición de unidades de transformación en las subestaciones (expansión de las subestaciones existentes). (c) Los criterios preliminares para definir las necesidades de nuevas subestaciones. (d) Anticipar la conexión de nuevos clientes. (e) Determinar el plan de inversiones. [16,17]

4.3 Criterios utilizados por la empresa en planificación.

4.3.1 Criterio de caída de tensión máxima [13]

Este criterio establece la máxima variación de caída de tensión en circuitos primarios aéreos y subterráneos, con respecto al valor de tensión nominal. En la tabla 1 se muestran los límites de tensión permitidos por condición de operación. Según la Norma IIB-2006 (Tensiones normalizadas para redes de distribución).

Tabla 1: Caída de tensión máxima permitida

Condición de operación	$\Delta V_{\text{máx.}}$	Banda permitida <p.u.>
Normal	$\pm 5\%$	$0,95 < V < 1,05$
Emergencia	$\pm 8\%$	$0,92 < V < 1,08$

4.3.2 Criterio de límite de capacidad de carga [13]

Bajo este criterio se busca asegurar que, de acuerdo a las capacidades de los conductores, los circuitos se operen en condición normal y emergencia sin disminuir su vida útil.

En la unidad se manejan tres (3) términos que definen la capacidad de carga de los conductores.

4.3.2.1 Capacidad normal

Se define como la capacidad nominal del conductor, bajo este valor el mismo no sobrepasará su temperatura nominal de daño.

4.3.2.2 Capacidad de diseño

El valor de esta capacidad depende del número de circuitos con que la empresa de servicio eléctrico trabaja para lograr la recuperación de un circuito fallado. Para el caso de la C.A. La Electricidad de Caracas, se tiene establecido que la carga de un circuito bajo una contingencia debe ser asumida en su totalidad por un mínimo de dos (2) circuitos.

4.3.2.3 Capacidad de emergencia

Se define como la corriente máxima que puede circular en el conductor durante períodos cortos de tiempo sin que se disminuya la vida útil del mismo. Esta capacidad depende directamente del material con el cual esté aislado el conductor, por lo que para conductores desnudos la capacidad nominal es igual a la capacidad de emergencia. Esta capacidad de emergencia viene definida por el fabricante del conductor.

A partir de esto se tiene que, todo circuito primario bajo condiciones normales de carga, debe tener como porcentaje de carga de diseño máximo un 67% o $\frac{2}{3}$ de su capacidad de emergencia. De esta manera, al momento de ocurrir una contingencia el circuito estará en capacidad de asumir carga, de manera temporal, proveniente del circuito fallado, quedando cargado de esta manera al 100% de la capacidad de emergencia. La figura 2 muestra la capacidad de carga de un conductor y los porcentajes de su capacidad de diseño destinados tanto para la condición normal de operación como en la condición de emergencia.

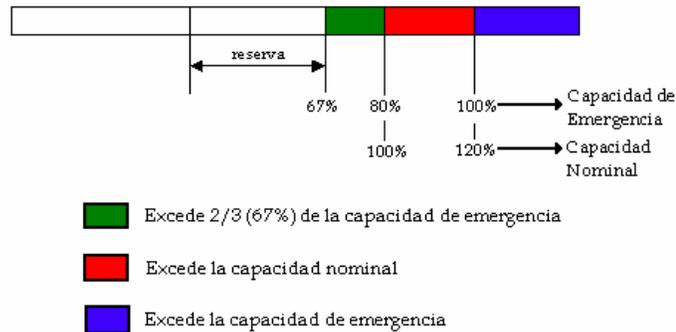


Figura 2. Porcentaje de carga de un conductor

4.3.3 Criterio de pérdidas técnicas [13]

De acuerdo a estudios de pérdidas técnicas realizados a los circuitos de la red primaria de distribución de la C.A La Electricidad de Caracas, se estableció el 3% de la potencia total entregada por el circuito, como nivel de referencia para las pérdidas técnicas. Sin embargo, por razones económicas pueden existir circuitos en los que resulte beneficioso tener el nivel de pérdidas técnicas en valor mayores al 3%.

4.3.4 Criterios de seccionamiento [19]

Este criterio tiene como objetivo lograr la operación práctica de la Red de Distribución, mediante:

- Rápida localización y aislamiento de fallas, lo cual permite mejorar el tiempo de restablecimiento del servicio y reducción de pérdidas por cargas dejadas de suplir.
- Transferencia de carga en condiciones normales y emergencia, de forma tal que se pueda recuperar la mayor cantidad de carga en el menor tiempo posible.

Este criterio según la topología de la red de distribución debe cumplir con ciertas condiciones específicas, según sea el caso de líneas subterráneas o aéreas, por lo tanto:

4.3.4.1 Seccionamiento de líneas aéreas:

Deben instalarse equipos de seccionamiento en circuitos primarios cumpliendo con las siguientes condiciones: (a) En cada kilómetro del circuito troncal o ramal. (b) En cada tramo de circuito troncal o ramal con capacidad de transformación conectada (capacidad instalada) igual o mayor de 900kVA. (c) En el origen de cada circuito ramal o subramal con una longitud mayor a 400m. (d) En cada punto de transformación de capacidad nominal igual o mayor a 500kVA. (e) En los puntos de interconexión del troncal o ramal a otros circuitos primarios.

Los equipos de seccionamiento en el troncal deben ubicarse preferiblemente en un lugar inmediato a la derivación de un circuito ramal, con la finalidad de garantizar traspasos de carga de dicho sector.

4.3.4.2 Seccionamiento de líneas subterráneas:

Según sea la condición en que se encuentren los circuitos primarios en su ruta, es decir, si son únicos o poseen circuitos adyacentes en su misma ruta, se establece que deben tener instalados como mínimo equipos de seccionamiento de acuerdo a: (a) Se seccionará el troncal cada 1,15MVA de demanda, sin considerar la demanda asociada a cargas con alimentación alternativa. (b) Al inicio de un ramal. (c) Todo punto de transformación de capacidad igual o mayor a 750kVA deberá estar conectado al circuito primario a través de dos (2) o más seccionadores rompe carga, que le permitan su transferencia a un sector alternativo. (d) Cada 400 metros, aproximadamente, del alimentador troncal o ramal, el empalme convencional se

sustituirá por un empalme hecho con CMS (e) Cuando exista una transición de subterráneo a aéreo, o viceversa, se instalará un seccionador en el tramo aéreo.

4.3.5 Interconexiones [8,19]

Su utilización radica en que se encargan de salvar la carga de un circuito mediante la transferencia a otro, tanto en condiciones normales como de emergencia. Utilizan equipos de seccionamiento manual como transferencia automática, según sea el caso de la carga crítica o no crítica, respectivamente.

La interconexión entre circuitos debe cumplir con las siguientes condiciones: (a) Deben interconectar los troncales de ambos circuitos interconectados, de forma tal que se pueda recuperar un circuito por al menos otros dos circuitos adyacentes. (b) Todo bloque de demanda de 1150kVA o más, debe poseer capacidad de ser transferido mediante la interconexión. (c) Ubicar el punto de interconexión aproximadamente en la mitad de la demanda de la carga radial a recuperar. (d) No se permite la interconexión de más de dos circuitos en un mismo seccionador.

La figura 3, muestra la disposición de los seccionadores de interconexión.

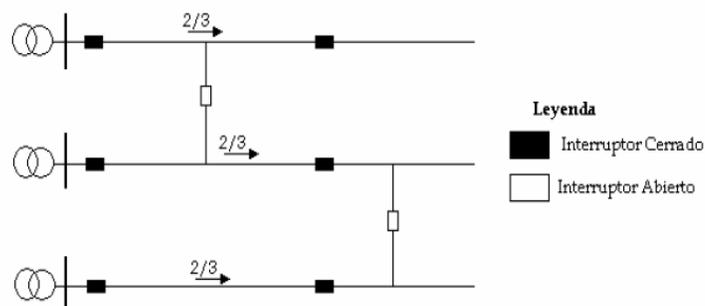


Figura 3. Distribución de carga e interconexiones de un circuito primario.

La distribución de carga e interconexiones, ante una falla son operadas como se muestra en la figura 4, logrando de esta manera asistir la carga perdida debido a la falla.

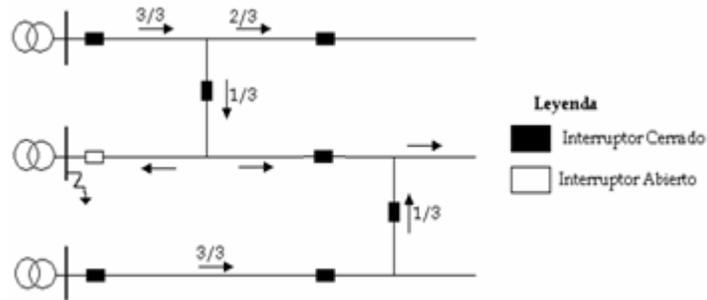


Figura 4. Esquema de recuperación de la carga de un circuito fallado.

4.3.6 Salida de subestaciones [19]

Se instalarán equipos de seccionamiento en la salida de dos circuitos de un mismo interruptor de la subestación (circuito de dos copas), se instalará dentro de la subestación un seccionador de cuatro vías con barra seccionada y abierta, automatizable, para seccionar las dos copas del circuito. Esta condición está limitada a circuitos que no coexistan en la misma ruta, ni se interconecten entre sí por ninguna parte de su recorrido.

Además a todas las condiciones anteriormente mencionadas, se debe tomar en cuenta que: (a) La ubicación preferida de los puntos de seccionamiento será en el punto de transformación, de esta manera podrá dársele a este elemento emergencia manual y reducir el costo de seccionamiento. (b) Para circuitos doble copa, las reglas se aplican a cada copa por separado. (c) La ubicación física definitiva de las interconexiones deberá validarse con una evaluación económica, debiendo garantizarse su accesibilidad, operación y mantenimiento. (d) Las reglas deben aplicarse en forma conjunta, con el fin de reducir en lo posible el número de puntos de seccionamiento y por consiguiente la inversión requerida.

4.3.7 Criterio de capacidad firme en subestaciones [8]

Este criterio toma en cuenta la capacidad que se debe manejar en el sistema de distribución ante la salida forzada de unidades de transformación, esta capacidad permite seguir supliendo la carga demandada sin la necesidad de tener que recurrir al traspaso de carga mediante la interconexión a otros circuitos y garantiza la continuidad del servicio.

Tomando en cuenta lo anterior se obtendrá el diagnóstico del circuito en cuanto a:

- Calidad y eficiencia: sobrecarga, caída de tensión, pérdidas técnicas.
- Confiabilidad: seccionamiento, obsolescencia en equipos o conductores, calidad del servicio técnico, equipos y conductores no operativos.

CAPÍTULO V

5. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

5.1 Introducción [9].

Los pronósticos son suposiciones basados en modelos matemáticos que, según el tipo de aproximación, valora la experiencia personal y los escenarios probables (optimista o pesimista) como factores que se suman a la obtención de estimaciones de demanda tan acertadas como sea posible. Si bien es cierto que existen incontables formas para hacer pronósticos, desde las más simples como la intuición hasta las más sofisticadas y complicadas como los modelos determinísticos y probabilísticos, se debe tener en cuenta que todo pronóstico es en esencia la sugerencia de una sola posibilidad. Esto confirma que por más sofisticado que sea el método utilizado, el comportamiento real de la demanda seguramente no se ajustará al pronóstico hallado en su totalidad. Es simplemente la alternativa más viable que se encuentra luego de hacer una serie de razonamientos basados en la información disponible (escenarios) y la capacidad de análisis de equipos de trabajo.

La información sobre la carga es fundamental para evaluar la demanda actual, las tendencias de crecimiento y el grado de precisión deseado para los resultados. Esta información comprende los siguientes aspectos: (a) Demanda máxima y promedio por circuito. (b) Capacidad instalada. (c) Cargas especiales. (d) Histórico de consumo de energía y potencia por circuito. (e) Factor de potencia. (f) Factor de pérdidas. (g) Variables demográficas.

Usualmente se toman los niveles individuales de consumo para el cálculo, pero en la práctica, deben tenerse en cuenta otros factores de mucha importancia, algunos son:

1) Factores económicos:

En la elaboración de cualquier estudio que esté relacionado con la calidad de vida de las personas, deben considerarse los componentes económicos que la afectan, dentro de estos factores se encuentra el PIB, la inflación, el salario mínimo, el valor de la moneda local frente al dólar, los impuestos, etc.

2) Factores geográficos:

Es muy importante la ubicación del centro de consumo con relación a la subestación, ya que determina si la entrega de energía se ve afectada por las distancias existentes.

3) Datos históricos:

El registro del comportamiento de los centros de consumo es una herramienta fundamental en el momento de hacer las estimaciones correspondientes a períodos futuros, estos datos proporcionan una idea clara de cómo ha evolucionado la demanda en un lapso de tiempo determinado, facilitando con esta información la obtención de nuevas proyecciones.

4) Aumento de la población:

Se debe estudiar cómo es la tasa de crecimiento poblacional para el área en cuestión, pues ésta se relaciona directamente con el uso de la energía.

5) Densidad de carga:

El patrón de consumo de energía en una determinada área servida por la subestación en estudio puede ser usado para saber si se está cumpliendo con las necesidades de servicio eléctrico existentes en el centro de consumo.

6) Reglamentación:

El proceso de pronóstico de la demanda debe estar siempre basado en los requerimientos legales establecidos por los entes reguladores, considerando las restricciones que se plantean.

7) Proyectos de desarrollo:

El crecimiento de la demanda depende de los proyectos y planes programados para el desarrollo comunitario. Las decisiones correspondientes a los resultados obtenidos por las proyecciones deben estar acorde con estos proyectos.

8) Factores ambientales:

La conciencia de preservar los recursos ecológicos existentes y desarrollar proyectos ecológicamente sostenibles es un factor altamente determinante en el proceso de estimación, pues de alguna manera modifican las tendencias de consumo.

Una subestimación de la demanda para un tiempo previsto, creará problemas de servicio (interrupciones de servicio), ya que no se podrá satisfacer la demanda total y se tendrán que realizar trasposos de carga o nuevas inversiones a costos superiores para poder suplirla. La subestimación se evidenciará en el momento en que el sistema no pueda responder adecuadamente.

Una sobreestimación de la demanda para un tiempo previsto, se traduce en una sobreinversión. Esta excesiva inversión, crea pérdidas económicas que son evitables. Se considerará como una sobreestimación un 20% por encima de la demanda real para un tiempo específico (ya sea a corto, mediano o largo plazo). Claro está, la sobreestimación se verificará en el momento en que se dispongan los datos reales de la demanda.

En ambos casos hay pérdidas económicas. Estas pérdidas pueden llegar a tener cifras elevadas, representando para la empresa eléctrica sumas considerables.

En este sentido, la Coordinación de Planificación de Distribución de la Electricidad de Caracas ha planteado dos escenarios con cierta probabilidad de ocurrencia, los cuales se describen a continuación:

- Escenario Alto: Reactivación económica moderada de todos los sectores. Mercado abierto. La demanda supera a la oferta. El régimen económico garantiza rentabilidad a la empresa privada.
- Escenario Bajo: Decrecimiento del PIB. Aplazamiento del nuevo régimen económico. Sin desarrollo en ningún sector.

5.2 Métodos usados en el estudio para la estimación de demanda

Para la estimación de la demanda, es necesario poner en práctica una serie de pasos que se enumeran a continuación:

- 1) Obtener el registro histórico de las demandas máximas de las subestaciones bajo estudio:

Las lecturas son obtenidas a través del sistema SCADA. Son mediciones hechas en los interruptores principales y en los interruptores de cada uno de los circuitos que conforman la subestación.

- 2) Identificar la demanda máxima actual por circuito (DMA):

Se toma como dato de partida para la estimación de la demanda, la medición máxima registrada en el año más reciente.

3) Consideración de cargas concentradas en la zona (CC):

Se considera el impacto de nuevos clientes en la zona según el escenario de estudio. Para ello se deben estudiar las factibilidades de servicio, los proyectos de clientes y las posibles áreas de desarrollo. Se debe estimar la demanda que puede tomar cada cliente durante el período contemplado por el estudio y se debe incluir la nueva carga a conectar en los kVA instalados totales del circuito que corresponda.

4) Consideración de traspasos previos hechos en la red (T):

Es posible que desde el último año de data disponible hasta el momento del estudio, los circuitos que conforma la subestación bajo estudio hayan sufrido traspasos de carga, lo que afecta la máxima demanda actual que pueden solicitar. De manera que, es necesario contar con la información de los traspasos efectuados, bien sea para esperar un incremento respecto a la última data o un decremento, según sea el caso.

5) Estimación de la demanda:

Se aplica algunos métodos para estimar la demanda máxima esperada por circuito, y por subestación. Veamos:

5.2.1 Tendencia histórica de la data (o tendencia temporal) [6].

Este método utiliza la relación de la demanda en función del tiempo con la finalidad de identificar un patrón determinado de comportamiento en la data histórica para asignarle una curva y extrapolarla a futuro, suponiendo que en cierto período, el crecimiento responderá al patrón escogido.

La ventaja de este método radica en que emplean algoritmos directos y simples que requieren un mínimo de datos. La dificultad se encuentra en la asignación de curvas y la consecuente extrapolación. Sin embargo, para zonas donde la demanda de energía es vegetativa (más personas ocupando cierta área que clientes), el método ha comprobado su utilidad.

La mayor desventaja radica en la sensibilidad que tiene a alteraciones en los registros de demanda debido a los traspasos de carga, ya sean temporales o permanentes, entre circuitos de una misma subestación o subestaciones diferentes o debido a errores en las lecturas de las demandas. Por otro lado, el error se toma por medio de la correlación arrojada luego de asignársele una curva y extrapolar la demanda al período en estudio.

El método consiste en:

- a) Graficar la data histórica disponible (histórico de demanda).
- b) Si existen datos que se alejan mucho del patrón que compone la serie, sacarlos de la historia o tratarlos estadísticamente para su inclusión.
- c) Agregar líneas de tendencia a la data histórica. En este caso se cuenta con tendencias de tipo:

Lineal: $Y(t) = a + b \cdot t$

Logarítmica: $Y(t) = a \cdot \ln(t) + b$

Potencial: $Y(t) = a \cdot t^n$

Exponencial: $Y(t) = a \cdot e^t \cdot b$

A los tipos de tendencias presentadas anteriormente, se le agregan según sea conveniente funciones que sean combinaciones de las anteriores, con una asignación justa de las constantes que proporcionen las curvas que mejor se aproximen al comportamiento real.

- d) Extrapolar, a través de cada tipo de curva, los valores futuros de la demanda.
- e) Elegir cuál curva corresponde mejor al comportamiento de la data.
- f) Calcular la correlación entre la línea de tendencia usada y la data.

5.2.2 *Holt Winters Multiplicativo Estacional [13]*

Una de las críticas que se les hace a los métodos ingenuos (o métodos no adaptativos) es que no se ajustan, a lo largo del tiempo, de forma natural. Tanto la tendencia como la estacionalidad (o variaciones cíclicas) se estiman una sola vez y las estimaciones deben ser actualizadas si se obtienen nuevas observaciones.

Una familia de modelos que aparece hacia fines de la década de los años 60 intenta solucionar este problema. Se les conoce como técnicas de suavizamiento (o alisamiento) exponencial, y se constituyó en un avance en el modelado de series cronológicas.

Una de las principales características de estas técnicas es que son “económicas”. Debido a esto, son utilizadas en ciertas actividades de pronóstico donde es necesario efectuar predicciones rutinarias (en el corto plazo) de ventas, control de inventario o planificación de la producción de algún producto; es decir, donde aplicar técnicas más sofisticadas no se justificaría.

El método Holt Winters consiste en una ampliación perfeccionada del alisamiento exponencial, el cual consiste en suponer que la serie está compuesta por un nivel (constante) y una componente residual (impredecible); es decir, la serie se supone localmente constante. Luego, parece razonable estimar el nivel como promedio ponderado de las observaciones dando un peso mayor a las últimas observaciones:

$$\bar{x}(n) = \alpha x(n) + (1 - \alpha)\bar{x}(n - 1) \quad 0 < \alpha < 1$$

$$\alpha := \text{constante de suavizamiento} \quad (5.2.2.1)$$

Si la serie varía lentamente: valor típico de $\alpha = 0.3$

En cambio si la serie varía bruscamente: valor típico de $\alpha = 0.7$

Veamos la formulación específica del caso que nos interesa, el método Holt Winters:

- a) Caso no estacional: Supongamos que la serie se comporta localmente como la suma de un nivel y una tendencia lineal, más de un residuo impredecible. Anotando $\bar{x}(t)$ y $m(t)$ como las estimaciones del nivel y de la pendiente de la recta (de la tendencia lineal) en el instante t , una propuesta razonable es tomar:

$$\bar{x}(t) = A x(t) + (1 - A)[\bar{x}(t - 1) + m(t - 1)] \quad 0 < A < 1$$

$$m(t) = C[\bar{x}(t) - \bar{x}(t - 1)] + (1 - C)m(t - 1) \quad 0 < C < 1 \quad (5.2.2.2)$$

Observaciones: (Caso no estacional)

- 1) Las fórmulas de actualización anteriores modifican las estimaciones al considerar nuevos datos.
- 2) Las estimaciones del nivel y de la pendiente en el instante “ t ” se estiman como un promedio ponderado de la estimación anterior y la estimación sugerida a partir del nuevo dato.
- 3) Para iniciar el algoritmo recursivo se propone tomar:

$$\begin{aligned}\bar{x}(2) &= x(2) \\ m(2) &= x(2) - x(1)\end{aligned}\tag{5.2.2.3}$$

b) Caso estacional (Modelo de Holt-Winters Multiplicativo): A las suposiciones del modelo anterior le agregamos un factor estacional de período s , multiplicativo (respecto de la tendencia). $\bar{x}(t)$ se interpreta entonces como un nivel desestacionalizado. Se le coloca $\hat{E}(t)$ a la estimación de la componente estacional en el instante t . Parece razonable tomar:

$$\begin{aligned}\bar{x}(t) &= A \frac{x(t)}{\hat{E}(t-s)} + (1-A)[\bar{x}(t-1) + m(t-1)] & 0 < A < 1 \\ m(t) &= C[\bar{x}(t) + \bar{x}(t-1)] + (1-C)m(t-1) & 0 < C < 1 \\ \hat{E}(t) &= D \frac{x(t)}{\bar{x}(t)} + (1-D)\bar{E}(t-s) & 0 < D < 1\end{aligned}\tag{5.2.2.4}$$

Observaciones: (Caso estacional)

1) Las fórmulas modifican las estimaciones considerando nuevos datos.

La estimación del nivel ($t-1$): $\bar{x}(t-1)$ junto a la estimación de la pendiente $m(t-1)$, sugerirán un nivel $\bar{x}(t-1) + m(t-1)$ en el instante t . Esta estimación se ve modificada al considerar la nueva observación.

La estimación en el instante ($t-1$) de la pendiente es $m(t-1)$. Una nueva estimación de la pendiente sería $\bar{x}(t) + x(t-1)$ en el anterior y la estimación sugerida por el valor tomado por la serie en t .

La estimación en el instante ($t-s$) de la estacionalidad es $\hat{E}(t-s)$. Dado $\bar{x}(t-1)$, una nueva estimación de la estacionalidad sería $x(t)/\bar{x}(t)$. La

estacionalidad en t se estima como promedio ponderado de estimación anterior y la sugerida por el valor tomado por la serie en el instante t.

- 2) Una manera de resolver el problema de inicialización en el modelo de Holt Winters multiplicativo es tomando:

$$\hat{E}(j) = \frac{x(j)}{\sum_{k=1}^s x(k)} \quad j = 1, 2, \dots, s \quad (5.2.2.5)$$

$$\bar{x}(s) = \frac{1}{s} \sum_{k=1}^s x(k) \quad \text{y con } m(s) = 0 \quad (5.2.2.6)$$

- 3) Determinación de las constantes de suavización:

Una alternativa es elegir α , A, C, D de acuerdo a las características particulares que se atribuye a las componentes de la serie. Si α , A, C, D \rightarrow 0, las predicciones dan más importancia a observaciones pasadas que a las presentes. Inversamente, si α , A, C, D \rightarrow 1, las predicciones dan menor importancia al pasado y más importancia al presente de la serie.

Otro método más objetivo es elegir A, C y D que mejor habrían predicho los valores conocidos de la serie:

$$\mathbf{Min}_{A, C, D \in [0,1]^3} \sum_{t=k+1}^n [x(t) - \hat{x}(t - 1.1)]^2 \quad (5.2.2.7)$$

Donde k se elige lo suficientemente grande como para que el efecto de inicialización del proceso sea despreciable. Al estimar A, C y D numéricamente se pierde la simplicidad de los métodos de suavización exponencial.

El modelo de Holt-Winters, al incorporar la tendencia general de crecimiento o de decrecimiento, permite también estimaciones a mediano y largo plazo superando así las restricciones que mostraban otros métodos, como las medias móviles o el suavizamiento exponencial. Por tanto, este método es especialmente aconsejable cuando la serie histórica muestre cierta tendencia a crecer o decrecer.

5.2.3 Series de tiempo (o series cronológicas) [14].

Una serie de tiempo es un conjunto de observaciones tomadas en intervalos de tiempo conocidos, que pudieran ser equidistantes. El método efectúa la predicción de la demanda de energía eléctrica analizando la *trayectoria* de los datos históricos y proyectándola en el futuro.

Usualmente se infiere que una serie de tiempo puede estar gobernada por los siguientes factores:

1. Una tendencia global (T)
2. Efectos de temporada o estacionalidad (S)
3. Ciclos seculares (C)
4. Fluctuaciones aleatorias (ϵ)

El modelo matemático, dependiente del tiempo t , tendría esta forma:

$$Y_t = Tt + Ct + St + \epsilon t \quad (5.2.3.1)$$

Este es un modelo híbrido, ya que cada uno de los componentes debe ser modelado de forma independiente. Por ejemplo, si se tiene un fenómeno, cuya tendencia global es lineal, puede ser modelado a través de una regresión lineal, pero el componente de ciclo de temporada es sinusoidal, necesitando un modelo trigonométrico.

Una de las características deseables de una serie de tiempo es que sea estacionaria. Esto implica que, no importa cuál segmento de la serie se observe, no importa la longitud, la media y varianza deben ser similares. Una serie con este tipo de comportamiento es ideal para someterla a tratamiento estadístico y hallar modelos.

Uno de los primeros objetivos cuando se modela una serie de tiempo para realizar pronósticos es remover efectos lineales, de temporada u otros para lograr que la serie sea estacionaria. Para eliminar estas tendencias se aplican operaciones sobre la serie que actúan como filtros de los componentes que se desean anular. Veamos algunas de ellas:

a) Filtración mediante promedio móvil o medias móviles:

Si expresamos la demanda presente sólo como combinación lineal de los errores pasados de predicción, el proceso se denomina de *medias móviles* (MA).

En este método se genera una nueva serie promediando las **q** observaciones previas a \mathbf{X}_t :

$$Y_t = \frac{1}{q + 1} \sum_{k=0}^q X_{t-k} \quad (5.2.3.2)$$

El valor **q** se conoce como el orden y el proceso se denota como **MA(q)**. La fórmula anterior sugiere un promedio aritmético equiponderado, cada dato tiene el mismo peso, pero pudiera ser muy bien un promedio en donde cada \mathbf{X}_t tiene asociado un peso **w_k** diferente.

El efecto de este procedimiento es el de eliminar las fluctuaciones entre cada q períodos, aglutinándolas en la estadística del promedio, el perfil gráfico de la serie se “suaviza”.

b) Modelos de autoregresión (AR):

Si el valor de la demanda actual puede expresarse sólo como combinación lineal de un número determinado de datos pasados, estamos ante un proceso *auto regresivo* (AR). El modelo tiene esta forma:

$$x_t = a_{k1}x_{t-1} + a_{k2}x_{t-2} + \dots + a_{kk}x_{t-k} + \varepsilon_t \quad (5.2.3.3)$$

Note que supone una relación lineal entre cada observación y las **k** observaciones previas. El valor **k** se conoce como el orden del modelo y lo denotamos como **AR(k)**. El término ε_t , al igual que antes, representa fluctuaciones aleatorias.

Existen modelos para series de tiempo que combinan varias de las técnicas resumidas aquí con otras que no se mencionaron, cuyas principales ventajas están la de su bajo costo y su moderado error en el corto plazo, teniendo como inconveniente que al suponer permanente la caracterización de los datos históricos, se postula que implícitamente las condiciones socioeconómicas del pasado no varían. Por ejemplo:

- **ARMA (p, q)** – autoregresión con promedios móviles. La **p** y la **q** indican que se combinan los procesos **AR(p)** y **MA(q)**.
- **ARIMA (p, q, d)** – autoregresión con promedios móviles y diferencias. La **p** y la **q** indican que se combinan los procesos **AR(p)** y **MA(q)** y la **d** es el orden de **D(d)**.
- Modelos trigonométricos para ciclos.
- Modelos logísticos y exponenciales.

CAPÍTULO VI

6. METODOLOGÍA

6.1 Introducción [14]

La metodología que se presenta permite realizar ordenadamente el estudio de planificación a corto y mediano plazo, de forma que pueda ser seguido en la realización de futuros estudios en circuitos de media tensión. Consta de nueve (9) etapas de trabajo las cuales se describen a continuación:

6.2 Recopilación de información [15]:

Esta es la etapa inicial en el proceso de planificación, donde se obtiene la información necesaria de la subestación y de cada uno de los circuitos que la conforman. Se reúne la información necesaria que corresponde con: planos de operación, planos macro, las telemidas históricas de demanda provenientes del SCADA y de los libros de lectura de demandas, archivos *.dat, proyectos de nuevos clientes y la información disponible en las herramientas digitales o bases de datos (SIMIP, SIGRED). Se analizan los estudios realizados sobre el área y se evalúa la calidad de información existente. Toda la data requerida debe haber sido actualizada. Las fuentes de información que se emplearon en el estudio fueron:

- Planos macro y planos de operación:

El plano macro es elaborado en escala 1:5000. En él se representan las subestaciones y las rutas geográficas de todos los circuitos de media tensión con sus respectivas cargas. Cada circuito está identificado con un color en particular que

permite su fácil comprensión siguiendo un código de colores asignado por la unidad de planificación de La Electricidad de Caracas.

Es necesario que toda la información contenida en estos planos esté actualizada, reflejando la situación actual de la red, al incluir las modificaciones recientes llevadas a cabo en los circuitos por solicitudes de servicio, trasposos de carga, etc. Para actualizarlos se usa información contenida en los planos de operación y la obtenida a través de inspecciones en las salidas de campo, comparando la calidad de esa información.

Los planos de operación son elaborados en escala de 1:2500 y muestran información más detallada de los equipos conectados a la red. En ellos se representan los transformadores y equipos de protección con sus respectivos códigos de identificación. También muestra el tipo de conexión de los transformadores que alimentan a las cargas de baja tensión, el recorrido y la distancia de cada conductor o cable perteneciente al circuito de media tensión, su calibre según la nomenclatura AWG y su disposición en el terreno (subterráneo o aéreo).

Cada plano de operación muestra sólo un circuito o parte de uno, en caso que el mismo sea muy extenso y no pueda ser representado en su totalidad con la escala utilizada. Muestra además las interconexiones con otros circuitos, mediante interruptores y la ubicación de los compensadores reactivos estáticos, si los tuviere.

- Registro de PD's e ID's por circuito:

Es un registro actualizado de interruptores, seccionadores, bancos de compensación reactiva, transformadores y protecciones de distribución que existen por circuito. Este registro muestra datos como: código de identificación, tipo de instalación (sótano, poste o casilla), fecha de la última medición de carga, ubicación, entre otros. Para comprobar que este registro está realmente actualizado, se procede a

verificar, y corregir si es necesario, tanto la ubicación como la nomenclatura de cada uno de los transformadores y equipos de protección, denominados PD's (protección de distribución), utilizando la información obtenida de los recorridos en sitio y la contenida en el SIMIP (base de datos disponible en la intranet de la compañía).

- Histórico de demandas (lecturas de demandas máximas) [12]:

Estos datos provienen de una serie secuencial de observaciones que representan la historia de la demanda. Se obtienen del SCADA y de los libros de demanda de cada una de las subestaciones bajo estudio y de sus circuitos asociados.

Los libros poseen varias lecturas en kVA, durante cada mes, de cada uno de los circuitos que son alimentados por una subestación en particular. Además muestran la lectura de los circuitos principales de la subestación. En cambio, el SCADA es una aplicación software especialmente diseñada para tomar las lecturas de las mediciones en campo de cada subestación, recopilando datos de corriente, tensión, energía y demanda además de otros parámetros, en cada una de las barras de los principales y sus circuitos.

Por lo general, la data recopilada por cualquiera de las dos vías (libros o SCADA), suele presentar tres problemas fundamentales:

a) Ausencia de datos en la historia:

Se presentan cuando existen discontinuidades en la serie, es decir, la ausencia de algún valor se hace presente, con lo cual se introduce mayor incertidumbre en la estimación. Se pueden presentar dos casos diferentes:

- ✓ Cuando falta una sola observación.
- ✓ Cuando falta un grupo de observaciones.

Cuando falta una sola observación, el vacío de la historia se puede estimar ya sea mediante la interpolación lineal entre dos valores extremos o promediando un grupo de observaciones anteriores y/o posteriores. Ejemplo de ello se muestra en la figura 5.

Para la interpolación lineal se utilizan las ecuaciones 6.1.1 y 6.1.2:

$$m = \frac{Y_2 - Y_1}{X_2 - X_1} \quad (6.1.1)$$

$$Y_K = m(X_K - X_1) + Y_1 \quad (6.1.2)$$

Donde:

X_2 = mes siguiente del valor faltante.

X_1 = mes anterior del valor faltante.

Y_2 = demanda en kVA correspondiente al mes X_2 .

Y_1 = demanda en kVA correspondiente al mes X_1 .

Y_K = valor interpolado correspondiente al mes X_K del cual no se tiene demanda.

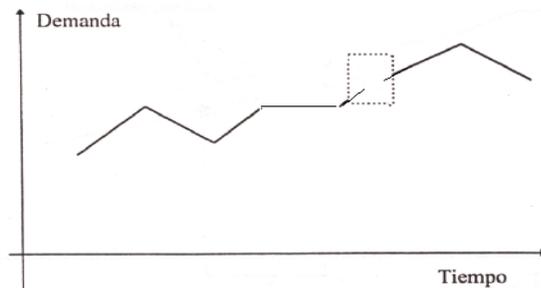


Figura 5. Ausencia de un dato en la serie

En cambio cuando falta un grupo de observaciones en la historia de la data, el problema se resuelve calculando dos predicciones parciales. La primera de ellas se obtiene utilizando la historia previa a la discontinuidad en los datos. La otra se calcula con las observaciones posteriores a ella. La figura 6 muestra este caso.

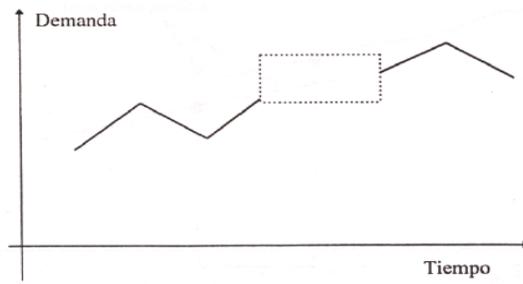


Figura 6. Ausencia de un grupo de datos en la serie

Para obtener las predicciones, un camino viable es promediar las observaciones anteriores y posteriores, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$Prom_1 = \frac{\sum_{i=1}^n \text{lecturas anteriores}}{n} \quad (6.1.3)$$

$$Prom_2 = \frac{\sum_{i=1}^n \text{lecturas posteriores}}{n} \quad (6.1.4)$$

Obteniéndose la predicción hacia delante ($Prom_1$) y la predicción hacia atrás ($Prom_2$) respectivamente, como se muestra en la figura 7.

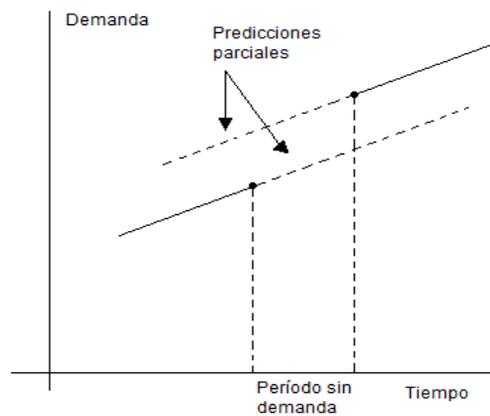


Figura 7. Predicciones parciales para completar la serie

Para obtener una tercera lectura intermedia, pueden promediarse los dos resultados:

$$Prom = \frac{Prom_1 + Prom_2}{2} \quad (6.1.5)$$

b) Lecturas no representativas:

En ocasiones se detecta en la historia, la presencia de medidas atípicas que introducen discontinuidades en la serie. En tales casos se aplica la prueba del mes adyacente, que consiste en calcular el cociente entre la medida de un mes en particular y el promedio de un número de meses anteriores o posteriores. Luego, se compara con una constante fija para detectar fuertes cambios en la data.

$$\frac{1}{k} \leq \frac{Y_t}{\sum_{t-n}^{t-1} \frac{Y_t}{n}} \leq k \quad \frac{1}{k} \leq \frac{Y_t}{\sum_{t+1}^{t+n} \frac{Y_t}{n}} \leq k \quad (6.1.6)$$

Donde:

n= número de términos a promediar

k= constante igual a 1,2 generalmente

Si los valores obtenidos están fuera del rango establecido por las ecuaciones anteriores, se puede eliminar la data analizada y completar el vacío dejado con cualquiera de los métodos mencionados en el punto anterior. A continuación podemos ver ejemplo de ello en la figura 8.

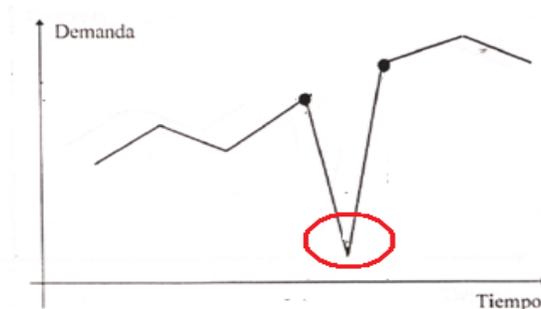


Figura 8. Aparición de un valor no representativo

c) Traspasos entre circuitos o subestaciones:

Si en la data histórica de un determinado circuito se detecta un cambio brusco de la demanda, se puede pensar en la presencia de un traspaso de carga. Estos se consideran como la transferencia de carga entre dos o más circuitos y se clasifican en traspasos temporales (por períodos de tiempo definido) y traspasos permanentes, dependiendo de la naturaleza de los mismos. Con la finalidad de detectar si el traspaso es temporal o permanente, se debe revisar la data sucesiva.

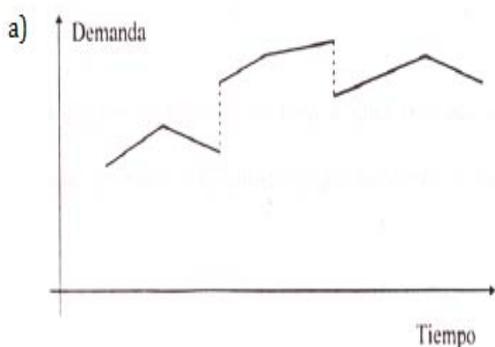


Figura 9. Traspaso temporal de carga

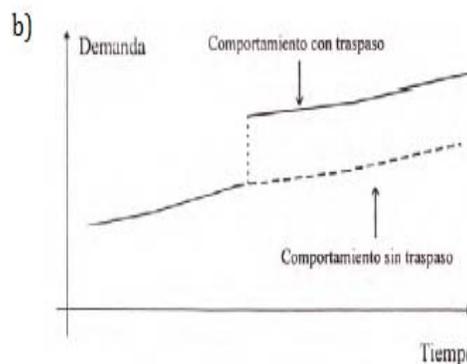


Figura 10. Traspaso permanente de carga

La tabla 2 muestra las soluciones respectivas a los problemas presentados para cada una de los datos utilizados.

Tabla 2. Soluciones a problemas presentados para cada fuente de datos

Problema	SCADA	LIBROS DE DEMANDA
Ausencia de un dato de la serie o una lectura no representativa	Comparando cada valor con sus otras tres medidas del mes. Si el valor no es representativo se colocó en su lugar el promedio de las otras tres lecturas. Es decir la data para el domingo fue comparada con los otros tres domingos del mes y si había discrepancia entre esa lectura y las anteriores, era sustituida por el promedio de los otros tres valores.	Se compararon las lecturas tomadas al mes y se tomó la más representativa, es decir la moda o la que más se repite.
Ausencia de un grupo de datos en la serie	Se procedió a realizar un ajuste tendencial. Es decir a través del programa EXCEL, se buscó la curva que mejor representaba los datos antes del período en blanco y la curva que mejor se ajustaba a los datos posteriores al período sin información. Con estas curvas se estimaron los valores de demanda del período sin datos y al compararlas se utilizó el promedio de las curvas que mejor se ajustara a los valores de demanda real diaria a través del error cuadrático.	Se procedió de igual manera que con la data del SCADA.
Trasposos entre circuitos o subestaciones	Se procedió a definir si estos trasposos eran definitivos y si eran transitorios. Se determinó la magnitud del traspaso de carga temporal y se eliminó de la data.	Se procedió de igual forma que con la data del SCADA.

- Diagrama unifilar de la subestación:

Muestra el número de unidades de transformación, capacidad nominal, relación de transformación, tipo de conexión, impedancia, esquema de barra, interruptores, banco de condensadores, salida de circuitos primarios, y especifica cuando la unidad de transformación está equipada con ventilación forzada (Ver Anexo N°5).

6.3 Construcción de los esquemas digitales:

Actualizada toda la información, se construye los esquemas digitales de todos los circuitos de las subestaciones en estudio. Esta información se crea empleando el programa de análisis de sistemas de potencia PSS/ADEPT, certificado a La Electricidad de Caracas, cuyos archivos serán usados en otro programa: ASP, propiedad también de La Electricidad de Caracas, para el estudio de planificación.

6.4 Estimación de la demanda:

Actualizada toda la información digital de las características eléctricas de las subestaciones en estudio, se procedió a determinar las series temporales de demanda mes a mes; tomando el promedio mensual de los valores de demanda. De esta forma se consiguió la serie temporal que representaba el comportamiento para cada circuito y para la subestación con un total de 50 a 65 medidas o datos correspondientes a los meses entre julio del año 2004 y noviembre del año 2009.3

Luego, se realizó la debida estimación de demanda para las subestaciones y para los circuitos de dichas subestaciones. Se procedió a realizar la estimación de demanda con cada uno de los métodos seleccionados; en el caso de los métodos de ARIMA y HOLT-WINTERS se utilizó la herramienta estadística de R Project y para el caso del ajuste tendencial se utilizó la herramienta de MATLAB y la herramienta online predeterminada en la página zunzun.com [25].

6.4.1 Estimación de demanda a través del método de Ajuste Tendencial.

La estimación a través del método de ajuste tendencial se realizó con el apoyo de las herramientas computacionales para análisis estadístico MATLAB R2008a y zumzum.com (herramienta de ajuste de curvas vía online). El proceso de

análisis de la data y estimación de la demanda para las subestaciones en estudio y los circuitos que la conforman consta de cuatro (4) fases que se describen a continuación:

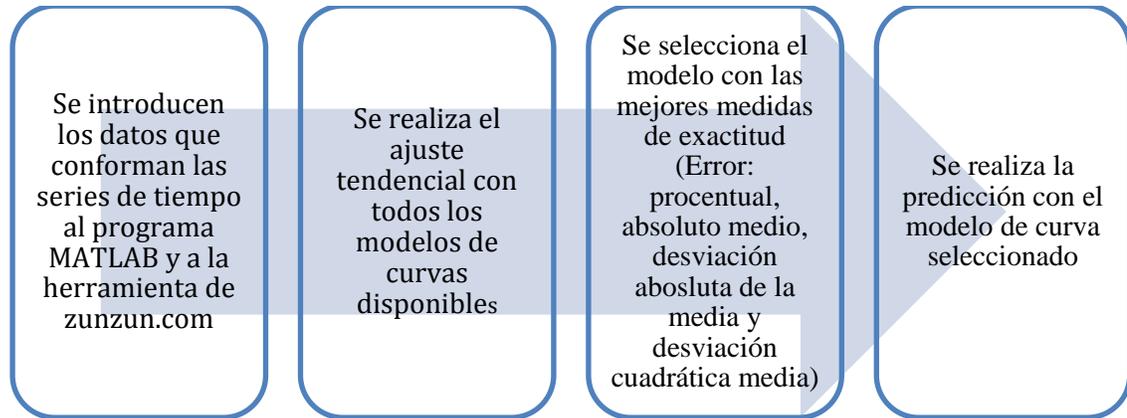


Figura 11. Metodología de estimación de demanda a través del Ajuste Tendencial

6.4.2 Estimación de demanda a través del método de Holt Winters.

La estimación a través del método de holt winters se realizó con el apoyo de la herramienta computacional para análisis estadístico R Project. El proceso de estimación de la demanda se efectuó ingresando los datos que conforman las series de tiempo y se ejecutó el método que viene precargado en el software para realizar la predicción utilizando dicho modelo.

6.4.3 Estimación de demanda a través del método de ARIMA.

La estimación de demanda para este método se realizó con el apoyo de la herramienta computacional para análisis estadístico R Project. La figura 12 muestra la metodología apropiada que se debe llevar a cabo para el análisis de la serie de tiempo y la predicción de demanda a través del modelo de ARIMA.

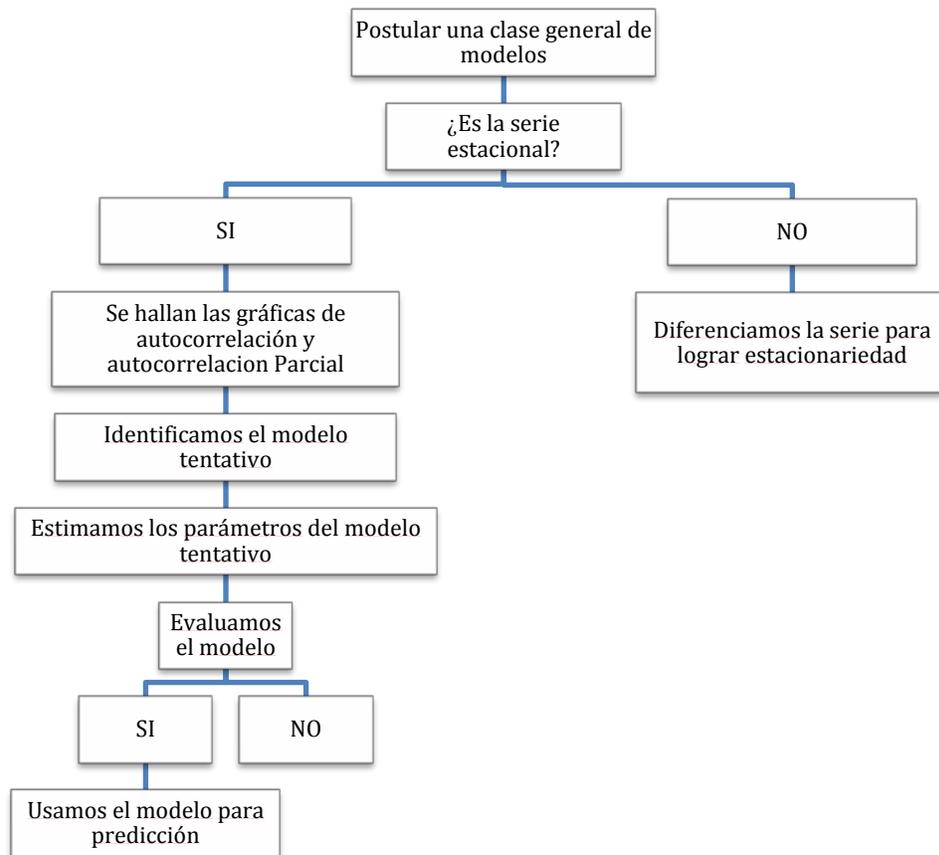


Figura 12. Metodología de predicción de demanda a través de ARIMA

6.4.4 Selección del método de estimación definitivo

Luego de realizada la estimación, se seleccionó el método que se ajustara más al comportamiento real de la data, y para ello se utilizaron dos criterios que se describen a continuación:

- Criterio cuantitativo:

Consiste en calcular el error cuadrático total para cada uno de los métodos respectivos, tomando como valores de referencias las lecturas proporcionadas por el SCADA para los meses diciembre 2009 a febrero 2010. Según este criterio el método que presente un menor error cuadrático medio es el que más se ajusta.

- Criterio cualitativo:

Este criterio depende del punto de vista y la experiencia del planificador. Consiste en comparar la curva de la serie de tiempo con las predicciones que presentaron el menor error cuadrático. En caso de que la tendencia en el histórico observado no se corresponda con la tendencia de predicción se procede a tomar el método con el segundo menor error cuadrático y se verifica que si se corresponda con la tendencia. Esto se usa ya que hay estimaciones que aunque arrojen un mejor error cuadrático, puede que la demanda quede sobreestimada o subestimada.

Es importante resaltar que las estimaciones finales deben tener inmersas la incorporación de los nuevos clientes previstos a ser incorporados en el período de alcance del estudio.

6.5 Simulación de las condiciones actuales del sistema [1]:

La metodología empleada en la evaluación de los circuitos de media tensión de La Electricidad de Caracas, región Vargas se indica a continuación:

El análisis de los circuitos se realiza con ayuda del programa computacional de análisis de sistema de potencia (ASP), desarrollado por el profesor Alberto Naranjo para La Electricidad de Caracas. El programa ASP realiza análisis de flujo de carga en los circuitos empleando los archivos de datos creados para los circuitos de estudio.

A través de la simulación de la red (aplicación de programa computacional ASP), colocando la demanda obtenida en las estimaciones, se realiza un conjunto de análisis que permiten establecer el comportamiento del sistema actual de acuerdo con los criterios de planificación establecidos. Obteniendo indicadores técnicos y económicos que permitan apreciar el desempeño del sistema en todos estos aspectos.

Es necesario destacar que las posibles soluciones se obtienen de interpretar los resultados del flujo de carga en el circuito. El ASP resalta los conductores o líneas con diferentes problemas empleando la leyenda de colores indicado en la tabla 3:

Tabla 3: Leyenda empleada por el programa ASP según el problema técnico

Problema técnico en el circuito	Color asignado a tramo con problema
Conductor excedió su capacidad de emergencia	Azúl
Conductor excedió su capacidad nominal	Rojo
Conductor excedió 2/3 de su capacidad de emergencia	Verde

6.6 Estudio de soluciones técnicas [15]:

Si existen circuitos donde no se cumplen uno o varios de los criterios de planificación, se realiza el estudio de las posibles soluciones técnicas, planteando estrategias y proponiendo variantes, para solventar los problemas que pudieran presentarse y que permitan la mejora de las condiciones de operación. Estas soluciones pueden ser por ejemplo, la colocación de nuevos equipos como capacitares para corregir niveles de tensión que estén fuera del rango establecido por el criterio de caída de tensión o por pérdidas de potencia activa o reactiva, el traspaso de carga o el cambio de calibre de un conductor, dado el caso que el criterio de capacidad de carga se esté violentando, entre otras.

Durante la toma de decisiones debe evaluarse la factibilidad y viabilidad de ejecución de dichas alternativas, para ello se toman en cuenta las ventajas y los costos de instalación de cada propuesta. La decisión definitiva se realiza de acuerdo a una evaluación técnico-económica de las diferentes variantes.

Las opciones y/o alternativas se agrupan de acuerdo a la prioridad que se le asigne a la ejecución de los anteproyectos y acciones recomendadas, estos se mencionan a continuación en el orden en que se consideran:

- Adecuación de los circuitos:

Este grupo de opciones está conformado por aquellas acciones que se plantean para resolver problemas existentes cuya solución no es postergable. Por ejemplo: la capacidad de carga excedida, la caída de tensión, pérdida de carga ante contingencias u operaciones sencillas, trasposos de carga a circuitos en otro nivel de tensión, seccionamiento inadecuado y capacidad de interrupción excedida.

- Mejoras de los circuitos:

Este grupo de opciones lo conforman aquellas acciones que se plantean para solventar problemas potenciales, por ejemplo: la capacidad de expansión.

- Anteproyectos especiales:

Este grupo de acciones incluye aquellas que permitirán a los circuitos de distribución cumplir con una serie de exigencias propias de nuevos diseños o por consideraciones estratégicas. Por ejemplo: sustitución de equipos y elementos obsoletos, retiro de equipos subutilizados, etc.

Con las propuestas escogidas, debe realizarse la simulación mediante el apoyo del ASP y/o del PSS/ADEPT, bajo las nuevas condiciones a fin de asegurar que todos los problemas han sido solventados.

En la tabla 4 se muestran las posibles soluciones a los problemas presentados para cada criterio de planificación.

Tabla 4 Posibles soluciones para cada criterio de planificación

CRITERIO	SOLUCIÓN
Caída de tensión máxima	Transferir bloques de carga hacia circuitos vecinos con los cuales exista interconexión. Reubicar bancos de condensadores existentes. Instalar banco de condensadores.
Capacidad de carga	Transferir bloques de carga hacia circuitos vecinos con los cuales exista interconexión. Instalar conductores de mayor calibre. Crear nuevos circuitos. Cambio de nivel de tensión.
Criterio de pérdidas técnicas	Transferir bloques de carga hacia circuitos vecinos con los cuales exista interconexión. Instalar bancos de condensadores. Instalar conductores de mayor calibre.
Equipos no operativos	Deben ser desincorporados de la red.
Equipos en obsolescencia	Deben ser reemplazados por un equipo normalizado vigente.
Seccionamiento	Colocación o retiro de seccionadores (en caso de determinarse que es un equipo subutilizado).
Capacidad firme	Colocación de una nueva unidad de transformación. Tomando en cuenta que en el entorno donde se va a instalar el espacio y las condiciones físicas son las adecuadas. Traspaso de carga a otra subestación.
Interrupciones permisibles	Instalación de protecciones suplementarias (solo en circuitos aéreos). Mantenimiento de las redes tanto aéreas como subterráneas.

6.7 Simulación de las condiciones futuras del sistema [14]:

Permite la revisión del sistema existente para determinar su capacidad de suplir futuros requerimientos. Este análisis dará señales para la detección de problemas a mediano plazo.

Al realizar la simulación, como se explicó en el punto 6.5, se generan reportes de flujo de carga, caída de tensión, niveles de cortocircuito, tramos sobrecargados, etc. La simulación de los circuitos se realiza en condición normal de

operación con la condición futura obtenida en el estudio de demanda. Si existen solicitudes de proyectos, deben incluirse antes de la simulación, verificando estos cambios futuros.

En este caso el diagnóstico se realizó para tres escenarios distintos:

- Escenario 1: no se realizaron las adecuaciones necesarias de los circuitos en estado actual y se va a observar bajo esta condición el comportamiento de cada uno de los circuitos afectados.
- Escenario 2: se realizaron las adecuaciones necesarias de los circuitos en estado actual. Para esta condición de igual forma se va a observar el comportamiento de los circuitos afectados.
- Escenario 3: se realizaron las adecuaciones necesarias de los circuitos en estado actual. Para esta condición se realiza una propuesta de elevar el nivel de tensión de una de las subestaciones en estudio y se va a observar el comportamiento de los circuitos afectados.

También se determinó la condición de operación general de la subestación en condición futura.

6.8 Establecimiento de un plan de expansión [15]:

Igualmente que en el punto 6.6, se realiza un análisis de soluciones técnicas a proponer para el mediano plazo. Luego, se plantea el plan de expansión para las alternativas y horizontes planteados, realizando un análisis técnico y económico de todas las soluciones propuestas: el desarrollo del plan a corto plazo a partir de las decisiones tomadas en el plan a mediano plazo.

Una vez que se propone el plan a mediano plazo, el corto plazo puede ser determinado, ya que éste incorpora muchos de los aspectos del plan a mediano plazo pero para un período corto de tiempo. El plan a corto plazo provee lo básico para determinar el presupuesto del sistema de distribución y evalúa las prioridades del sistema.

Independientemente de la solución que se vaya a tomar, ya sea la ampliación de una subestación para aumentar su capacidad, la colocación de nuevos equipos o el reemplazo de conductores, se deben elaborar los anteproyectos, indicando el nuevo diseño que el sistema debe presentar. Estos anteproyectos deben plasmar la información necesaria para el reacondicionamiento de la red con el objetivo de mejorar su operación (cumpliendo con los criterios de planificación). Esta información se refleja en planos, representando esquemáticamente la solución aplicada al problema. En un anteproyecto se debe presentar la siguiente información: Circuitos involucrados, ubicación, trabajos propuestos y descripción del servicio requerido.

6.9 Análisis de contingencias [14]:

Consiste en la simulación de los circuitos en condiciones de emergencia. Permite conocer la capacidad que tiene el circuito para respaldar o servir a otro circuito en caso de alguna contingencia. La condición de emergencia ocurre cuando un circuito no es capaz de suplir su carga normal a causa de una avería, falla o una interrupción programada.

Se presentan dos tipos de análisis que se utilizan en la simulación de los circuitos primarios de distribución en condición de emergencia:

- a) Se considera una contingencia simple, o sea, una única falla; ésta falla será la condición más severa, la que ocurre antes del ID que desenergiza el

alimentador troncal, perdiendo toda la carga del circuito. El análisis contempla la capacidad máxima de kVA que puede entregar un circuito a través del ID de interconexión a otro circuito, sin que este circuito de respaldo tenga problemas de sobrecarga o excesiva caída de tensión.

- b) Se obtienen las condiciones de operación que se presentarán en los circuitos emergentes al recuperar carga del circuito fallado a través de los diferentes puntos de interconexión con otros circuitos. Se secciona el circuito fallado en dos tramos de acuerdo a los equipos de seccionamiento disponibles y adicionalmente se procura que dicha división sea equitativa desde el punto de vista de la carga asignada a cada tramo. La totalidad de la carga debe ser recuperada por un mínimo de dos circuitos.

6.10 Análisis económico de las propuestas planteadas:

Luego de hacer todas las evaluaciones técnicas pertinentes se debe realizar el cálculo de la inversión considerada. A través del programa “Presupuesto Estimado” que es un archivo macro de Excel donde se debe ingresar la cantidad de equipos o estructuras a instalar o retirar, según sea el caso, para la ejecución de los anteproyectos definidos. El programa arrojará la inversión correspondiente a mano de obra y materiales.

En el caso donde exista más de una solución a un mismo problema se debe discriminar cuál de las posibles estrategias es la más viable. En este sentido se deben tomar en cuenta diversos aspectos:

- Aspectos económicos: es posible discriminar entre las posibles soluciones tomando en cuenta el costo de la inversión asociada a las mismas.

- Aspectos estratégicos: se debe tomar en cuenta, que durante la ejecución de alguna de las acciones, se puede afectar a clientes importantes como lo son: hospitales, aeropuertos, etc.
- Aspectos técnicos: algunas soluciones nos van a dar resultados más efectivos que otros sin generar mayores problemas técnicos como por ejemplo la necesidad de cambio de estructuras, que además generan mayores costos a las estrategias.
- Aspecto ambiental: se debe evaluar si de acuerdo a la topografía del terreno la solución presentada es viable.

CAPÍTULO VII

7. ESTUDIO DE LA SUBESTACIÓN PICURE

7.1 Descripción de la subestación

La subestación Picure forma parte de la Región Vargas de la C.A. La Electricidad de Caracas. Esta subestación alimenta las zona rural oeste del Estado Varga y alimenta a las zonas de Mamo, Las Tunitas, La Esperanza, Las Salinas y Chichiriviche de la costa entre otras. Geográficamente, está ubicada en los alrededores de la planta termoeléctrica Josefa Joaquina Sánchez Bastidas (Ver Anexo N°3), extendiéndose sus circuitos a lo largo de la costa (vía oeste) para alcanzar, en su extremo más lejano a la población de Chichiriviche de la costa, luego de unos 25km de recorrido desde la subestación (Ver Anexo N°4).

La subestación opera bajo las siguientes condiciones:

- La barra de alta tensión se alimenta del anillo de 69kV de la C.A. La Electricidad de Caracas. Los circuitos de distribución primaria se encuentran orientados en una configuración llamada de “barra seccionada”. Ésta es una barra con seccionamiento que opera normalmente abierta hasta que una de las unidades de transformación tiene que salir de servicio por mantenimiento o falla como se muestra en el diagrama unifilar (Ver Anexo N°5)
- Cuenta con un total de siete (7) circuitos en un nivel de tensión de 12,47kV y posee una copa disponible para futuras expansiones de la S/E identificada como B4.

- La capacidad firme de la subestación se obtiene de la expresión 3.2.11.1 y es de 12,6MVA y sus niveles de cortocircuito son: (465,98MVA nivel de cortocircuito trifásico) y (163,42MVA nivel de cortocircuito monofásico). Fuente del departamento de Transmisión de la C.A. La EDC.
- La red de distribución cuenta con una capacidad instalada de 30,349 MVA con un factor de utilización promedio de 35%.
- La subestación cuenta además con 5,891km de tramos de circuitos subterráneos (CD) y 83,13km de tramos de circuitos aéreos (LD).
- Tiene instaladas dos (2) unidades de transformación. Las características de las mismas se describen a continuación en la tabla 5.

Tabla 5. Características de las unidades de transformación de la S/E Picure

Característica	Unidad 1	Unidad 2
Capacidad nominal (kVA)	8400	8400
Capacidad con ventilación forzada (kVA)	10500	10500
Relación de transformación (kV)	69/12,47	69/12,47
Impedancia (%)	7.1	7.1
Tipo de conexión	Δ -Y	Δ -Y

7.2 Características de los circuitos de la subestación

Cada circuito de distribución de la subestación posee diversas características, las cuales se muestran detalladas en las siguientes secciones.

7.2.1 Zonas que alimentan

En la tabla 6 a continuación se muestra el resumen de las zonas servidas.

Tabla 6. Zonas que alimentan los circuitos de la S/E Picure

Circuito	Sectores que alimenta
PCR_A1	Bajada de Arrecife, Quebrada la Iguana, Planta Arrecife, Barrio Mamo, Sector Vista al Mar.
PCR_A2	Comunidad Picure, Patio 230kV. La Esperanza, Sector San Francisco, Comunicad Héroes de Tocoa, Sector Orotava. Urbanización Chaparrarl, Altos de Picure.
PCR_A3	Barrio Las Tunitas, Sector San remo, Sector Playa Guenke, Bajada de Arrecife, Barrio La Juventud, Sector Loma Blanca, Sector Ruiz Pineda, Sector El Rosario.
PCR_A4	Exclusivo para los servicios del Complejo Generador Josefa J. Sánchez B.
PCR_B1	Pueblo de Chichiriviche, Sector Taguao, Sector Las Salinas, Sector Puerto Carayaca, Sector La Gonzalera, Club Oricao, Urbanización Sol de Oricao, Tarma.
PCR_B2	Comunidad Picure parte baja (club, Estadio, Cabañas y Escuela).
PCR_B3	Emergencia de los servicios del Complejo Generador Josefa J. Sánchez B.

7.2.2 Elementos que conforman los circuitos

Los circuitos de la subestación Picure están compuestos por una serie de elementos técnicos que se muestran de manera detallada en la tabla 7.

Tabla 7. Elementos que conforman los circuitos de la S/E Picure

Circuito	Capacidad instalada (kVA)	Total			Longitud del circuito (m)	
		ID	PD	Trx	Aéreo	Subterráneo
PCR_A1	5542,5	20	43	3	6133	494
PCR_A2	4857,5	17	83	0	21794	299
PCR_A3	6384	21	70	1	11445	122
PCR_A4	3250	6	3	2	0	1790
PCR_B1	5585	30	98	1	39253	549
PCR_B2	2730	15	27	1	4505	997
PCR_B3	2000	5	1	1	0	1640

7.2.3 Tipos de servicio por circuito

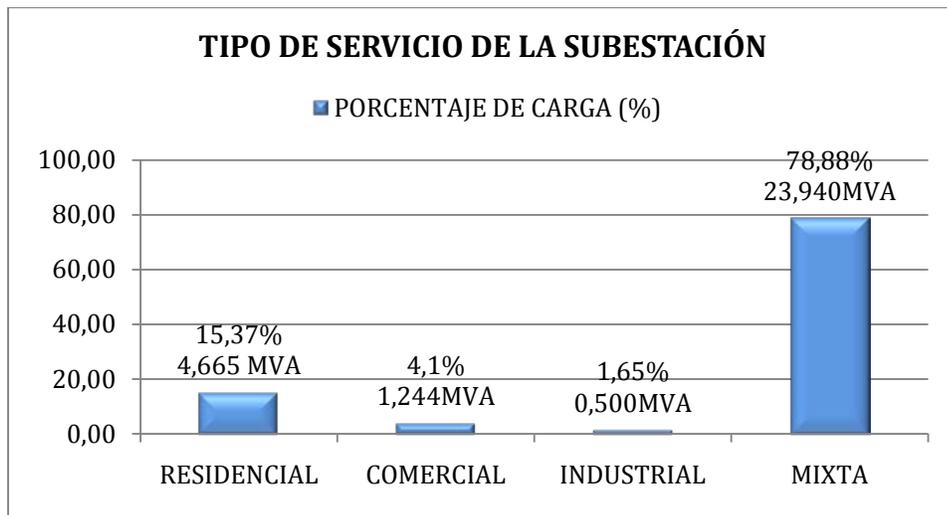
Dependiendo del uso final que se distribuye la energía a cada uno de los clientes, la carga se puede clasificar por tipo de servicio que en este caso sería: residencial, comercial, industrial y mixta (residencial-comercial). Tomando en cuenta

lo anterior en la tabla 8 se muestran los resultados del tipo de servicio que se entrega por circuito.

Tabla 8. Porcentaje de tipo de carga por circuito

Circuito	Residencial	Comercial	Industrial	Mixta
PCR_A1	17%	1%	0%	82%
PCR_A2	46%	1%	0%	53%
PCR_A3	3%	16%	0%	81%
PCR_A4	0%	0%	15%	85%
PCR_B1	23%	3%	0%	74%
PCR_B2	1%	0%	0%	99%
PCR_B3	0%	0%	0%	100%

Adicionalmente se pudo constatar que la carga predominante de la subestación es la residencial-comercial. Estos porcentajes se observan más claramente en la gráfica 1.



Gráfica 1. Tipo de servicio de la S/E Picture

7.2.4 Interconexiones entre los circuitos

Los circuitos de la subestación Picture presentan interconexión en su mayoría con al menos otros dos circuitos diferentes. A pesar de que existen estas

interconexiones, la orientación de los circuitos de dicha subestación es de forma radial, lo que implica que los puntos de interconexión se encuentran aguas arriba, es decir, muy cercanos a la salida de la subestación.

Esa situación limita el traspaso de carga entre los circuitos, o impide que se recupere la totalidad de la carga conectada por circuito en caso de falla o mantenimiento, ya que la ubicación de las interconexiones obliga a realizar botes de carga en el caso de que se presente la situación de traspasos de carga.

A continuación en la tabla 9 se muestran estas interconexiones y el código del ID de transferencia que se debe operar para realizar la interconexión.

Tabla 9. Interconexiones entre los circuitos de la S/E Picure

CIRCUITO	PCR_A1	PCR_A2	PCR_A3	PCR_A4	PCR_B1	PCR_B2	PCR_B3
PCR_A1			ID14207 ID18932 ID9960		ID21955		
PCR_A2			ID14206			ID22090	
PCR_A3	ID14207 ID18932 ID9960						
PCR_A4		ID14206					ID23878 -- ID23875
PCR_B1	ID21955					ID16628 ID27737 ID27738	
PCR_B2			ID22090		ID16628 ID27737 ID27738		
PCR_B3				ID23878 -- ID23875			

7.3 Condiciones de operación de los circuitos para demanda máxima actual

7.3.1 Demandas promedios mensuales de los circuitos para el año 2009

En la tabla 10 se muestran los valores máximos de las demandas promedios mensuales registradas de los circuitos para el año en el cual se realiza estudio, lo que representa la peor condición de demanda actual, condición que sirve para evaluar el estado actual de los circuitos en estudio.

Tabla 10. Valores máximos de demandas promedios registradas para el año 2009

CIRCUITO	PCR_A1	PCR_A2	PCR_A3	PCR_A4	PCR_B1	PCR_B2	PCR_B3
DEMANDA MÁXIMA PROMEDIO AÑO 2009 (kVA)	2610	2269	5680	343	2154	585	484

7.3.2 Factores característicos de los circuitos

Los factores o indicadores que caracterizan a los circuitos se obtuvieron luego de realizar las corridas de flujo de carga en el programa de ASP con los valores de demanda máxima actual registrada. Esto se detalla en las tablas 11 y 12.

Tabla 11. Factores característicos de los circuitos de la S/E Picure

Circuito	F. Pot.	F. Carga	F. Pérd.	F. Utiliz.	V. Min (°/1)
PCR_A1	0,90	0,90	0,81	0,47	0,990
PCR_A2	0,92	0,80	0,64	0,47	0,970
PCR_A3	0,88	0,85	0,72	0,89	0,940
PCR_A4	0,88	0,83	0,69	0,11	0,990
PCR_B1	0,90	0,94	0,88	0,39	0,938
PCR_B2	0,88	0,81	0,66	0,21	0,990
PCR_B3	0,90	0,35	0,13	0,24	0,990

Tabla 12. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E Picure

Circuito	kW	%	kVAr	%
PCR_A1	16,0	0,61	17,3	0,66
PCR_A2	50,1	2,21	42,7	1,88
PCR_A3	231,0	4,07	164,4	2,90
PCR_A4	0,2	0,05	0,1	0,02
PCR_B1	45,3	2,10	67,9	3,15
PCR_B2	1,2	0,21	0,9	0,15
PCR_B3	0,9	0,19	0,2	0,05

7.3.3 Problemas observados en los circuitos de la subestación Picure

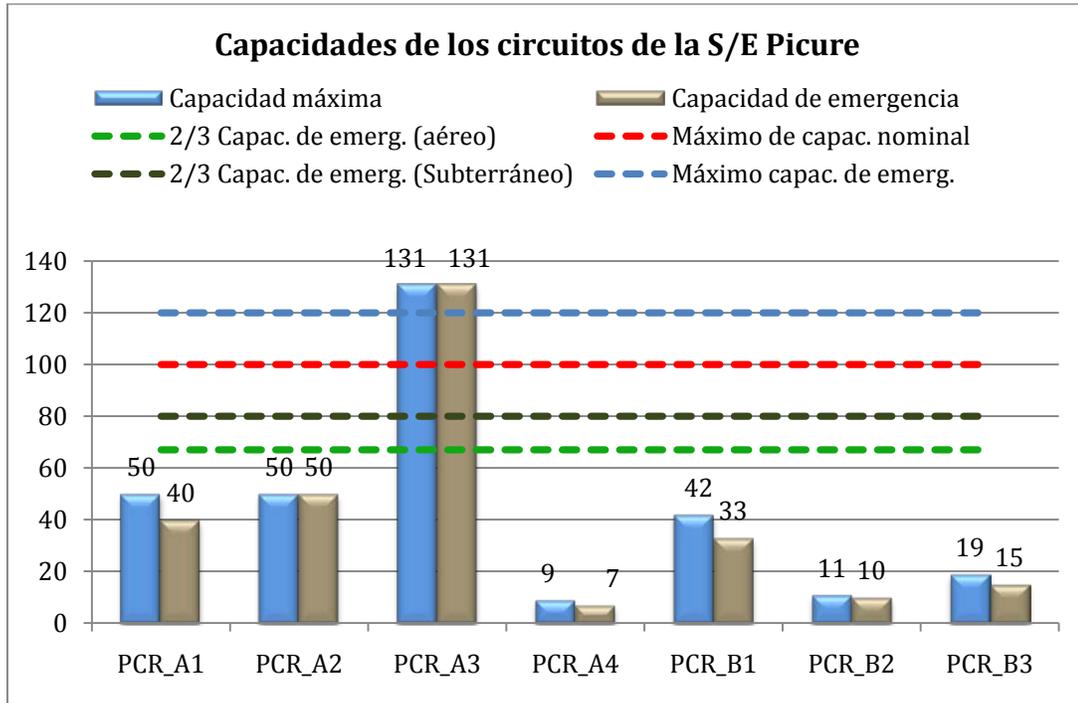
7.3.3.1 Sobrecarga de conductores

La sobrecarga de conductores fue uno de los problemas que afectaron a los circuitos de la subestación Picure, más específicamente al circuito A3. A continuación en la tabla 13 se presentan los tramos afectados por problemas de sobrecarga de conductores.

Tabla 13. Tramos afectados por sobrecarga de conductores

Circuito	Ubicación	Calibre	Long. Aprox. (m)
	CD8305_1	250PLT15	107
	LD10406_1		375
	LD10406_3		290
	LD10406_5		32
	LD10406_7		145
PCR_A3	LD10406_9	#2CU	273
	LD10406_13		260
	LD10406_15		45
	LD10565_1		49
	LD10572_1		40
	LD10572_2		78

La representación gráfica de las capacidades de carga máximas para condiciones normales y condición de emergencia por circuito se presentan en la gráfica 2.

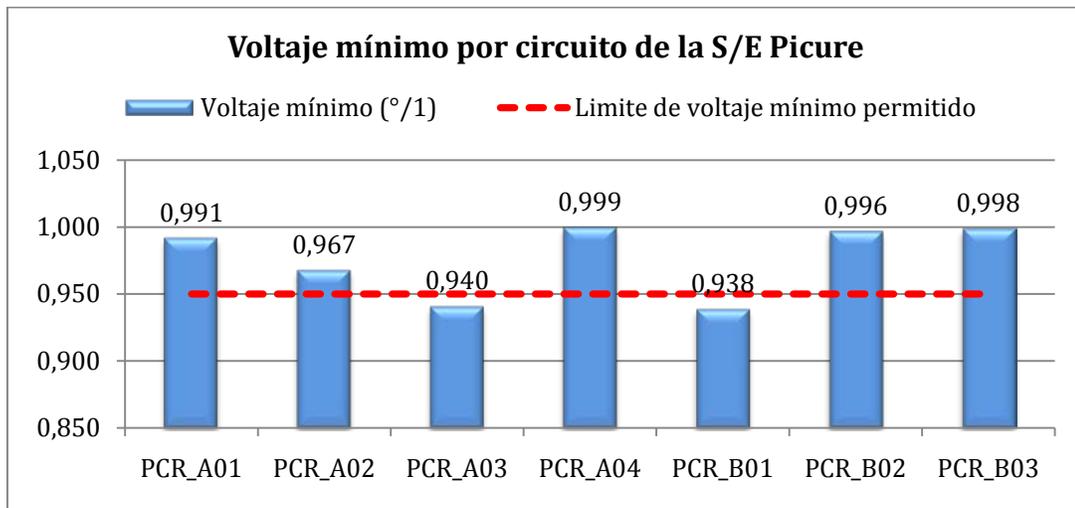


Gráfica 2. Capacidades de los conductores de los circuitos de la S/E Picure

Como se puede observar, el único circuito que presenta problemas de sobrecarga de los conductores es el Picure A3. Se encontró que hay tramos que violan la capacidad de emergencia, otros tramos que violan la capacidad nominal y otros que violan la capacidad de diseño, viéndose afectado según la tabla 13 un total de aproximadamente 1.7km del troncal del circuito.

7.3.3.2 Violación del criterio de voltaje mínimo

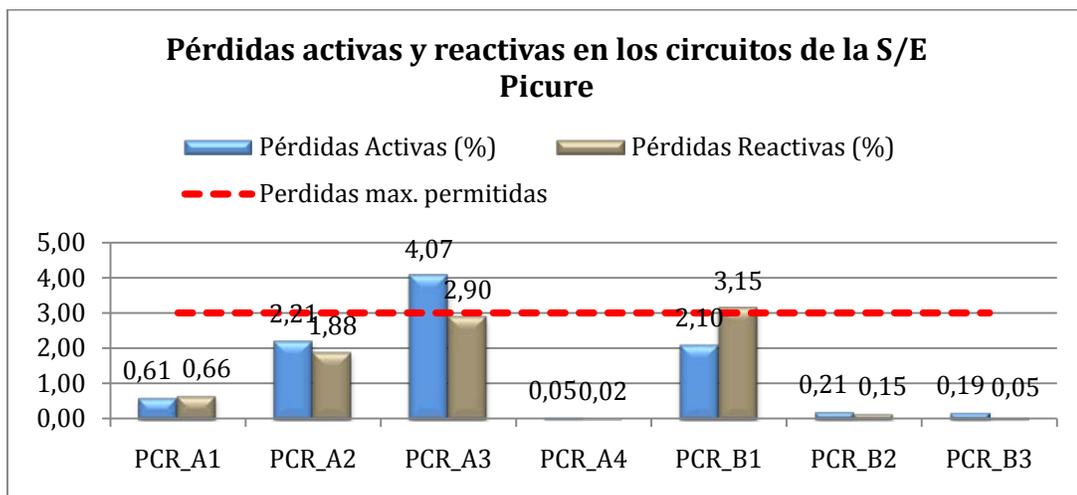
En la gráfica 3 se muestran los voltajes mínimos encontrados para cada uno de los circuitos de la subestación Picure, siendo los afectados los circuitos A3 y B1.



Gráfica 3. Voltaje mínimo por circuito de la S/E Picture

7.3.3.3 Violación del criterio de pérdidas técnicas

En la gráfica 4 se muestran los porcentajes de pérdidas activas y reactivas totales de cada uno de los circuitos de la subestación Picture, siendo los afectados los circuitos Picture A3 y Picture B1.



Gráfica 4. Porcentaje de pérdidas activas y reactivas en los circuitos de la S/E Picture

7.3.4 Condición de operación en emergencia

El análisis para la condición de emergencia es de vital importancia ya que permite conocer la capacidad que tienen los circuitos de dar respaldo a la carga de otros al momento de una falla, mantenimiento o una parada programada. En la tabla 14 se muestran los resultados de la respuesta de los circuitos de emergencia.

Tabla 14. Respuesta de los circuitos ante condición de emergencia

Circuito fallado	Emergente	Demanda (kVA)	Aporte (kVA)	Observación
PCR_A01	PCR_A03	5680	0	Carga en emergencia supera la capacidad nominal del conductor.
	PCR_B01	2154	4350	Bajo voltaje en circuito emergente.
PCR_A02	PCR_A03	5680	0	Carga en emergencia supera la capacidad nominal del conductor.
	PCR_B02	585	5023	Recuperación del circuito
PCR_A03	PCR_A01	2610	3858	Recuperación del circuito
	PCR_A02	2269	4211	Recuperación del circuito
PCR_A04	PCR_B03	484	3099	Recuperación del circuito
PCR_B01	PCR_A01	2610	3858	Recuperación del circuito
	PCR_B02	585	5023	Recuperación del circuito
PCR_B02	PCR_A02	2269	4211	Recuperación del circuito
	PCR_B01	2154	4350	Bajo voltaje en circuito emergente.
PCR_B03	PCR_A04	343	3164	Recuperación del circuito

Como se puede observar en la tabla 14 a continuación, el único circuito que ve comprometida su recuperación ante una contingencia es el circuito Picture A1, ya que en la actualidad, solo el circuito B1 es quién es capaz de servir de emergente, que a pesar de tener bajo voltaje, puede recuperar al circuito A1, aunque bajo esta condición, es probable que actúen los elementos de protección y realicen un bote de carga, sacando fuera de servicio a un porcentaje del circuito fallado (A1).

7.4 Estimación de demanda

7.4.1 Clientes nuevos

En el proceso de planificación durante la etapa de predicción de demanda se debe tomar en cuenta las solicitudes de nuevos clientes que eso implica el circuito donde van a ser incluidas con la capacidad contratada y la fecha aproximada de conexión. En los circuitos de la subestación Picure no se registró ninguna inclusión de nuevos clientes por tanto no afectó el proceso dentro de la estimación de demanda.

7.4.2 Estimación de la demanda

La estimación de demanda se hizo a través de los métodos de Mínimos cuadrados, Holt-Winters y ARIMA para cada uno de los circuitos y para la subestación. En la tabla 15 se muestra el resumen de los resultados de demandas máximas anuales y los métodos definitivos seleccionados para cada circuito y la subestación.

Tabla 15. Resumen de demandas estimadas para los circuitos y la S/E Picure

Circuito	Método de estimación	Años / (kVA Demanda)				
		2010	2011	2012	2013	2014
SUBESTACIÓN	TENDENCIAL	12187	12604	13037	13485	13948
PCR_A01	TENDENCIAL	2485	2562	2643	2726	2811
PCR_A02	TENDENCIAL	2133	2348	2548	2734	2907
PCR_A03	HOLT-WINTERS	5449	5561	5673	5785	5897
PCR_A04	ARIMA	368	400	433	465	498
PCR_B01	HOLT-WINTERS	2023	2159	2296	2432	2568
PCR_B02	HOLT-WINTERS	552	565	577	590	603
PCR_B03	TENDENCIAL	243	308	374	443	512

7.5 Situación de operación futura de la S/E

7.5.1 Factores característicos de los circuitos

Los factores o indicadores que caracterizan a los circuitos se obtuvieron luego de realizar las corridas de flujo de carga en el programa de ASP con los valores de demanda máxima estimada. Esto se detalla en las tablas 16 y 17.

Tabla 16. Factores característicos de los circuitos de la S/E Picure

Circuito	F. Pot.	F. Carga	F. Pérd.	F. Utiliz.	V. Min (°/1)
PCR_A1	0,90	0,99	0,97	0,51	0,990
PCR_A2	0,92	0,97	0,95	0,60	0,957
PCR_A3	0,88	0,91	0,83	0,92	0,938
PCR_A4	0,88	0,97	0,94	0,15	0,999
PCR_B1	0,90	0,94	0,88	0,46	0,936
PCR_B2	0,88	0,90	0,80	0,22	0,996
PCR_B3	0,90	0,94	0,88	0,26	0,998

Tabla 17. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E Picure

Circuito	kW	%	kVAr	%
PCR_A1	18,5	0,66	20,1	0,72
PCR_A2	81,7	2,81	69,6	2,39
PCR_A3	248,6	4,22	176,9	3,00
PCR_A4	0,4	0,07	0,1	0,02
PCR_B1	64,1	2,50	96,1	3,74
PCR_B2	1,3	0,21	0,9	0,15
PCR_B3	1,0	0,20	0,3	0,05

7.5.2 Problemas observados en los circuitos de la subestación Picture

7.5.2.1 Sobrecarga de conductores

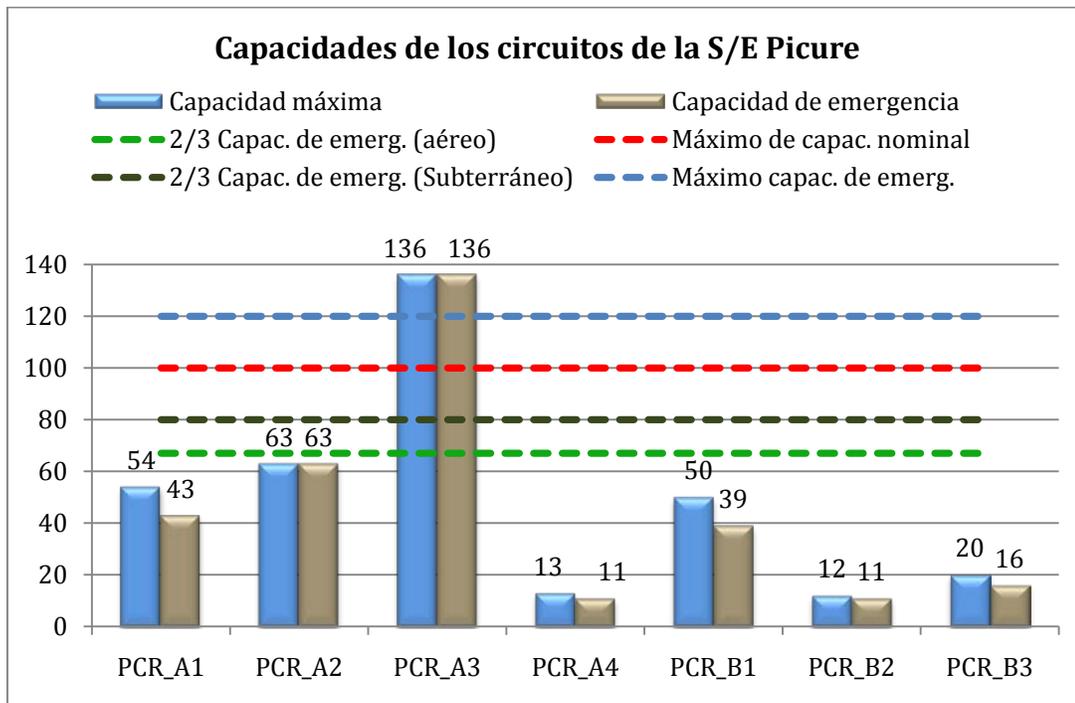
La sobrecarga de conductores fue uno de los problemas que en condición futura siguieron afectando a los circuitos de la subestación Picture, siendo el único afectado bajo esta condición el circuito Picture A03. A continuación en la tabla 18 se presentan los tramos afectados por problemas de sobrecarga de conductores.

Tabla 18. Tramos con problemas de sobrecarga de conductores

Circuito	Ubicación	Calibre	Long. Aprox. (m)
	CD8305_1	250PLT15	107
	LD10406_1		375
	LD10406_3		290
	LD10406_5		32
	LD10406_7		145
PCR_A3	LD10406_9	#2CU	273
	LD10406_13		260
	LD10406_15		45
	LD10565_1		49
	LD10572_1		40
	LD10572_2		78
	LD10572_3		103

La representación gráfica de las capacidades de carga máximas para condiciones normales y condición de emergencia por circuito se presentan a continuación en la gráfica 5.

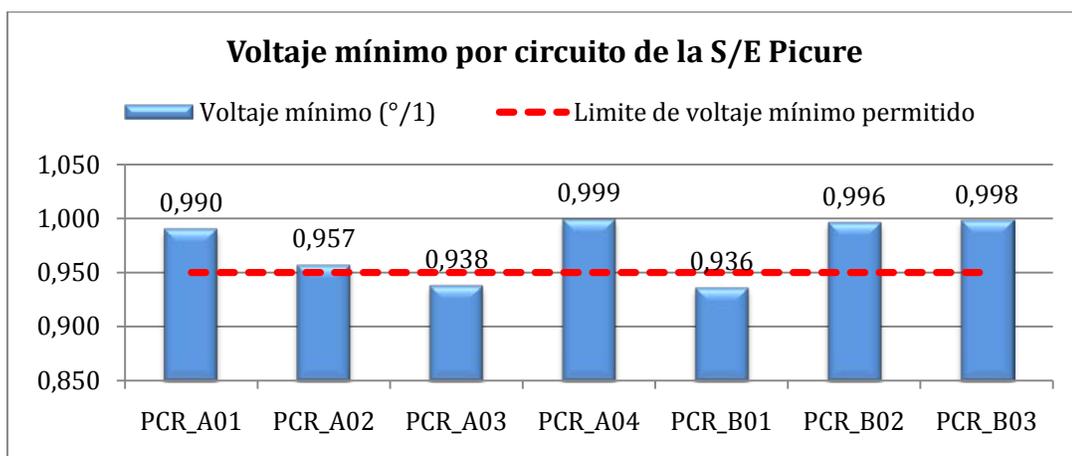
Como se puede observar, el único circuito que presenta problemas de sobrecarga de los conductores es el circuito Picture A3. Por tanto en dicho circuito se encontró que hay tramos que violan la capacidad de emergencia, otros tramos que violan la capacidad nominal y otros que violan la capacidad de diseño, viéndose afectado según la tabla 18 un total de aproximadamente 1.875km del troncal del circuito.



Gráfica 5. Capacidades de los conductores de los circuitos de la S/E Picure

7.5.2.2 Violación del criterio de voltaje mínimo

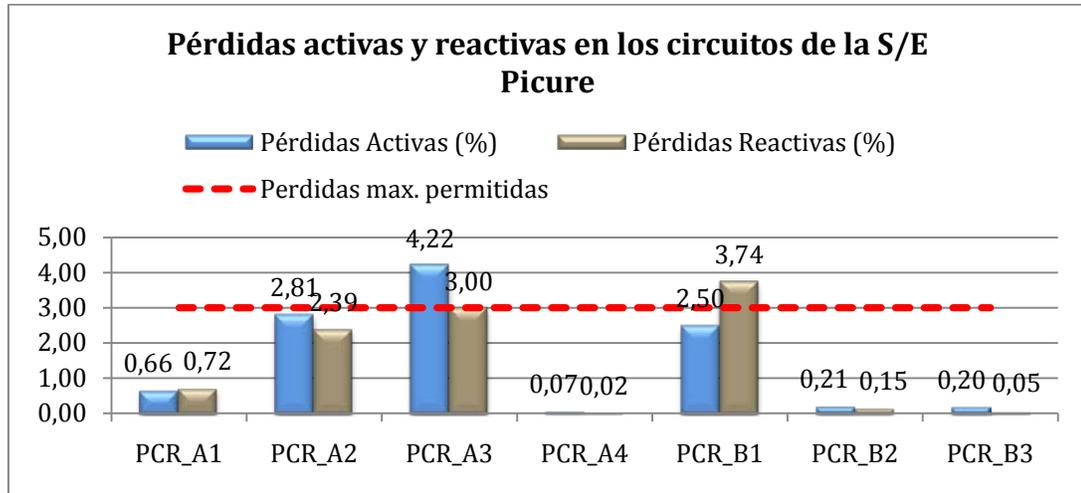
En la gráfica 6 se muestran los voltajes mínimos encontrados para cada uno de los circuitos de la subestación Picure, siendo los afectados los circuitos A3 y B1.



Gráfica 6. Voltaje mínimo por circuito de la S/E Picure

7.5.2.3 Violación del criterio de pérdidas técnicas

En la gráfica 7 se muestran los porcentajes de pérdidas activas y reactivas totales de cada uno de los circuitos de la subestación Picture, siendo los afectados los circuitos A3 y B1.

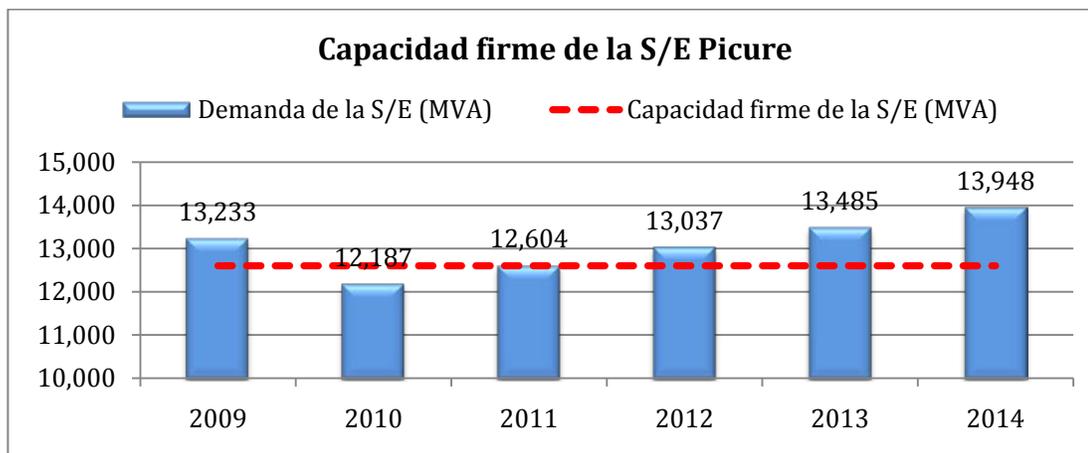


Gráfica 7. Porcentaje de pérdidas activas y reactivas en los circuitos de la S/E Picture

7.5.2.4 Violación del criterio de capacidad firme de la subestación

En la figura 8 se muestra el comportamiento a lo largo del estudio, tanto en condición actual como en condición futura de la capacidad de respuesta que maneja el sistema de distribución ante la salida forzada de unidades de transformación en la subestación o lo que es lo mismo la evolución de la capacidad firme en el período de estudio.

En el año 2009 se violó el criterio de capacidad firme de la subestación, según el crecimiento estimado de la demanda a partir del año 2011 se violará de forma permanente este criterio, por lo que se requiere la instalación de una nueva unidad de transformación en la S/E, o instalar unidades de mayor capacidad a las ya existentes.



Gráfica 8. Capacidad firme de la S/E Picure

7.5.3 Condición de operación de emergencia

El análisis para la condición de emergencia como se expuso en el punto 7.3.4 es de vital importancia, ahora será evaluado ante la condición futura de demanda que tendrán que afrontar los circuitos de la subestación. Lo observamos en la tabla 19.

Tabla 19. Respuesta de los circuitos ante condición de emergencia

Circuito fallado	Emergente	Demanda (kVA)	Aporte (kVA)	Observación
PCR_A1	PCR_A3	5897	0	Carga en emergencia supera la capacidad nominal del conductor.
	PCR_B1	2568	3928	Bajo voltaje en circuito emergente.
PCR_A2	PCR_A3	5897	0	Carga en emergencia supera la capacidad nominal del conductor.
	PCR_B2	603	5005	Recuperación del circuito
PCR_A3	PCR_A1	2811	3657	Recuperación del circuito
	PCR_A2	2907	3573	Recuperación del circuito
PCR_A4	PCR_B3	512	2944	Recuperación del circuito
PCR_B1	PCR_A1	2811	3657	Recuperación del circuito
	PCR_B2	603	5005	Recuperación del circuito
PCR_B2	PCR_A2	2907	3573	Recuperación del circuito
	PCR_B1	2568	3928	Bajo voltaje en circuito emergente.
PCR_B3	PCR_A4	498	3136	Recuperación del circuito

CAPÍTULO VIII

8. ESTUDIO DE LA SUBESTACIÓN MARAPA

8.1 Descripción de la subestación

La subestación Marapa forma parte de la Región Vargas de la C.A. La Electricidad de Caracas. Esta subestación es de tipo compacta, alimenta específicamente al pueblo de Marapa y sus alrededores. Geográficamente, está ubicada en el pueblo de Marapa que a su vez se encuentra al oeste de la región Vargas, luego de Catia la Mar (Ver Anexo N°3).

La subestación opera bajo las siguientes condiciones:

- La barra de alta tensión se alimenta del circuito CATIA A10 de manera preferida a través de un transformador reductor de 2MVA de capacidad nominal de 30/4,8kV y de manera emergente a través del circuito PICTURE A03 por medio de un transformador reductor de 3MVA de capacidad nominal de 12,47/4,8kV.
- Cuenta con un (1) solo circuito en un nivel de tensión de 4,8kV y no cuenta con copas disponibles para futuras expansiones.
- La capacidad firme de la subestación se obtiene de la expresión 3.2.11.1 y es de 2,76MVA y sus niveles de cortocircuito son: (37,25MVA nivel de cortocircuito trifásico) y (13,05MVA nivel de cortocircuito monofásico). Fuente del departamento de Transmisión de la C.A. La Electricidad de Caracas.

- La red de distribución cuenta con una capacidad instalada de 1,9175MVA con un factor de utilización de 49%.
- La subestación cuenta además con 0,376km de tramos de circuitos subterráneos (CD) y con 9,662km de tramos de circuitos aéreos (LD).
- Tiene instaladas dos (2) unidades de transformación. Las características de las mismas se describen a continuación en la tabla 20.

Tabla 20. Características de las unidades de transformación de la S/E Marapa

Característica	Unidad 1	Unidad 2
Capacidad nominal (kVA)	2000	3000
Capacidad con ventilación forzada (kVA)	2300	3750
Relación de transformación (kV)	30/4,8	12,47/4,8
Impedancia (%)	6.3	6
Tipo de conexión	Δ -Y	--

8.2 Características de los circuitos de la subestación

Cada circuito de distribución de la subestación posee diversas características, las cuales se muestran detalladas en las siguientes secciones.

8.2.1 Zonas que alimentan

Como existe un único circuito alimentado por la subestación, el sector que alimenta el circuito Marapa A1 es el pueblo de Marapa y sus alrededores.

8.2.2 Elementos que conforman el circuito

El circuito de la subestación Marapa está compuesto por una serie de elementos técnicos que se muestran de manera detallada en la tabla 21.

Tabla 21. Elementos que conforman el circuito de la S/E Marapa

Circuito	Capacidad instalada (kVA)	Total ID	Total PD	Total Trx	Longitud del circuito (m)	
					Aéreo	Subterráneo
MRP_A1	1917,5	19	26	1	9660	376

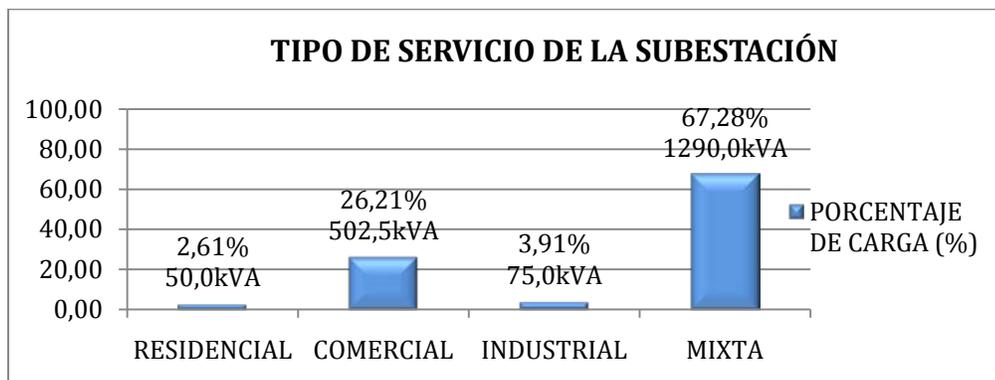
8.2.3 Tipo de servicio

Dependiendo del uso final que se distribuye la energía a cada uno de los clientes, la carga se puede clasificar por tipo de servicio que en este caso sería: residencial, comercial, industrial y mixta (residencial-comercial). En la tabla 22 se muestra el tipo de servicio suplido en el circuito.

Tabla 22. Porcentaje de tipo de carga para el circuito

Circuito	Residencial	Comercial	Industrial	Mixta
MRP_A1	3%	26%	4%	67%

Adicionalmente se pudo constatar que la carga predominante de la subestación es la residencial-comercial. Estos porcentajes se observan de forma más clara en la gráfica 9.



Gráfica 9. Tipo de servicio de la S/E Marapa

8.2.4 Interconexiones

La subestación Marapa no cuenta con interconexiones, ya que solo posee un circuito y las subestaciones de distribución aledañas a ella (Picure y Tacagua) manejan un nivel de tensión mayor (12,47kV) al de la subestación Marapa que está en 4,8kV lo que impide que existan interconexiones entre los circuitos de las anteriores con el de la subestación Marapa.

8.3 Condiciones de operación del circuito para demanda máxima actual

8.3.1 Demandas promedios mensuales del circuito para el año 2009

El valor de demanda máxima promedio mensual registrado para el año en el cual se realiza el estudio es de 1008kVA, el cual representa la peor condición de demanda actual, condición que sirve para evaluar el estado actual del circuito en estudio.

8.3.2 Factores característicos del circuito

Los factores e indicadores que caracterizan al circuito se obtuvieron luego de realizar las corridas de flujo de carga en el programa de ASP con el valor de demanda máxima actual registrada. Esto se detalla en las tablas 23 y 24.

Tabla 23. Factores característicos del circuito de la S/E Marapa

Circuito	F. Pot.	F. Carga	F. Pérd.	F. Utiliz.	V. Mín (°/1)
MRP_A1	0,91	0,90	0,81	0,53	0,956

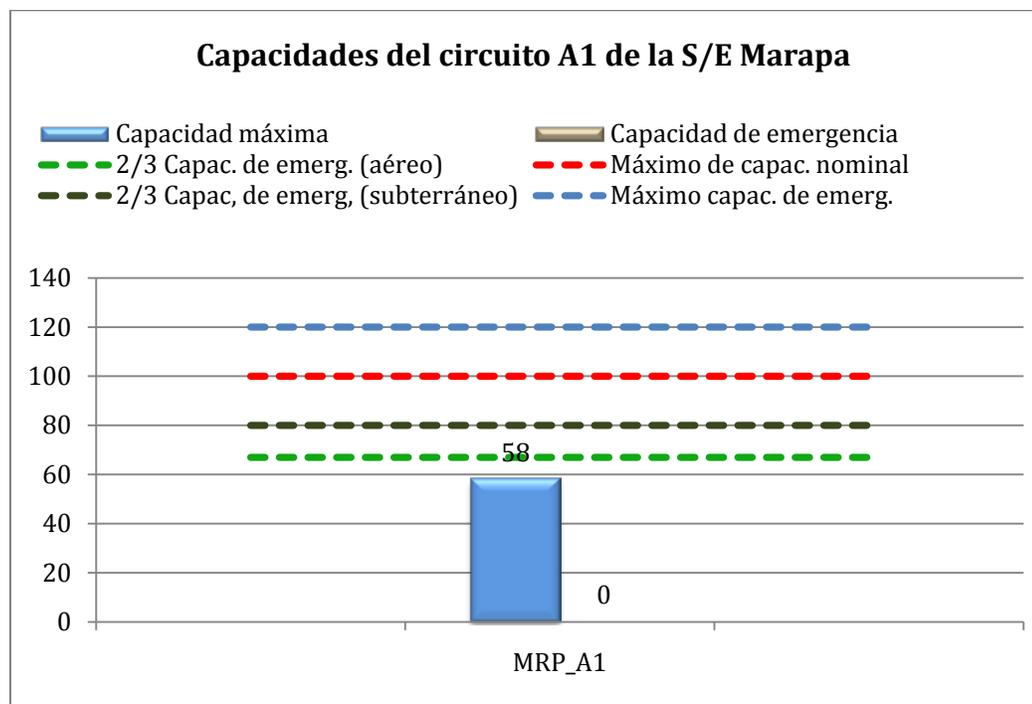
Tabla 24. Pérdidas activas y reactivas del circuito de la S/E Marapa

Circuito	kW	%	kVAr	%
MRP_A1	21,4	2,12	14,7	1,46

8.3.3 Problemas observados en los circuitos de la subestación Marapa

8.3.3.1 Sobrecarga de conductores

La sobrecarga de conductores no fue un problema que afectó al circuito de Marapa. En la gráfica 10 se observa el estado de de las capacidades de carga máximas para condiciones normales y condición de emergencia en los conductores del circuito Marapa A1.



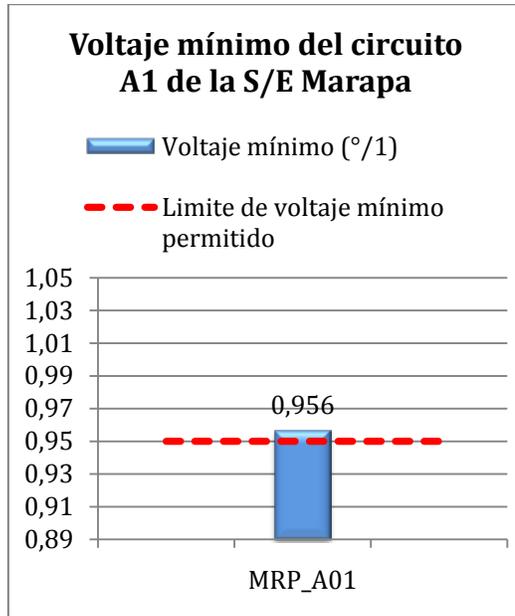
Gráfica 10. Capacidades de los conductores del circuito Marapa A1

8.3.3.2 Violación del criterio de voltaje mínimo

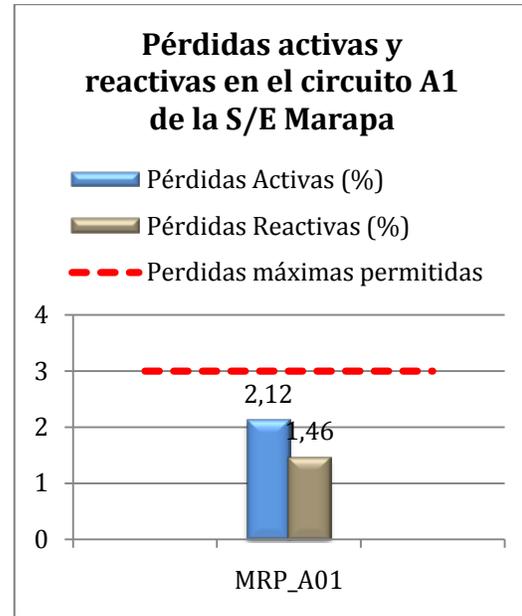
En la gráfica 11 se muestran los voltajes mínimos encontrados en el circuito Marapa A1, en condición de operación límite para este criterio.

8.3.3.3 Violación del criterio de pérdidas técnicas

En la gráfica 12 se muestran los porcentajes de pérdidas activas y reactivas totales del circuito Marapa A1, observándose que no existe violación de este criterio.



Gráfica 11. Voltaje mínimo del circuito Marapa A1



Gráfica 12. Porcentaje de pérdidas activas y reactivas en el circuito Marapa A1

8.3.4 Condición de operación de emergencia

El circuito Marapa A1 perteneciente a la subestación Marapa, no puede ser evaluado ante esta condición ya que es un circuito aislado por su característica de manejar un nivel de tensión de 4,8kV, mientras que las subestaciones de distribución que la rodean (Tacagua y Picure) operan en un nivel de tensión de 12,47kV.

Es por la razón antes expuesta que al momento de ocurrir una falla, por mantenimiento o una parada programada, no existe un circuito de respaldo para el circuito Marapa A1 quedando fuera de servicio durante la contingencia.

8.4 Estimación de demanda

8.4.1 Clientes nuevos

En el proceso de planificación durante la etapa de predicción de demanda se debe tomar en cuenta las solicitudes de nuevos clientes que eso implica el circuito donde van a ser incluidas con la capacidad contratada y la fecha aproximada de conexión. En el circuito de la subestación Marapa no se registró ninguna inclusión de nuevos clientes por tanto no afectó el proceso dentro de la estimación de demanda.

8.4.2 Estimación de la demanda

Para la estimación de la demanda se tomaron en cuenta los métodos de Mínimos cuadrados, Holt-Winters y ARIMA para el circuito Marapa A1, por el hecho de ser una subestación de tipo compacta con un solo circuito a la salida, la predicción se hizo únicamente para el circuito ya que al hacerla para la subestación se iban a obtener los mismos resultados. En la tabla 25 se muestra el resumen de los resultados de demandas máximas anuales y el método definitivo seleccionado.

Tabla 25. Resumen de demandas estimadas para el circuito de la S/E Marapa

Circuito	Método de estimación	Años				
		2010	2011	2012	2013	2014
MRP_A1	TENDENCIAL	972	1084	1198	1313	1427

8.5 Situación de operación futura de la subestación

8.5.1 Factores característicos de los circuitos

Los factores o indicadores que caracterizan al circuito se obtuvieron luego de realizar las corridas de flujo de carga en el programa de ASP con los valores de demanda máxima estimada. Esto se detalla en las tablas 26 y 27.

Tabla 26. Factores característicos del circuito de la subestación Marapa

Circuito	F. Pot.	F. Carga	F. Pérd.	F. Utiliz.	V. Min (°/1)
MRP_A01	0,90	0,96	0,93	0,74	0,932

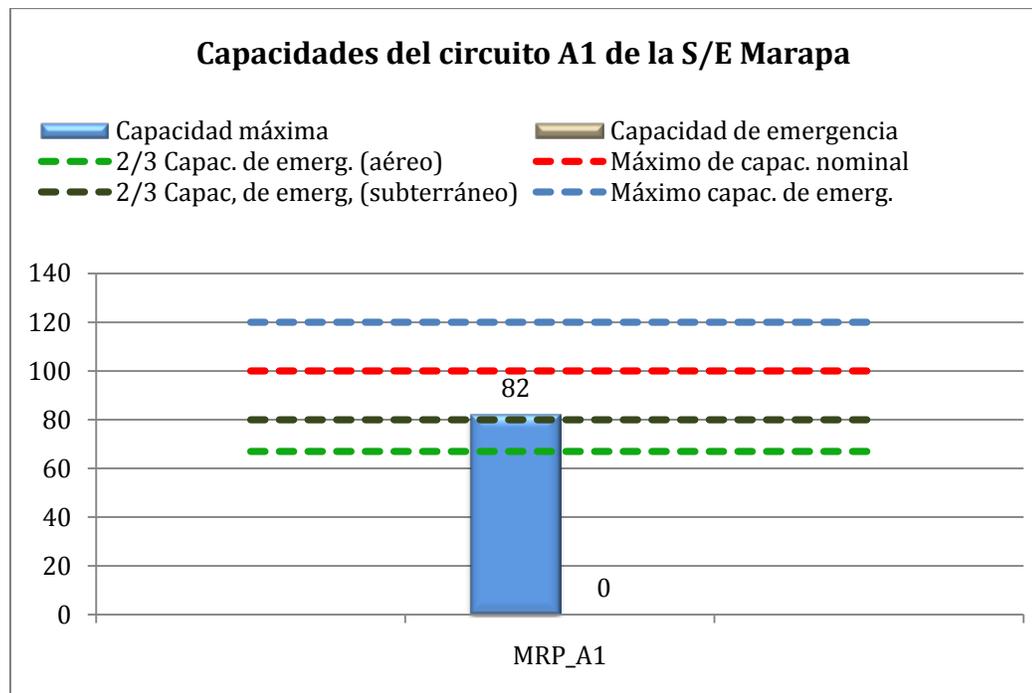
Tabla 27. Pérdidas activas y reactivas del circuito de la subestación Marapa

Circuito	kW	%	kVAr	%
MRP_A01	42,7	2,99	29,5	2,06

8.5.2 Problemas observados en los circuitos de la subestación Marapa

8.5.2.1 Sobrecarga de conductores

La sobrecarga de conductores no fue un problema que afectó al circuito de Marapa. En la gráfica 13 se observa el estado de de las capacidades de carga para condiciones normales y de emergencia en los conductores del circuito Marapa A1.



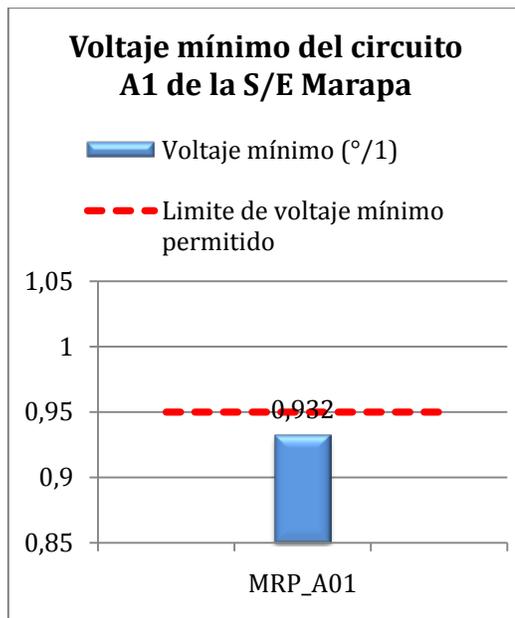
Gráfica 13. Capacidades de los conductores del circuito Marapa A1

8.5.2.2 Violación del criterio de voltaje mínimo

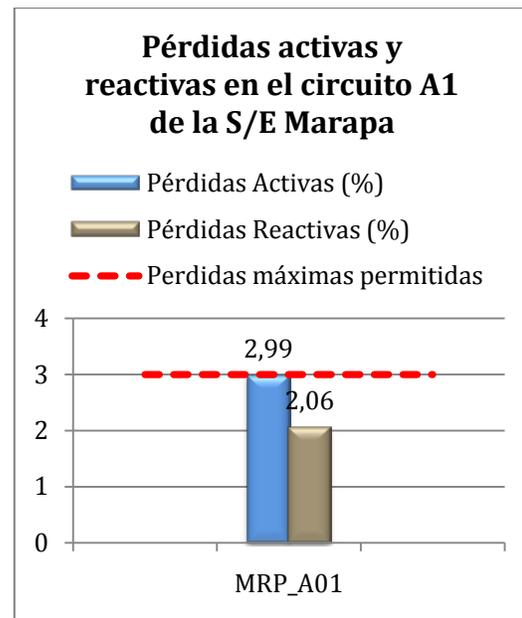
En la gráfica 14 se muestran los voltajes mínimos encontrados en el circuito Marapa A1 de la subestación, criterio violado en condición futura de operación.

8.5.2.3 Violación del criterio de pérdidas técnicas

En la gráfica 15 se muestran los porcentajes de pérdidas activas y reactivas totales del circuito Marapa A1, observándose que no existe violación de este criterio.



Gráfica 14. Voltaje mínimo del circuito Marapa A1



Gráfica 15. Porcentaje de pérdidas activas y reactivas en el circuito Marapa A1

8.5.4 Condición de operación de emergencia

Como se explicó en el punto 8.3.4 el circuito de Marapa A1 no tiene respaldo ante alguna contingencia como lo pueden ser falla, mantenimiento o parada programada.

CAPÍTULO IX

9. PLANTEAMIENTO DE ESTRATEGIAS

9.1 Introducción

En los estudios de planificación, el planteamiento de estrategias es fundamental para solventar los problemas de capacidad de respuesta del sistema en estado actual y prevenir los inconvenientes que se puedan generar debido al crecimiento de la demanda en un futuro según el desarrollo previsto para mantener los criterios de calidad de servicio, continuidad y confiabilidad de la Empresa.

Junto con el planteamiento de las estrategias se presenta el presupuesto estimado de ellas con el fin de establecer las inversiones necesarias en los debidos tiempos.

9.2 Estrategias a corto plazo

Según lo mostrado en los capítulos VII y VIII más específicamente en el estudio de la situación actual (7.3 y 8.3 respectivamente) de los circuitos pertenecientes a las subestaciones Picure y Marapa, se plantean las estrategias a corto plazo que solventen los problemas generados en condición actual, con un tiempo de respuesta no mayor a 2 años. Siendo los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure los que se vieron afectados, requiriendo acciones en condición actual. Se tomó como referencia lo planteado en la tabla 4 (posibles soluciones para cada criterio de planificación) del capítulo VI como metodología de selección de estrategias para conseguir la solución a los problemas presentados.

9.2.1 Evaluaciones para obtención de soluciones.

9.2.1.1 Circuito A3 de la S/E Picure

Uno de los problemas presentados en el capítulo VII fue el criterio de capacidad de carga violado para el circuito A3 de la subestación Picure. Tomando como referencia lo planteado en la tabla 4 (posibles soluciones para cada criterio de planificación) se propuso una transferencia de bloques de carga del circuito A3 al circuito A1 quién es su único circuito emergente. Esto no puede ser solución por la característica radial de los circuitos de la subestación Picure, ya que los tres puntos de interconexión que tiene con el circuito A1 a través de las cuchillas de interconexión (ID14207, ID18932, ID9960), son aguas arriba, es decir, son interconexiones muy cercas a la salida de barra de la S/E obligando así que el circuito A1 tenga que tomar toda la carga del circuito A3, lo que es imposible, considerando al circuito A3 como se planteó anteriormente como el circuito más comprometido en la subestación Picure, es por esta razón que se desecha la transferencia de carga como posible solución al problema de capacidad de carga presentado por el circuito A3.

Otra posible solución al problema de capacidad de carga fue la de crear un nuevo circuito para que tomara parte de la carga del circuito A3. Como se presentó en el capítulo VII, existe una copa disponible identificada como B4 para la creación de un nuevo circuito. Se plantea esta solución utilizando como ruta un recorrido paralelo al del circuito A3 de la subestación Picure y tomando la totalidad del circuito a través de la apertura de la cuchilla de seccionamiento (ID14986) y hasta el final del mismo, lo que representa el 47,7% de la carga total conectada del circuito A3. En la tabla 28 a continuación se detallan los anteproyectos que implica esta solución.

Para el problema de pérdidas técnicas presentado en el circuito A3 de la subestación Picure, se propuso una instalación de bancos de condensadores lo que no fue solución al problema planteado. (Ver anexo 9)

Tabla 28. Resumen de anteproyectos de adecuación de los circuitos de la S/E Picure

N° de Anteproyecto	Círculo	Descripción	Longitud (m)	Presupuesto aproximado (Bs. F.)
1	PCR_A3	Cambio de calibre de conductor subterráneo de 250PLT15 a 500PLT15 a la salida de barra hasta el ID18319.	107	68.039
2	PCR_B4	Instalación de nuevo troncal, conductor aéreo de Al4/0 hasta el ID14986.	2321	447.941

Con una inversión total aproximada de 515.980 Bs. F. para la ejecución de los anteproyectos a corto plazo. A pesar de que se realizó la evaluación de esta solución, se descartó por ser más costosa que la elegida. (Ver 9.2.2)

9.2.1.1.1 Factores característicos de los circuitos

Después de realizados los anteproyectos de adecuación se presentan en las tablas 29 y 30 los factores característicos de los circuitos luego de realizar las corridas de flujo con su nueva topología para la condición de demanda máxima actual.

Tabla 29. Voltaje mínimo de los circuitos A3 y B4 de la S/E Picure

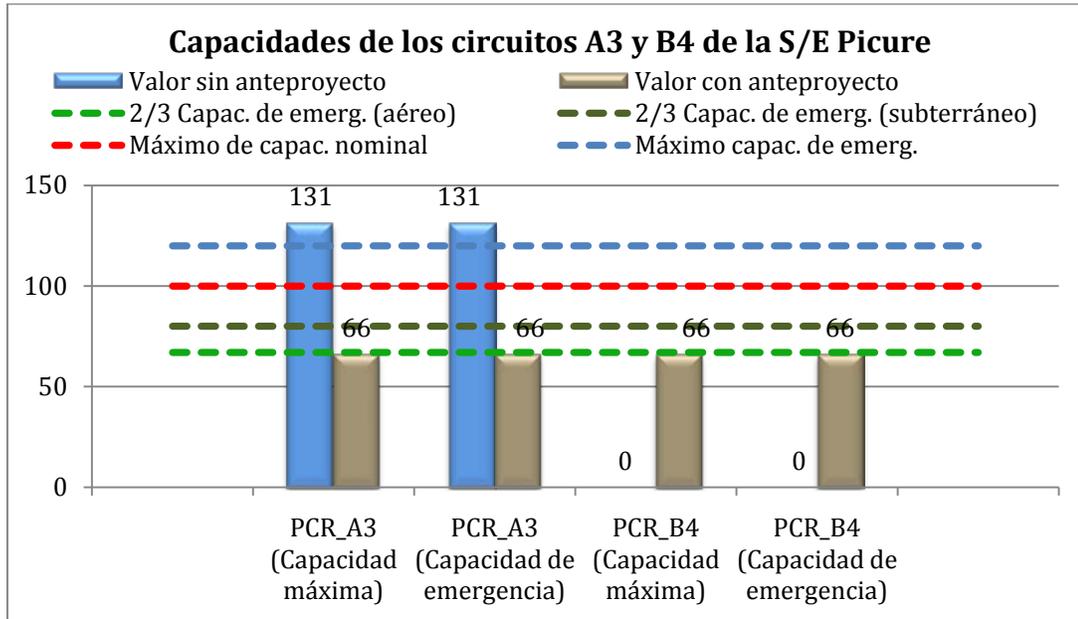
Círculo	Voltaje mínimo (°/1) sin anteproyectos	Voltaje mínimo (°/1) con anteproyectos
PCR_A3	0,94	0,97
PCR_B4	0,94	0,99

Tabla 30. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure

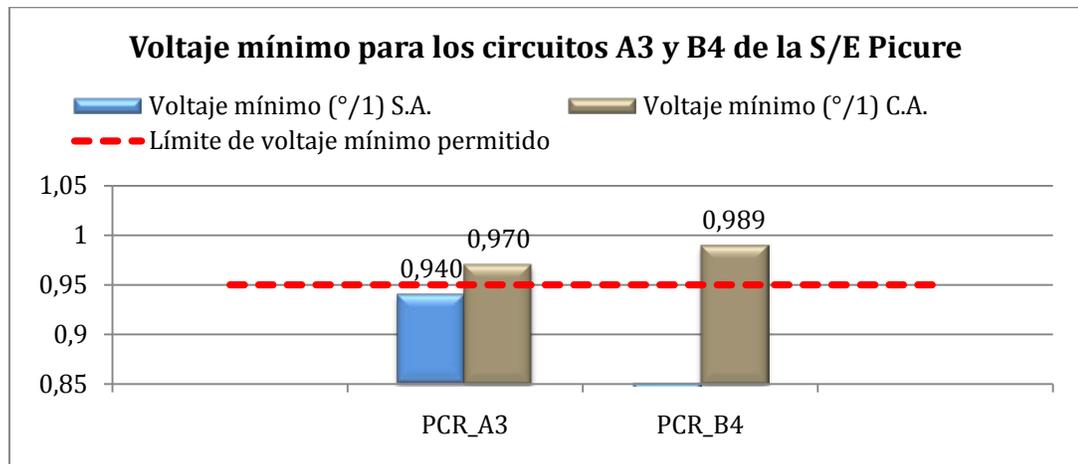
Círculo	Activas (kW) S.A.	Activas (kW) C.A.	Activas (%) S.A.	Activas (%) C.A.	Reactivas (kVAR) S.A.	Reactivas (kVAR) C.A.	Reactivas (%) S.A.	Reactivas (%) C.A.
PCR_A3	231,00	55,40	4,07	1,87	164,40	45,50	2,90	1,54
PCR_B4	--	14,90	--	0,55	--	10,30	--	0,38

S.A.: sin anteproyectos
C.A.: con anteproyectos

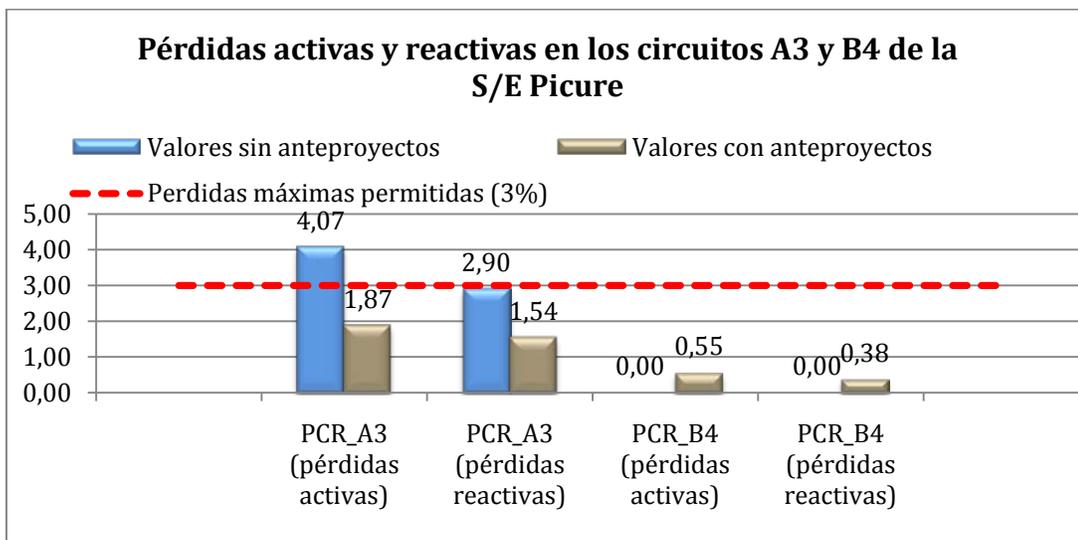
En las gráficas 16, 17 y 18 se muestran las capacidades máximas de carga de los conductores, los valores de voltaje mínimo por circuito y las pérdidas activas y reactivas luego de realizar los anteproyectos a corto plazo en los circuitos afectados.



Gráfica 16. Comparación de las capacidades de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.



Gráfica 17. Comparación de los voltajes mínimos de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.



Gráfica 18. Comparación de las pérdidas de potencia activa y reactiva de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.

9.2.1.1.2 Condición de operación en emergencia

El análisis para la condición de emergencia se evalúa de acuerdo a la capacidad de respuesta de los circuitos afectados ante una contingencia.

Tabla 31. Respuesta de los circuitos ante condición de emergencia

Circuito fallado	Emergente	Demanda (kVA)	Aporte (kVA)	Observación
PCR_A01	PCR_A03	5680	1517	Se puede recuperar bajo esta condición el circuito
	PCR_B01	2154	4335	
PCR_A02	PCR_A03	5680	1517	Recuperación del circuito
	PCR_B02	585	5023	Recuperación del circuito

9.2.1.2 Circuito B1 de la S/E Picture

Para el circuito B1 se presentó violación de caída de tensión al final del circuito, por tanto se propuso un cambio de calibre de conductor hasta la cuchilla de

seccionamiento (ID19012) como solución al problema presentado. En la tabla 32 a continuación se muestran los anteproyectos que implica esta solución.

Tabla 32. Resumen de anteproyectos de adecuación de los circuitos de la S/E Picure

N° de Anteproyecto	Circuito	Descripción	Longitud (m)	Presupuesto aproximado (Bs. F.)
1	PCR_B1	Cambio de calibre de conductor del conductor aéreo a Al400 en el troncal hasta el ID19012.	2.856	645.249

Con una inversión total aproximada de 645.249 Bs. F. para la ejecución de los anteproyectos a corto plazo. Esta solución se descartó por el alto costo de la misma.

9.2.2 Anteproyectos de adecuación de la S/E Picure para las soluciones elegidas.

A continuación se presentan los anteproyectos de adecuación en los circuitos afectados de la subestación Picure en condición de demanda máxima actual en la tabla 33 como solución elegida a los problemas planteados.

Con una inversión total aproximada de 428.526 Bs. F. para la ejecución de los anteproyectos a corto plazo.

9.2.2.1 Factores característicos de los circuitos

Después de realizados los anteproyectos de adecuación se presentan en las tablas 34 y 35 los factores característicos de los circuitos luego de realizar las corridas de flujo con su nueva topología para la condición de demanda máxima actual.

Tabla 33. Resumen de anteproyectos de adecuación de los circuitos de la S/E Picture

N° de Anteproyecto	Circuito	Descripción	Longitud (m)	Presupuesto aproximado (Bs. F.)
1	PCR_A3	Cambio de calibre de conductor subterráneo de 250PLT15 a 500PLT15 a la salida de barra hasta el ID18319.	107	68.039
2	PCR_A3	Cambio de calibre de conductor aéreo de Cu#2 a Al400 en los tramos 1, 3, 5, 7, 9 y 13 de la LD10406.	1.375	309.187
3	PCR_A3	Cambio de calibre de conductor aéreo de Cu#2 a Al 4/0 en el tramo 15 de la LD10406; en el tramo 1 de la LD10565 y en los tramos 1 y 2 de la LD10572.	212	49.373
4	PCR_B1	Instalación de un banco de condensadores de 300kVAR (3x100kVAR). Alrededor del poste de distribución PD40392.	--	15.162

Tabla 34. Voltaje mínimo de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picture

Circuito	Voltaje mínimo (°/1) sin anteproyectos	Voltaje mínimo (°/1) con anteproyectos
PCR_A03	0,94	0,96
PCR_B01	0,94	0,95

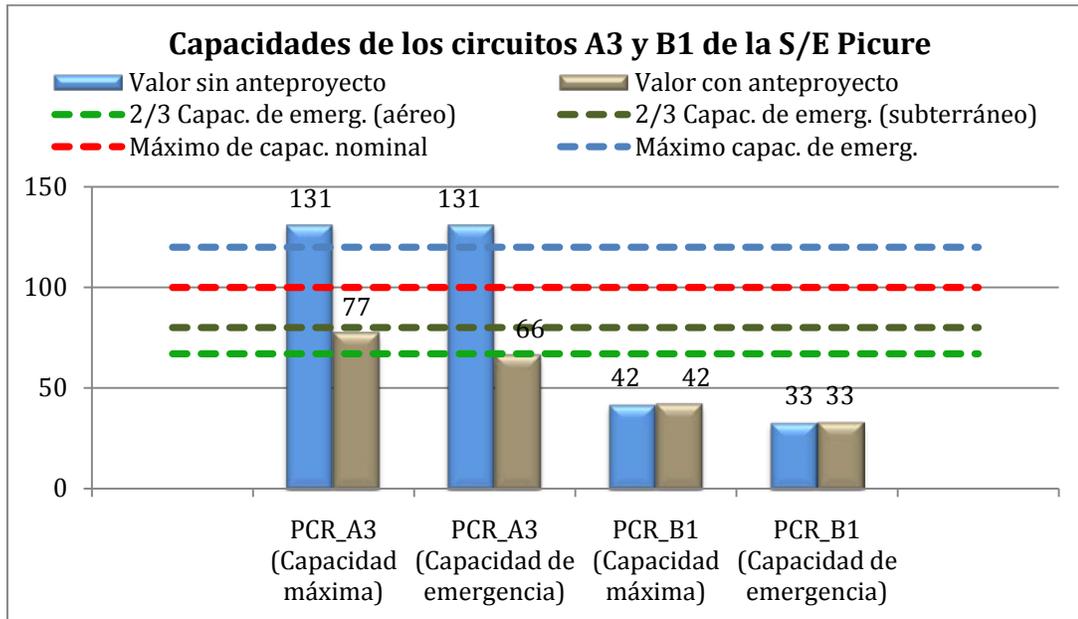
Tabla 35. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picture

Circuito	Activas (kW)	Activas (kW)	Activas (%)	Activas (%)	Reactivas (kVAR)	Reactivas (kVAR)	Reactivas (%)	Reactivas (%)
	S.A.	C.A.	S.A.	C.A.	S.A.	C.A.	S.A.	C.A.
PCR_A3	231,00	105,80	4,07	1,86	164,40	148,20	2,90	2,61
PCR_B1	45,30	43,90	2,10	2,04	67,90	65,90	3,15	3,06

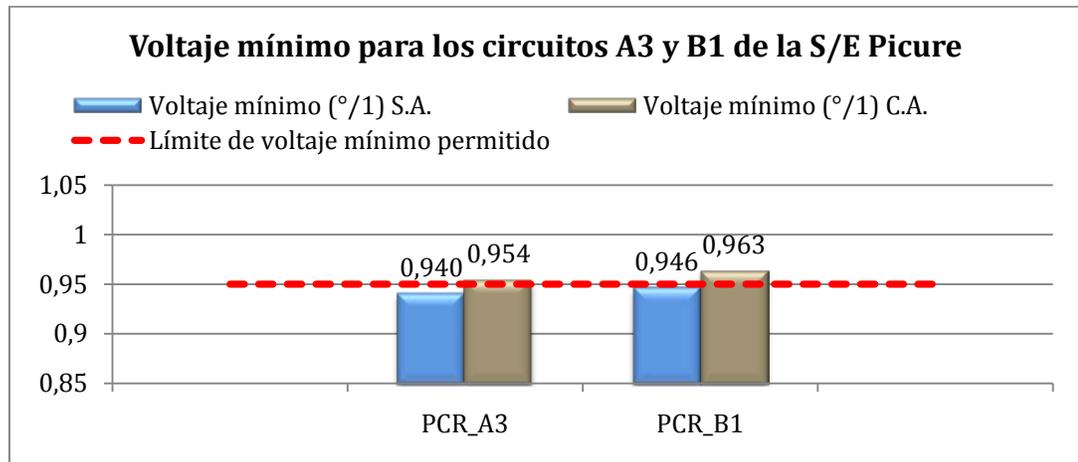
S.A.: sin anteproyectos

C.A.: con anteproyectos

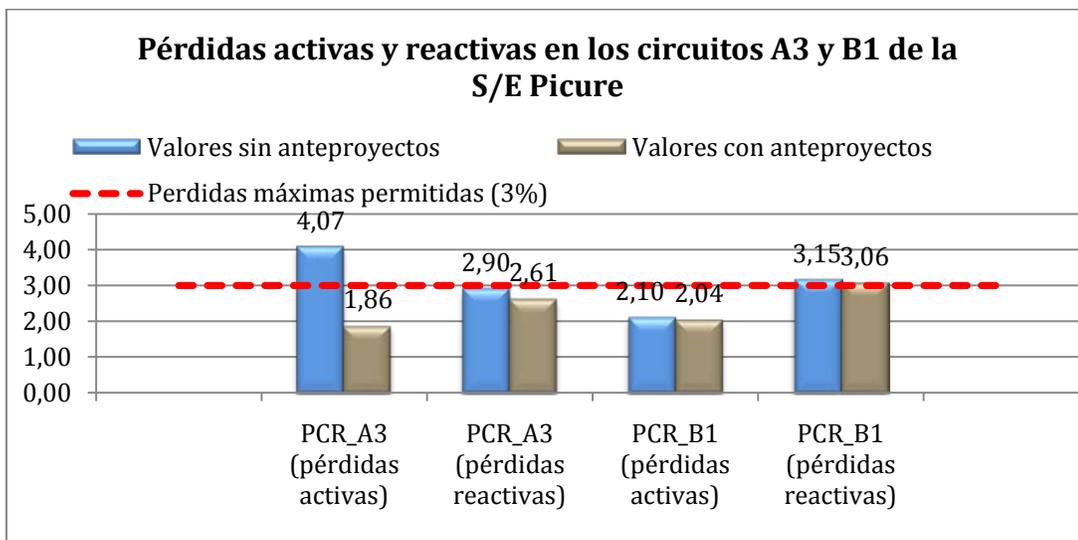
En las gráficas 19, 20 y 21 se muestran las capacidades máximas de carga de los conductores, los valores de voltaje mínimo por circuito y las pérdidas activas y reactivas luego de realizar los anteproyectos a corto plazo en los circuitos afectados.



Gráfica 19. Comparación de las capacidades de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.



Gráfica 20. Comparación de los voltajes mínimos de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.



Gráfica 21. Comparación de las pérdidas de potencia activa y reactiva de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.

9.2.2.2 Condición de operación en emergencia

El análisis para la condición de emergencia para evaluar la capacidad de respuesta que tienen los circuitos A3 y B1, ante la condición de demanda máxima actual luego de realizados los anteproyectos a corto plazo, como respaldo a sus circuitos emergentes en caso de falla, mantenimiento o parada programada se presenta en la tabla 36.

Tabla 36. Respuesta de los circuitos ante condición de emergencia

Circuito fallado	Emergente	Demanda (kVA)	Aporte (kVA)	Observación
PCR_A01	PCR_A03	5680	3857	Se puede recuperar bajo esta condición el circuito
	PCR_B01	2154	4335	
PCR_A02	PCR_A03	5680	3857	Recuperación del circuito
	PCR_B02	585	5023	Recuperación del circuito
PCR_B02	PCR_A02	2269	4211	Recuperación del circuito
	PCR_B01	2154	4335	Recuperación del circuito

9.2.2.3 Situación de Operación futura de la subestación Picture

9.2.2.3.1 Factores característicos de los circuitos

Los factores o indicadores que caracterizan a los circuitos involucrados de la subestación Picture (A3 y B1) se obtuvieron luego de realizar las corridas de flujo de carga en el programa de ASP con los valores de demanda máxima estimada luego de realizar los anteproyectos a corto plazo con el fin de evaluar su comportamiento ante esta condición de demanda. Esto se detalla en las tablas 37 y 38.

Tabla 37. Factores característicos de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picture

Circuito	F. Pot.	F. Carga	F. Pérd.	F. Utiliz.	V. Min (°/1)
PCR_A3	0,88	0,91	0,83	0,92	0,962
PCR_B1	0,90	0,94	0,88	0,46	0,944

Tabla 38. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picture

Circuito	kW	%	kVAr	%
PCR_A3	115,4	1,96	159,7	2,71
PCR_B1	62,2	2,42	93,4	3,04

9.2.2.4 Problemas observados en los circuitos de la subestación Picture

9.2.2.4.1 Sobrecarga de conductores

La sobrecarga de conductores fue un problema que afectó al circuito Picture A3, en la tabla 39 se presentan el tramo afectado por esta contingencia.

Tabla 39. Tramo con problema de sobrecarga del conductor

Circuito	Ubicación	Calibre	Long. Aprox. (m)
PCR_A3	LD10572_3	#2CU	103

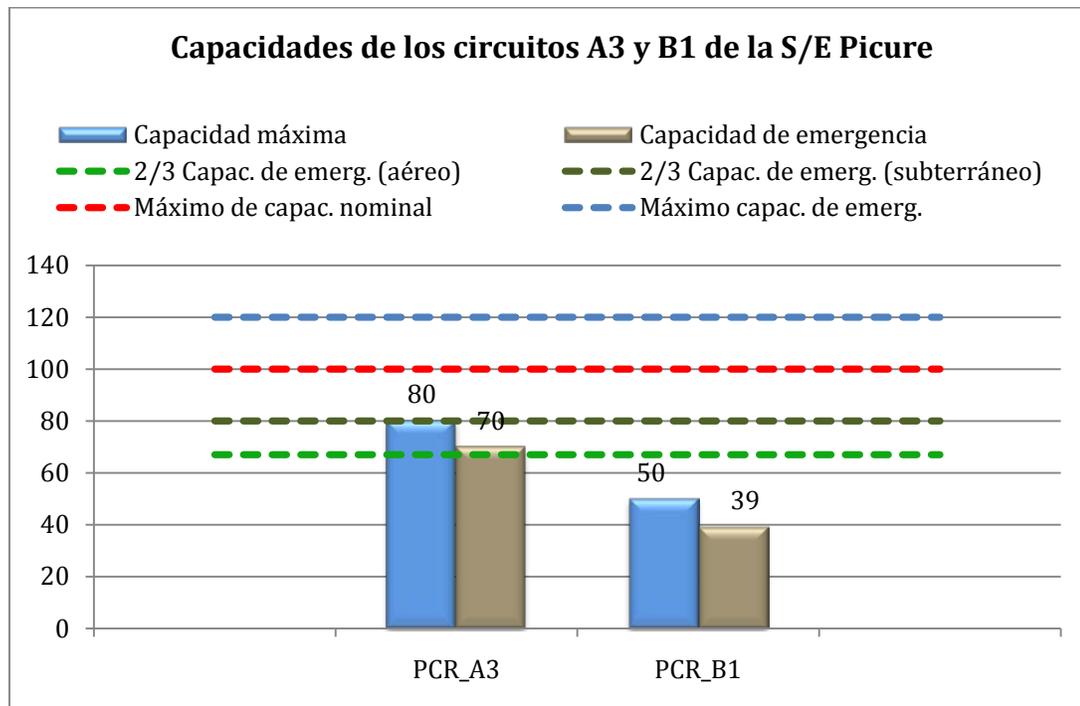
La representación gráfica de las capacidades de carga máximas para condiciones normales y condición de emergencia en los circuitos A3 y B1 se muestran en la gráfica 22.

9.2.2.4.2 Violación del criterio de voltaje mínimo

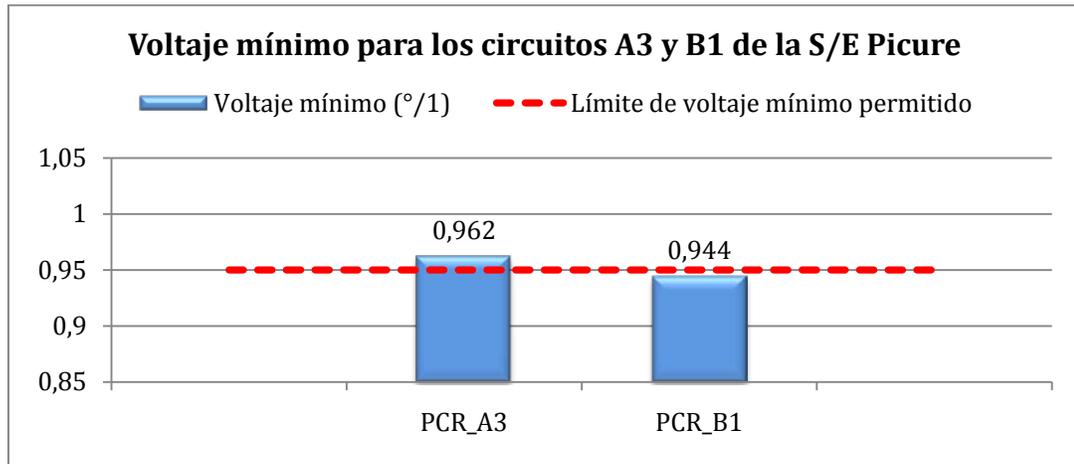
En la gráfica 23 se muestran los voltajes mínimos encontrados para los circuitos A3 y B1 de la subestación Picure, siendo afectado el circuito B1.

9.2.2.4.3 Violación del criterio de pérdidas técnicas

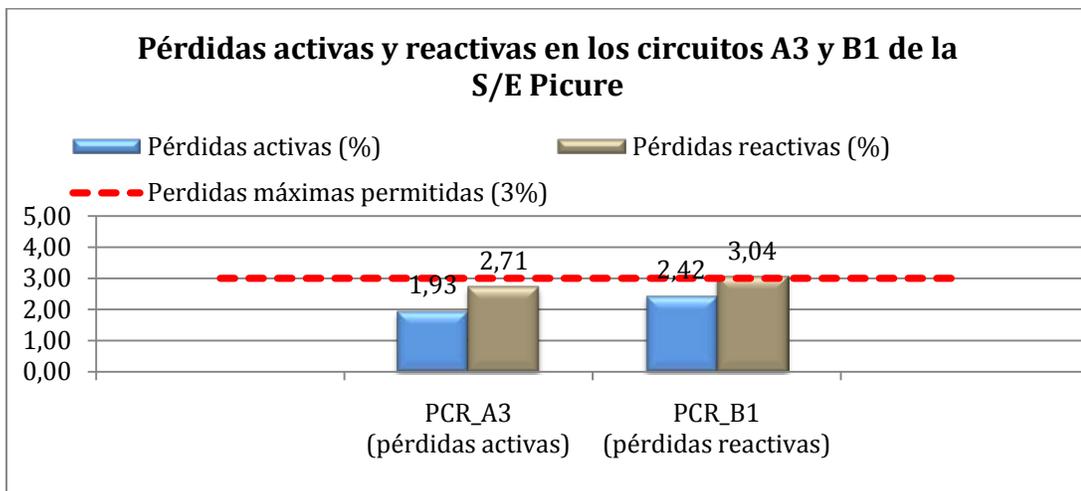
En la gráfica 24 se muestran los porcentajes de pérdidas activas y reactivas totales de los circuitos A3 y B1 de la subestación Picure, siendo afectado el circuito B1.



Gráfica 22. Capacidad de los conductores de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure.



Gráfica 23. Voltaje mínimo para los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure



Gráfica 24. Porcentaje de pérdidas activas y reactivas de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure

9.2.2.5 Condición de operación en emergencia

El análisis para la condición de emergencia para evaluar la capacidad de respuesta que tienen los circuitos A3 y B1, ante la condición de demanda máxima estimada luego de realizados los anteproyectos a corto plazo, como respaldo a sus

circuitos emergentes en caso de falla, mantenimiento o parada programada se presentan en la tabla 40.

Tabla 40. Respuesta de los circuitos ante condición de emergencia

Circuito fallado	Emergente	Demanda (kVA)	Aporte (kVA)	Observación
PCR_A1	PCR_A3	5897	3661	Recuperación del circuito
	PCR_B1	2568	3931	Bajo voltaje en circuito emergente.
PCR_A2	PCR_A3	5897	3661	Recuperación del circuito
	PCR_B2	603	5005	Recuperación del circuito
PCR_B2	PCR_A2	2907	3553	Recuperación del circuito
	PCR_B1	2568	3931	Bajo voltaje en circuito emergente.

9.3 Estrategias a mediano plazo

Según lo mostrado en los capítulos VII y VIII más específicamente en el estudio de la situación futura (7.5 y 8.5 respectivamente) de los circuitos pertenecientes a las subestaciones Picure y Marapa. Además de lo presentado en este capítulo en el punto 9.2 referente a las estrategias a corto plazo, se plantean las estrategias a mediano plazo que solventen los problemas generados en condición futura, con un tiempo de respuesta de 2 a 5 años. Siendo los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure y el circuito A1 de la S/E Marapa los que se vieron afectados, requiriendo acciones o propuestas a futuro. Por otra parte se plantean unos escenarios de respuesta a mediano plazo que se detallan a continuación. Se tomó como referencia lo planteado en la tabla 4 (posibles soluciones para cada criterio de planificación) del capítulo VI como metodología de selección de estrategias para conseguir la solución a los problemas presentados.

9.3.1 Escenarios

9.3.1.1 Escenario 1:

En este escenario se plantean adecuaciones a mediano plazo suponiendo que no se hayan efectuado las adecuaciones a corto plazo propuestas en el punto 9.2.

9.3.1.1.1 Anteproyectos de Adecuación S/E Picture

A continuación se presentan los anteproyectos de adecuación en los circuitos afectados de la subestación Picture en condición de demanda máxima estimada en la tabla 41.

Tabla 41. Resumen de anteproyectos de adecuación de los circuitos de la S/E Picture

N° de Anteproyecto	Circuito	Descripción	Longitud (m)	Presupuesto aproximado (Bs. F.)
1	PCR_A3	Cambio de calibre de conductor subterráneo de 250PLT15 a 500PLT15 a la salida de barra hasta el ID18319.	107	68.039
2	PCR_A3	Cambio de calibre de conductor aéreo de Cu#2 a Al400 en los tramos 1, 3, 5, 7, 9 y 13 de la LD10406.	1.375	309.187
3	PCR_A3	Cambio de calibre de conductor aéreo de Cu#2 a Al 4/0 en el tramo 15 de la LD10406; en el tramo 1 de la LD10565 y en los tramos 1, 2 y 3 de la LD10572.	315	73.484
4	PCR_B1	Instalación de dos bancos de condensadores de 300kVAR (3x100kVAR). Alrededor de los postes de distribución PD40392 y PD31925.	--	30.324

Con una inversión total aproximada de 481.034Bs. F. para la ejecución de los anteproyectos a mediano plazo para la S/E Picture.

9.3.1.1.1 Factores característicos de los circuitos

Después de realizados los anteproyectos de adecuación se presentan en las tablas 42 y 43 los factores característicos de los circuitos luego de realizar las corridas de flujo con su nueva topología para la condición de demanda máxima actual.

Tabla 42. Voltaje mínimo de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picture

Circuito	Voltaje mínimo (°/1) sin anteproyectos	Voltaje mínimo (°/1) con anteproyectos
PCR_A3	0,94	0,96
PCR_B1	0,94	0,96

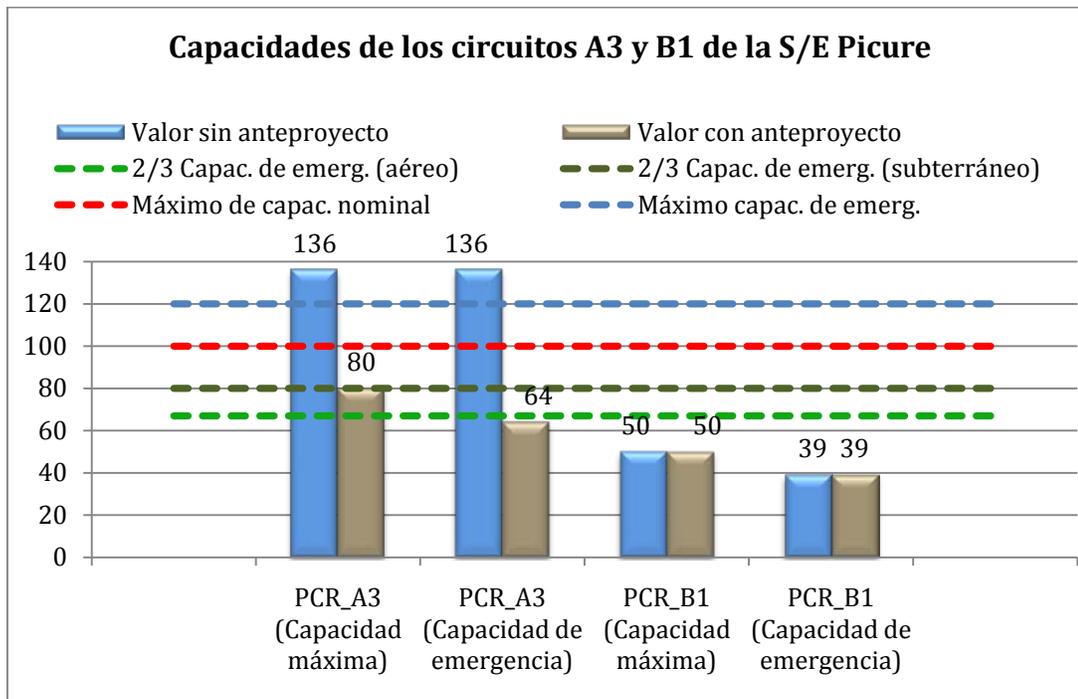
Tabla 43. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picture

Circuito	Activas (kW) S.A.	Activas (kW) C.A.	Activas (%) S.A.	Activas (%) C.A.	Reactivas (kVAR) S.A.	Reactivas (kVAR) C.A.	Reactivas (%) S.A.	Reactivas (%) C.A.
PCR_A3	248,60	112,00	4,22	1,90	176,90	159,40	3,00	2,70
PCR_B1	66,70	64,10	2,60	2,50	96,10	66,90	3,74	3,13

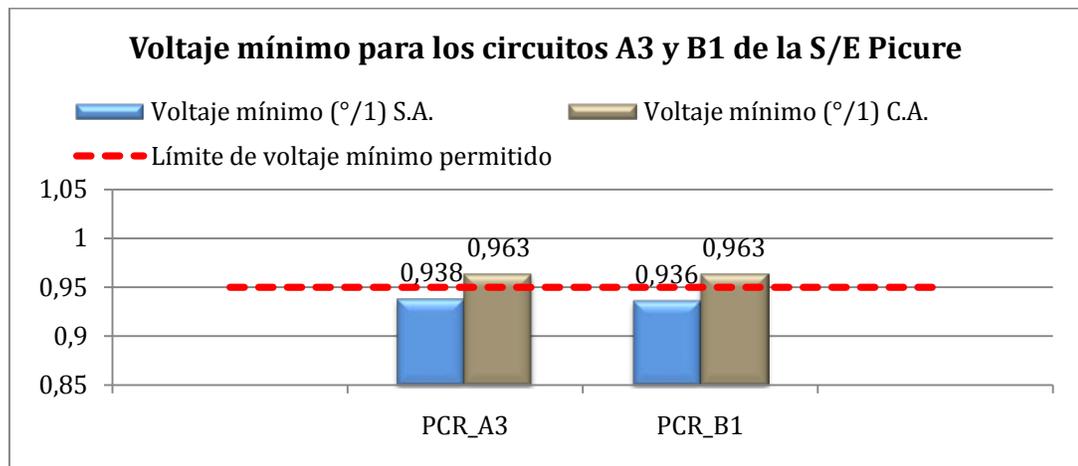
S.A.: sin anteproyectos

C.A.: con anteproyectos

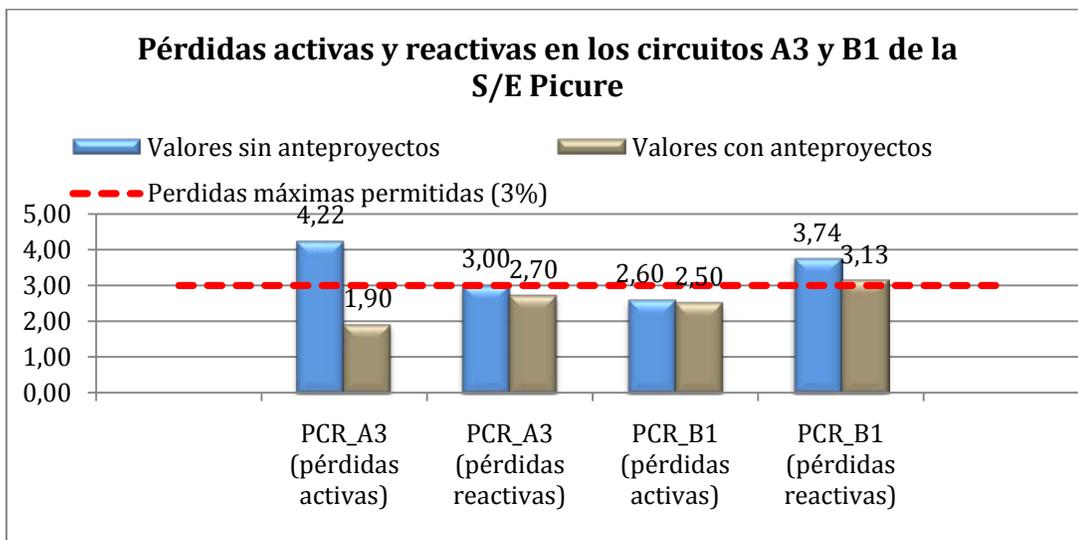
En las gráficas 25, 26 y 27 se muestran las capacidades máximas de carga de los conductores, los valores de voltaje mínimo por circuito y las pérdidas activas y reactivas luego de realizar los anteproyectos a corto plazo en los circuitos afectados.



Gráfica 25. Comparación de las capacidades de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.



Gráfica 26. Comparación de los voltajes mínimos de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.



Gráfica 27. Comparación de las pérdidas de potencia activa y reactiva de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.

9.3.1.1.1.2 Condición de operación en emergencia

El análisis para la condición de emergencia para evaluar la capacidad de respuesta que tienen los circuitos A3 y B1, ante la condición de demanda máxima estimada luego de realizados los anteproyectos a mediano plazo para el escenario 1, como respaldo a sus circuitos emergentes en caso de falla, mantenimiento o parada programada se presenta en la tabla 44.

Tabla 44. Respuesta de los circuitos ante condición de emergencia

Circuito fallado	Emergente	Demanda (kVA)	Aporte (kVA)	Observación
PCR_A1	PCR_A3	5897	3661	Recuperación del circuito
	PCR_B1	2568	3916	Recuperación del circuito
PCR_A2	PCR_A3	5897	3661	Recuperación del circuito
	PCR_B2	603	5005	Recuperación del circuito
PCR_B2	PCR_A2	2907	3553	Recuperación del circuito
	PCR_B1	2568	3916	Recuperación del circuito

9.3.1.1.2 Anteproyectos de adecuación S/E Marapa

A continuación se presentan los anteproyectos de adecuación en el circuito de la subestación Marapa en condición de demanda máxima estimada en la tabla 40.

Tabla 45. Resumen de anteproyectos de adecuación del circuito de la S/E Marapa

N° de Anteproyecto	Circuito	Descripción	Longitud (m)	Presupuesto aproximado (Bs. F.)
1	MRP_A1	Instalación de dos bancos de condensadores de 300kVAR (3x100kVAR). Alrededor de los postes de distribución PD23684 y PD50409	--	30.324

Con una inversión total aproximada de 30.324 Bs. F. para la ejecución de los anteproyectos a mediano plazo para la S/E Marapa

9.3.1.1.2.1 Factores característicos del circuito

Después de realizados los anteproyectos de adecuación se presentan en las tablas 46 y 47 los factores característicos del circuito luego de realizar las corridas de flujo con su nueva topología para la condición de demanda máxima estimada.

Tabla 46. Voltaje mínimo del circuito A1 de la S/E Marapa

Circuito	Voltaje mínimo (°/1) sin anteproyectos	Voltaje mínimo (°/1) con anteproyectos
MRP_A1	0,93	0,95

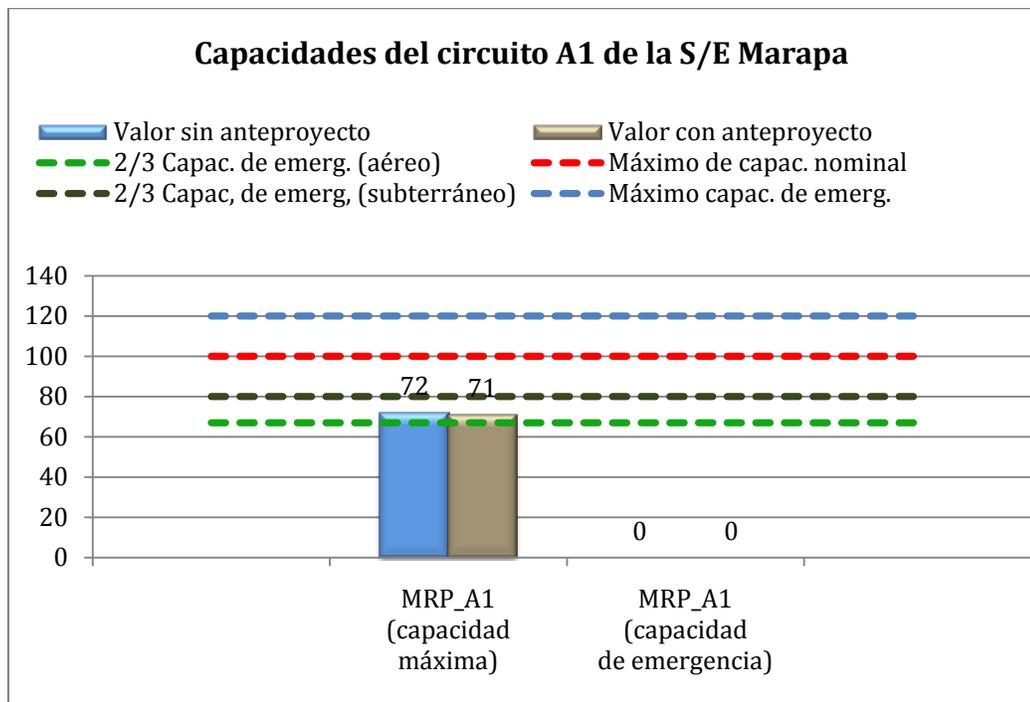
Tabla 47. Pérdidas activas y reactivas del circuito A1 de la S/E Marapa

Circuito	Activas	Activas	Activas	Activas	Reactivas	Reactivas	Reactivas	Reactivas
	(kW) S.A.	(kW) C.A.	(%) S.A.	(%) C.A.	(kVAR) S.A.	(kVAR) C.A.	(%) S.A.	(%) C.A.
MRP_A1	42,70	28,40	2,99	1,99	29,50	19,80	2,07	1,39

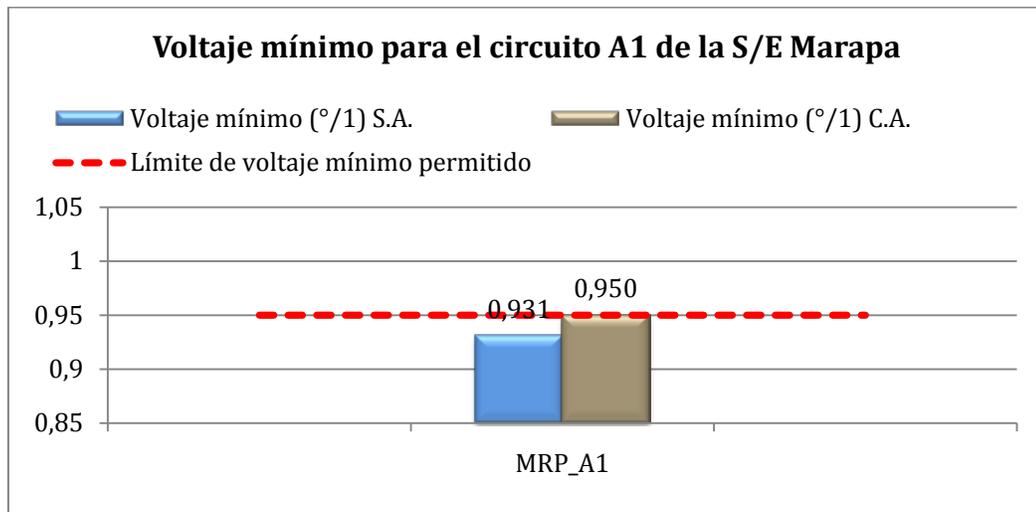
S.A.: sin anteproyectos

C.A.: con anteproyectos

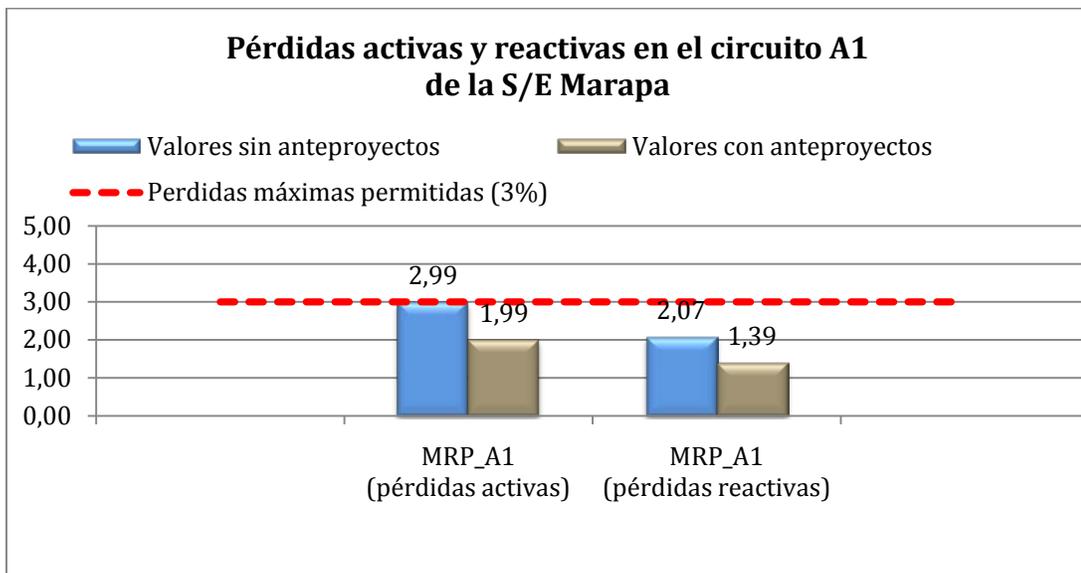
En las gráficas 28, 29 y 30 se muestran las capacidades máximas de carga de los conductores, los valores de voltaje mínimo y las pérdidas activas y reactivas luego de realizar los anteproyectos a corto plazo en el circuito afectado.



Gráfica 28. Comparación de las capacidades del circuito, antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.



Gráfica 29. Comparación de los voltajes mínimos del circuito, antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.



Gráfica 30. Comparación de las pérdidas de potencia activa y reactiva del circuito, antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.

9.3.1.2 Escenario 2:

En este escenario se plantean adecuaciones a mediano plazo suponiendo que sí se realizaron las adecuaciones a corto plazo propuestas en el punto 9.2.

9.3.1.2.1 Anteproyectos de adecuación S/E Picure

A continuación, en la tabla 43, se presentan los anteproyectos de adecuación en los circuitos afectados de la subestación Picure en condición de demanda máxima estimada.

Con una inversión total aproximada de 63.231Bs. F. para la ejecución de los anteproyectos a mediano plazo para la S/E Picure.

Tabla 48. Resumen de anteproyectos de adecuación de los circuitos de la S/E Picure

N° de Anteproyecto	Circuito	Descripción	Longitud (m)	Presupuesto aproximado (Bs. F.)
5	PCR_A03	Cambio de calibre de conductor aéreo de Cu#2 a Al 4/0 en los tramos 2 y 3 de la LD10572.	181	48.069
6	PCR_B01	Instalación de un banco de condensadores de 300kVAR (3x100kVAR). Alrededor del poste de distribución PD31925.	--	15.162

9.3.1.2.1.1 Factores característicos de los circuitos

Después de realizados los anteproyectos de adecuación se presentan en las tablas 49 y 50 los factores característicos de los circuitos luego de realizar las corridas de flujo con su nueva topología para la condición de demanda máxima estimada.

Tabla 49. Voltaje mínimo de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure

Circuito	Voltaje mínimo (°/1) con anteproyectos a corto plazo	Voltaje mínimo (°/1) con anteproyectos a mediano plazo
PCR_A3	0,96	0,96
PCR_B1	0,94	0,96

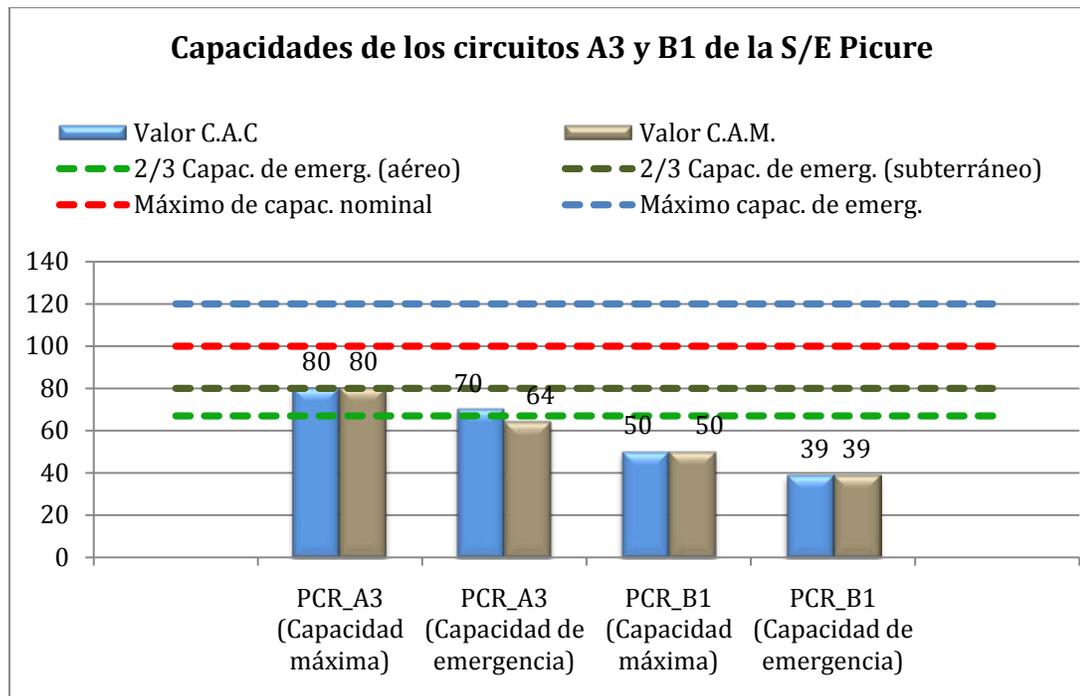
Tabla 50. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos A3 y B1 de la S/E Picure

Circuito	Activas	Activas	Activas	Activas	Reactivas	Reactivas	Reactivas	Reactivas
	(kW) C.A.C	(kW) C.A.M	(%) C.A.C	(%) C.A.M	(kVAR) C.A.C	(kVAR) C.A.M	(%) C.A.C	(%) C.A.M
PCR_A3	115,40	112,00	1,96	1,90	159,70	159,40	2,71	2,70
PCR_B1	62,20	64,10	2,42	2,50	63,40	66,90	3,04	3,13

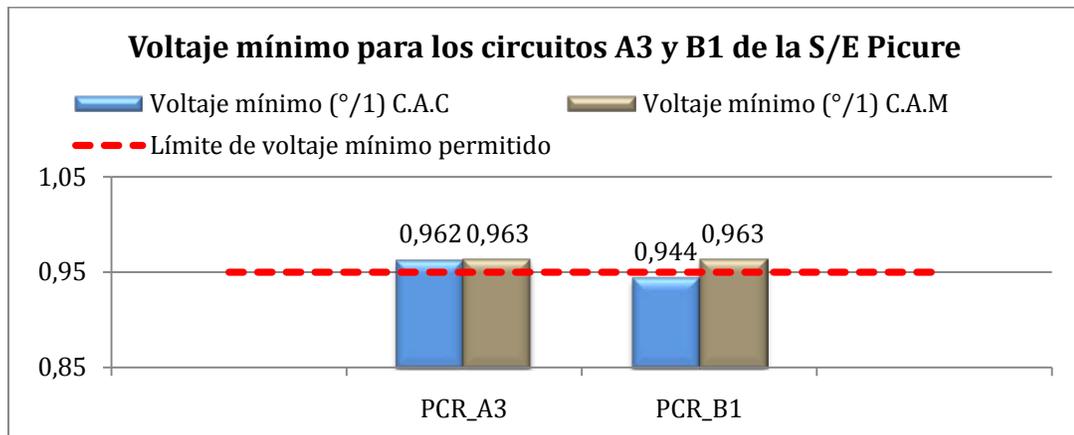
C.A.C.: con anteproyectos a corto plazo

C.A.M.: con anteproyectos a mediano plazo

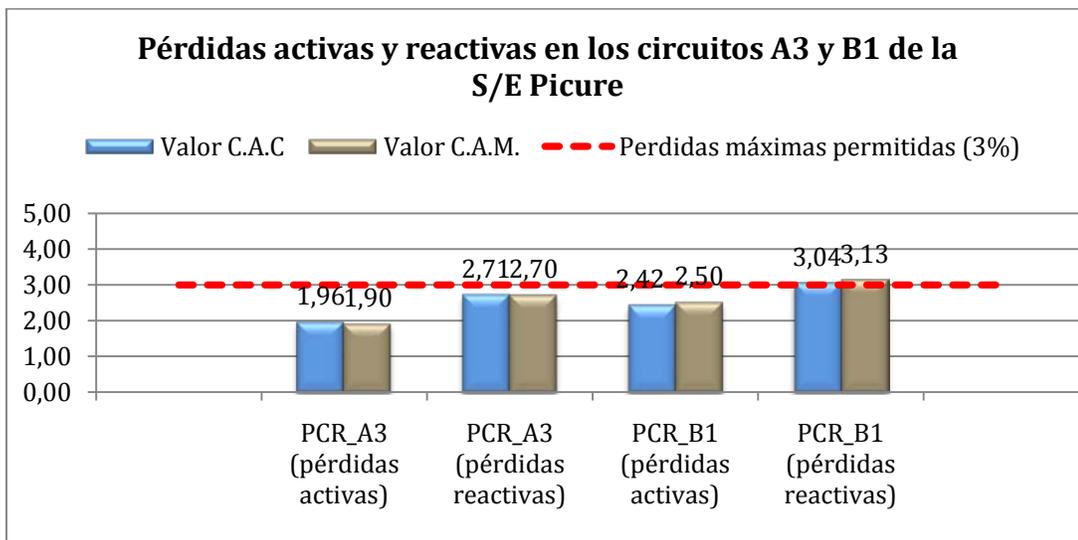
En las gráficas 31, 32 y 33 se muestran las capacidades de carga de los conductores, los valores de voltaje mínimo por circuito y las pérdidas activas y reactivas luego de realizar los anteproyectos a mediano plazo en los circuitos afectados. Para las tres figuras se emplea la terminología de C.A.C (con anteproyectos a corto plazo) y C.A.M (con anteproyectos a mediano plazo).



Gráfica 31. Comparación de las capacidades de los circuitos, antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.



Gráfica 32. Comparación de los voltajes mínimos de los circuitos, antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.



Gráfica 33. Comparación de las pérdidas de potencia activa y reactiva de los circuitos antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.

9.3.1.2.1.2 Condición de operación en emergencia

El análisis para la condición de emergencia para evaluar la capacidad de respuesta que tienen los circuitos A3 y B1, ante la condición de demanda máxima estimada luego de realizados los anteproyectos a mediano plazo para el escenario 2,

como respaldo a sus circuitos emergentes en caso de falla, mantenimiento o parada programada se presenta en la tabla 51.

Tabla 51. Respuesta de los circuitos ante condición de emergencia

Circuito fallado	Emergente	Demanda (kVA)	Aporte (kVA)	Observación
PCR_A1	PCR_A3	5897	3661	Recuperación del circuito
	PCR_B1	2568	3916	Recuperación del circuito
PCR_A2	PCR_A3	5897	3661	Recuperación del circuito
	PCR_B2	603	5005	Recuperación del circuito
PCR_B2	PCR_A2	2907	3553	Recuperación del circuito
	PCR_B1	2568	3916	Recuperación del circuito

9.3.1.2.2 Anteproyectos de adecuación S/E Marapa

La subestación Marapa únicamente requiere anteproyectos a mediano plazo, por tanto, las estrategias para resolver los problemas presentados en el circuito A1 perteneciente a esta subestación son iguales a las presentadas en el punto 9.3.1.1.2 del escenario 1, referente a los anteproyectos de adecuación para esta subestación.

9.3.1.3 Escenario 3:

En este escenario se plantea una adecuación especial; toma en cuenta las acciones que se requieren al proponer elevar de tensión los circuitos de una subestación. Se plantean las adecuaciones a mediano plazo suponiendo que se realizaron las adecuaciones propuestas en el punto 9.2.

9.3.1.3.1 Anteproyecto de adecuación S/E's Marapa y Picure

Se propone elevar el nivel de tensión de la subestación Marapa, de 4,8kV a 12,47kV. Para hacer esto posible, es necesario eliminar los transformadores reductores que pertenecen a esta subestación, tanto el transformador de 2MVA con relación de transformación 30/4,8kV como el transformador de 3MVA con relación

de transformación 12,47kV/4,8kV. Al hacer esta adecuación el circuito Marapa A1 dejaría de existir para formar parte ahora del circuito Picure A3 y eliminar la subestación Marapa.

Para ello también es necesario cambiar los aisladores de todos los postes del circuito Marapa A1 porque al realizar el cambio del nivel de tensión, por ende cambia el nivel de aislamiento requerido. Es necesario también hacer el corrimiento del neutro en todo el circuito de media tensión, ya que también cambia la topología de conexión del circuito en media tensión, de delta a estrella con un total de 10,038km de conductor del neutro a través de todo el circuito. Las estructuras o postes no requieren ser cambiadas ya que están diseñadas para una tensión de soportabilidad de 15kV por lo que no es necesario sustituirlas. Además, es importante también cambiar los transformadores que sean de mando simple, porque no tienen el tap necesario para operar a 7200V (tensión línea-neutro) o lo que es igual a 12,47kV (tensión línea-línea). En la tabla 52 se muestra el resumen de los transformadores que requieren ser remplazados.

Tabla 52. Resumen de transformadores del circuito A1 de la S/E Marapa a ser remplazados

Cuchilla de Protección	Ubicación	Cant. Unid.	kVA	Volt. Sec.	Tipo de Servicio	Tipo de Conexión.
PD30729	23CH597	3	15	208	Residencial	Δ -Y
PD17983	34CH139	1	50	240	Residencial	M
PD33076	35CH387	1	15	240	Residencial	M
PD33077	45CH106	1	50	240	Residencial	M
PD19751	34CH186	1	50	240	Residencial	M
PD11345	54CH121	1	50	240	Residencial	M
PD23683	54CH151	1	50	240	Residencial	M
PD23684	53CH175	1	50	240	Residencial	M
PD11048	33CH140	2	25	240	Residencial	Δ - Δ A
PD48950	72CH176	3	25	240	Industrial	Δ - Δ
PD49499	35CH240	1	50	120	Residencial	M

Con una inversión inicial referente a sustitución de equipos aproximada de 877.059 Bs. F. como parte de la ejecución del anteproyecto de adecuación del circuito A1 de la S/E Marapa.

Luego es necesario hacer adecuaciones en el circuito A3 de la subestación Picure con el propósito cumplir con los requerimientos exigidos, basándose en los criterios que maneja la empresa. En la tabla 53 se presenta un resumen de las adecuaciones a realizar.

Representando una inversión total aproximada de 171.637 Bs. F. como parte de ejecución del anteproyecto de adecuación del circuito A3 de la S/E Picure.

Tabla 53. Resumen de anteproyectos de adecuación del circuito de la S/E Picure.

N° de Anteproyecto	Circuito	Descripción	Longitud (m)	Presupuesto aproximado (Bs. F.)
1	PCR_A03	Cambio de calibre de conductor subterráneo de 500PLT15 a 750PLT15 a la salida de barra hasta el ID18319.	107	85.044
2	PCR_A03	Cambio de calibre de conductor de Cu#2 a Al 4/0 en los tramos 3 y 10 de la LD 10572 y en los tramos 1, 2, 3 y 5 de la LD 10569.	390	86.593

Tomando en cuenta lo expuesto en las tablas 52 y 53, para ejecutar el anteproyecto de elevar el nivel de tensión del circuito A1 de la S/E Marapa y transferirlo al circuito A3 de la S/E Picure se requiere una inversión aproximada de 1.048.696 Bs. F.

9.3.1.3.1.1. Factores característicos del circuito

Después de realizados los anteproyectos de adecuación se presentan en las tablas 54 y 55 los factores característicos del circuito, luego de realizar las corridas de flujo con su nueva topología para la condición de demanda máxima estimada, tomando en cuenta la adición del circuito A1 de la S/E Marapa al circuito A3 de la S/E Picture.

Tabla 54. Voltaje mínimo del circuito A3 de la S/E Picture

Circuito	Voltaje mínimo (°/1) con anteproyectos a corto plazo	Voltaje mínimo (°/1) con anteproyectos a mediano plazo
PCR_A3	0,95	0,96

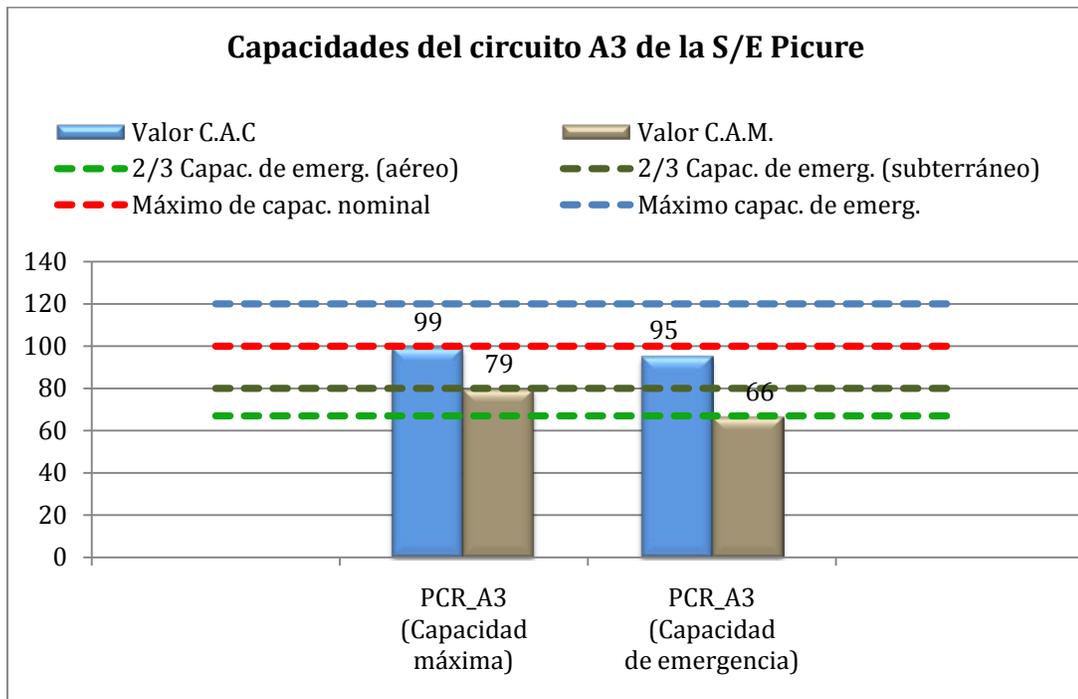
Tabla 55. Pérdidas activas y reactivas del circuito A3 de la S/E Picture

Circuito	Activas (kW)	Activas (kW)	Activas (%)	Activas (%)	Reactivas (kVAR)	Reactivas (kVAR)	Reactivas (%)	Reactivas (%)
	C.A.C	C.A.M	C.A.C	C.A.M	C.A.C	C.A.M	C.A.C	C.A.M
PCR_A3	182,70	144,60	2,49	1,97	252,70	203,50	3,45	2,78

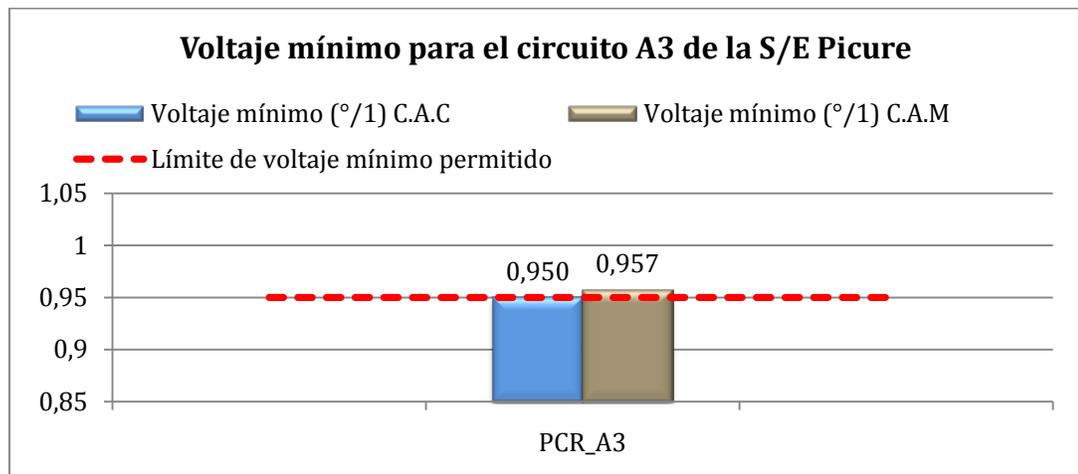
C.A.C.: con anteproyectos a corto plazo

C.A.M.: con anteproyectos a mediano plazo

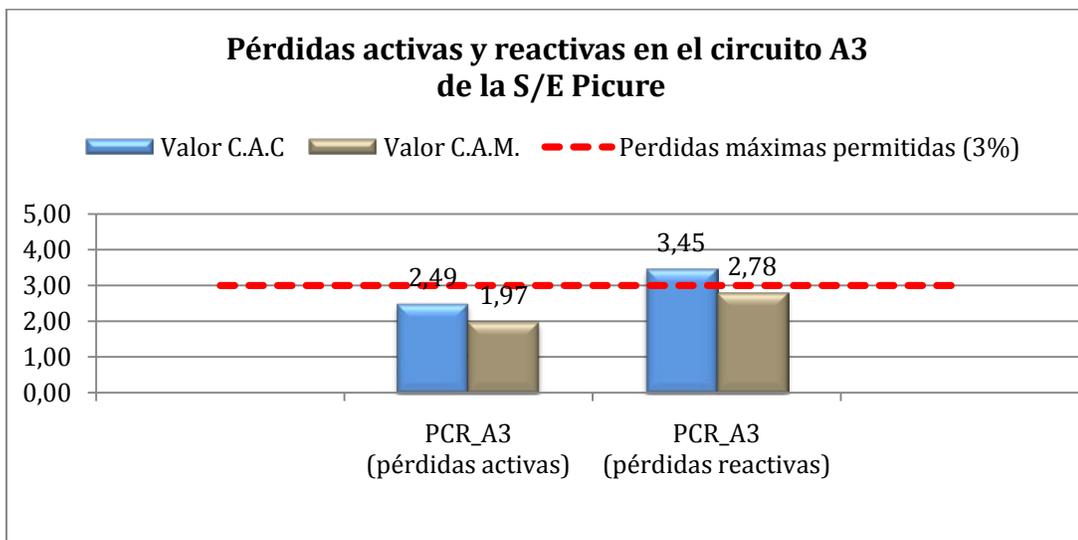
En las gráficas 34, 35 y 36 se muestran las capacidades máximas de carga de los conductores, los valores de voltaje mínimo y las pérdidas activas y reactivas luego de realizar los anteproyectos a corto plazo y mediano plazo en el circuito afectado. Para las tres figuras se emplea la terminología de C.A.C (con anteproyectos a corto plazo) y C.A.M (con anteproyectos a mediano plazo).



Gráfica 34. Comparación de las capacidades del circuito, antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.



Gráfica 35. Comparación de los voltajes mínimos del circuito, antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.



Gráfica 36. Comparación de las pérdidas de potencia activa y reactiva del circuito antes y después de realizados los anteproyectos de adecuación.

9.3.1.3.1.2 Condición de operación en emergencia

El análisis para la condición de emergencia sirve para evaluar la capacidad de respuesta que tiene el circuito A3, ante la condición de demanda máxima estimada luego de realizados los anteproyectos a mediano plazo para el escenario 3, como respaldo a sus circuitos emergentes en caso de falla, mantenimiento o parada programada se presenta en la tabla 56. Además que gracias a esta adecuación, a través del ID4445 es posible una nueva interconexión con el circuito Tacagua B2 lo que representa un nuevo respaldo ante condición de operación en emergencia.

Tabla 56. Respuesta de los circuitos ante condición de emergencia

Circuito fallado	Emergente	Demanda (kVA)	Aporte (kVA)	Observación
PCR_A01	PCR_A03	5897	3571	Recuperación del circuito
	PCR_B01	2568	3916	Recuperación del circuito
PCR_A02	PCR_A03	5897	3571	Recuperación del circuito
	PCR_B02	603	5005	Recuperación del circuito

9.3.2 Anteproyecto de expansión de la subestación Picure.

Como se pudo observar en el punto 7.5.2.4 del capítulo VII, el criterio de capacidad firme de la S/E Picure se ve violado a partir del año 2011, por lo que es necesario instalar una nueva unidad transformadora de las mismas características a las ya existentes, o instalar unidades de mayor capacidad, ya que ante la salida de una de las unidades por causa de falla o mantenimiento, la otra unidad no será capaz de suplir la carga total de la S/E provocando un bote de carga lo que atenta contra los criterios de confiabilidad, continuidad y calidad de servicio de la empresa.

CAPÍTULO X

10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

10.1 Conclusiones

Para poder realizar un diagnóstico del estado actual de la red y de los circuitos pertenecientes a las subestaciones bajo estudio, Picure en 12,47kV y Marapa en 4,8kV, fue necesario implementar la metodología descrita en este trabajo a través de 9 etapas: recopilación de información, construcción de esquemas digitales, estimación de la demanda eléctrica, simulación de las condiciones actuales del sistema, estudio de soluciones técnicas, simulación de las condiciones futuras del sistema, establecimiento del plan de expansión, análisis de contingencias y evaluación técnico económica. Que unido a las herramientas computacionales proporcionadas por la empresa (PSS/ADEPT y ASP) sirvieron para elaborar las debidas estrategias de solución a los problemas detectados.

Dentro del estudio de planificación de distribución, una correcta predicción de la demanda juega un papel fundamental y si se quiere el más delicado ya que aunado a esto se encuentra un factor importante a tomar en cuenta que es la inversión necesaria en los debidos tiempos lo que provoca que el estudio se haga de la forma más eficiente y económica posible. Para ser preciso es necesario manejar un cierto volumen de información con un alto grado de veracidad, tomar en cuenta el número indicado de variables y reconocer las características propias de cada región que son todos factores que ayudan mucho al momento de la estimación de la demanda. Recopilar y depurar los datos históricos, para luego ejecutar el método de estimación elegido, requiere de un tiempo importante dentro del estudio, además de una atención especial.

Los circuitos de la subestación Picure son altamente radiales. Debido a esta característica los trasposos de carga no representan una opción viable para poder liberar un poco los circuitos más cargados lo que impide o disminuye considerablemente la posibilidad de rescate de los mismos ante contingencias. Esto atenta contra los estándares de confiabilidad, operatividad y calidad de servicio de la empresa, ya que ante condiciones de emergencia atenta directamente contra la continuidad del servicio para algunos clientes.

Para la subestación Picure los problemas se concentraron en los circuitos A3 y B1. Para el primero, la cantidad de carga conectada es la razón principal de los problemas presentados, siendo la estrategia de cambio de calibre de conductor la solución que apuntaba a este tipo de problema y fue la que solventó los problemas técnicos presentados en dicho circuito, debido también a la imposibilidad de realizar trasposos de carga para poder aligerar el circuito, también se pudo observar una mezcla en los calibres de los conductores que involucraron a varios tramos del troncal del circuito ya que provocan “cuellos de botellas” imposibilitando el funcionamiento bajo los criterios óptimos de operación de la empresa y reduciendo a su vez la vida útil de los conductores asociados. El caso del circuito B1 fue la extensión del mismo, alcanzando una extensión de hasta 25km lineales desde la salida de la subestación hasta el final del circuito lo que genera una caída de tensión en el circuito considerable y pérdidas activas importantes también, siendo la estrategia de solución la inserción de reactivos en el circuito (bancos de condensadores) para elevar el perfil de tensiones y disminuir las pérdidas activas.

El problema básicamente de la subestación Marapa es que por su condición intrínseca de ser una subestación compacta (que presta servicio a un solo cliente o beneficiario) siendo este el pueblo de Marapa, que a su vez posee un único circuito en un nivel de tensión de 4,8kV la convierte en una “isla”, ya que se encuentra rodeada de los circuitos de subestaciones que operan a un nivel de tensión de 12,47kV lo que provoca que no sea posible recuperar dicho circuito ante condición de emergencia por

el problema de desfasaje antes mencionado. Esta característica también atenta contra los estándares de confiabilidad, operatividad y calidad de servicio de la empresa.

A futuro el circuito A1 de la subestación Marapa se vio comprometida con el bajo voltaje al final del troncal, por lo que la estrategia a seguir fue la de inserción de reactivos en la red. Por otra parte se planteó una adecuación que a pesar de no ser económica puede ser fundamental a la hora de recuperar carga, ya que se propuso el cambio del nivel de tensión de 4,8kV a 12,47kV en esta subestación logrando así evitar que las cargas del circuito Marapa A1 salgan fuera de servicio en caso de contingencia.

La capacidad de carga no es el problema mayor dentro de estas subestaciones; a pesar de cómo se mostró en el capítulo VII, la capacidad firme de la subestación Picture se ve violada a partir del año 2011 lo que llevó a realizar la propuesta de insertar una unidad transformadora de las mismas características a las ya existentes. Lo que si representó el problema principal es la longitud o extensión de los circuitos para dar servicio. Los circuitos con una extensión tan importante a través de la zona servida provocan, inevitablemente caídas de tensión, problemas de capacidad límite violadas, pérdidas y problemas con la vegetación que implica salidas de servicio y operación en condiciones no deseadas.

Para la implementación de las propuestas planteadas en el escenario 2 tomado como escenario ideal de ejecución, los costos asociados para dar solución a los problemas técnicos presentados son de 427.930 Bs.F. como respuesta a las adecuaciones planteadas a corto plazo; y de 83.425 Bs.F. como respuesta a las adecuaciones planteadas a mediano plazo. Obteniéndose un total de inversión de 511.355 Bs.F. Lo que representa una inversión factible como respuesta a la problemática planteada.

10.2 Recomendaciones

Se recomienda implementar la metodología descrita en este trabajo para futuros estudios de planificación de distribución. Junto con ello, la implementación de un programa (software) que permita realizar el proceso de estimación de demanda con los métodos que más se hayan ajustado al comportamiento real en los últimos años, de estudios presentados previos a este. Con esto se reduce considerablemente el tiempo de aplicación del método y le genera un mayor grado de certeza al proceso predictivo.

Se recomienda realizar los anteproyectos planteados en las estrategias de solución a corto y mediano plazo, de los circuitos que presentaron problemas para las subestaciones en estudio Picure y Marapa. Tomando como referencia el escenario 2 como escenario ideal de ejecución, ya que representa la solución más económica y que va acorde con los tiempos en donde se violan las características técnicas de los circuitos, de acuerdo a la evolución de la demanda como parte del estudio.

Adicionalmente se recomienda evaluar el alcance y las debilidades del programa ASP (Análisis de Sistemas Primarios) como programa bandera para la realización de los diagramas de flujo ya que no es lo suficientemente inquisitivo a la hora de recoger los datos o características de cada carga por separado, lo que le proporciona un cierto margen de error que no es capaz de ser evaluado ya que asume valores estándar para todo el circuito en estudio, lo que no permite ser completamente certero a la hora de realizar el diagnóstico de la red.

En el proceso de planificación es importante llevar un registro preciso de las solicitudes de factibilidad de servicio requeridas por los clientes. Para poder completar el proceso de planificación es fundamental conocer los cambios a la topología de la red de suministro eléctrico. Se recomienda tener al alcance un cronograma frontera de 3 años de las obras civiles y eléctricas, que acarreen la

ejecución de nuevos proyectos. Esto sería ideal para optimizar los resultados en la planificación de distribución ya que se podrían incluir dichas modificaciones de la red en el estudio a corto y mediano plazo.

Es necesario realizar una inspección detallada del recorrido de los circuitos, con esto identificar los lugares de alta vegetación para la instalación de reconectores en la red, esto con el propósito de darle continuidad al servicio cuando los circuitos operen sin la ocurrencia de fallas. Este elemento de protección es importante debido a las características de la zona que fusionan los efectos de su ubicación cerca del mar con los recorridos altamente montañosos, reduciendo así la tasa de falla y permitiendo la reconexión automática sin la necesidad de destinar una cuadrilla para ello.

Se recomienda evaluar como posible solución al problema de caída de tensión y pérdidas de potencia activa del circuito B1 de la subestación Picure un posible traspaso de carga permanente al circuito Carayaca B2 a través de las cuchillas de interconexión (ID23587, ID27905 e ID28969). Para disminuir entonces la longitud del circuito en estudio lo que sería una solución más económica a las propuestas en este trabajo.

Se recomienda hacer un estudio de factibilidad como alternativa a la subestación, el uso de generación distribuida en los circuitos que tienen una gran extensión que aumentan las pérdidas en la línea y el problema de caída de tensión. El impacto de la generación distribuida depende tanto de su nivel de penetración, como del tipo de tecnología. Si la generación distribuida es adecuadamente dimensionada, ubicada y seleccionada en términos de la tecnología, ésta puede claramente, proveer un beneficio al control, operación y la dinámica del sistema de potencia [26]. Su efecto puede enumerarse en los siguientes grupos: pérdidas de potencia, control de voltaje, estabilidad de voltaje, balance generación-demanda y estabilidad transitoria

[26]. Es por esto que su empleo puede ser de gran importancia y su aporte debería ser considerado como alternativa de solución a los problemas encontrados.

Se recomienda evaluar la factibilidad del cambio de nivel de tensión del circuito A1 de la subestación Marapa, haciéndolo pertenecer al circuito A3 de la subestación Picure ya que al no poseer un circuito emergente, ante condiciones de falla sale el circuito de servicio por su característica de estar aislado por el nivel de tensión de las subestaciones adyacentes a ella (Picure y Tacagua). Convirtiéndose así en una alternativa que aumente la robustez del sistema al activar una interconexión que está fuera de servicio a través de la cuchilla (ID4445) que está entre el circuito Marapa A1 y el circuito Tacagua B2.

Como parte de la evaluación de factibilidad del proyecto del cambio de nivel de tensión del circuito A1 de la subestación Marapa, se recomienda hacer un estudio de planificación a corto y mediano plazo basado en los indicadores de confiabilidad (SAIDI, SAIFI y CAIDI) al circuito Tacagua B2 [27].

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] García, J. “Estudio de seccionador bajo carga telecomandado en la red de distribución de media tensión de la C.A. La Electricidad de Caracas”. Universidad Central de Venezuela. Febrero 2.010.

[2] Ley Orgánica del Servicio eléctrico (gaceta Oficial N° 5568 (2001)). Artículo 36 Capítulo IV. De la Distribución. – Caracas: Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela – pag. 11.

[3] Así es la EDC: Historia, Disponible en internet:

<http://www.laedc.com.ve/ArticlesDetail.asp?CategoryId=10893&Modulo01&ParentCat=10871&Depth=1>, consultado el 26 de noviembre de 2.009.

[4] Así es la EDC: Misión, Visión, Valores. Disponible en internet:

<http://www.laedc.com.ve/ArticlesDetail.asp?CategoryId=10874&Modulo=1>, consultado el 26 de noviembre de 2.009.

[5] Plan del sistema de Distribución. Disponible en internet:

<http://www.edc-ven.com.ve>, consultado el 26 de noviembre de 2.009.

[6] Estructura organizativa de la nueva EDC. Disponible en internet:

http://www.edc-ven.com.ve/new_intranet/informacion/Estructura%20Organizativa%20Nueva%20EDC.pdf, consultado el 26 de noviembre de 2.009.

[7] Manual para el Diseño del Sistema de Distribución a Corto Plazo. CADAFE. 1.985

[8] Clemente, D. “Estudio de Planificación a corto plazo de la red de distribución de las S/E Guairita y Santa Cruz”. Informe final de Pasantía. Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Mayo 2.006.

[9] Glosario de términos. Disponible en internet:

<http://www.laedc.com.ve/Glosario.asp?CategoryId=10908&Modulo=1&ParentCat=10871&Depth=1&Hijo=3&CategoryId2=10959>, consultado el 11 de noviembre de 2.009.

[10] Roso B., G. “Estudio de Planificación a corto plazo de la S/E Caraballeda en 12.47 kV de la región Vargas”. Informe final de Pasantía. Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Abril 2.008.

[11] Chávez B, F. “Estudio de planificación a corto y mediano plazo de la subestación Longa España, región Vargas, de 30/12.47 kV de la C.A. La Electricidad de Caracas”. Universidad Simón Bolívar. Sede del Litoral. Enero 2.004.

[12] Briceño G., H. “Estudio de Planificación a corto plazo de la S/E Tacagua en 12,47 kV de la región Vargas”. Informe final de Pasantía. Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Octubre 2.006.

[13] Silva, A. “Manual de procedimientos: Estudios de planificación a corto plazo” C.A. Electricidad de Caracas. Agosto 2.008.

[14] Guerra V, M. “Estudio de planificación a corto y mediano plazo de las S/E’s Carayaca y Picure de la región Vargas”. Informe final de Pasantía. Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Abril 2.008.

- [15] Quintero, C. “Estudio de planificación a mediano plazo de una S/E de distribución de 100MVA en 12,47kV”. Informe final de Pasantía. Universidad Simón Bolívar. Sartenejas, Abril 2.005.
- [16] Orea, E. “Estudio a corto plazo de las áreas 4 y 8 de la E de C”. Universidad Simón Bolívar. Sartenejas, Enero 1.992.
- [17] Naranjo, A. “Instructivo para la ejecución de los planes a corto y mediano plazo del sistema primario en la EDC”. Caracas 2.003.
- [18] Rodríguez, C. “Manual de procedimientos: Estudios de planificación a mediano plazo”. C.A. Electricidad de Caracas. Agosto 2.008
- [19] Ereú, M. “Norma de diseño (IID) 6 – 2.006: Aplicación de seccionamiento e interconexión manual en alimentadores de distribución”. C.A. Electricidad de Caracas. Noviembre 2.006.
- [20] Lamb, A. “Planificación a Corto Plazo de los Circuitos de la S/E Coche en 4,8 kV”. Informe final de Pasantía. Universidad Simón Bolívar. Sartenejas, Febrero 2.003.
- [21] Infante C, J. “Modelo de estimación espacial de consumos eléctricos para la planificación de la expansión de sistemas de transmisión”. Universidad de Chile. Marzo 2.006.
- [22] Allende, H. “Capítulo 5: Modelos pronósticos ingenuos y adaptativos”. Departamento de Informática. Universidad Técnica Federico Santa María. Chile 2.002.

[23] Holton, J. y Keating, B. “Previsiones en los negocios”. 2da Edición. Irwin, España.

[24] Gutiérrez M., E. “La demanda residencial de energía eléctrica en la Comunidad Autónoma de Andalucía: un análisis cuantitativo”. Universidad de Sevilla. España 2.003.

[25] Herramienta online para ajuste de curvas. Disponible en internet:
<http://zunzun.com/>. Consultado en enero 2010.

[26] Ing. Gonzalez L., F. “Impacto de la generación distribuida en el comportamiento de los sistemas de potencia”. Tesis Doctoral. Universidad Central de Venezuela. Noviembre 2.007.

[27] Casanova G., Miguel J. “Planificación a corto plazo basada en los indicadores de confiabilidad SAIDI, SAIFI y CAIDI de los circuitos más críticos de la región centro de la C.A. La Electricidad de Caracas-Zona Metropolitana”. Universidad Central de Venezuela. Mayo 2.008.

[28] Naranjo, A “Guía de comandos del programa ASPV7A”. Manual. Caracas 2.003.

[29] Instalación de bancos de capacitores. Disponible en internet:
http://www.leyden.com.ar/esp/pdf/bancos_poste.pdf. Consultado en mayo 2010.

BIBLIOGRAFÍA

Enríquez H., Gilberto. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA ELÉCTRICA. Editorial Limusa, S.A. de C.V. Grupo Noriega Editores. Balderas 95, México, D.F. 2.008.

ISBN-13: 978-968-18-6715-7.

Grainger, Jhon. William, Stevenson. ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA. Editorial Mc Graw Hill. Naucalpan de Juarez, Estado de México. 2.003. ISBN: 970-10-0908-8.

Tesis

García C., Janeiry C. Estudio de seccionador bajo carga telecomandado en la red de distribución de media tensión de la C.A. La Electricidad de Caracas (Tesis). Universidad Central de Venezuela. Caracas 2.010.

Clemente, D. Estudio de planificación a corto plazo de la red de distribución de las S/E Guairita y Santa Cruz (Informe final de Pasantía). Universidad Simón Bolívar. Caracas 2.006.

Roso B., Geraldine R. Estudio de planificación a corto plazo de la S/E Caraballeda en 12.47 kV de la región Vargas (Informe final de Pasantía). Universidad Simón Bolívar. Caracas 2.008.

Chávez B., Franz. Estudio de planificación a corto y mediano plazo de la subestación Longa España, región Vargas, de 30/12,47 kV de la C.A. La Electricidad de Caracas (Informe final de Pasantía). Universidad Simón Bolívar. Caracas 2.004.

Briceño G., Héctor A. Estudio de planificación a corto plazo de la subestación Tacagua en 12,47 kV de la región Vargas (Informe final de Pasantía). Universidad Simón Bolívar. Caracas 2.006.

Guerra V., Mónica A. Estudio de planificación a corto y mediano plazo de las S/E's Carayaca y Picure de la región Vargas. (Informe final de Pasantía). Universidad Simón Bolívar. Caracas 2.008.

Quintero, Carmen. Estudio de planificación a mediano plazo de una S/E de distribución de 100MVA en 12,47 kV (Informe final de Pasantía). Universidad Simón Bolívar. Caracas 2.005.

Orea, Emar. Estudio a corto plazo de las áreas 4 y 8 de la E de C (Tesis). Universidad Simón Bolívar. Caracas 1.992.

Ing. Gonzalez L., Francisco M. Impacto de la generación distribuida en el comportamiento de los sistemas de potencia. (Tesis Doctoral). Universidad Central de Venezuela. Caracas 2.007.

Casanova, Miguel. Planificación a corto plazo basada en los indicadores de confiabilidad SAIDI, SAIFI y CAIDI de los circuitos más críticos de la región Centro de la C.A. La Electricidad de Caracas-Zona Metropolitana. Universidad Central de Venezuela. Caracas 2.008.

Normas

- IEEE C37.100-2001. Standard definitions for power switchgear.
- Norma (I) 4-2006. Propiedades y constantes de conductores en líneas de distribución.
- Normas de calidad del servicio de la distribución de la electricidad.

- Código Eléctrico Nacional.
- Ley Orgánica del Servicio Eléctrico.
- Norma (IIB)1. 11-1973. Perfil de voltaje para diseño.
- Normas de Ingeniería de Distribución. Unidades de construcción electromecánicas de la C.A. La Electricidad de Caracas.
- Norma IIB-2006. Tensiones normalizadas para redes de distribución.

GLOSARIO

Acometida [9]

Conjunto de conductores y equipos utilizados para la conexión entre la red eléctrica de la distribuidora y el punto de suministro al usuario.

Alimentador [9]

Circuito de distribución en media tensión.

Baja tensión [9]

El nivel de tensión menor o igual que 1kV.

Banco de capacitores [10]

Es un equipo utilizado con el fin de reducir las pérdidas en los circuitos y para llevar los niveles de tensión a las normas de diseño estipulada.

Banco de capacitores fijos [10]

Estos capacitores son utilizados en zonas donde se requiere que el nivel de tensión sea normalizado las 24 horas del día, sin importar como pueda variar la carga. Por lo general son utilizados en circuitos con un perfil de carga bastante uniforme desde el punto de vista de las variaciones de demanda.

Cables de distribución (CD) [10]

Se define como un tramo de línea subterránea que posee en cada extremo un ID, bien sea una cuchilla o un interruptor.

Capacidad de diseño [10]

El valor de esta capacidad depende del número de circuitos con que la empresa de servicio eléctrico trabaja para lograr la recuperación de un circuito fallado. A partir de esto se tiene que, todo circuito primario bajo condiciones normales de carga, debe tener como porcentaje de carga de diseño máximo (2/3) de su capacidad de emergencia.

Capacidad de emergencia o de sobrecarga [20]

Es la carga máxima que puede soportar un conductor sin sufrir daños irreversibles, al igual que en la capacidad nominal del troncal, esta depende de otros factores como la cantidad de ductos ocupados en la bancada donde se encuentra el conductor, etc. Para conductores desnudos se asume que la capacidad de emergencia es igual a la capacidad nominal. La vida útil no se verá afectada si la operación en condición de emergencia o por sobrecarga se realiza por cortos períodos.

Capacidad instalada [10]

Es la potencia total en kVA que la empresa distribuidora pone exclusivamente a disposición del usuario en el punto de suministro.

Capacidad instalada de la subestación [10]

Es la sumatoria de las capacidades nominales de cada una de las unidades transformadoras ubicadas en la subestación.

Capacidad nominal [11]

Se define como la carga máxima que puede soportar un conductor sin que se reduzca su vida útil, tomando en consideración calibre, tipo de conductor (aluminio o cobre), el material aislante (polietileno, papel plano, goma neopreno, etc.) y el número de ductos ocupados por bancada.

Capacidad nominal de transformación [12]

Capacidad de transformación expresada en kVA, de acuerdo con los datos de placa de los equipos o unidades transformadoras.

Carga conectada de un circuito [10]

Es la suma de todas las capacidades nominales de los equipos de transformación conectados a un circuito. Esta información viene adjunta al plano de operación de cada circuito.

Cargas concentradas [10]

Son todas las cargas puntuales que son alimentadas por un circuito determinado. Por cada carga concentrada habrá un seccionador (S), y un poste de distribución (PD).

Cargas distribuidas [13]

Son cargas que están geográficamente dispersas en inmuebles separados y que, por razones económicas, están servidas por uno o más puntos de transformación, cada uno de los cuales sirve un sector determinado. Es el caso de urbanizaciones residenciales y parcelamientos industriales, donde los servicios de cada inmueble sirven generalmente a un solo suscriptor.

Circuito emergente [10]

Son los circuitos que están encargados de recuperar la carga de otros circuitos cuando estos se encuentran en situaciones de emergencia o bajo operaciones de mantenimiento.

Conexión modular de seccionamiento (CMS) [10]

Consiste en un punto de empalme o derivación del circuito primario elaborado con conexiones modulares atornillables de diseño especial. Puede seccionar y/o poner a tierra el circuito, además, puede ser operada más rápidamente que una conexión modular normal. Su operación debe hacerse sin tensión.

Confiabilidad [13]

Se entiende por confiabilidad de un sistema como la probabilidad de que este opere bajo condiciones de diseño, por períodos largos de tiempo y con interrupciones del servicio eléctrico de corta duración.

Contingencia [13]

Se trata de una condición de emergencia, en este caso se simula el circuito cuando está supliendo su carga demandada y adicionalmente la carga de otro circuito que se encuentre en condición de falla. Esta simulación permite conocer la capacidad que tiene un circuito para auxiliar a sus circuitos vecinos mediante las interconexiones que existan entre ellos y la capacidad de recuperación del circuito fallado.

Demanda [13]

Es la carga en los terminales receptores, tomada como valor medio en un intervalo de tiempo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda. La duración que se fije a este intervalo dependerá del valor de demanda que se desee conocer. Se puede afirmar que es requisito indicar el intervalo de demanda, ya que este da sentido práctico al valor establecido.

La demanda se suele expresar en kW, kVA o Amperios en intervalos de tiempo que pueden ser de 15 minutos, 30 minutos, 1 hora o más largos.

Demanda máxima [13]

Es el máximo valor de demanda, de una o varias cargas, que se presenta en un período de tiempo establecido.

Demanda promedio [11]

La demanda promedio es la potencia media que se mide mediante algún método o dispositivo integrador de energía durante un tiempo definido. La demanda promedio se calcula por la expresión 1.

$$D_{prom} = \frac{1}{T} \int_0^t D dt \quad (1)$$

Donde:

D_{prom} :	Demanda promedio en un intervalo de tiempo	[kW o kVA]
t:	Tiempo de evaluación	[Unidad de tiempo]
T:	Período total de valores	[Unidad de tiempo]
D:	Demanda durante el período de estudio	[kW o kVA]

Densidad de carga [10]

Es el cociente entre la carga instalada y el área de la zona del proyecto; se expresa en kVA/km^2 , kW/km^2 . Se calcula por la expresión 2.

$$Densidad\ de\ carga = \frac{Carga\ conectada}{Área} \quad (2)$$

Factor de carga [7]

Es la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima en el mismo intervalo. Este concepto se indica en la expresión 3.

$$F_c = \frac{D_{prom}}{D_{max}} \quad (3)$$

Donde:

F_c: Factor de carga

D_{prom}: Demanda promedio ocurrida en un intervalo de tiempo

D_{max}: Demanda máxima ocurrida en un intervalo de tiempo

De la expresión anterior se puede deducir que el factor de carga siempre está entre los límites que se muestran en la expresión 4.

$$0 < F_c < 1 \quad (4)$$

Factor de demanda [7]

Es la razón entre la demanda máxima y su carga total instalada en un intervalo de tiempo dado, indicando el porcentaje de carga instalada que se está alimentando. El factor de demanda generalmente es menor que uno siendo unitario cuando, durante el intervalo, todos los equipos consumen sus potencias nominales. Este concepto se indica en la expresión 5.

$$F_d = \frac{D_{max}}{Carga\ conectada} \quad (5)$$

Donde:

F_d: Factor de demanda

D_{max}: Demanda máxima ocurrida en un intervalo de tiempo [kW o kVA]

Factor de pérdidas [7]

Se define como la razón ente el valor medio y el valor máximo de la potencia disipada como pérdida, en un intervalo de tiempo considerado. Se indica matemáticamente en la expresión 6.

$$Fp = \frac{P_{perd.prom}}{P_{perd.max}} \quad (6)$$

Donde:

Fp: Factor de pérdida

$P_{perd.prom}$: Pérdidas de potencia promedio en un intervalo de tiempo [Watts]

$P_{perd.max}$: Pérdidas de potencia en un intervalo de tiempo [Watts]

Otra forma de expresar el factor de pérdidas a partir de la ecuación 7 es:

$$Fp = \frac{P_{perd.prom} \cdot t}{P_{perd.max} \cdot t} = \frac{\text{Energía perdida en } t}{P_{perd.max} \cdot t} \quad (7)$$

Donde:

t: Intervalo de tiempo a evaluar [Unidad de tiempo]

Al disponer de mediciones en un período de tiempo determinado, de demanda de potencia es posible determinar el factor de carga de uno o varios consumidores. A partir de la expresión 6 se puede sustituir por las expresiones fundamentales de potencia aparente 8 y pérdida de potencia activa 9.

$$S = \sqrt{3} \cdot V_{LL} \cdot I \quad (8)$$

Donde:

S: Potencia aparente [VA]

V_{LL} : Voltaje entre fases o Voltaje línea-línea [Volts]

I: Corriente en la fase [Amper]

$$P_{perd} = I^2 \cdot R \quad (9)$$

Donde:

D_{prom} : Demanda promedio en un intervalo de tiempo [Watts]

I: Corriente en la fase [Amper]

R: Resistencia equivalente [Ohm]

Sustituyendo en la expresión 6 por las expresiones 8 y 9 se obtiene la expresión 10 de Fp para el circuito a partir de los valores de potencia aparente promedio y máximo en los datos de demanda eléctrica.

$$Fp = \frac{P_{prom}}{P_{max}} = \frac{I_{prom}^2 \cdot R}{I_{max}^2 \cdot R} = \frac{\left(\frac{S_{prom}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL}}\right)^2 \cdot R}{\left(\frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL}}\right)^2 \cdot R} \rightarrow Fp = \left(\frac{S_{prom}}{S_{max}}\right)^2 \quad (10)$$

Donde:

I_{prom} : Valor de corriente eléctrica promedio en un período de tiempo [Amper]

I_{max} : Valor de corriente eléctrica máxima en un período de tiempo [Amper]

S_{prom} : Potencia aparente promedio en un período de tiempo [VA]

S_{max} : Potencia aparente máxima en un período de tiempo [VA]

3.2.27 Factor de utilización [7]

El factor de utilización de un sistema eléctrico es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema en un intervalo de tiempo, indicando la fracción de la capacidad del sistema que se está siendo utilizado durante el pico de carga en el intervalo considerado. Este concepto se indica en la expresión 11.

$$Fu = \frac{D_{max}}{Capacidad\ instalada} \quad (11)$$

Donde:

Fu: Factor de utilización del sistema o circuito

D_{max} : Demanda máxima ocurrida en un intervalo de tiempo [kW o kVA]

Gran demanda [10]

Potencia contratada mayor que 30kVA.

Interrupción [10]

Desconexión del servicio por razones técnicas o de seguridad.

kVA Instalado [10]

Capacidad de transformación nominal de los transformadores de media a baja tensión conectados a la red.

Línea de distribución (LD) [10]

Se define como un tramo de línea aérea que posee en cada extremo un ID, bien sea una cuchilla o un interruptor.

Media tensión [10]

El nivel de tensión mayor que 1kV y menor que 69kV. En la región Vargas se manejan en media tensión los niveles de 4,8kV; 8,3kV y 12,47kV.

Nivel de cortocircuito [10]

Se define como la corriente máxima que circularía por un punto de la red ante la peor condición de falla.

Pequeña demanda [10]

Potencia contratada menor o igual que 30kVA.

Planos de operación [12]

Son representaciones gráficas que contienen información geográfica de las rutas de los circuitos primarios y de los equipos conectados a lo largo de estas rutas. Se resaltan los diferentes puntos de seccionamiento, puntos de transformación, puntos de interconexión con circuitos vecinos, el tipo y calibre de los conductores y los puntos de compensación reactiva. Los planos presentan leyendas en las cuales se especifican los datos de cada uno de los equipos conectados en el circuito: transformadores (T), postes de distribución (PD) e interruptores de distribución (ID).

Planos macro [12]

Son representaciones gráficas que muestran las rutas de los circuitos de una subestación y que permiten identificar su ubicación en la cuadrícula. Al igual que en los planos de operación, se resaltan los puntos de seccionamiento, transformación e interconexión con otros circuitos. No se presentan las especificaciones en cuanto al calibre de los conductores, sólo se especifican si son tramos aéreos o subterráneos. Cada circuito es representado por un código de colores estandarizado.

Porcentaje de caída de tensión [10]

Se define como la diferencia porcentual de tensión entre un punto cualquiera del circuito y la barra de salida de la subestación. Se calcula en forma general mediante la expresión 3.2.37.1

$$\Delta V\%_{1-2} = \frac{V_2 - V_1}{V_{nom}} \cdot 100 \quad (3.2.37.1)$$

Donde:

$\Delta V\%_{1-2}$: Porcentaje de caída de tensión entre dos puntos

V_i : Valor de tensión en los diferentes puntos del sistema [Volts]

Seccionamiento [10]

Segmentación de un circuito de distribución.

Supervisor Control and Data Acquisition (SCADA) [10]

Siglas en ingles que significan Supervisión, Control y Adquisición de Datos. Un SCADA es un sistema basado en computadores que permite supervisar y controlar a distancia una instalación de cualquier tipo.

Troncal [10]

Se define como troncal de un alimentador de distribución, la ruta de mayor capacidad de energía o kVA de carga por metro lineal de recorrido. Esta definición se basa en el hecho de que la importancia del troncal es función de la magnitud de la demanda servida, excepto en el caso de clientes o consumidores especiales.

Valores admisibles de tensión [12]

Límites de variación de la tensión, para condiciones permanentes de funcionamiento del sistema.

ANEXO N°1

Programa de simulación de sistemas de potencia (ASP) de la C.A. La Electricidad de Caracas [28]

El programa computacional de análisis de sistemas de potencia ASP, es un software diseñado por el Ing. Alberto Naranjo, para la C.A. La Electricidad de Caracas, que permite evaluar condiciones de operación y de falla en los circuitos primarios de distribución.

El programa es utilizado para estudios de planificación de los sistemas, en las distintas regiones de la compañía, ya que permite el desempeño de los circuitos con condiciones de crecimiento de la carga, sin embargo, su uso ha sido extendido a otras unidades y departamentos debido a la particularidad de estar adaptado a procesos, informaciones y normas de la compañía.

A.I Características generales del programa ASP.

El sistema permite las siguientes tareas con circuitos primarios de distribución:

- Analizar, editar y diseñar redes.
- Simulación del crecimiento.
- Compensación capacitiva para mínima pérdida y corrección de bajo voltaje.
- Simulación de contingencias entre circuitos.
- Configuración de redes para mínima pérdida, máxima capacidad y mínimo costo de fallas.

Con las siguientes características que se enumeran a continuación:

- Ambiente gráfico interactivo de fácil manejo y aprendizaje, como se muestra en la figura A.1.

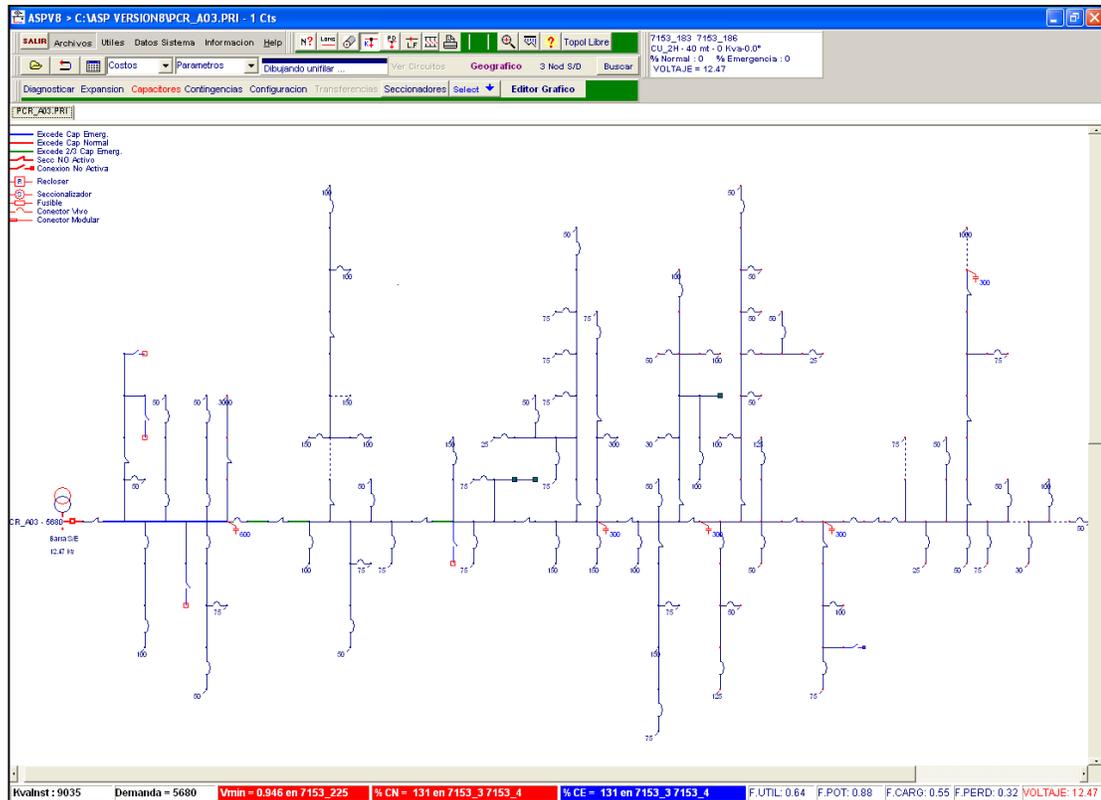


Figura A.1. Pantalla del programa computacional ASP

- Estructura de datos sencilla y fácil de crear y editar.
- Un mínimo de entrenamiento para su uso.
- Creación de demos.
- Fácilmente adaptable a requerimientos del usuario (personalizable).

- Despliegue del diagrama unifilar.
- Cambio inmediato de parámetros de la red por pantallas (%V, %C, factores).
- Reducción de redes (creación de equivalentes).
- Conversión de archivos de datos.

El ASP usa un formato propio de datos. Los archivos de datos con formato SCADA deben ser convertidos a este formato para ser utilizados.

A.II. Capacidad del programa ASP

Seguidamente se mencionan las capacidades y limitaciones del programa ASP:

- El número máximo de nodos y/o tramos de un caso es de 5.000, cuando se excede este límite, en la verificación de datos se emite mensaje y se detiene el proceso. En caso de referirse exceder este límite se deberá fraccionar la red en dos o más partes o aplicar las técnicas de reducción de redes.
- Se pueden manejar en un mismo caso hasta 2.500 calibres diferentes de conductores (tipos de construcción).
- Se pueden manejar en un mismo caso hasta 200 circuitos primarios.
- El tamaño de la ventana gráfica es de 2.000 x 2.000 píxeles. Si se excede este valor el cálculo no se detiene, pero el modelo gráfico de despliegue será truncado. Es normal que se puedan desplegar algunos tramos en nodos que

tienen más de cuatro ramas conectadas a ellos. Los nodos cuya conectividad no esté completa por esta u otra causa se resaltan en el gráfico (cuadro verde pequeño).

A.III. Comandos o acciones del ASP.

Estos se clasifican de acuerdo a la índole de las tareas a realizar en:

- a) Funciones de archivos: ubicados en el submenú ARCHIVOS. Se pueden ejecutar acciones comunes de abrir y cerrar archivos.
- b) Comandos de información: ubicados en el submenú INFO. Se muestra el estado de la red en diversas maneras, actualizándose cada vez que se modifique la topología y/o los factores o parámetros. Para obtener información del estado de un componente, se usan las ventanas de información de nodos y tramos. Para los indicadores de la red en el proceso, se ve la barra de estado.
- c) Funciones gráficas: en la barra de comandos rápidos los cuales modifican el diagrama unifilar que se está empleando, filtrando o cambiando el despliegue del mismo.
- d) Cambios de parámetros: en el submenú PARÁMETROS y en MENU FLOTANTE. Se permite modificar los siguientes factores de la red:
 - Voltaje del sistema, con los voltajes que maneja la C.A. La Electricidad de Caracas, en kV.
 - Voltaje de barra en p.u.
 - Factor de potencia.

- Demanda máxima en kVA
- e) Comandos generales del submenú UTILES: realiza acciones complementarias de las aplicaciones:
- Validación de archivos de datos.
 - Crear macros.
 - Crear demos.
 - Reducción de redes.
 - Conversión de datos.
- f) Comando de base de datos: ubicados en la ventana de base de datos. Permite ejecutar las funciones de crear y editar las bases de datos internas del ASP.
- g) Comando de aplicaciones: situados en las barras de herramientas conforman el núcleo más importante del ASP y con estos se realiza el análisis y simulación de las redes en estas tareas:
1. Simulación de la expansión: los comandos del menú de simulación de la expansión del circuito y su uso o actividad asociada son los siguientes:
 - Evaluar transferencias sin crecimiento: se evalúa para el circuito en pantalla, las transferencias posibles a los circuitos emergentes y simula la ejecución de los trasposos necesarios, en combinación con cambio de calibres en el propio circuito,

con objeto de adecuar sus indicadores, en caso que existan violaciones de carga, voltaje y pérdidas en el circuito.

- Evaluar transferencias con crecimiento: este comando aplica primero el crecimiento al circuito en pantalla y a los circuitos emergentes, después de lo cual se procede a la simulación de trasposos en la misma forma del comando anterior.
 - Simular crecimiento: simula el crecimiento de la red sometida a una tasa de expansión por cierto número de años para determinar si se requiere efectuar adiciones a la misma o si la carga adicional es tolerada por la red en su configuración actual.
 - Simular circuitos de subestación: efectúa en forma consecutiva la simulación de todos los circuitos primarios del directorio corriente en el modo de cambio de calibre de conductor.
 - Asignar cargas concentradas: este comando asigna las cargas concentradas que debe servir cada circuito durante la simulación de su crecimiento. Su ejecución debe ser previa a la propia simulación de crecimiento de los circuitos.
 - Reporte de resultados de la simulación.
2. Aplicación de capacitores: esta aplicación permite la ubicación de capacitores en derivación para corrección de bajo voltaje y/o reducción de pérdidas en forma automática.

Los comandos de la barra de herramientas de capacitores y los procesos o acciones que tienen lugar son los siguientes:

- Aplicar capacitores por pérdidas.
 - Aplicar capacitores por voltajes, para corregir el perfil de voltaje.
 - Aplicar capacitores por pérdidas + voltaje.
 - Eliminar los capacitores existentes.
 - Mostrar el reporte resumen del cálculo.
 - Cambiar el voltaje de la barra de la Subestación.
3. Configuración óptima de la red: las acciones de configuración consisten en crear una nueva topología del sistema para lograr uno de estos beneficios:
- Ganancia en las pérdidas totales de potencia del sistema.
 - Ganancia en la capacidad total combinada del sistema.
 - Ganancia en la confiabilidad colectiva del sistema.

El sistema primario puede verse como un conjunto de segmentos o sectores delimitados entre sí por equipos de seccionamiento manual o automático, que pueden ser reconfigurados alterando la posición abierto o cerrado de los medios de desconexión.

El número de combinaciones factibles que pueden lograrse depende de dos características:

- El grado de segmentación de los circuitos, esto es, la cantidad y ubicación de seccionadores.
- El grado de conectividad entre circuitos, es decir, el número de seccionadores abiertos entre circuitos diferentes.

A mayor segmentación y conectividad mayor número de estados posibles de configuración del sistema primario existirán.

La configuración óptima del sistema es aquella donde se logra maximizar o minimizar una de las metas citadas antes. No es posible una optimización multiatributo porque en muchos casos ambas metas entran en colisión.

4. Evaluación o simulación de contingencias: este grupo de tareas está orientado a evaluar el impacto de las fallas o contingencias en los circuitos. El grado de recuperación del circuito depende de su conectividad (circuitos asociados) y de su segmentación (seccionadores). El ASP utiliza para estas tareas el archivo de seccionadores Secas.txt, en el cual está registrada la conectividad (enlaces abiertos) de los circuitos. Por lo tanto, es imperativo construir y actualizar este archivo antes de emprender estas tareas (comando Crear Archivos Seccionadores).

h) Comandos de Menú de nodos y Menú de tramos: estos realizan acciones para cambiar los atributos de nodos y ramas de la red en pantalla, y son accesibles desde Menú locales, invocados con el botón izquierdo del mouse.

ANEXO N°2

Programa de simulación de sistemas de potencia PSS/ADEPT (Power System Simulator/Advanced Distribution Engineering Productive Tool)

Esta herramienta computacional adquirida por la C.A. La Electricidad de Caracas perteneciente a *Power Technologies Inc (PTI)*, permite simular las condiciones en las que están operando los circuitos primarios de distribución, además de modelar líneas, transformadores, apertura y cierre de interruptores, generadores, motores y cargas.

Este programa emplea archivos en formato *DAT (ver lista de símbolos y abreviaturas), los cuales contienen la información referente a las cargas (porcentaje de uso y capacidad instalada), calibre de los conductores y tipo de cable que se encuentra en cada una de las líneas, capacitores, transformadores, etc.

Cabe destacar que mediante el PSS/ADEPT se pueden realizar modificaciones en la estructura o topología en la pantalla del computador donde se observa la representación gráfica del circuito, mientras que con el ASP esto no es posible; además éste programa puede trabajar con lazos o *loops*; por lo cual es capaz de analizar tanto circuitos radiales como mallados. Es por esto que su aplicación es extensiva hasta los circuitos secundarios. En el caso del ASP esta última operación no se puede realizar, por lo que solo es posible estudiar circuitos radiales con esta herramienta. Además de esto, el PSS/ADEPT trabaja con cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas.

Al recuperar carga, las posibles interconexiones que se pueden realizar entre los circuitos no es una ventaja del PSS/ADEPT, su visualización se hace muy complicada por tanto no se puede detallar la condición del estado de la topología del circuito si se realiza esta maniobra.

ANEXO N°3

Ubicación geográfica de las subestaciones Picure y Marapa



Figura 3.I. Ubicación geográfica de las subestaciones Picure y Marapa

ANEXO N°4

Distribución geográfica de los circuitos de la S/E Picture

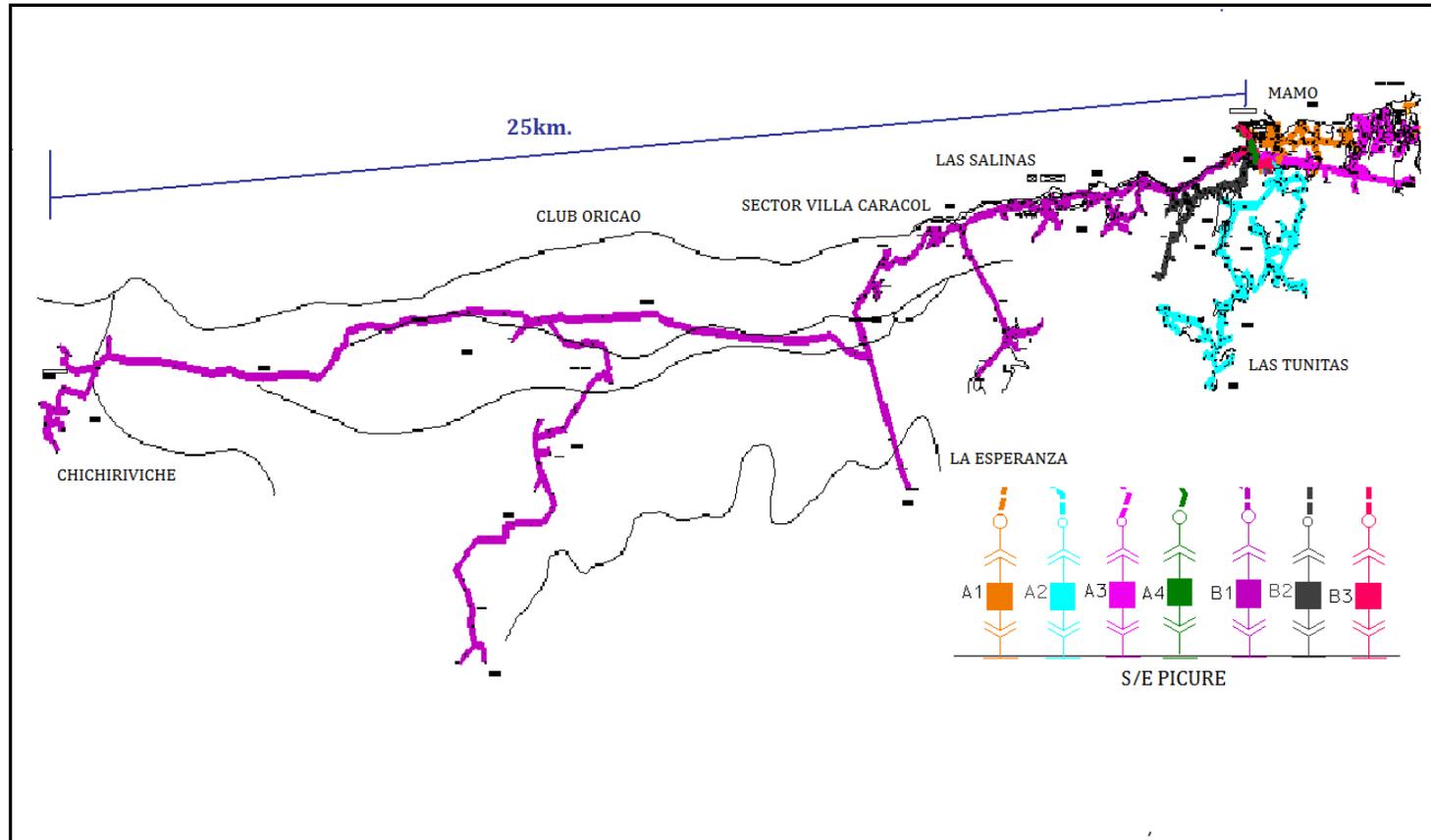


Figura 4.I. Distribución geográfica de los circuitos de la S/E Picture

ANEXO N°5

Diagramas unifilares de las subestaciones Picure y Marapa

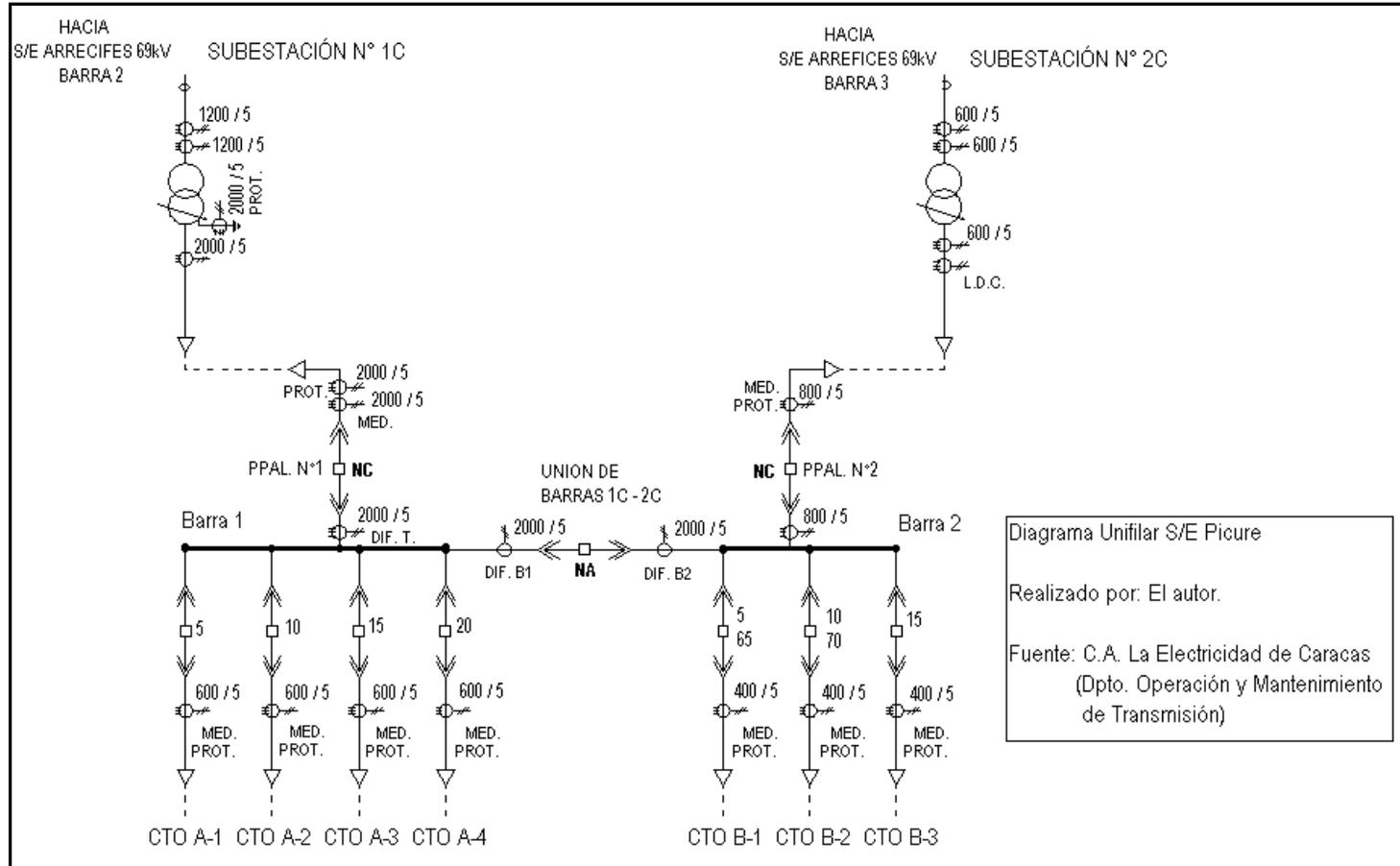


Figura 5.I. Diagrama Unifilar S/E Picure

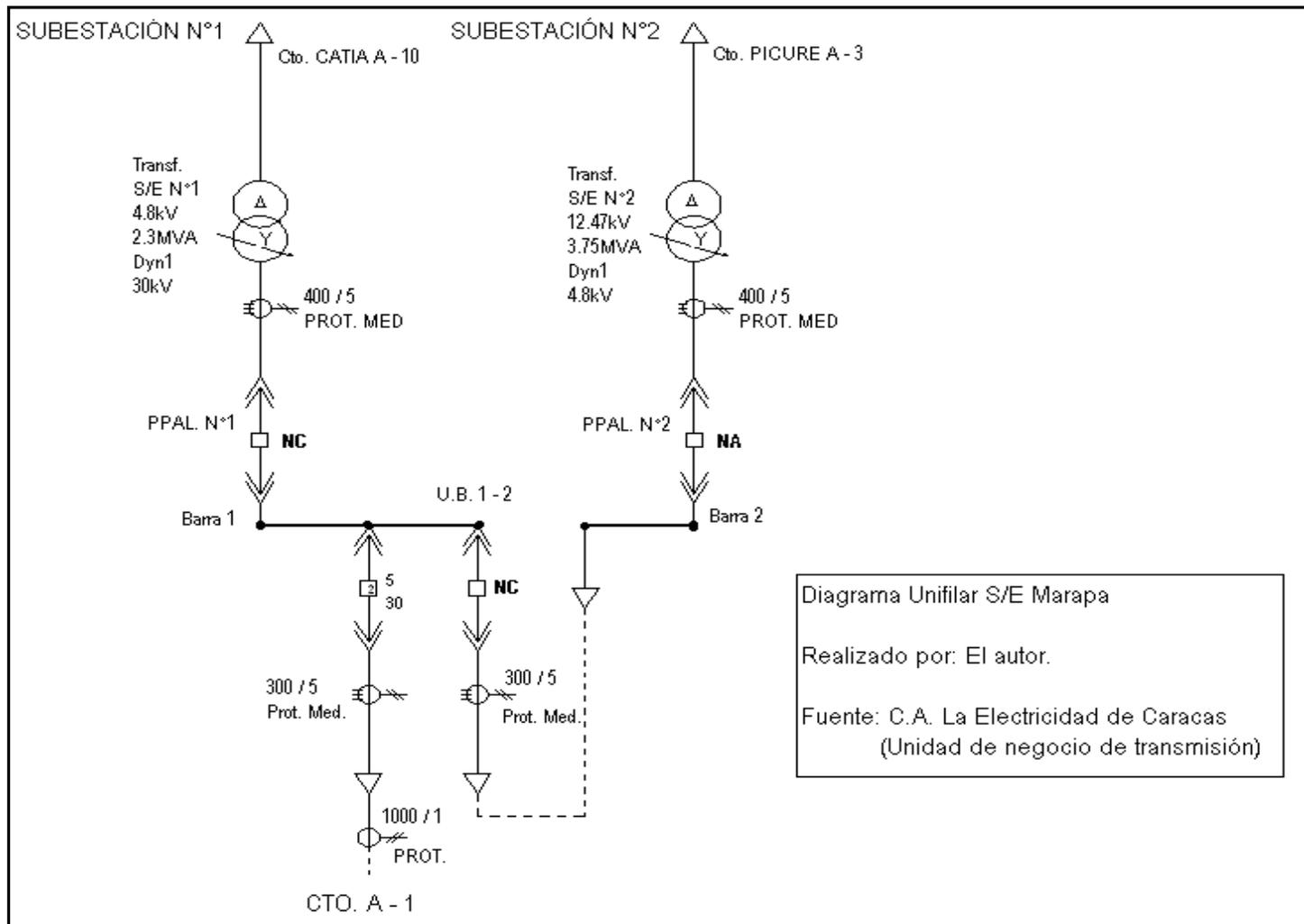


Figura 5.II. Diagrama unifilar S/E Marapa.

ANEXO N°6

Históricos de demanda

Tabla 4.I. Valores promedios mensuales de demandas máximas S/E Picture

Tipo de Dato	Año	Mes	S/E Picture	Año	Mes	S/E Picture
			Demanda (kVA)			Demanda (kVA)
HISTÓRICO	2004	Ene.		2007	Ene.	9320
		Feb.			Feb.	8777
		Mar.			Mar.	8864
		Abr.			Abr.	10059
		May.			May.	9986
		Jun.			Jun.	9769
		Jul.	9579		Jul.	10707
		Ago.	10215		Ago.	11323
		Sept.	9981		Sept.	11720
		Oct.	11361		Oct.	11351
		Nov.	11220		Nov.	10174
		Dic.	10873		Dic.	9701
	2005	Ene.	10647	2008	Ene.	9593
		Feb.	8654		Feb.	9256
		Mar.	9584		Mar.	10943
		Abr.	10123		Abr.	9911
		May.	10639		May.	10530
		Jun.	10483		Jun.	10807
		Jul.	9918		Jul.	10541
		Ago.	10747		Ago.	11136
		Sept.	11075		Sept.	11849
		Oct.	10429		Oct.	10992
		Nov.	11088		Nov.	10474
		Dic.	10317		Dic.	10577
	2006	Ene.	9896	2009	Ene.	12155
		Feb.	10046		Feb.	10068
		Mar.	9895		Mar.	9969
		Abr.	10446		Abr.	10242
		May.	10786		May.	11280
		Jun.	14730		Jun.	11663
		Jul.	10626		Jul.	11768
		Ago.	11353		Ago.	12211
		Sept.	10959		Sept.	13124
		Oct.	10213		Oct.	12872
		Nov.	11551		Nov.	13233
		Dic.	9965		Dic.	12645

Tabla 4.II. Valores promedios mensuales de demandas máximas circuito Picture A1

Tipo de Dato	Año	Mes	Cto. Picture A1	Año	Mes	Cto. Picture A1
			Demanda (kVA)			Demanda (kVA)
HISTÓRICO	2004	Ene.		2007	Ene.	2046
		Feb.			Feb.	1982
		Mar.			Mar.	1999
		Abr.			Abr.	2144
		May.			May.	2204
		Jun.			Jun.	2181
		Jul.			Jul.	2158
		Ago.			Ago.	2181
		Sept.			Sept.	2236
		Oct.			Oct.	2182
		Nov.			Nov.	2224
		Dic.			Dic.	2102
	2005	Ene.		2008	Ene.	2064
		Feb.			Feb.	2002
		Mar.			Mar.	2045
		Abr.			Abr.	2138
		May.			May.	2171
		Jun.			Jun.	2211
		Jul.			Jul.	2237
		Ago.			Ago.	2309
		Sept.			Sept.	2466
		Oct.			Oct.	2405
		Nov.	2286		Nov.	2337
		Dic.	2217		Dic.	2188
	2006	Ene.	2183	2009	Ene.	2192
		Feb.	2127		Feb.	2167
		Mar.	2115		Mar.	2118
		Abr.	2162		Abr.	2226
		May.	2274		May.	2233
		Jun.	2259		Jun.	2290
		Jul.	2210		Jul.	2297
		Ago.	2263		Ago.	2473
		Sept.	2298		Sept.	2610
		Oct.	2279		Oct.	2572
		Nov.	2348		Nov.	2553
		Dic.	2122		Dic.	2390

Tabla 4.III. Valores promedios mensuales de demandas máximas circuito Picure A2

Tipo de Dato	Año	Mes	Cto. Picure A2	Año	Mes	Cto. Picure A2
			Demanda (kVA)			Demanda (kVA)
HISTÓRICO	2004	Ene.		2007	Ene.	1495
		Feb.			Feb.	1225
		Mar.			Mar.	1244
		Abr.			Abr.	1306
		May.			May.	1341
		Jun.			Jun.	1328
		Jul.			Jul.	1026
		Ago.			Ago.	1411
		Sept.			Sept.	1383
		Oct.			Oct.	1378
		Nov.			Nov.	1349
		Dic.			Dic.	1394
	2005	Ene.		2008	Ene.	1348
		Feb.			Feb.	1324
		Mar.			Mar.	1378
		Abr.			Abr.	1493
		May.			May.	1405
		Jun.			Jun.	1469
		Jul.			Jul.	1447
		Ago.			Ago.	1477
		Sept.			Sept.	1823
		Oct.			Oct.	1963
		Nov.	1753		Nov.	1900
		Dic.	1658		Dic.	1796
	2006	Ene.	1522	2009	Ene.	1905
		Feb.	1634		Feb.	1797
		Mar.	1495		Mar.	1762
		Abr.	1577		Abr.	1510
		May.	1575		May.	1663
		Jun.	1606		Jun.	1721
		Jul.	1566		Jul.	1636
		Ago.	1590		Ago.	1717
		Sept.	1662		Sept.	1851
		Oct.	1622		Oct.	1812
		Nov.	1616		Nov.	2269
		Dic.	1626		Dic.	2119

Tabla 4.IV. Valores promedios mensuales de demandas máximas circuito Picture A3

Tipo de Dato	Año	Mes	Cto. Picture A3	Año	Mes	Cto. Picture A3
			Demanda (kVA)			Demanda (kVA)
HISTÓRICO	2004	Ene.		2007	Ene.	3863
		Feb.			Feb.	8688
		Mar.			Mar.	3747
		Abr.			Abr.	4195
		May.			May.	4587
		Jun.			Jun.	4278
		Jul.			Jul.	4083
		Ago.			Ago.	4200
		Sept.			Sept.	4361
		Oct.			Oct.	4308
		Nov.			Nov.	4237
		Dic.			Dic.	4030
	2005	Ene.		2008	Ene.	3995
		Feb.			Feb.	3984
		Mar.			Mar.	4546
		Abr.			Abr.	4263
		May.			May.	4776
		Jun.			Jun.	4592
		Jul.			Jul.	4790
		Ago.			Ago.	4923
		Sept.			Sept.	4869
		Oct.			Oct.	4816
		Nov.	4432		Nov.	4624
		Dic.	4420		Dic.	4620
	2006	Ene.	4237	2009	Ene.	4249
		Feb.	4324		Feb.	3981
		Mar.	4203		Mar.	4118
		Abr.	4485		Abr.	4399
		May.	4726		May.	4815
		Jun.	4664		Jun.	5000
		Jul.	4843		Jul.	4987
		Ago.	4815		Ago.	5058
		Sept.	4850		Sept.	5680
		Oct.	4780		Oct.	5405
		Nov.	4847		Nov.	5229
		Dic.	4174		Dic.	4946

Tabla 4.V. Valores promedios mensuales de demandas máximas circuito Picture A4

Tipo de Dato	Año	Mes	Cto. Picture A4	Año	Mes	Cto. Picture A4
			Demanda (kVA)			Demanda (kVA)
HISTÓRICO	2004	Ene.		2007	Ene.	135
		Feb.			Feb.	116
		Mar.			Mar.	225
		Abr.			Abr.	186
		May.			May.	262
		Jun.			Jun.	213
		Jul.			Jul.	169
		Ago.			Ago.	222
		Sept.			Sept.	148
		Oct.			Oct.	213
		Nov.			Nov.	218
		Dic.			Dic.	214
	2005	Ene.		2008	Ene.	215
		Feb.			Feb.	195
		Mar.			Mar.	257
		Abr.			Abr.	346
		May.			May.	257
		Jun.			Jun.	279
		Jul.			Jul.	303
		Ago.			Ago.	294
		Sept.			Sept.	202
		Oct.			Oct.	243
		Nov.	227		Nov.	235
		Dic.	142		Dic.	200
	2006	Ene.	45	2009	Ene.	264
		Feb.	125		Feb.	203
		Mar.	177		Mar.	240
		Abr.	179		Abr.	204
		May.	236		May.	314
		Jun.	200		Jun.	333
		Jul.	218		Jul.	304
		Ago.	227		Ago.	332
		Sept.	279		Sept.	343
		Oct.	232		Oct.	287
		Nov.	153		Nov.	281
		Dic.	163		Dic.	317

Tabla 4.VI. Valores promedios mensuales de demandas máximas circuito Picture B1

Tipo de Dato	Año	Mes	Cto. Picture B1	Año	Mes	Cto. Picture B1
			Demanda (kVA)			Demanda (kVA)
HISTÓRICO	2004	Ene.		2007	Ene.	1681
		Feb.			Feb.	1649
		Mar.			Mar.	1583
		Abr.			Abr.	1778
		May.			May.	1556
		Jun.			Jun.	1641
		Jul.			Jul.	1659
		Ago.			Ago.	1800
		Sept.			Sept.	1743
		Oct.			Oct.	1765
		Nov.			Nov.	1610
		Dic.			Dic.	1656
	2005	Ene.	1495	2008	Ene.	1672
		Feb.	1383		Feb.	1705
		Mar.	1525		Mar.	1772
		Abr.	1445		Abr.	1650
		May.	1457		May.	1736
		Jun.	1548		Jun.	1751
		Jul.	1566		Jul.	1736
		Ago.	1774		Ago.	1936
		Sept.	1709		Sept.	1899
		Oct.	1580		Oct.	1724
		Nov.	1563		Nov.	1670
		Dic.	1579		Dic.	1609
	2006	Ene.	1539	2009	Ene.	2068
		Feb.	1510		Feb.	2046
		Mar.	1494		Mar.	1901
		Abr.	1782		Abr.	1968
		May.	1639		May.	2128
		Jun.	1586		Jun.	2154
		Jul.	1694		Jul.	2058
		Ago.	1821		Ago.	2114
		Sept.	1860		Sept.	2064
		Oct.	1779		Oct.	1996
		Nov.	1696		Nov.	1862
		Dic.	1733		Dic.	1890

Tabla 4.VII. Valores promedios mensuales de demandas máximas circuito Picture B2

Tipo de Dato	Año	Mes	Cto. Picture B2	Año	Mes	Cto. Picture B2
			Demanda (kVA)			Demanda (kVA)
HISTÓRICO	2004	Ene.		2007	Ene.	316
		Feb.			Feb.	309
		Mar.			Mar.	299
		Abr.			Abr.	324
		May.			May.	344
		Jun.			Jun.	343
		Jul.			Jul.	332
		Ago.			Ago.	325
		Sept.			Sept.	323
		Oct.			Oct.	315
		Nov.			Nov.	323
		Dic.			Dic.	312
	2005	Ene.	354	2008	Ene.	322
		Feb.	275		Feb.	331
		Mar.	328		Mar.	379
		Abr.	362		Abr.	426
		May.	364		May.	430
		Jun.	374		Jun.	477
		Jul.	344		Jul.	450
		Ago.	326		Ago.	428
		Sept.	342		Sept.	428
		Oct.	339		Oct.	544
		Nov.	349		Nov.	570
		Dic.	293		Dic.	595
	2006	Ene.	288	2009	Ene.	391
		Feb.	269		Feb.	401
		Mar.	312		Mar.	432
		Abr.	335		Abr.	480
		May.	343		May.	495
		Jun.	364		Jun.	522
		Jul.	357		Jul.	508
		Ago.	335		Ago.	480
		Sept.	318		Sept.	585
		Oct.	350		Oct.	550
		Nov.	345		Nov.	465
		Dic.	335		Dic.	381

Tabla 4.VIII. Valores promedios mensuales de demandas máximas circuito Picure B3

Tipo de Dato	Año	Mes	Cto. Picure B3	Año	Mes	Cto. Picure B3
			Demanda (kVA)			Demanda (kVA)
HISTÓRICO	2004	Ene.		2007	Ene.	70
		Feb.			Feb.	63
		Mar.			Mar.	98
		Abr.			Abr.	120
		May.			May.	142
		Jun.			Jun.	60
		Jul.			Jul.	58
		Ago.			Ago.	45
		Sept.			Sept.	56
		Oct.			Oct.	70
		Nov.			Nov.	88
		Dic.			Dic.	74
	2005	Ene.	201	2008	Ene.	51
		Feb.	119		Feb.	68
		Mar.	159		Mar.	107
		Abr.	175		Abr.	101
		May.	108		May.	98
		Jun.	102		Jun.	125
		Jul.	139		Jul.	163
		Ago.	107		Ago.	152
		Sept.	101		Sept.	64
		Oct.	126		Oct.	87
		Nov.	121		Nov.	95
		Dic.	151		Dic.	71
	2006	Ene.	49	2009	Ene.	85
		Feb.	87		Feb.	88
		Mar.	161		Mar.	158
		Abr.	172		Abr.	141
		May.	109		May.	205
		Jun.	76		Jun.	192
		Jul.	86		Jul.	191
		Ago.	71		Ago.	218
		Sept.	82		Sept.	234
		Oct.	57		Oct.	178
		Nov.	73		Nov.	142
		Dic.	83		Dic.	227

Tabla 4.IX. Valores promedios mensuales de demandas máximas circuito Marapa A1

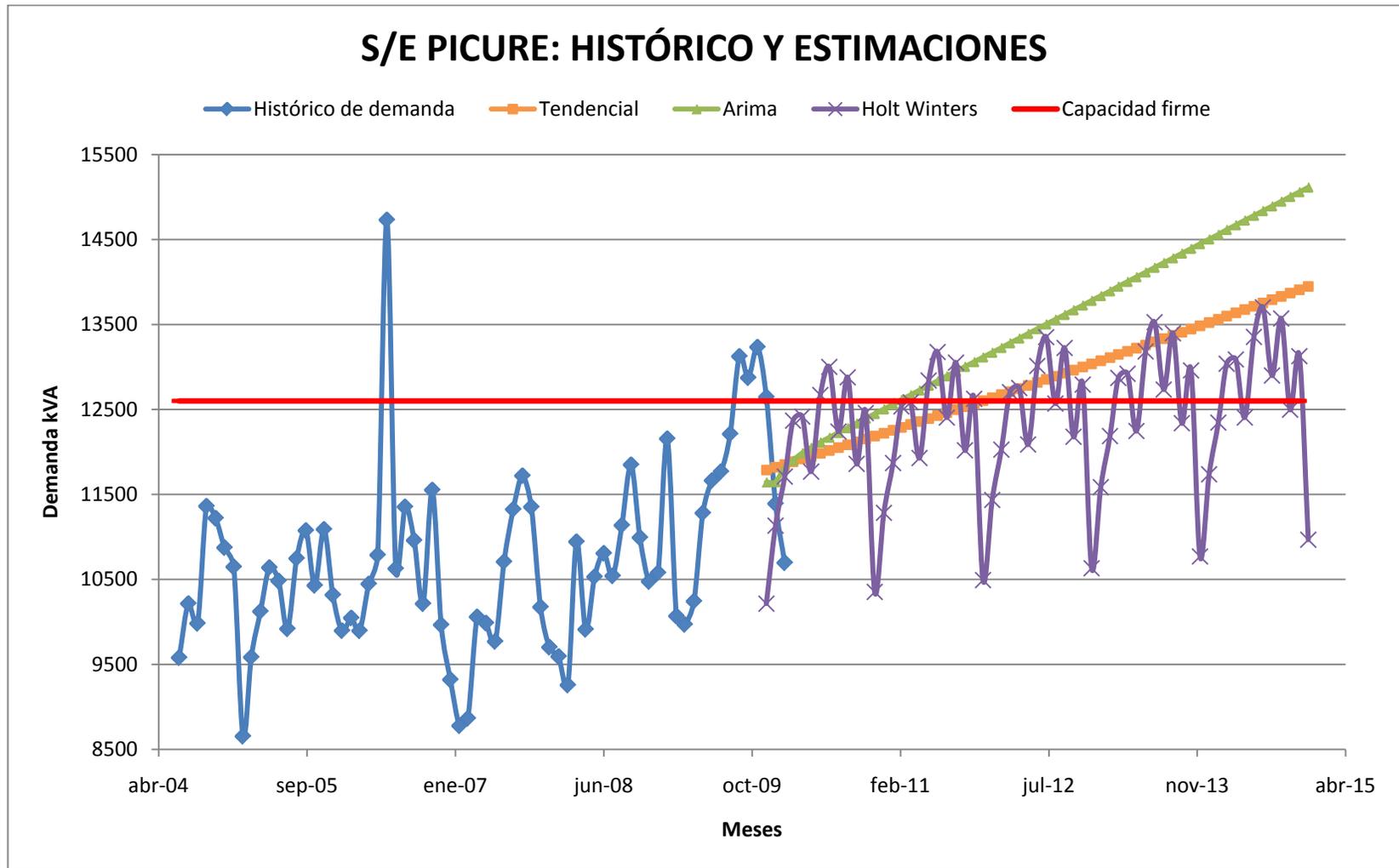
Tipo de Dato	Año	Mes	Cto. Marapa A1	Año	Mes	Cto. Marapa A1
			Demanda (kVA)			Demanda (kVA)
HISTÓRICO	2004	Ene.		2007	Ene.	840
		Feb.			Feb.	624
		Mar.			Mar.	624
		Abr.			Abr.	672
		May.			May.	744
		Jun.			Jun.	624
		Jul.			Jul.	672
		Ago.	960		Ago.	672
		Sept.	984		Sept.	672
		Oct.	912		Oct.	672
		Nov.	984		Nov.	720
		Dic.	1056		Dic.	624
	2005	Ene.	960	2008	Ene.	672
		Feb.	960		Feb.	624
		Mar.	960		Mar.	672
		Abr.	960		Abr.	720
		May.	960		May.	816
		Jun.	960		Jun.	720
		Jul.	864		Jul.	816
		Ago.	960		Ago.	672
		Sept.	912		Sept.	816
		Oct.	840		Oct.	816
		Nov.	840		Nov.	720
		Dic.	840		Dic.	744
	2006	Ene.	792	2009	Ene.	768
		Feb.	840		Feb.	744
		Mar.	840		Mar.	792
		Abr.	840		Abr.	888
		May.	864		May.	960
		Jun.	840		Jun.	912
		Jul.	840		Jul.	864
		Ago.	840		Ago.	936
		Sept.	840		Sept.	1008
		Oct.	840		Oct.	984
		Nov.	840		Nov.	995
		Dic.	864		Dic.	1005

ANEXO N°7

Estimaciones de demanda

Tabla 7.I. Estimación de demanda S/E Picture

Tipo de Dato	Año	Mes	S/E Picture			Año	Mes	S/E Picture		
			Demanda (kVA)					Demanda (kVA)		
			T.	A.	H-W.			T.	A.	H-W.
HISTÓRICO	2009	Ene.				2012	Ene.	12639	13171	11435
		Feb.					Feb.	12675	13226	12028
		Mar.					Mar.	12710	13282	12703
		Abr.					Abr.	12746	13337	12753
		May.					May.	12782	13393	12088
		Jun.					Jun.	12818	13448	13012
		Jul.					Jul.	12854	13504	13352
		Ago.					Ago.	12891	13559	12570
		Sept.					Sept.	12927	13615	13224
		Oct.					Oct.	12963	13670	12179
		Nov.					Nov.	13000	13726	12792
		Dic.	11788	11645	10215		Dic.	13037	13782	10631
	2010	Ene.	11820	11648	11133	2013	Ene.	13073	13837	11586
		Feb.	11853	11820	11710		Feb.	13110	13893	12187
		Mar.	11885	11901	12368		Mar.	13147	13948	12871
		Abr.	11918	11989	12417		Abr.	13184	14004	12921
		May.	11951	12052	11770		May.	13222	14059	12247
		Jun.	11985	12114	12670		Jun.	13259	14115	13183
		Jul.	12018	12171	13001		Jul.	13296	14170	13527
		Ago.	12051	12227	12240		Ago.	13334	14226	12734
		Sept.	12085	12282	12878		Sept.	13371	14281	13398
		Oct.	12119	12338	11860		Oct.	13409	14337	12339
		Nov.	12153	12393	12458		Nov.	13447	14392	12960
		Dic.	12187	12449	10354		Dic.	13485	14448	10770
	2011	Ene.	12221	12504	11284	2014	Ene.	13523	14504	11737
		Feb.	12255	12560	11869		Feb.	13561	14559	12346
		Mar.	12289	12615	12536		Mar.	13599	14615	13038
		Abr.	12324	12671	12585		Abr.	13638	14670	13089
		May.	12358	12726	11929		May.	13676	14726	12406
		Jun.	12393	12782	12841		Jun.	13715	14781	13354
		Jul.	12428	12837	13176		Jul.	13753	14837	13702
		Ago.	12463	12893	12405		Ago.	13792	14892	12899
		Sept.	12498	12949	13051		Sept.	13831	14948	13571
		Oct.	12533	13004	12020		Oct.	13870	15003	12498
		Nov.	12568	13060	12625		Nov.	13909	15059	13127
		Dic.	12604	13115	10492		Dic.	13948	15114	10967

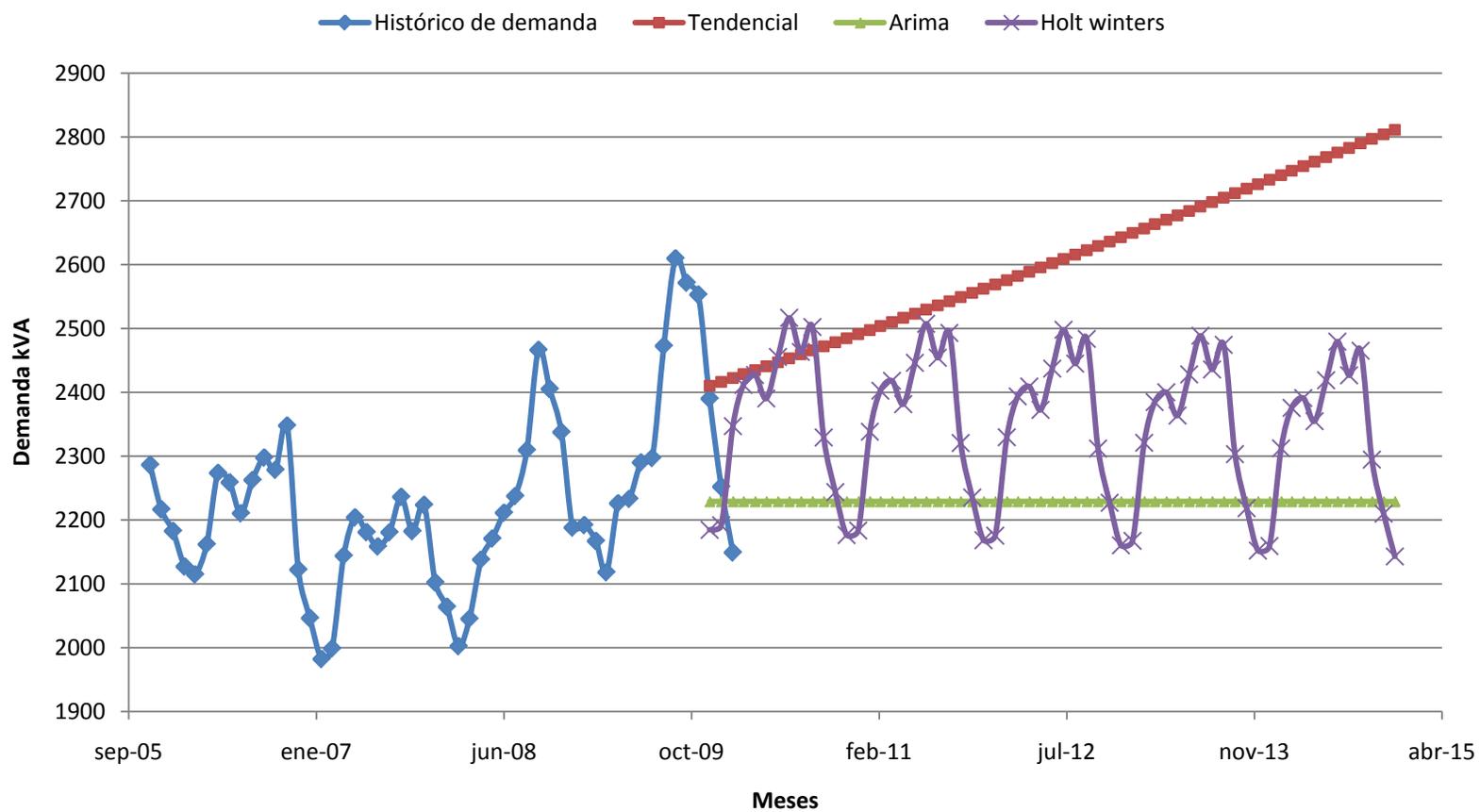


Gráfica 7.I. Estimación de demanda S/E Picture

Tabla 7.II. Estimación de demanda circuito A1 de la S/E Picure

Tipo de Dato	Año	Mes	Cto. Picure A1			Año	Mes	Cto. Picure A1		
			Demanda (kVA)					Demanda (kVA)		
			T.	A.	H-W.			T.	A.	H-W.
HISTÓRICO	2009	Ene.				2012	Ene.	2569	2229	2176
		Feb.					Feb.	2576	2229	2330
		Mar.					Mar.	2582	2229	2394
		Abr.					Abr.	2589	2229	2409
		May.					May.	2596	2229	2373
		Jun.					Jun.	2602	2229	2437
		Jul.					Jul.	2609	2229	2498
		Ago.					Ago.	2616	2229	2445
		Sept.					Sept.	2623	2229	2484
		Oct.					Oct.	2629	2229	2312
		Nov.					Nov.	2636	2229	2227
		Dic.	2410	2229	2185		Dic.	2643	2229	2160
	2010	Ene.	2416	2229	2192	2013	Ene.	2650	2229	2167
		Feb.	2422	2229	2347		Feb.	2657	2229	2321
		Mar.	2429	2229	2411		Mar.	2663	2229	2385
		Abr.	2435	2229	2427		Abr.	2670	2229	2400
		May.	2441	2229	2390		May.	2677	2229	2364
		Jun.	2447	2229	2455		Jun.	2684	2229	2428
		Jul.	2453	2229	2517		Jul.	2691	2229	2489
		Ago.	2459	2229	2463		Ago.	2698	2229	2436
		Sept.	2466	2229	2502		Sept.	2705	2229	2474
		Oct.	2472	2229	2329		Oct.	2712	2229	2303
		Nov.	2478	2229	2244		Nov.	2719	2229	2219
		Dic.	2485	2229	2177		Dic.	2726	2229	2152
	2011	Ene.	2491	2229	2184	2014	Ene.	2733	2229	2159
		Feb.	2497	2229	2338		Feb.	2740	2229	2312
		Mar.	2504	2229	2403		Mar.	2747	2229	2376
		Abr.	2510	2229	2418		Abr.	2754	2229	2391
		May.	2517	2229	2381		May.	2761	2229	2355
		Jun.	2523	2229	2446		Jun.	2768	2229	2419
		Jul.	2530	2229	2507		Jul.	2776	2229	2479
		Ago.	2536	2229	2454		Ago.	2783	2229	2427
		Sept.	2543	2229	2493		Sept.	2790	2229	2465
		Oct.	2549	2229	2321		Oct.	2797	2229	2295
		Nov.	2556	2229	2235		Nov.	2804	2229	2210
		Dic.	2562	2229	2168		Dic.	2811	2229	2143

CIRCUITO PIC A1: HISTÓRICO Y ESTIMACIONES

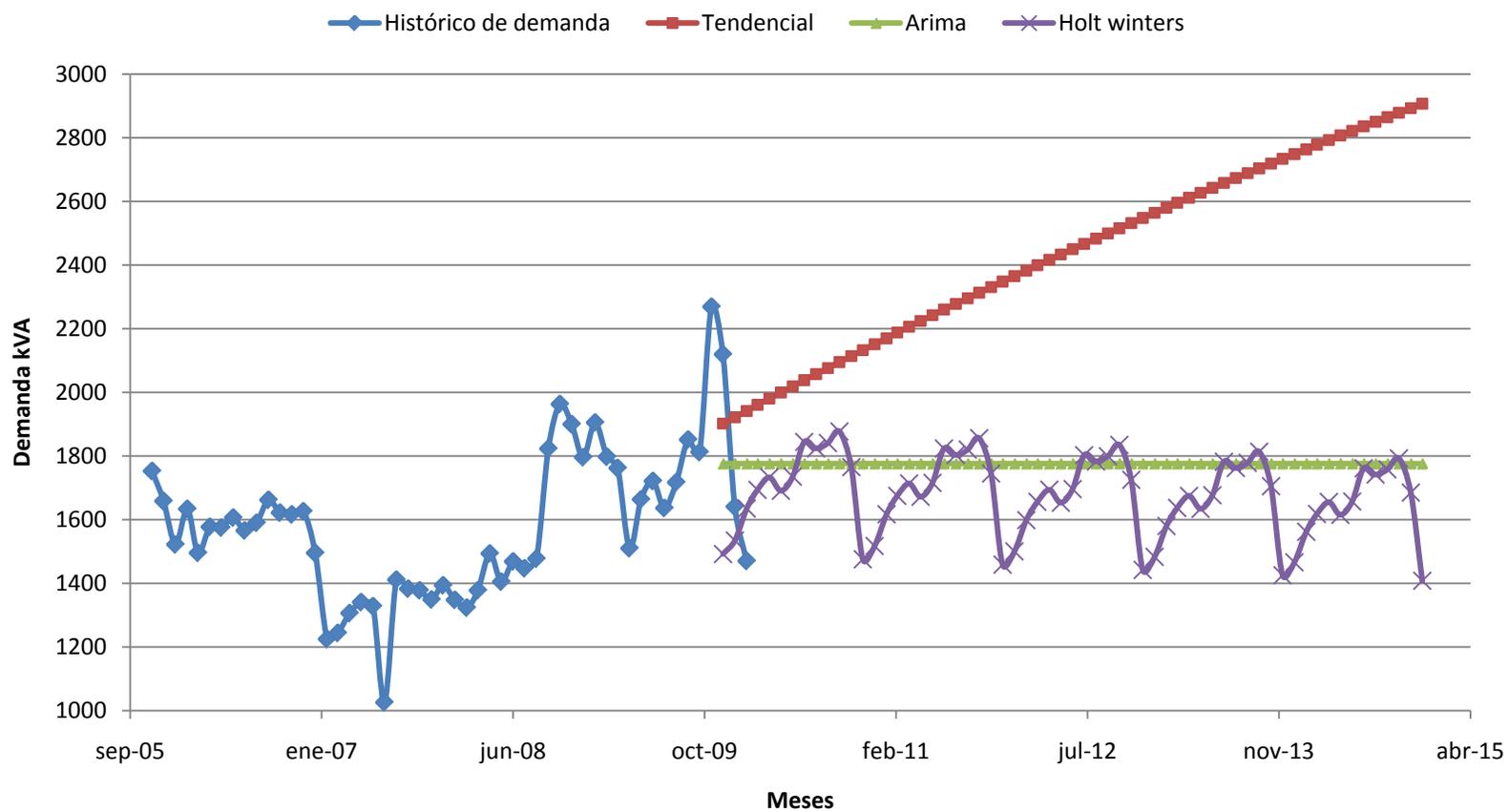


Gráfica 7.II. Estimación de demanda circuito A1 de la S/E Picture

Tabla 7.III. Estimación de demanda circuito A2 de la S/E Picure

Tipo de Dato	Año	Mes	Cto. Picure A2			Año	Mes	Cto. Picure A2		
			Demanda (kVA)					Demanda (kVA)		
			T.	A.	H-W.			T.	A.	H-W.
HISTÓRICO	2009	Ene.				2012	Ene.	2365	1776	1500
		Feb.					Feb.	2382	1776	1598
		Mar.					Mar.	2399	1776	1656
		Abr.					Abr.	2416	1776	1694
		May.					May.	2433	1776	1653
		Jun.					Jun.	2450	1776	1696
		Jul.					Jul.	2467	1776	1803
		Ago.					Ago.	2483	1776	1783
		Sept.					Sept.	2499	1776	1799
		Oct.					Oct.	2516	1776	1835
		Nov.					Nov.	2532	1776	1725
		Dic.	1902	1776	1492		Dic.	2548	1776	1442
	2010	Ene.	1922	1776	1534	2013	Ene.	2564	1776	1483
		Feb.	1941	1776	1635		Feb.	2580	1776	1580
		Mar.	1961	1776	1694		Mar.	2596	1776	1637
		Abr.	1980	1776	1733		Abr.	2611	1776	1675
		May.	2000	1776	1691		May.	2627	1776	1634
		Jun.	2019	1776	1735		Jun.	2643	1776	1677
		Jul.	2038	1776	1844		Jul.	2658	1776	1782
		Ago.	2057	1776	1824		Ago.	2673	1776	1762
		Sept.	2076	1776	1841		Sept.	2689	1776	1779
		Oct.	2095	1776	1877		Oct.	2704	1776	1814
		Nov.	2114	1776	1765		Nov.	2719	1776	1705
		Dic.	2133	1776	1475		Dic.	2734	1776	1425
	2011	Ene.	2151	1776	1517	2014	Ene.	2749	1776	1466
		Feb.	2170	1776	1617		Feb.	2763	1776	1562
		Mar.	2188	1776	1675		Mar.	2778	1776	1618
		Abr.	2206	1776	1714		Abr.	2793	1776	1655
		May.	2224	1776	1672		May.	2807	1776	1615
		Jun.	2242	1776	1716		Jun.	2822	1776	1657
		Jul.	2260	1776	1823		Jul.	2836	1776	1761
		Ago.	2278	1776	1803		Ago.	2850	1776	1742
		Sept.	2296	1776	1820		Sept.	2864	1776	1758
		Oct.	2313	1776	1856		Oct.	2879	1776	1793
		Nov.	2331	1776	1745		Nov.	2893	1776	1685
		Dic.	2348	1776	1459		Dic.	2907	1776	1408

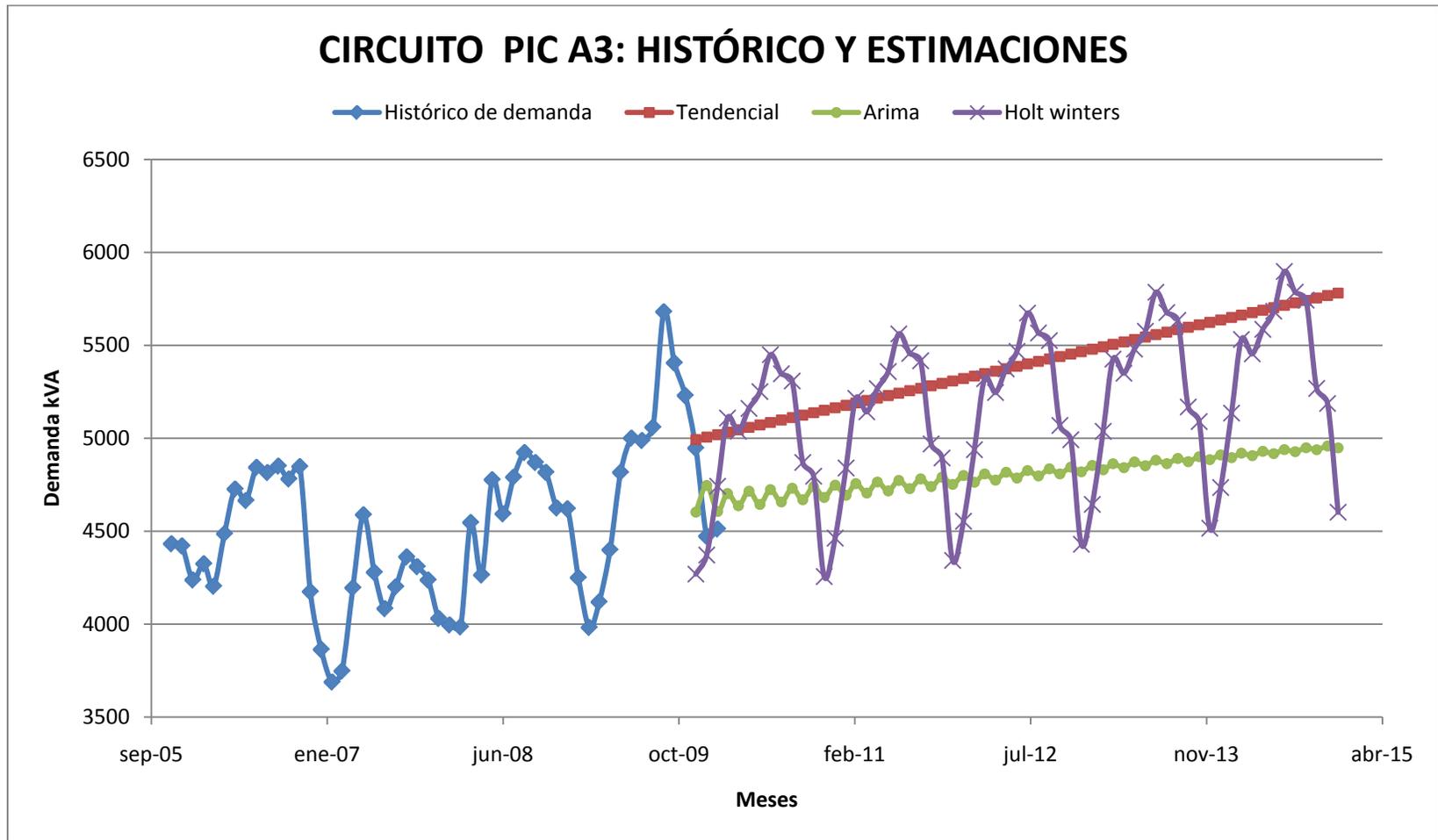
CIRCUITO PIC A2: HISTÓRICO Y ESTIMACIONES



Gráfica 7.III. Estimación de demanda circuito A2 de la S/E Picure

Tabla 7.IV. Estimación de demanda circuito A3 de la S/E Picure

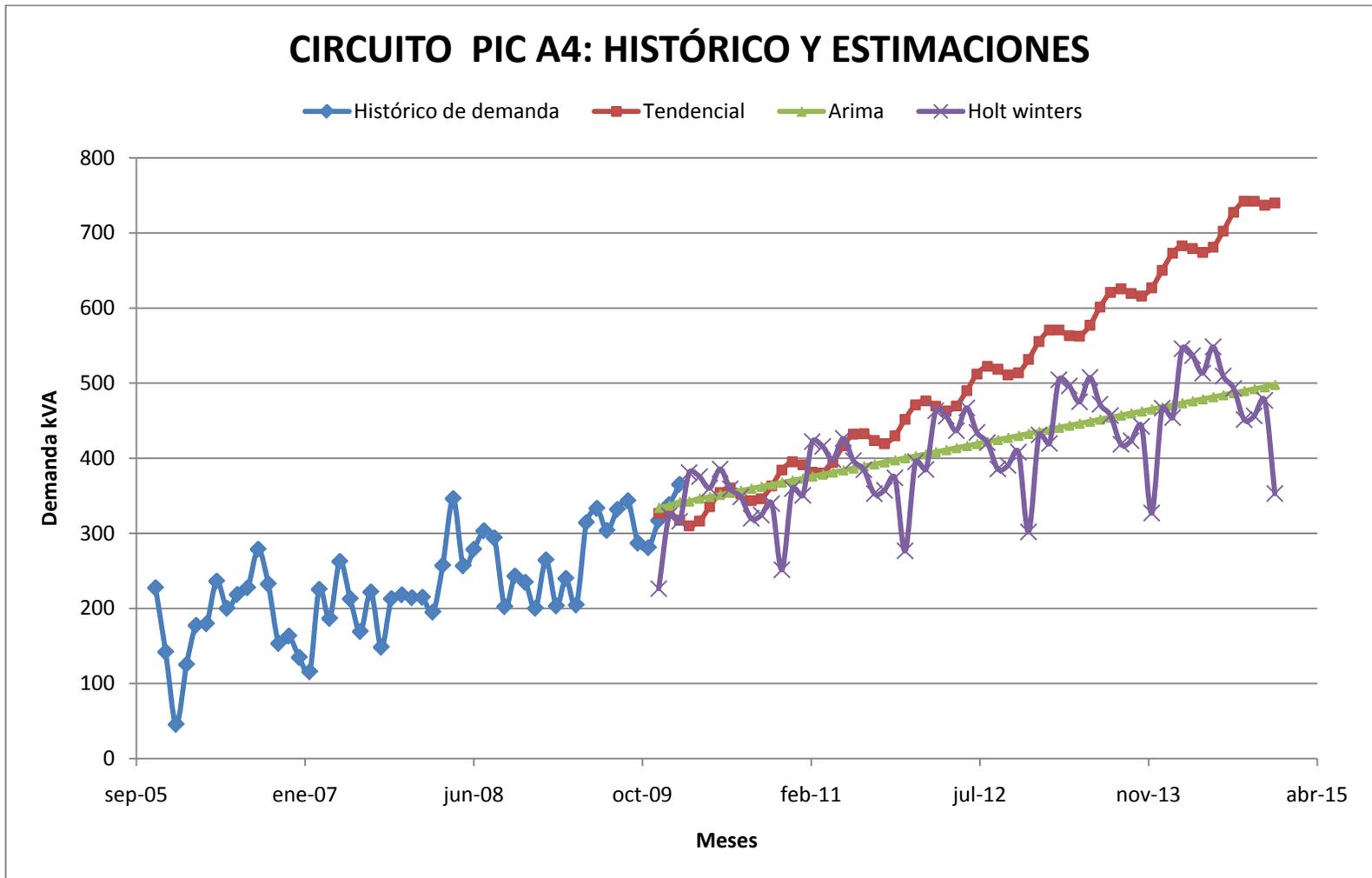
Tipo de Dato	Año	Mes	Cto. Picure A3			Año	Mes	Cto. Picure A3		
			Demanda (kVA)					Demanda (kVA)		
			T.	A.	H-W.			T.	A.	H-W.
HISTÓRICO	2009	Ene.				2012	Ene.	5321	4799	4553
		Feb.					Feb.	5334	4763	4938
		Mar.					Mar.	5348	4808	5320
		Abr.					Abr.	5361	4775	5246
		May.					May.	5374	4817	5373
		Jun.					Jun.	5387	4786	5467
		Jul.					Jul.	5400	4826	5673
		Ago.					Ago.	5413	4797	5566
		Sept.					Sept.	5426	4835	5525
		Oct.					Oct.	5439	4808	5069
		Nov.					Nov.	5453	4844	4992
		Dic.	4993	4603	4269		Dic.	5466	4819	4429
	2010	Ene.	5006	4746	4372	2013	Ene.	5479	4854	4644
		Feb.	5019	4606	4742		Feb.	5492	4830	5037
		Mar.	5032	4702	5109		Mar.	5505	4863	5426
		Abr.	5045	4637	5038		Abr.	5518	4841	5350
		May.	5059	4715	5160		May.	5531	4872	5479
		Jun.	5072	4644	5251		Jun.	5545	4852	5575
		Jul.	5085	4723	5449		Jul.	5558	4882	5785
		Ago.	5098	4657	5347		Ago.	5571	4863	5676
		Sept.	5111	4731	5308		Sept.	5584	4891	5634
		Oct.	5124	4669	4870		Oct.	5597	4874	5168
		Nov.	5137	4739	4796		Nov.	5610	4901	5090
		Dic.	5150	4681	4256		Dic.	5623	4885	4516
	2011	Ene.	5164	4748	4463	2014	Ene.	5637	4910	4735
		Feb.	5177	4693	4840		Feb.	5650	4896	5135
		Mar.	5190	4756	5214		Mar.	5663	4920	5531
		Abr.	5203	4705	5142		Abr.	5676	4906	5454
		May.	5216	4764	5267		May.	5689	4929	5586
		Jun.	5229	4717	5359		Jun.	8702	4917	5683
		Jul.	5242	4773	5561		Jul.	5715	4939	5897
		Ago.	5256	4729	5457		Ago.	5728	4928	5786
		Sept.	5269	4782	5417		Sept.	5742	4949	5743
		Oct.	5282	4740	4969		Oct.	5755	4938	5268
		Nov.	5295	4790	4894		Nov.	5768	4958	5187
		Dic.	5308	4752	4343		Dic.	5781	4948	4602



Gráfica 7.IV. Estimación de demanda circuito A3 de la S/E Picture

Tabla V. Estimación de demanda circuito A4 de la S/E Picure

Tipo de Dato	Año	Mes	Cto. Picure A4			Año	Mes	Cto. Picure A4		
			Demanda (kVA)					Demanda (kVA)		
			T.	A.	H-W.			T.	A.	H-W.
HISTÓRICO	2009	Ene.				2012	Ene.	471	403	395
		Feb.					Feb.	476	406	385
		Mar.					Mar.	469	408	463
		Abr.					Abr.	463	411	456
		May.					May.	470	414	437
		Jun.					Jun.	490	417	467
		Jul.					Jul.	512	419	434
		Ago.					Ago.	523	422	421
		Sept.					Sept.	519	425	386
		Oct.					Oct.	511	427	390
		Nov.					Nov.	514	430	408
		Dic.	327	334	226		Dic.	532	433	302
	2010	Ene.	328	337	324	2013	Ene.	555	436	431
		Feb.	317	342	316		Feb.	571	438	420
		Mar.	310	343	381		Mar.	571	441	505
		Abr.	316	347	375		Abr.	563	444	496
		May.	335	349	360		May.	563	446	475
		Jun.	354	352	386		Jun.	577	449	508
		Jul.	360	354	359		Jul.	601	452	472
		Ago.	353	357	349		Ago.	621	455	457
		Sept.	344	360	320		Sept.	626	457	419
		Oct.	346	362	324		Oct.	619	460	423
		Nov.	363	365	340		Nov.	616	463	442
		Dic.	384	368	251		Dic.	627	465	327
	2011	Ene.	395	371	360	2014	Ene.	650	468	467
		Feb.	391	373	351		Feb.	673	471	454
		Mar.	382	376	422		Mar.	683	474	546
		Abr.	380	379	416		Abr.	679	476	537
		May.	395	381	399		May.	674	479	513
		Jun.	417	384	426		Jun.	681	482	548
		Jul.	432	387	397		Jul.	702	484	509
		Ago.	433	390	385		Ago.	728	487	493
		Sept.	424	392	353		Sept.	742	490	451
		Oct.	419	395	357		Oct.	742	493	456
		Nov.	430	398	374		Nov.	737	495	477
		Dic.	452	400	277		Dic.	740	498	353

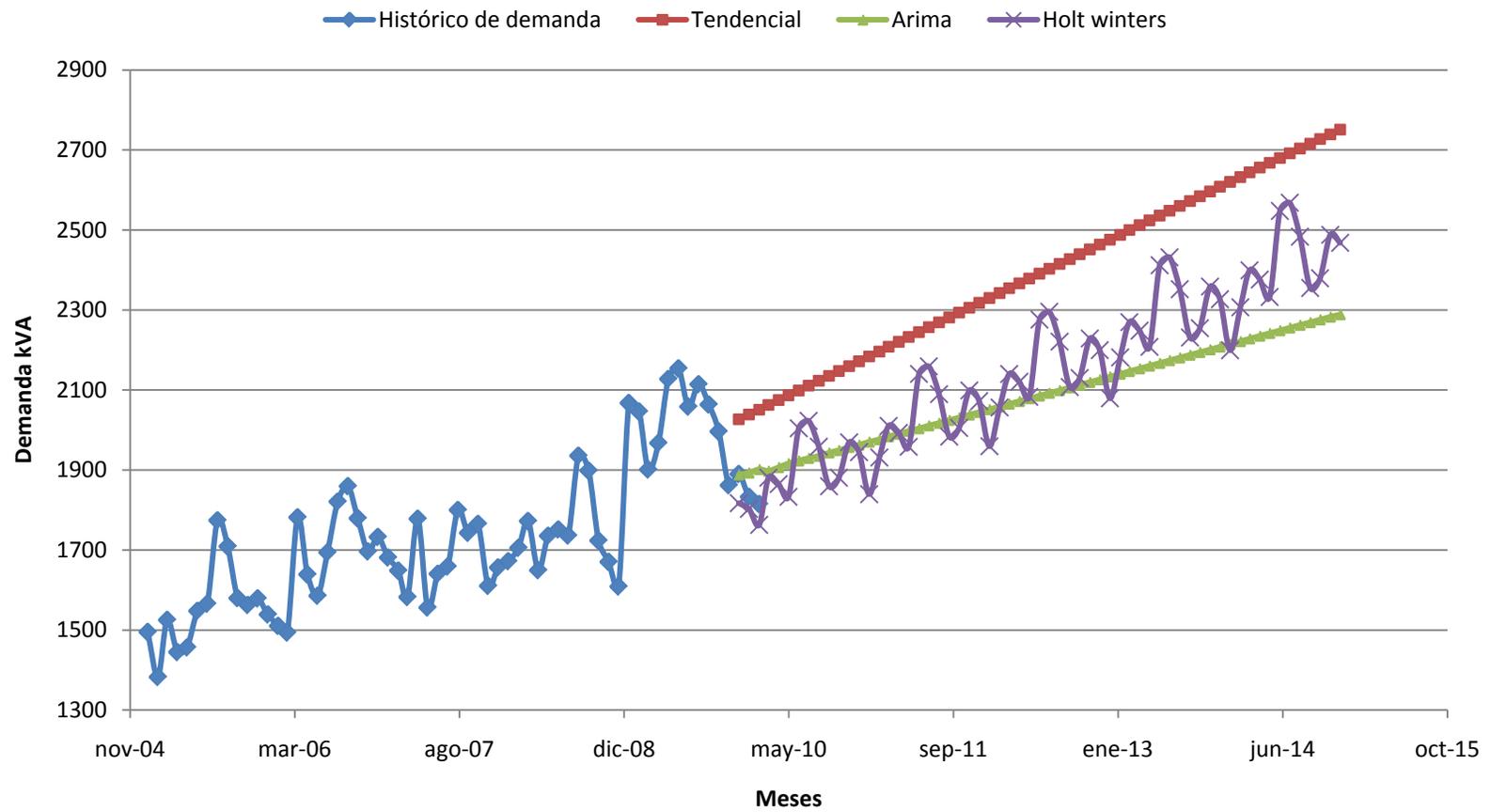


Gráfica 7.V. Estimación de demanda circuito A4 de la S/E Picture

Tabla 7.VI. Estimación de demanda circuito B1 de la S/E Picure

Tipo de Dato	Año	Mes	Cto. Picure B1			Año	Mes	Cto. Picure B1		
			Demanda (kVA)					Demanda (kVA)		
			T.	A.	H-W.			T.	A.	H-W.
HISTÓRICO	2009	Ene.				2012	Ene.	2330	2052	1960
		Feb.					Feb.	2342	2058	2056
		Mar.					Mar.	2354	2065	2140
		Abr.					Abr.	2367	2072	2121
		May.					May.	2379	2079	2083
		Jun.					Jun.	2391	2086	2276
		Jul.					Jul.	2403	2093	2296
		Ago.					Ago.	2415	2099	2221
		Sept.					Sept.	2427	2106	2107
		Oct.					Oct.	2440	2113	2130
		Nov.					Nov.	2452	2120	2229
		Dic.	2027	1888	1817		Dic.	2464	2127	2200
	2010	Ene.	2039	1893	1803	2013	Ene.	2476	2133	2079
		Feb.	2051	1902	1763		Feb.	2488	2170	2182
		Mar.	2063	1898	1881		Mar.	2500	2147	2270
		Abr.	2075	1907	1865		Abr.	2512	2154	2248
		May.	2087	1917	1833		May.	2524	2161	2208
		Jun.	2099	1923	2004		Jun.	2536	2167	2412
		Jul.	2111	1930	2023		Jul.	2548	2174	2432
		Ago.	2123	1935	1958		Ago.	2560	2181	2352
		Sept.	2135	1943	1860		Sept.	2572	2188	2231
		Oct.	2147	1949	1881		Oct.	2584	2195	2255
		Nov.	2160	1957	1969		Nov.	2596	2201	2359
		Dic.	2172	1963	1945		Dic.	2608	2208	2327
	2011	Ene.	2184	1970	1840	2014	Ene.	2620	2215	2199
		Feb.	2196	1977	1931		Feb.	2632	2222	2307
		Mar.	2208	1984	2010		Mar.	2644	2229	2399
		Abr.	2220	1990	1993		Abr.	2656	2235	2376
		May.	2233	1998	1958		May.	2668	2242	2333
		Jun.	2245	2004	2140		Jun.	2680	2249	2548
		Jul.	2257	2011	2159		Jul.	2692	2256	2568
		Ago.	2269	2018	2090		Ago.	2704	2263	2483
		Sept.	2281	2025	1983		Sept.	2716	2269	2355
		Oct.	2294	2031	2005		Oct.	2727	2276	2379
		Nov.	2306	2038	2099		Nov.	2739	2283	2488
		Dic.	2318	2045	2072		Dic.	2751	2289	2468

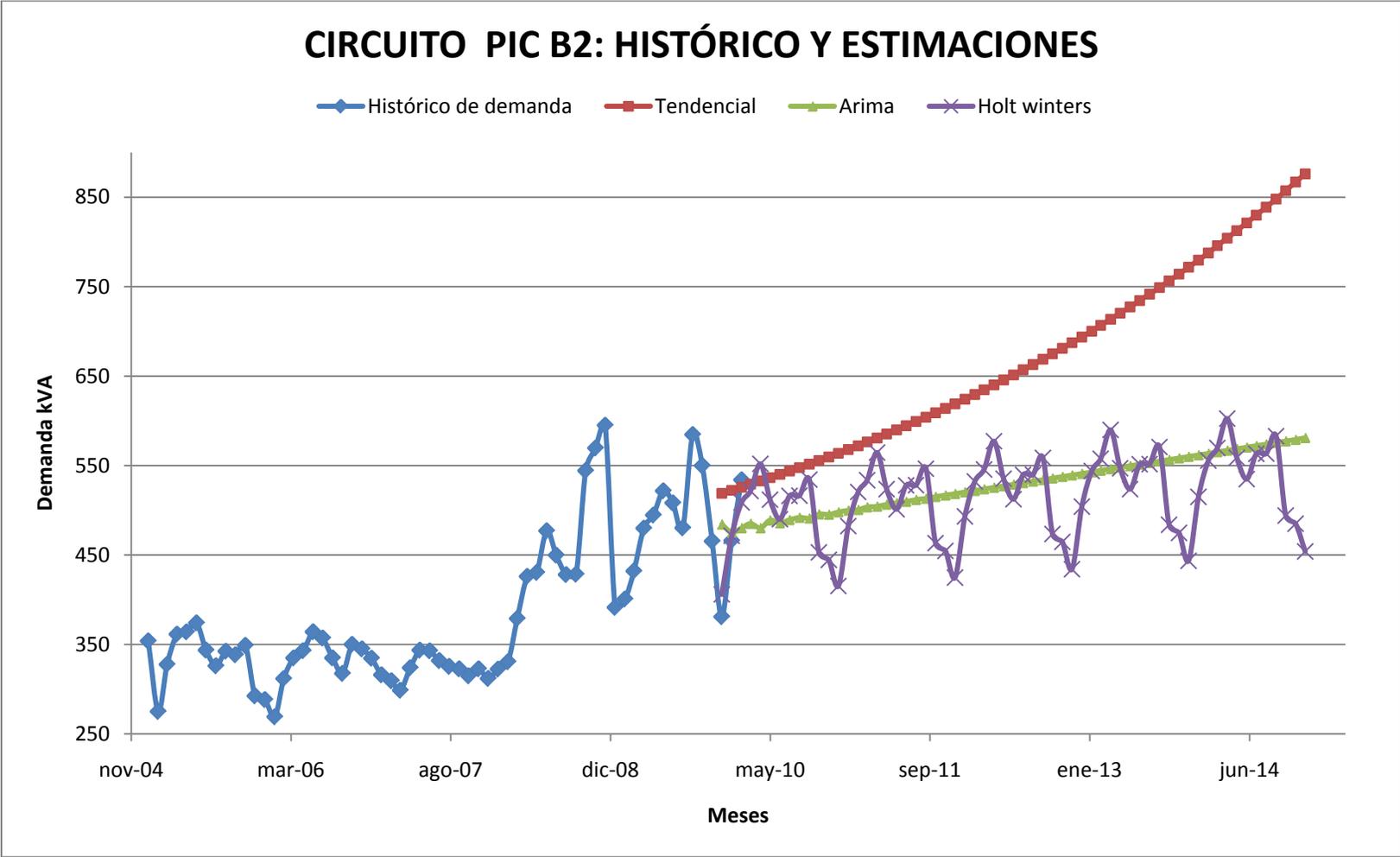
CIRCUITO PIC B1: HISTÓRICO Y ESTIMACIONES



Gráfica 7.VI. Estimación de demanda circuito B1 de la S/E Picture

Tabla 7.VII. Estimación de demanda circuito B2 de la S/E Picture

Tipo de Dato	Año	Mes	Cto. Picture B2			Año	Mes	Cto. Picture B2		
			Demanda (kVA)					Demanda (kVA)		
			T.	A.	H-W.			T.	A.	H-W.
HISTÓRICO	2009	Ene.				2012	Ene.	624	520	493
		Feb.					Feb.	629	522	532
		Mar.					Mar.	635	524	546
		Abr.					Abr.	640	525	577
		May.					May.	646	527	535
		Jun.					Jun.	651	529	512
		Jul.					Jul.	657	531	540
		Ago.					Ago.	663	532	540
		Sept.					Sept.	669	534	559
		Oct.					Oct.	675	536	474
		Nov.					Nov.	681	538	465
		Dic.	519	484	406		Dic.	687	539	434
	2010	Ene.	522	475	571	2013	Ene.	694	541	504
		Feb.	526	480	509		Feb.	700	543	544
		Mar.	529	485	522		Mar.	707	544	558
		Abr.	533	480	552		Abr.	714	546	590
		May.	536	489	512		May.	720	548	547
		Jun.	540	486	490		Jun.	727	550	524
		Jul.	544	489	516		Jul.	734	551	551
		Ago.	548	492	516		Ago.	742	553	552
		Sept.	552	491	534		Sept.	749	555	571
		Oct.	556	496	453		Oct.	756	557	484
		Nov.	560	495	445		Nov.	764	558	475
		Dic.	564	498	415		Dic.	772	560	444
	2011	Ene.	568	500	482	2014	Ene.	780	562	515
		Feb.	572	501	520		Feb.	788	563	556
		Mar.	576	504	534		Mar.	796	565	570
		Abr.	581	504	565		Abr.	804	567	603
		May.	585	507	524		May.	813	569	559
		Jun.	590	508	501		Jun.	821	570	535
		Jul.	595	510	528		Jul.	830	572	563
		Ago.	599	512	528		Ago.	839	574	563
		Sept.	604	513	546		Sept.	848	576	583
		Oct.	609	515	463		Oct.	857	577	494
		Nov.	614	517	455		Nov.	867	579	485
		Dic.	619	518	425		Dic.	876	581	454

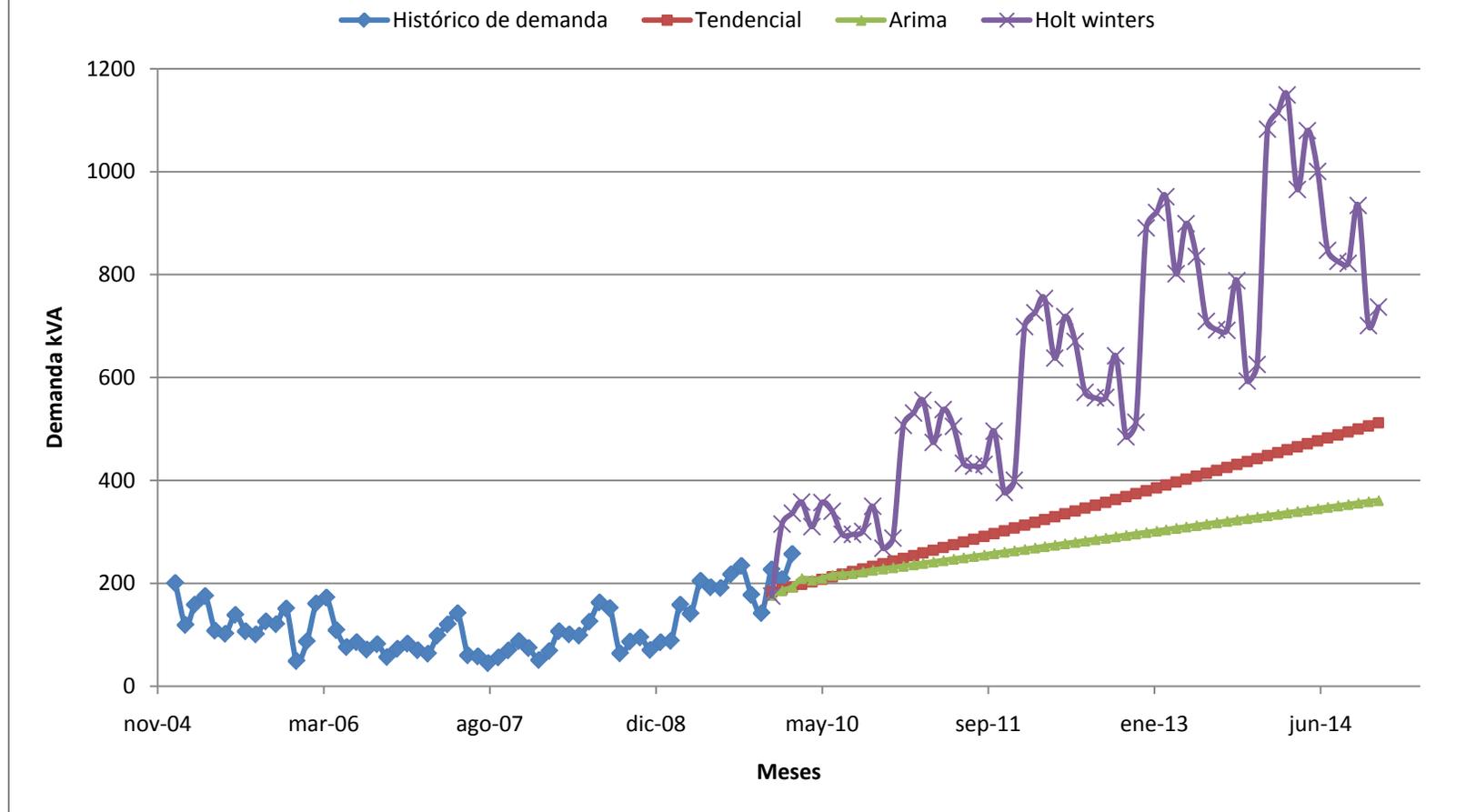


Gráfica 7.VII. Estimación de demanda circuito B2 de la S/E Picure

Tabla 7.VIII. Estimación de demanda circuito B3 de la S/E Picture

Tipo de Dato	Año	Mes	Cto. Picture B3			Año	Mes	Cto. Picture B3		
			Demanda (kVA)					Demanda (kVA)		
			T.	A.	H-W.			T.	A.	H-W.
HISTÓRICO	2009	Ene.				2012	Ene.	313	266	699
		Feb.					Feb.	319	269	726
		Mar.					Mar.	324	272	753
		Abr.					Abr.	330	274	638
		May.					May.	335	277	718
		Jun.					Jun.	341	280	670
		Jul.					Jul.	346	283	571
		Ago.					Ago.	352	285	560
		Sept.					Sept.	357	288	561
		Oct.					Oct.	363	291	642
		Nov.					Nov.	369	294	485
		Dic.	184	177	175		Dic.	374	296	513
	2010	Ene.	188	186	315	2013	Ene.	380	299	891
		Feb.	193	193	336		Feb.	386	302	921
		Mar.	198	210	358		Mar.	391	304	951
		Abr.	203	206	310		Abr.	397	307	802
		May.	208	210	357		May.	403	310	899
		Jun.	213	216	340		Jun.	408	313	835
		Jul.	218	218	295		Jul.	414	315	709
		Ago.	223	219	295		Ago.	420	318	693
		Sept.	228	222	301		Sept.	425	321	692
		Oct.	233	226	350		Oct.	431	323	788
		Nov.	238	228	268		Nov.	437	326	563
		Dic.	243	231	288		Dic.	443	329	625
	2011	Ene.	249	234	507	2014	Ene.	448	332	1083
		Feb.	254	236	531		Feb.	454	334	1115
		Mar.	259	239	556		Mar.	460	337	1149
		Abr.	264	242	474		Abr.	466	340	965
		May.	270	244	538		May.	471	343	1050
		Jun.	275	247	505		Jun.	477	345	1001
		Jul.	280	250	433		Jul.	483	348	847
		Ago.	286	253	428		Ago.	489	351	826
		Sept.	291	255	431		Sept.	494	353	822
		Oct.	297	258	496		Oct.	500	356	934
		Nov.	302	261	377		Nov.	506	359	701
		Dic.	308	264	400		Dic.	512	361	737

CIRCUITO PIC B3: HISTÓRICO Y ESTIMACIONES

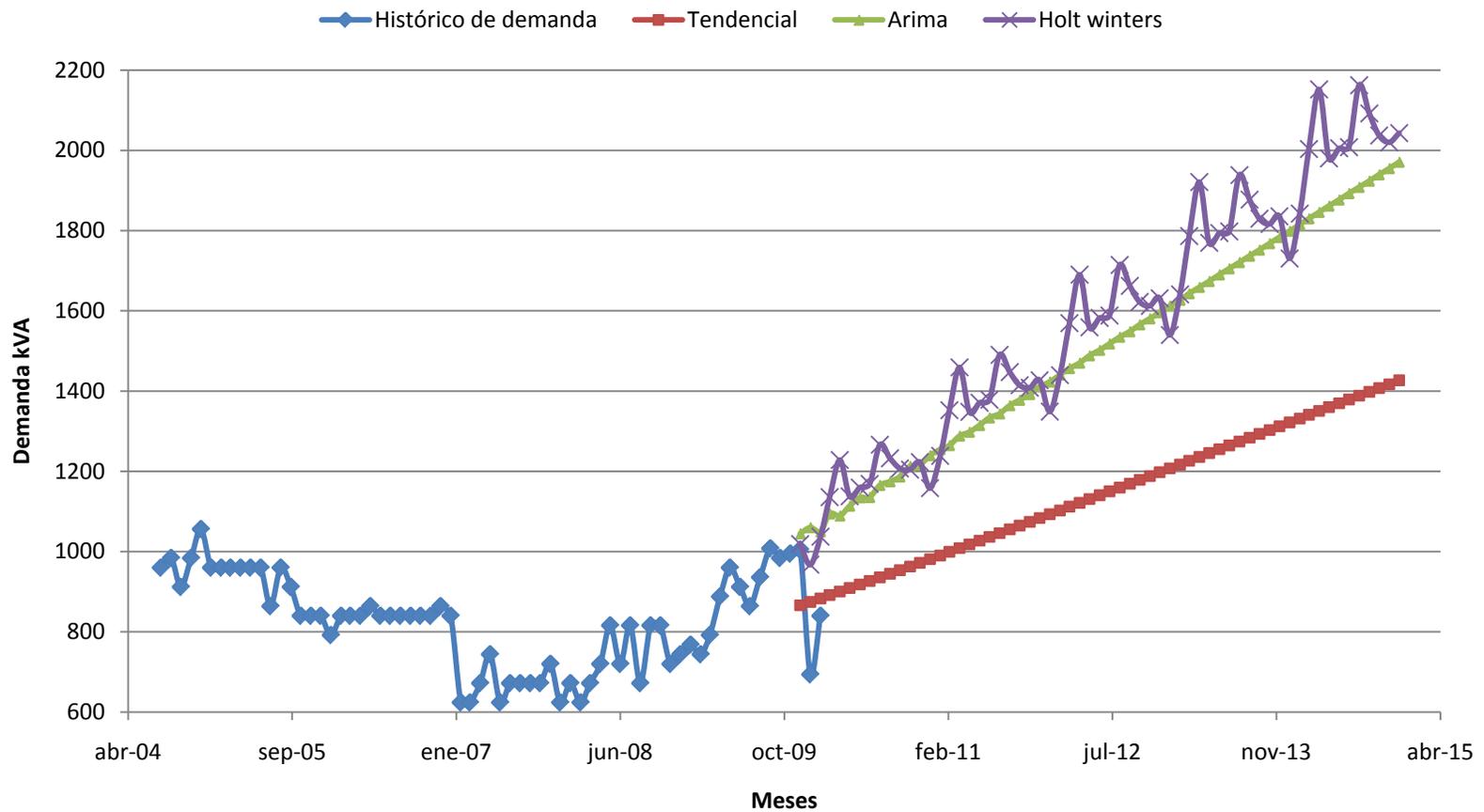


Gráfica 7.VIII. Estimación de demanda circuito B3 de la S/E Picture

Tabla 7.IX. Estimación de demanda circuito A1 de la S/E Marapa

Tipo de Dato	Año	Mes	Cto. Marapa A1			Año	Mes	Cto. Marapa A1		
			Demanda (kVA)					Demanda (kVA)		
			T.	A.	H-W.			T.	A.	H-W.
HISTÓRICO	2009	Ene.				2012	Ene.	1093	1423	1349
		Feb.					Feb.	1103	1441	1440
		Mar.					Mar.	1112	1457	1569
		Abr.					Abr.	1122	1470	1690
		May.					May.	1131	1488	1559
		Jun.					Jun.	1141	1502	1582
		Jul.					Jul.	1150	1518	1588
		Ago.					Ago.	1160	1535	1714
		Sept.					Sept.	1169	1549	1662
		Oct.					Oct.	1179	1566	1622
		Nov.					Nov.	1188	1571	1612
		Dic.	866	1045	1019		Dic.	1198	1596	1631
	2010	Ene.	875	1060	967	2013	Ene.	1207	1613	1540
		Feb.	883	1050	1037		Feb.	1217	1627	1641
		Mar.	892	1094	1136		Mar.	1227	1643	1786
		Abr.	900	1089	1228		Abr.	1236	1659	1921
		May.	909	1114	1138		May.	1246	1674	1769
		Jun.	918	1135	1160		Jun.	1255	1690	1794
		Jul.	927	1135	1169		Jul.	1265	1705	1798
		Ago.	936	1165	1266		Ago.	1274	1721	1938
		Sept.	945	1175	1233		Sept.	1284	1737	1877
		Oct.	954	1187	1207		Oct.	1293	1752	1830
		Nov.	963	1213	1204		Nov.	1303	1768	1816
		Dic.	972	1217	1223		Dic.	1313	1784	1836
	2011	Ene.	981	1240	1158	2014	Ene.	1322	1799	1731
		Feb.	990	1255	1238		Feb.	1332	1815	1842
		Mar.	999	1265	1353		Mar.	1341	1830	2003
		Abr.	1009	1288	1459		Abr.	1351	1846	2152
		May.	1018	1298	1348		May.	1360	1862	1980
		Jun.	1027	1315	1371		Jun.	1370	1877	2005
		Jul.	1037	1334	1378		Jul.	1379	1893	2008
		Ago.	1046	1344	1490		Ago.	1389	1908	2162
		Sept.	1055	1364	1447		Sept.	1398	1924	2092
		Oct.	1065	1378	1415		Oct.	1408	1940	2037
		Nov.	1074	1392	1408		Nov.	1417	1955	2020
		Dic.	1084	1411	1427		Dic.	1427	1971	2043

CIRCUITO MPA A1: HISTÓRICO Y ESTIMACIONES



Gráfica 7.IX. Estimación de demanda circuito A1 de la S/E Marapa

ANEXO N°8

Elección del método de estimación

Tabla 8.I. Evaluación de error para la S/E Picture

MES	S/E PICTURE						
Método	Valor Real	Tendencial	Error	Arima	Error	Holt-Win	Error
Diciembre	12645	11788	735105	11645	1000327	10215	5906006
Enero	11391	11820	184107	11648	66152	11133	66756
Febrero	10695	11853	1340964	11820	1265625	11710	1030225
E.C.T.			2260175		2332104		7002987
Min. Error	2260175		TENDENCIAL				

Tabla 8.II. Evaluación de error para el circuito A1 de la S/E Picture

MES	Circuito Picture A1						
Método	Valor Real	Tendencial	Error	Arima	Error	Holt-Win	Error
Diciembre	2390	2410	400	2229	25921	2185	42025
Enero	2252	2416	26896	2229	529	2192	3600
Febrero	2149	2422	74529	2229	6400	2347	39204
E.C.T.			101825		32850		84829
Min. Error	32850		ARIMA				

Tabla 8.III. Evaluación de error para el circuito A2 de la S/E Picture

MES	Circuito Picture A2						
Método	Valor Real	Tendencial	Error	Arima	Error	Holt-Win	Error
Diciembre	2119	1902	47089	1776	117649	1492	393129
Enero	1641	1922	78961	1776	18225	1534	11449
Febrero	1470	1941	221841	1776	93636	1635	27225
E.C.T.			347891		229510		431803
Min. Error	229510		ARIMA				

Tabla 8.IV. Evaluación de error para el circuito A3 de la S/E Picture

MES	Circuito Picture A3						
Método	Valor Real	Tendencial	Error	Arima	Error	Holt-Win	Error
Diciembre	4946	4993	2209	4603	117649	4269	458329
Enero	4472	5006	285156	4746	75076	4372	10000
Febrero	4511	5019	258064	4606	9025	4742	53361
E.C.T.			545429		201750		521690
Min. Error	201750			ARIMA			

Tabla 8.V. Evaluación de error para el circuito A4 de la S/E Picture

MES	Circuito Picture A4						
Método	Valor Real	Tendencial	Error	Arima	Error	Holt-Win	Error
Diciembre	317	327	100	334	289	226	8281
Enero	338	328	100	337	1	324	196
Febrero	365	317	2304	342	529	316	2401
E.C.T.			2504		819		10878
Min. Error	819			ARIMA			

Tabla 8.VI. Evaluación de error para el circuito B1 de la S/E Picture

MES	Circuito Picture B1						
Método	Valor Real	Tendencial	Error	Arima	Error	Holt-Win	Error
Diciembre	1890	2027	18769	1888	4	1817	5329
Enero	1833	2039	42436	1893	3600	1763	4900
Febrero	1815	2051	55696	1902	7569	1806	81
E.C.T.			116901		11173		10310
Min. Error	10310			HOLT-WIN.			

Tabla 8.VII. Evaluación de error para el circuito B2 de la S/E Picture

MES	Circuito Picture B2						
Método	Valor Real	Tendencial	Error	Arima	Error	Holt-Win	Error
Diciembre	381	519	19044	484	10609	406	625
Enero	466	522	3136	475	81	471	25
Febrero	534	526	64	480	2916	509	625
E.C.T.			22244		13606		1275
Min. Error	1275			HOLT-WIN.			

Tabla 8.VIII. Evaluación de error para el circuito B3 de la S/E Picure

MES	Circuito Picure B3						
Método	Valor Real	Tendencial	Error	Arima	Error	Holt-Win	Error
Diciembre	227	184	1849	177	2500	175	2704
Enero	208	188	400	186	484	315	11449
Febrero	257	193	4096	193	4096	336	6241
E.C.T.			6345		7080		20394
Min. Error	6345			TENDENCIAL			

Tabla 8.IX. Evaluación de error para el circuito A1 de la S/E Marapa

MES	Circuito Marapa A1						
Método	Valor Real	Tendencial	Error	Arima	Error	Holt-Win	Error
Diciembre	1005	866	19321	1045	1600	1019	196
Enero	694	875	32761	1060	133956	967	74529
Febrero	840	883	1849	1050	44100	1039	38809
E.C.T.			53931		179656		113534
Min. Error	53931			TENDENCIAL			

ANEXO N°9

Análisis cualitativo y cuantitativo para la selección del método de estimación de demanda

Tabla 9.I. Conclusión cualitativa y cuantitativa

Conclusión cuantitativa		Conclusión cualitativa	Demanda actual (kVA)	Máximo de demanda por año (kVA)				
Circuito	Método	Observaciones	2009	2010	2011	2012	2013	2014
S/E Picture	Tenden.	Si se ajusta a los datos.	13233	12187	12604	13037	13948	13233
PIC_A1	ARIMA	Se pudo observar que el método de estimación que presenta menor error cuadrático es el de ARIMA, pero su comportamiento es lineal sin crecimiento. Por tanto debido al comportamiento de la estimación con Holt-Winters (decreciente) el método elegido fue el <i>TENDENCIAL</i> .	2610	2485	2562	2643	2726	2811
PIC_A2	ARIMA	Se pudo observar que el método de estimación que presenta menor error cuadrático es el de ARIMA, pero su comportamiento es lineal sin crecimiento. Por tanto debido al comportamiento de la estimación con Holt-Winters (decreciente) el método elegido fue el <i>TENDENCIAL</i> .	2269	2133	2348	2548	2734	2907
PIC_A3	ARIMA	El método elegido fue el de <i>Holt-Winters</i> ya que presenta una tendencia de crecimiento acorde con los datos.	5680	5449	5561	5673	5785	5897
PIC_A4	ARIMA	Si se ajusta a los datos	343	368	400	433	465	498
PIC_B1	Holt-Win	Si se ajusta a los datos	2154	2023	2159	2296	2432	2568
PIC_B2	Holt-Win	Si se ajusta a los datos	585	552	565	577	590	603
PIC_B3	Tenden.	Si se ajusta a los datos	484	243	308	374	443	512
MRP_A1	Tenden.	Si se ajusta a los datos	1008	972	1084	1198	1313	1427

ANEXO N°10

Resultados de las simulaciones para el estado actual

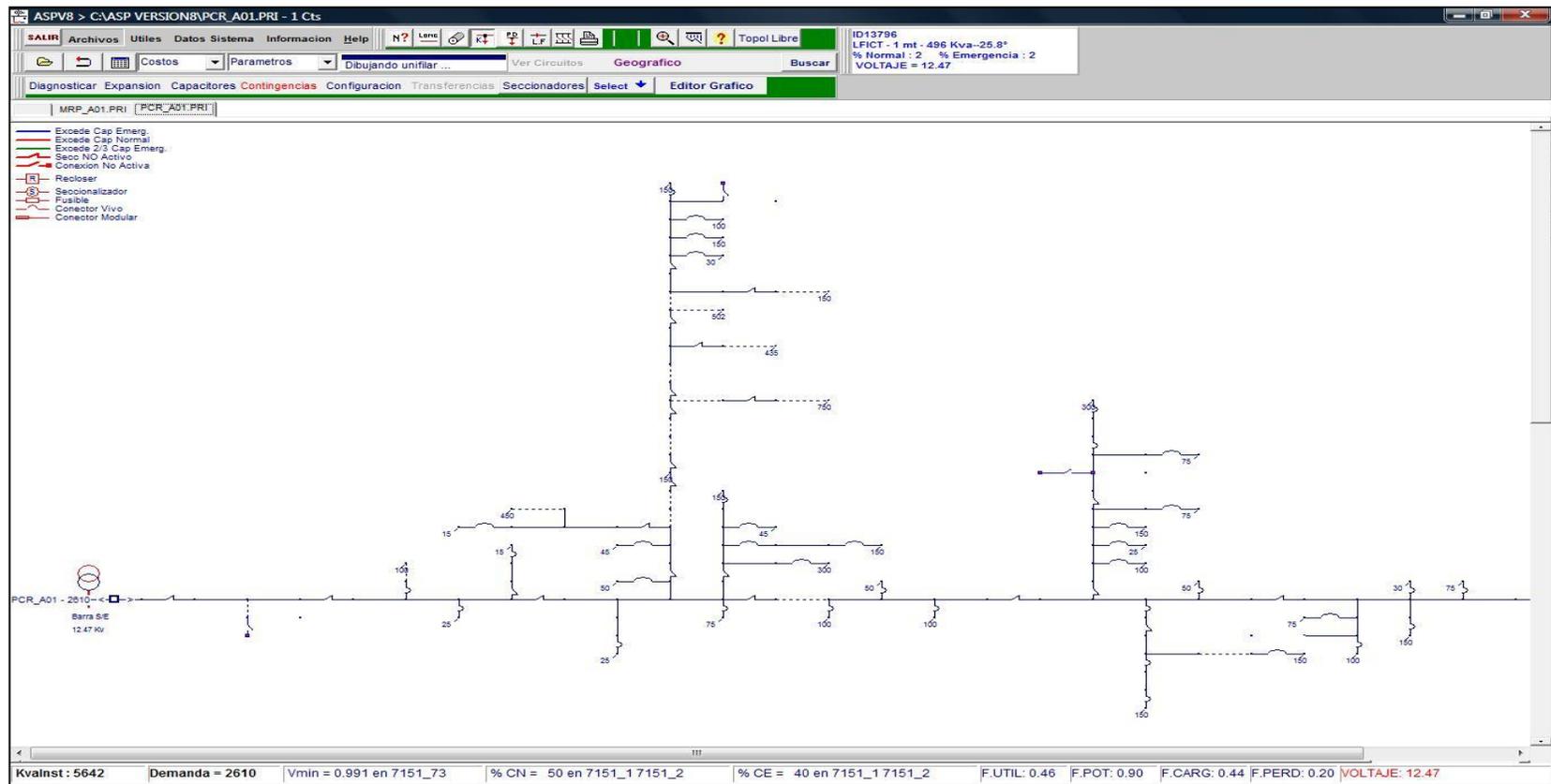


Figura 10.I. Simulación estado actual circuito A1 de la S/E Picure

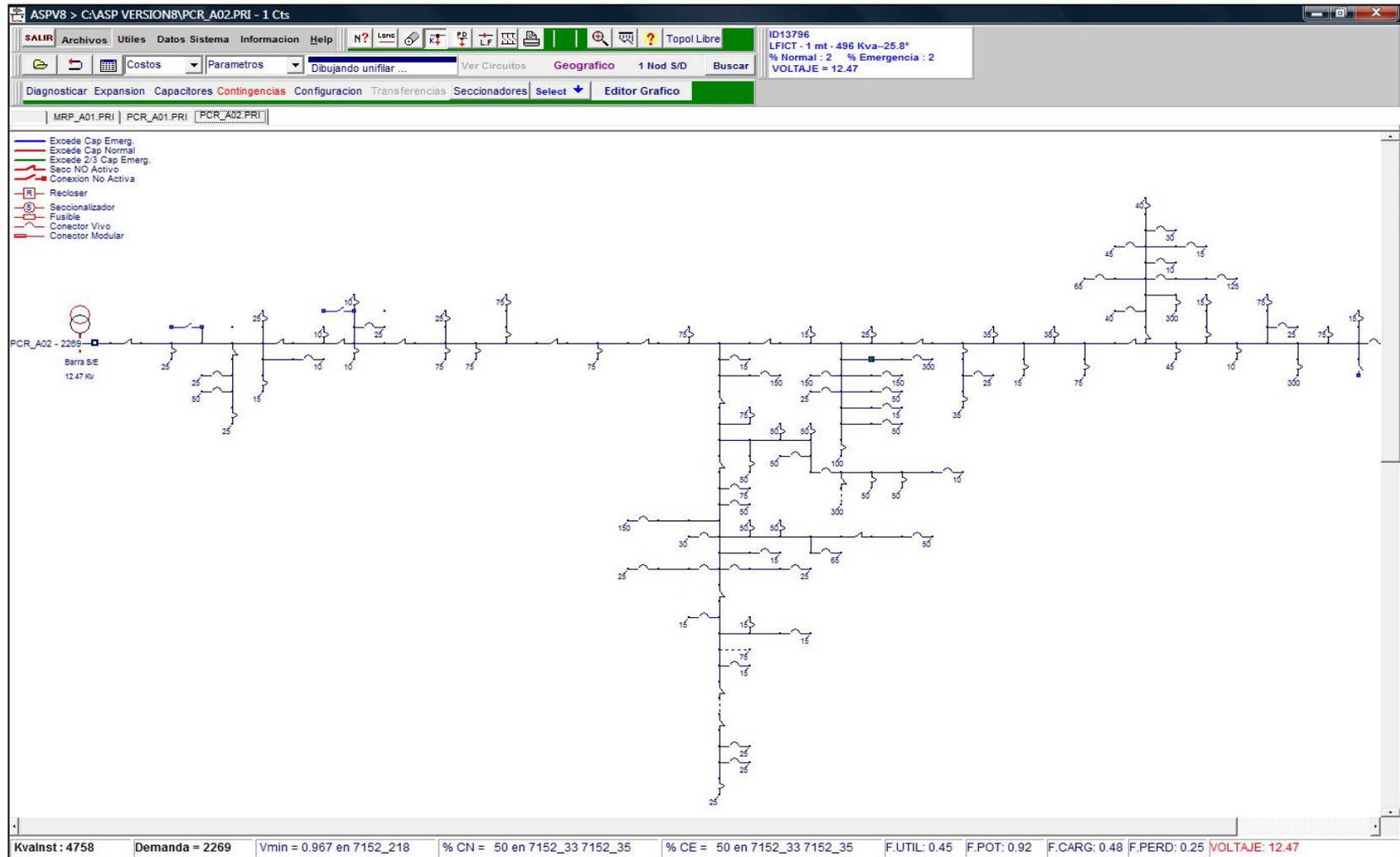


Figura 10.II. Simulación estado actual circuito A2 de la S/E Picture

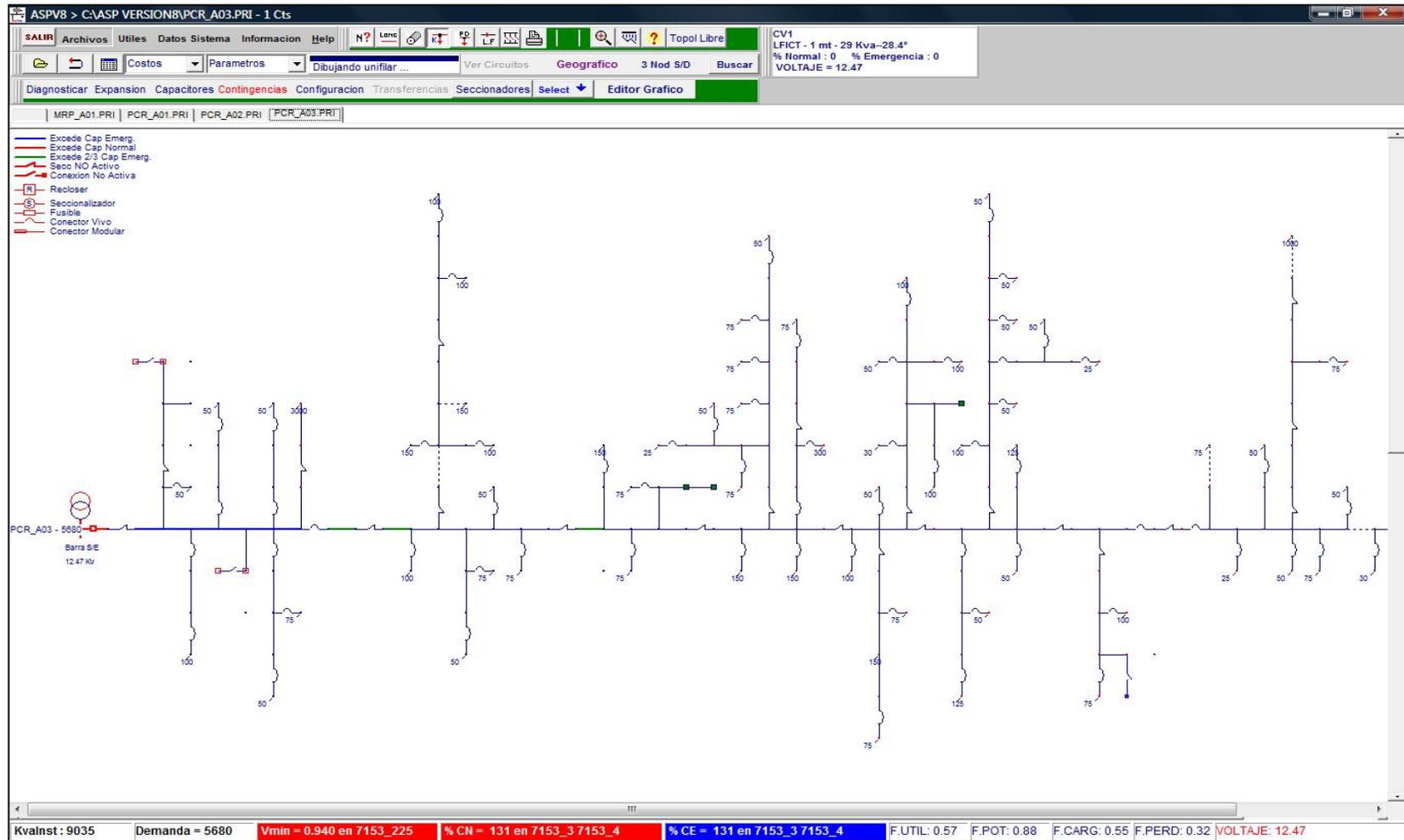


Figura 10.III. Simulación estado actual circuito A3 de la S/E Picture

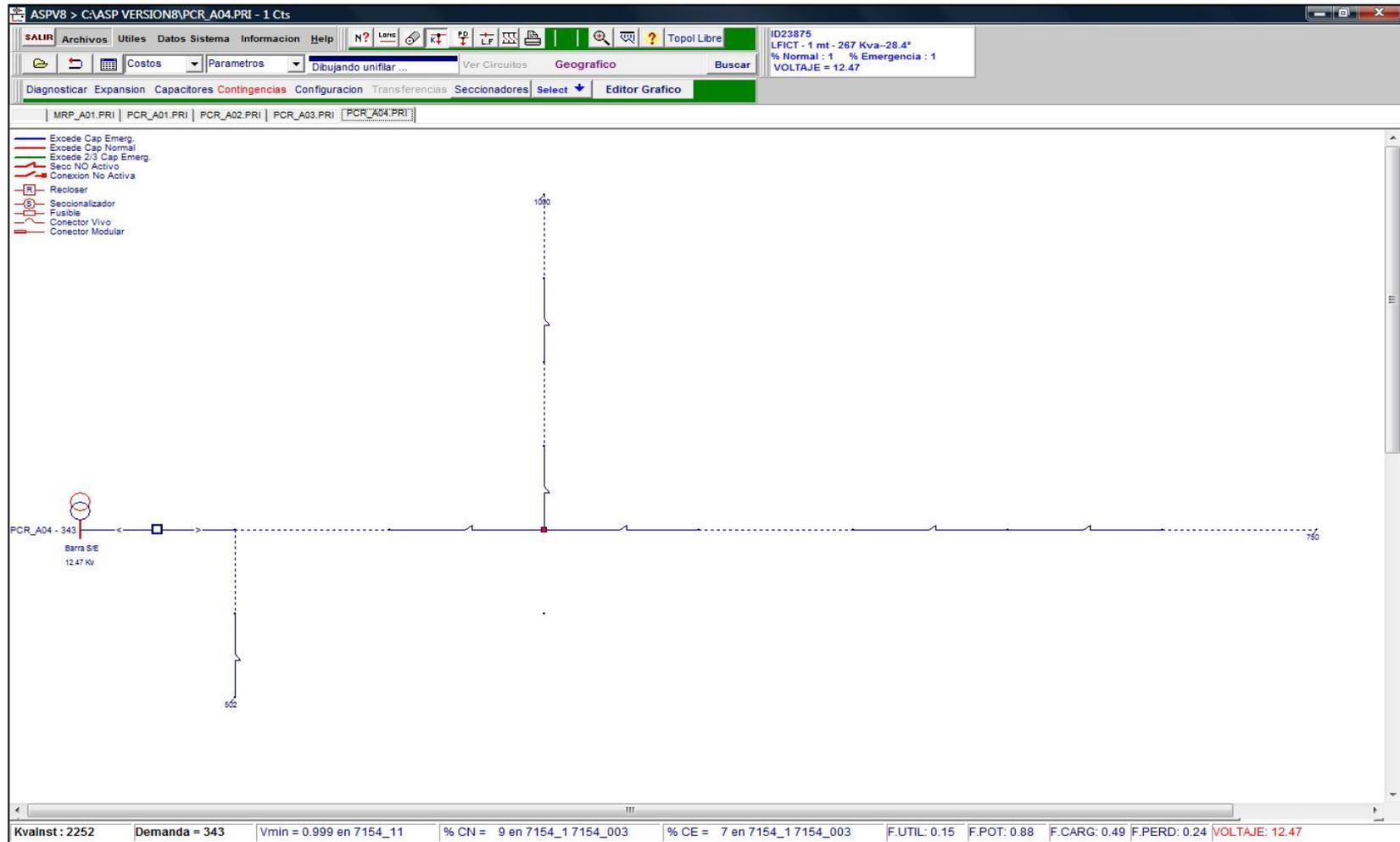


Figura 10.IV. Simulación estado actual circuito A4 de la S/E Picture

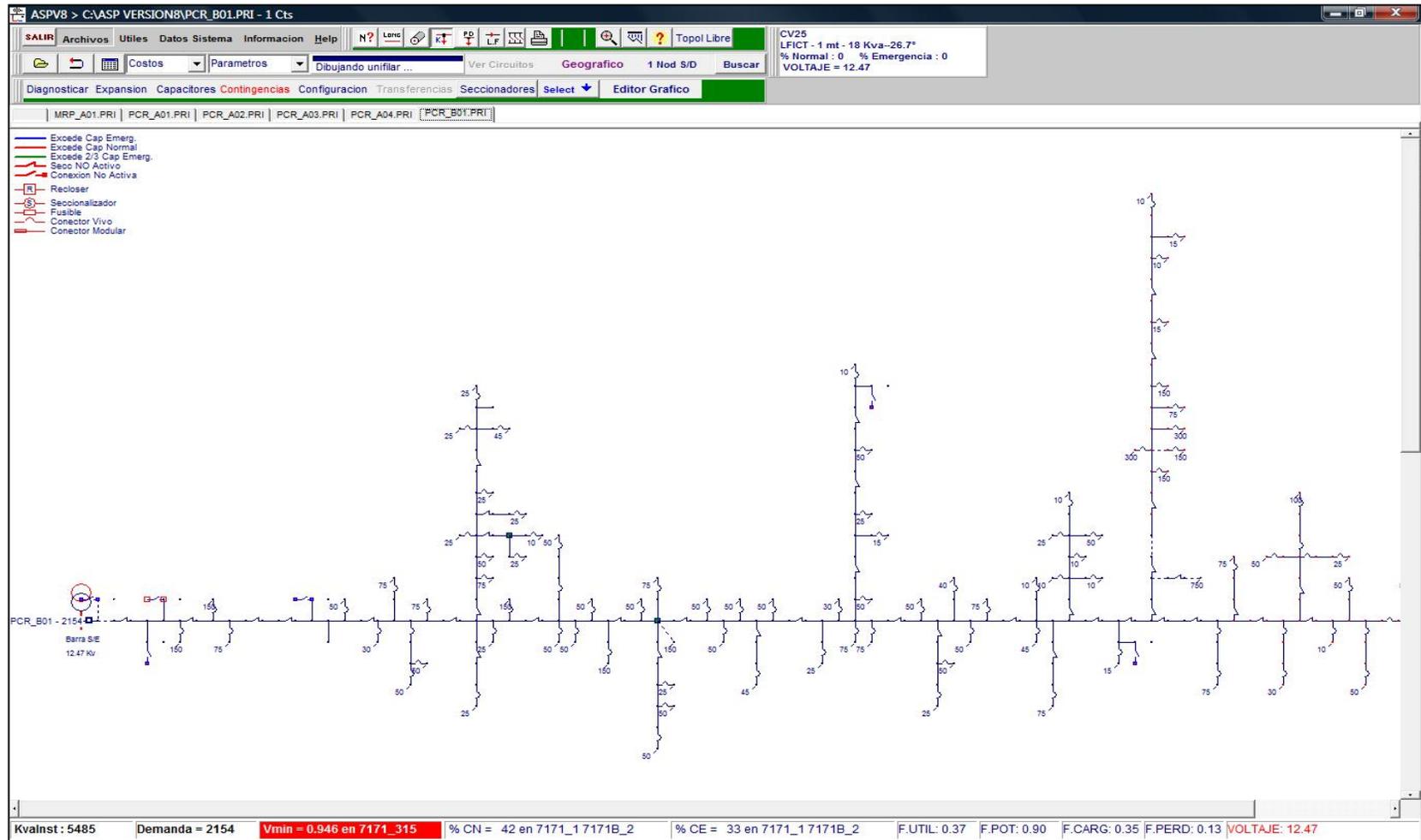


Figura 10.V. Simulación estado actual circuito B1 de la S/E Picure

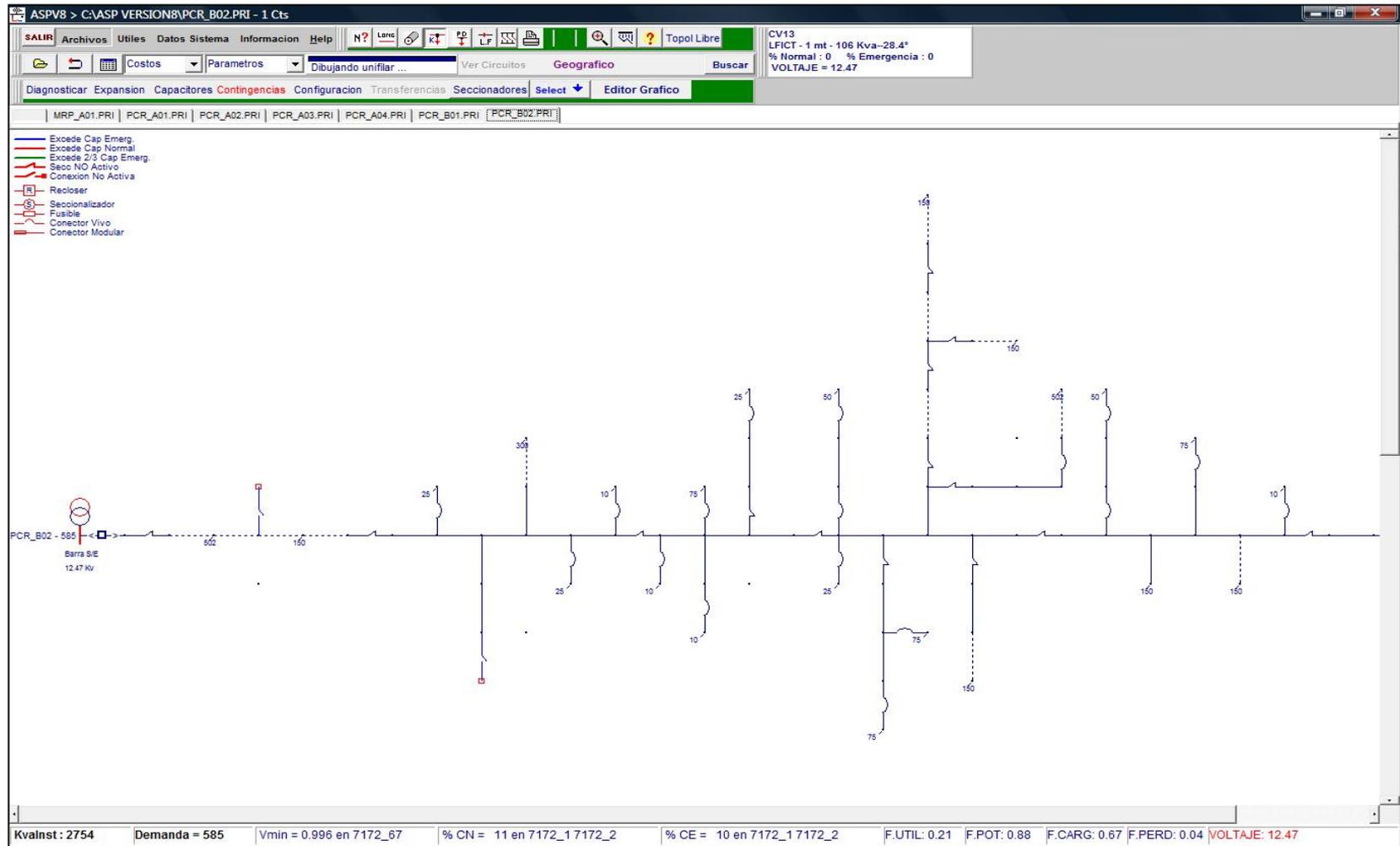


Figura 10.VI. Simulación estado actual circuito B2 de la S/E Picture

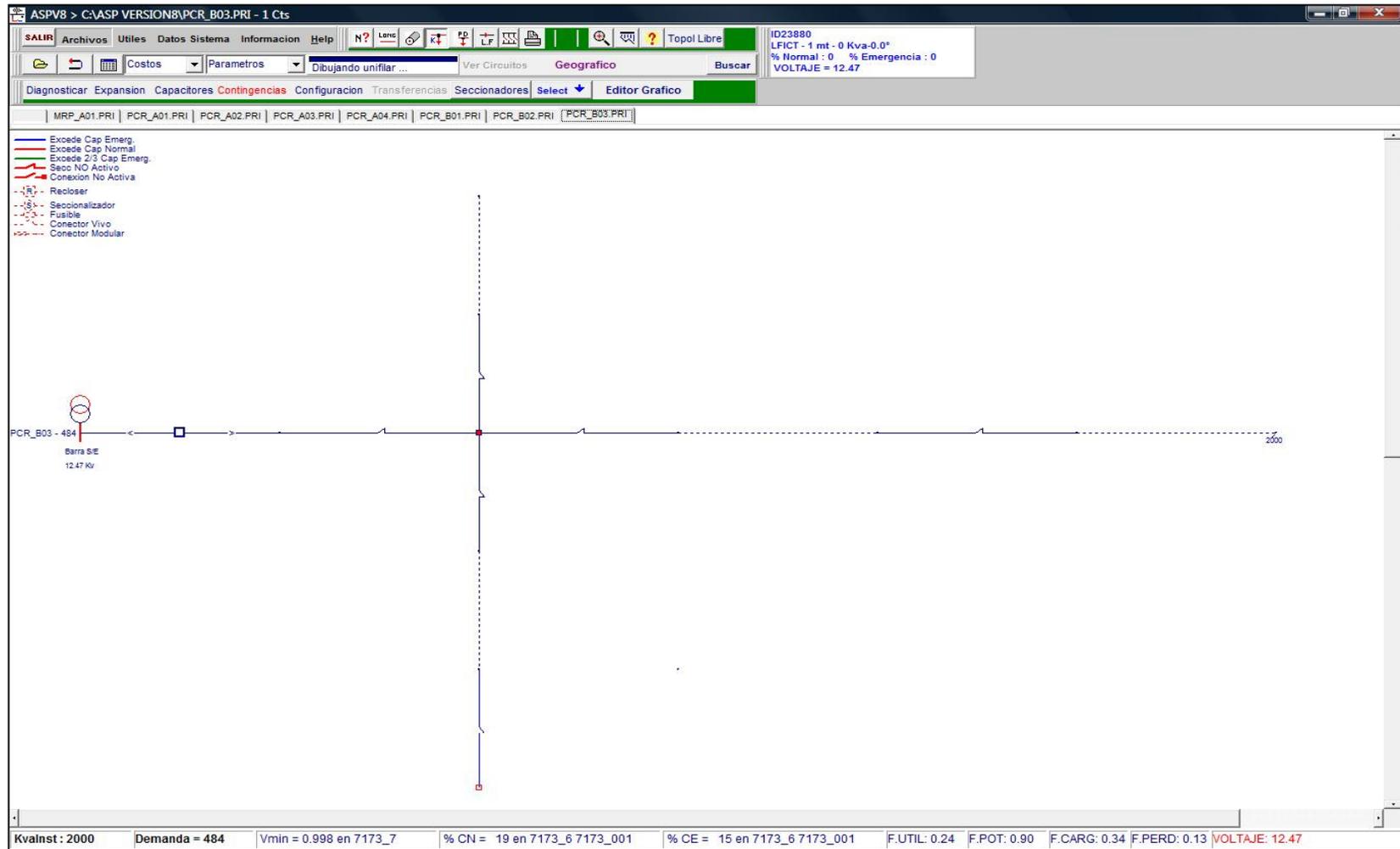


Figura 10.VII. Simulación estado actual circuito B3 de la S/E Picure

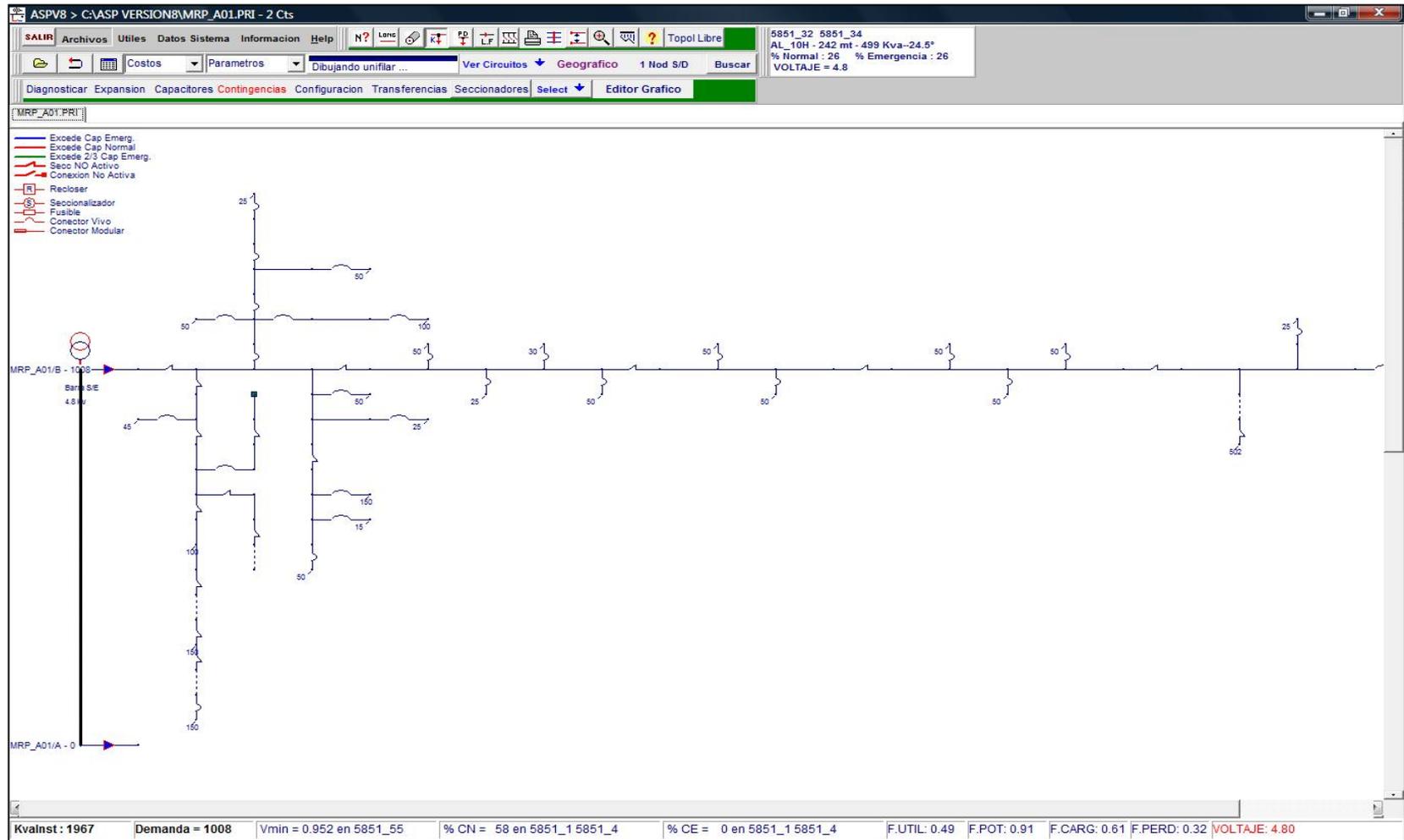


Figura 10.VIII. Simulación estado actual circuito A1 de la S/E Marapa

ANEXO N°11

Resultado de las simulaciones para las propuestas descartadas

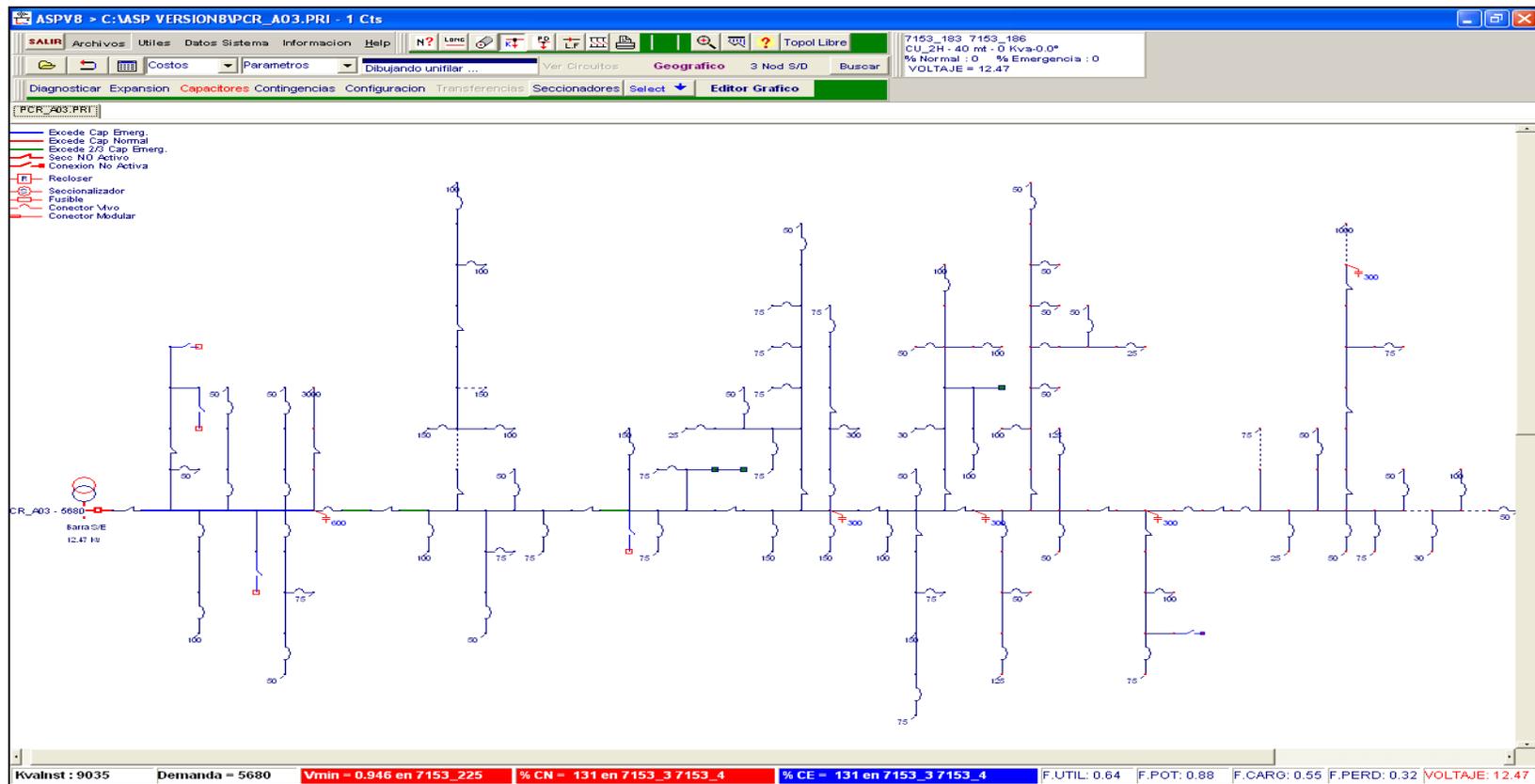


Figura 11.I. Simulación propuesta 1 descartada

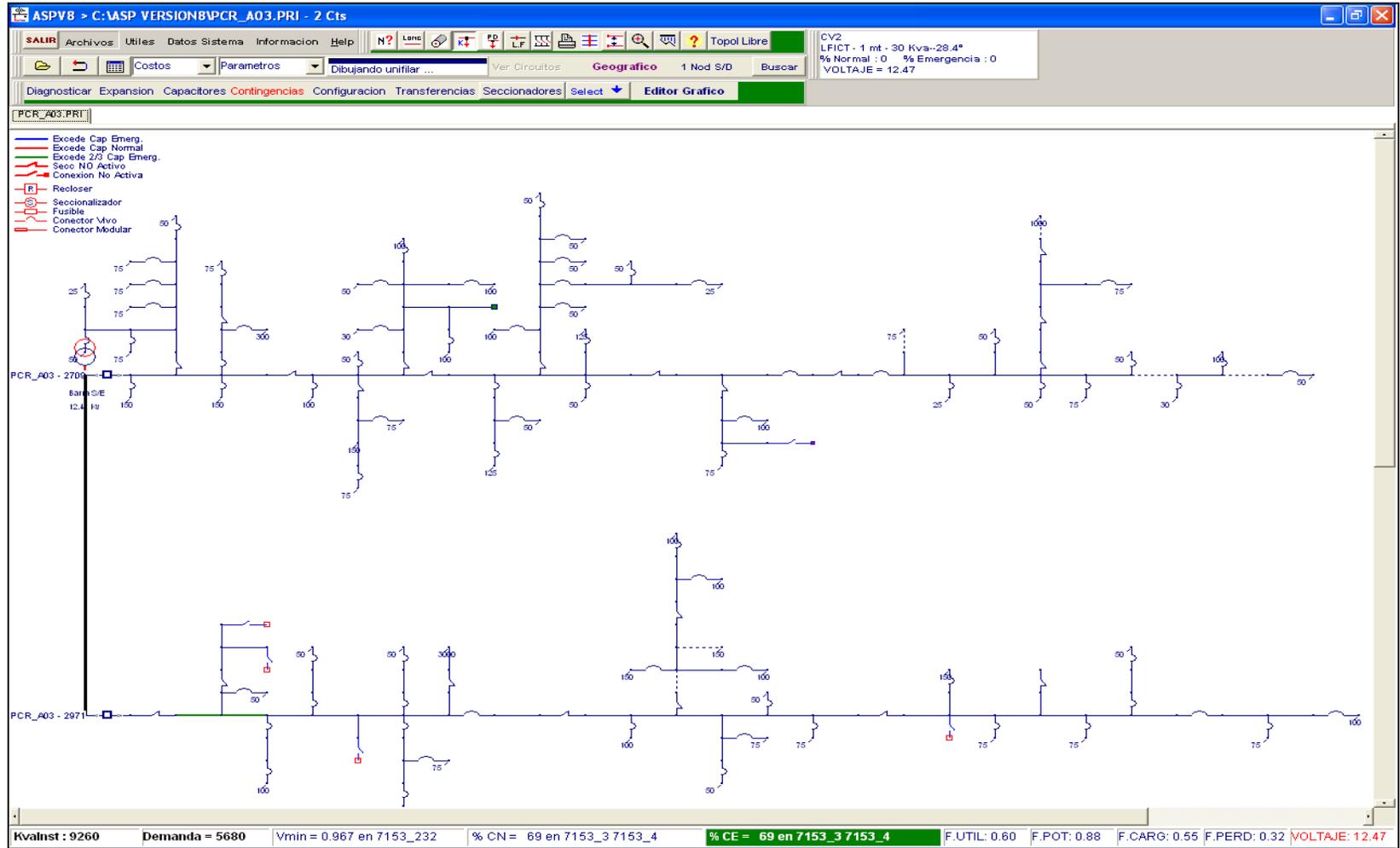


Figura 11.II. Simulación propuesta 2 descartada.

ANEXO N°12

Propuestas de anteproyectos a corto plazo

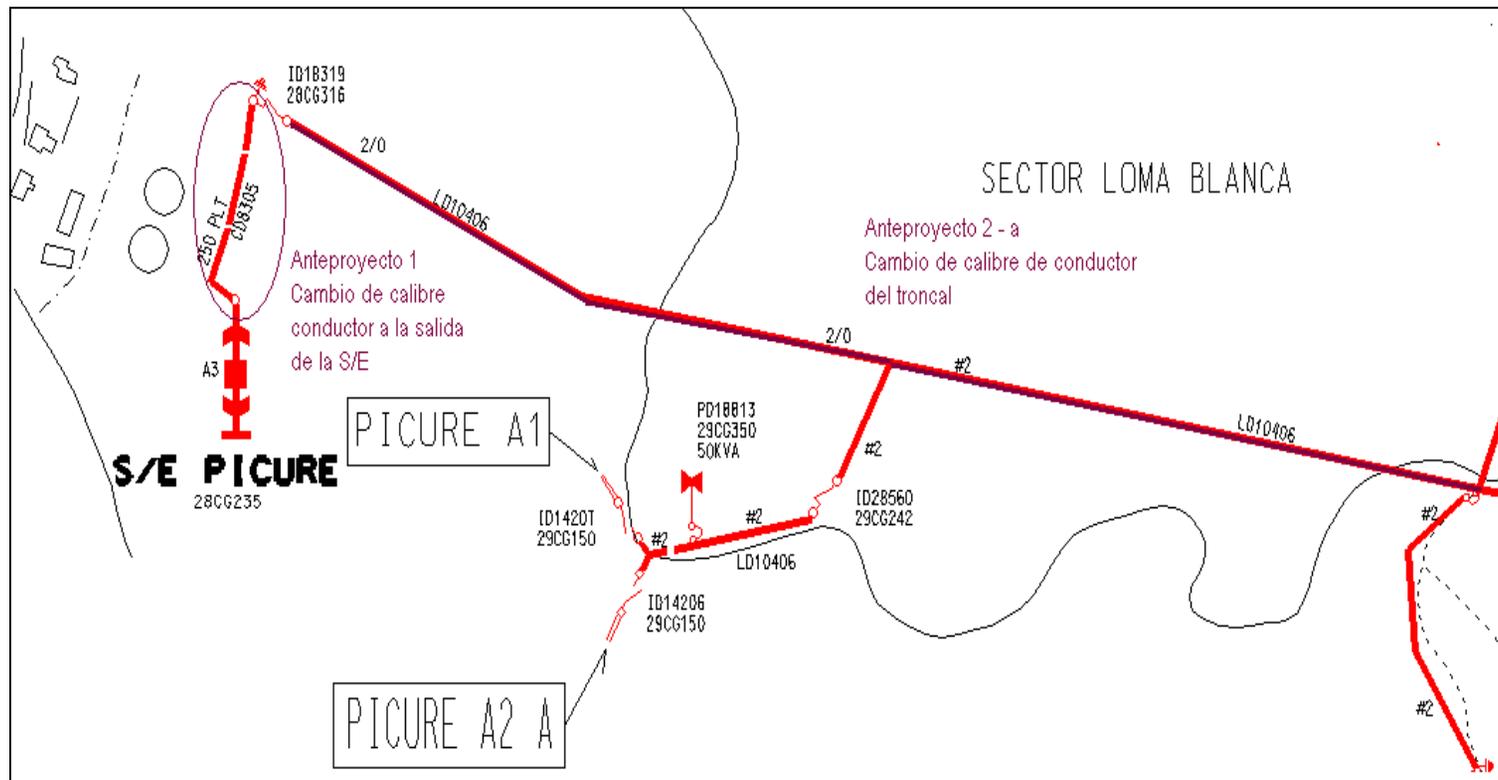


Figura 12.I. Anteproyectos 1 y 2-a a corto plazo del circuito A3 de la S/E Picture

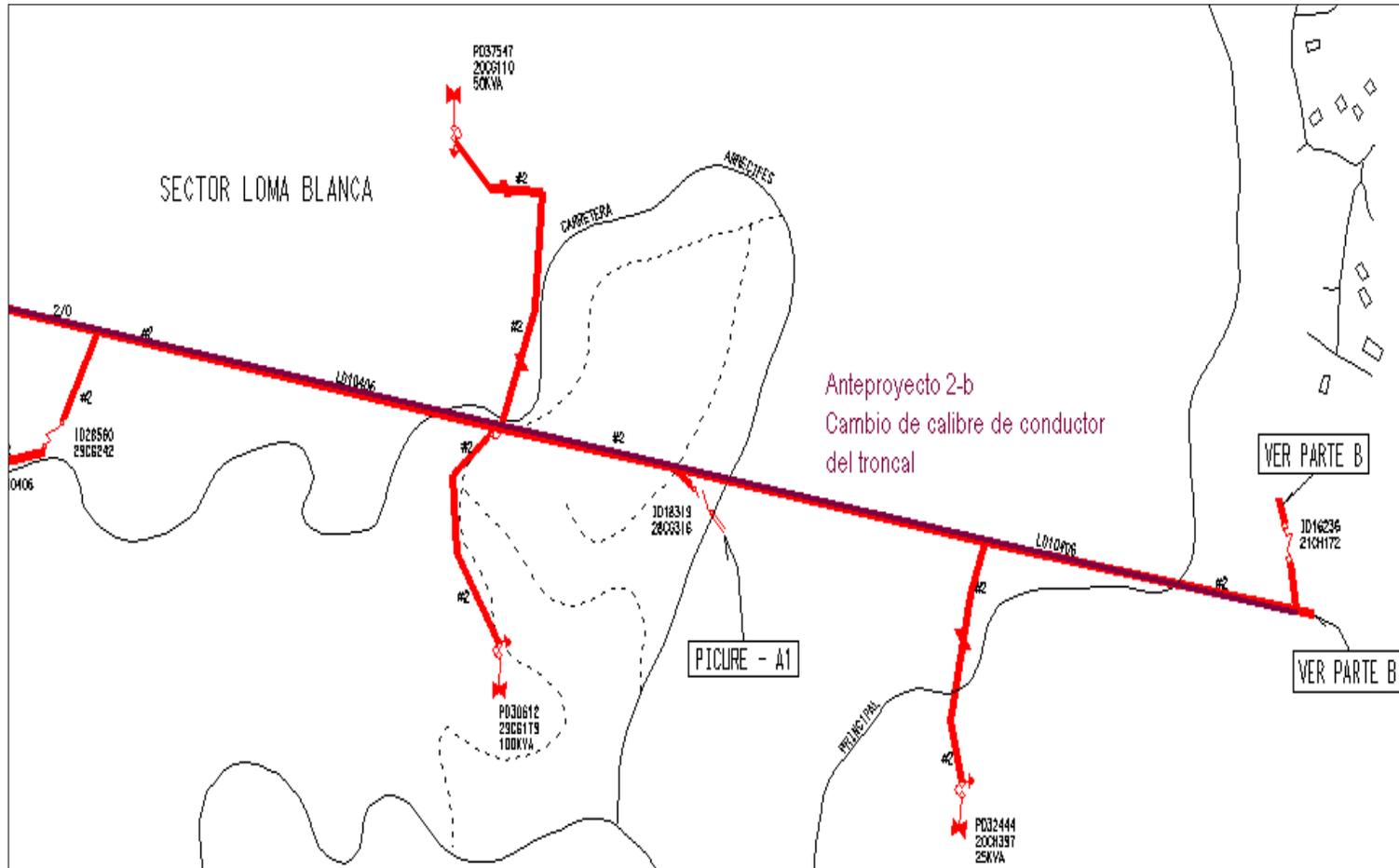


Figura 12.II. Anteproyecto 2-b a corto plazo del circuito A3 de la S/E Picure

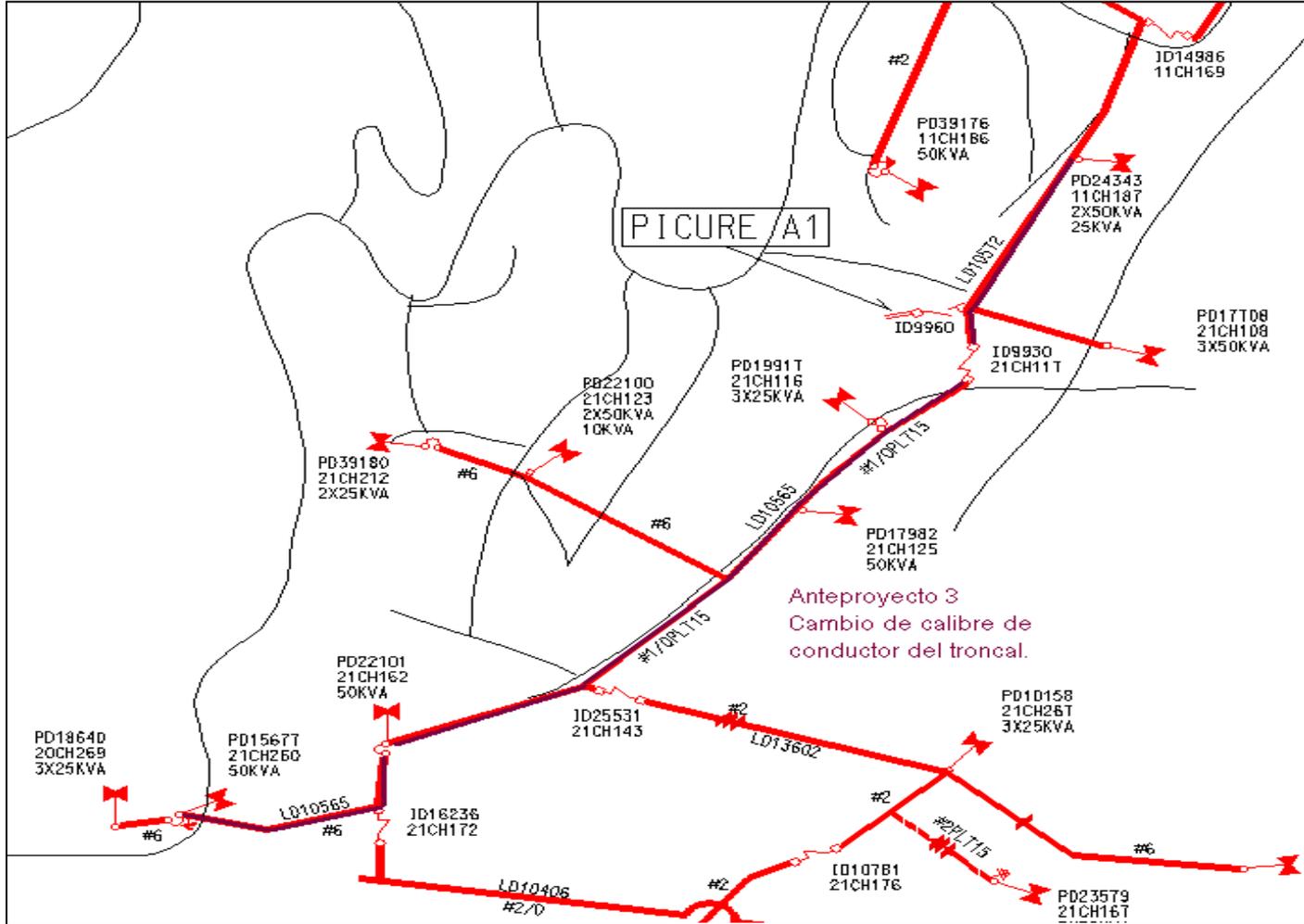


Figura 12.III. Anteproyecto 3 a corto plazo del circuito A3 de la S/E Picture

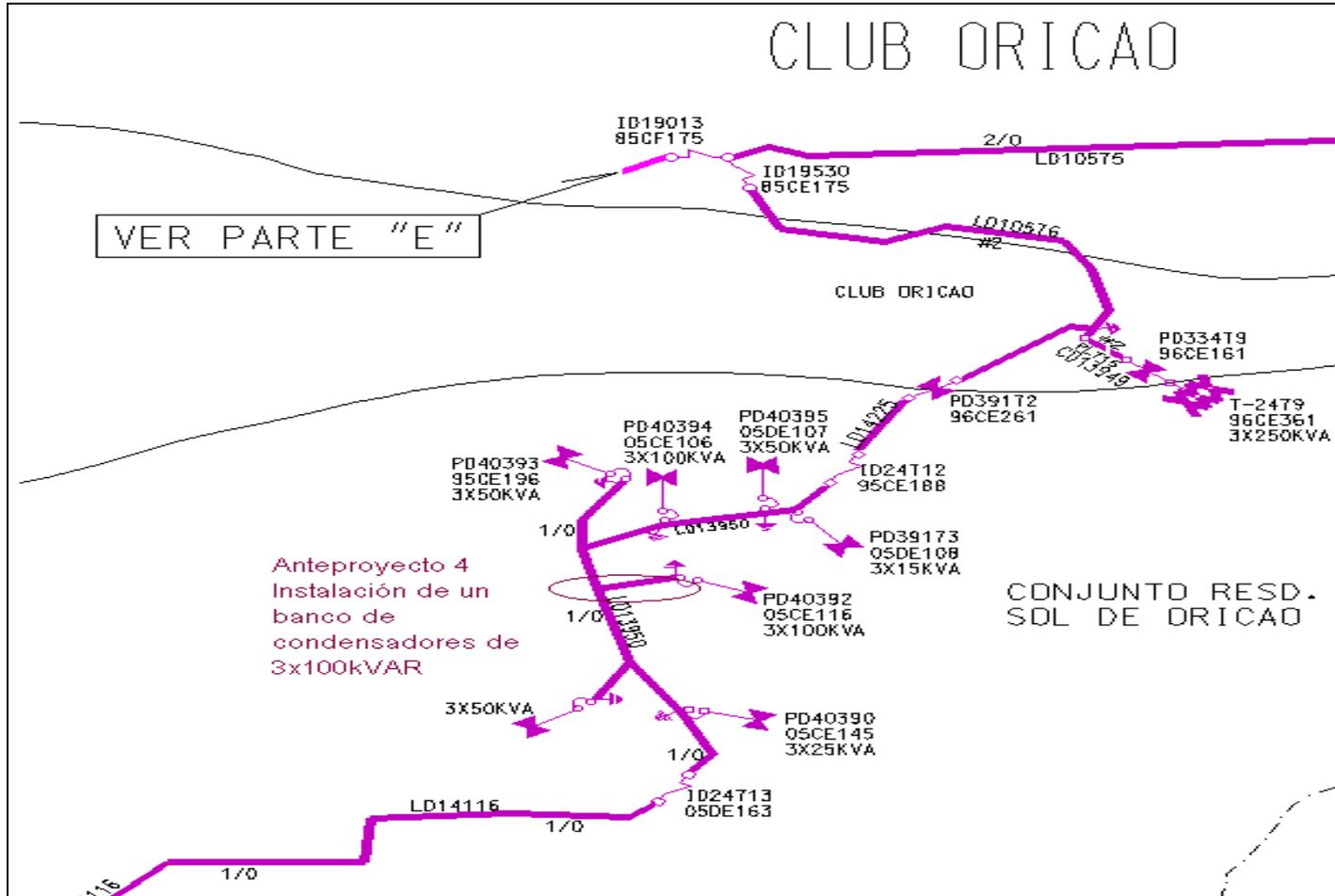


Figura 12.IV. Anteproyecto 4 a corto plazo del circuito B1 de la S/E Picture

ANEXO N°13

Resultados de las simulaciones para los circuitos afectados luego de realizados los anteproyectos a corto plazo

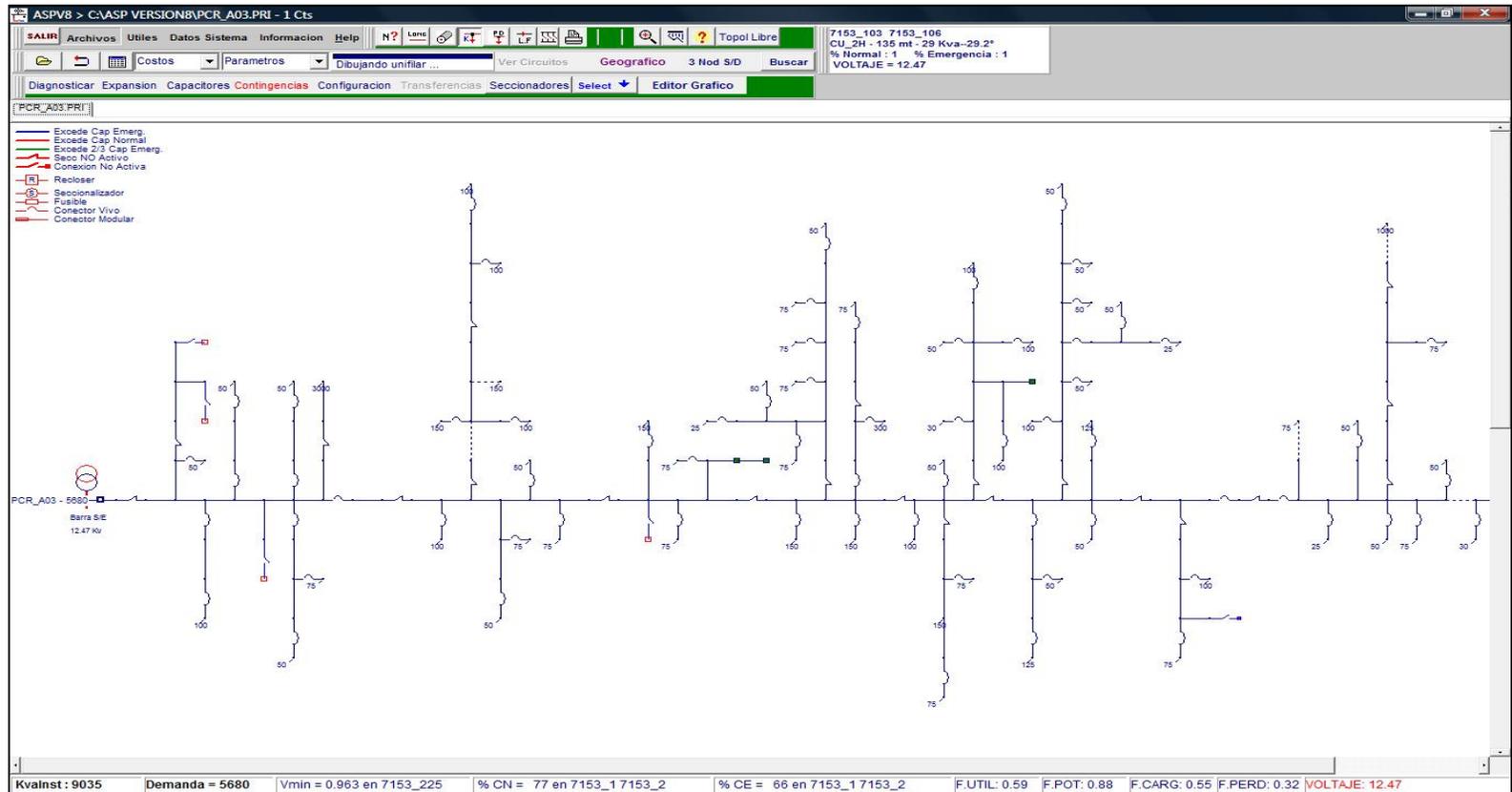


Figura 13.I. Simulación del circuito A3 de la S/E Picure luego de ejecutados los anteproyectos a corto plazo.

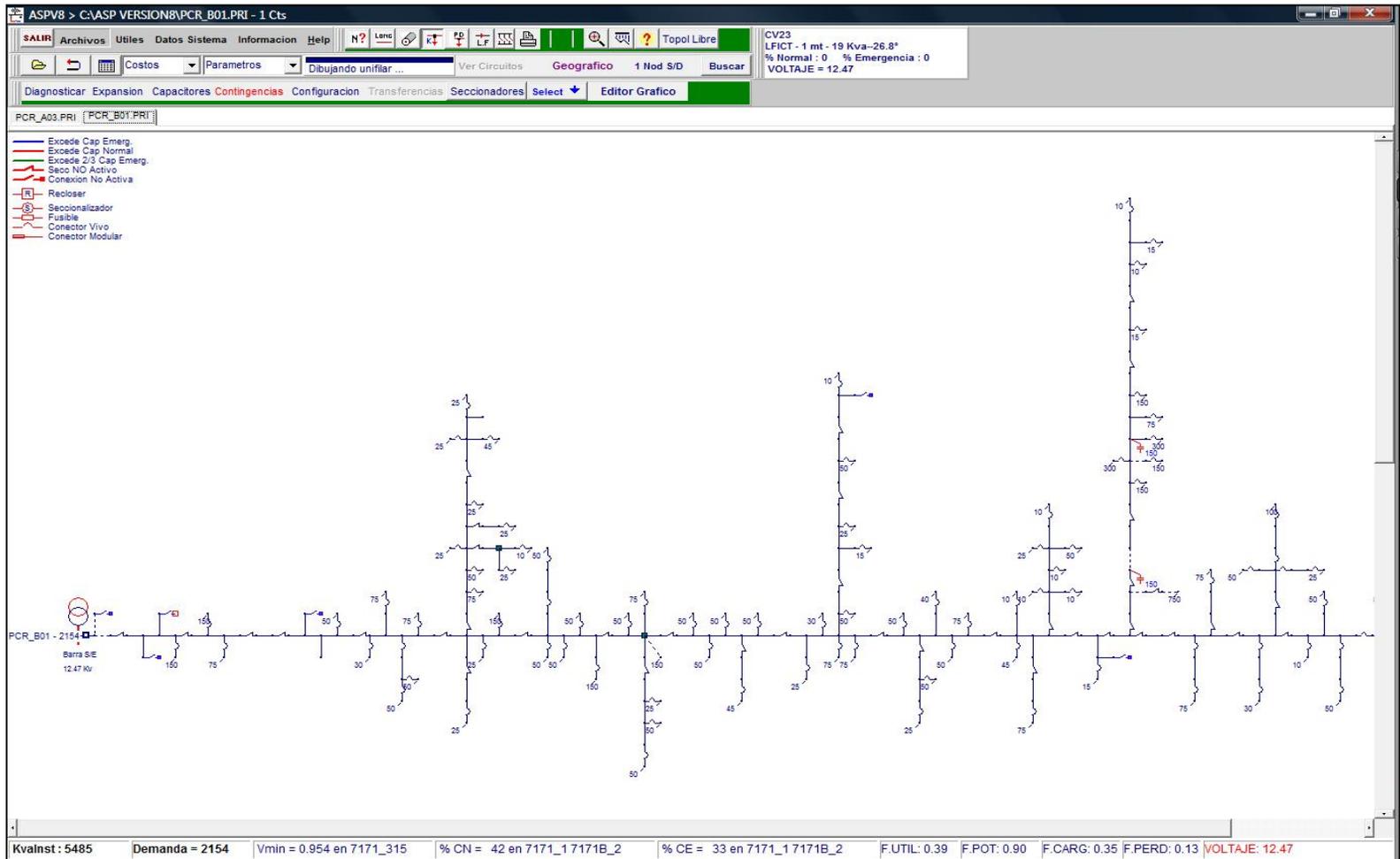


Figura 13.II. Simulación del circuito B1 de la S/E Picure luego de ejecutados los anteproyectos a corto plazo.

ANEXO N°14

Resultados de las simulaciones para condición futura

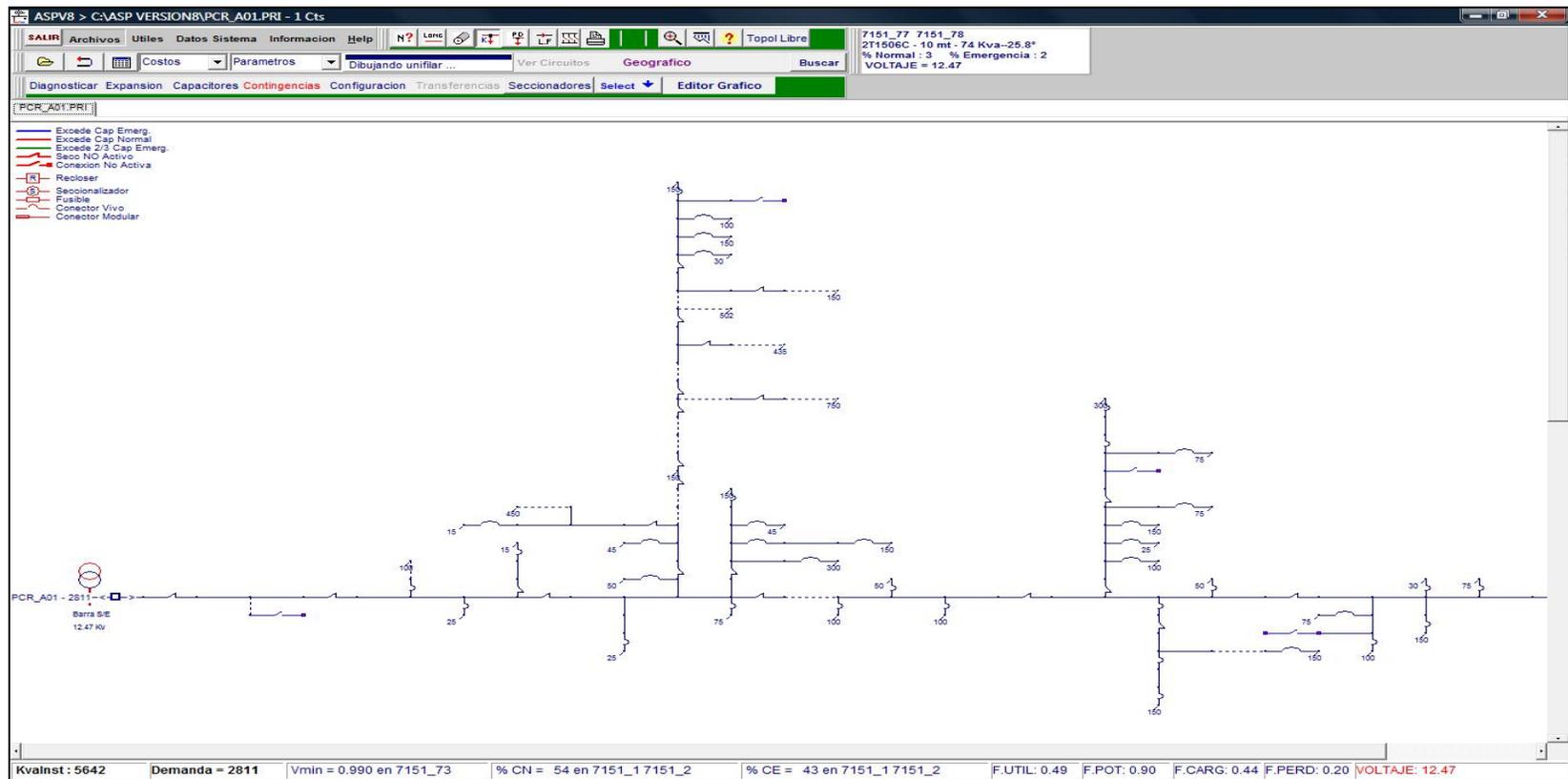


Figura 14.I. Simulación circuito A1 de la S/E Picure para condición de demanda máxima estimada

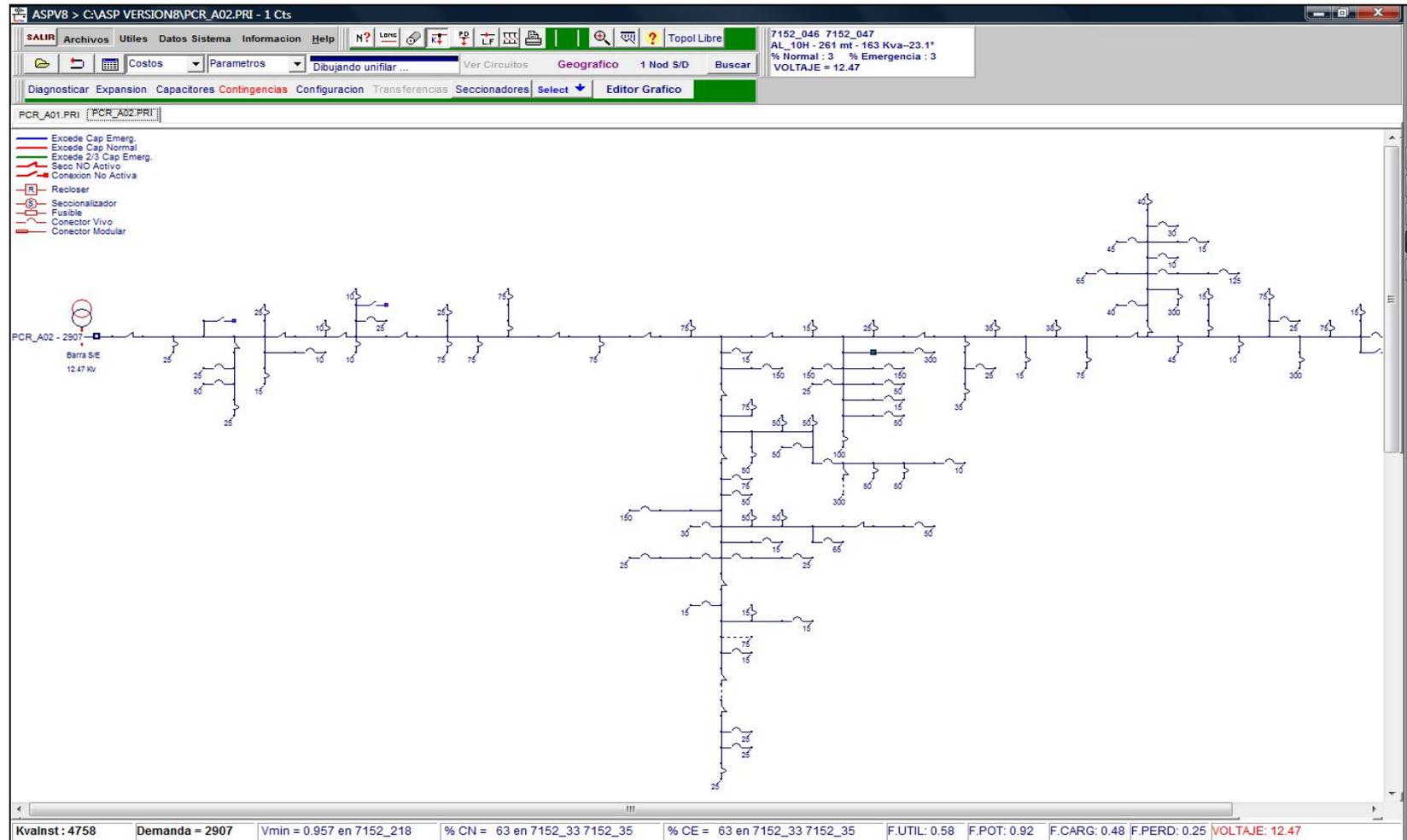


Figura 14.II. Simulación circuito A2 de la S/E Picure para condición de demanda máxima estimada.

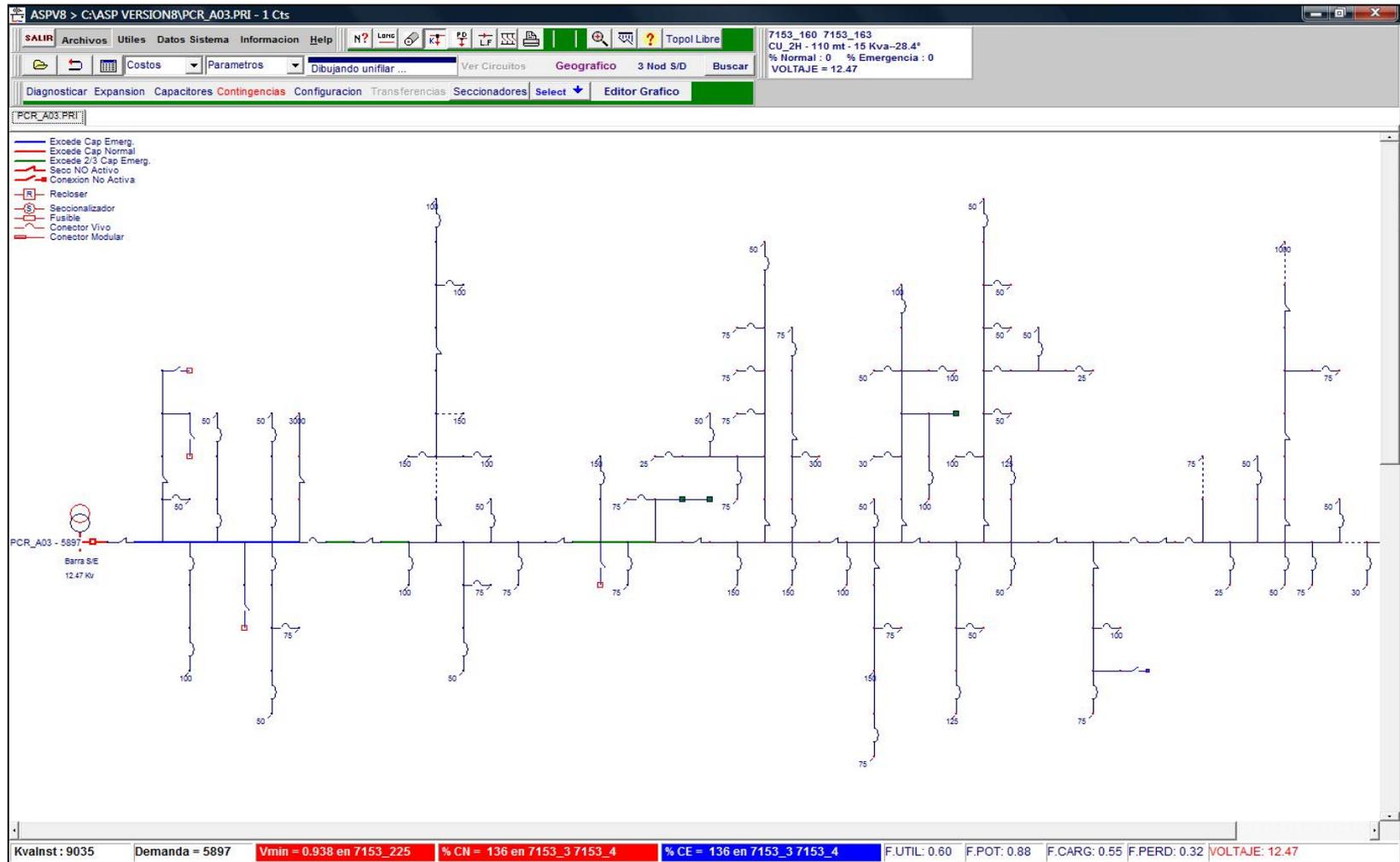


Figura 14.III. Simulación circuito A3 de la S/E Picure para condición de demanda máxima estimada.

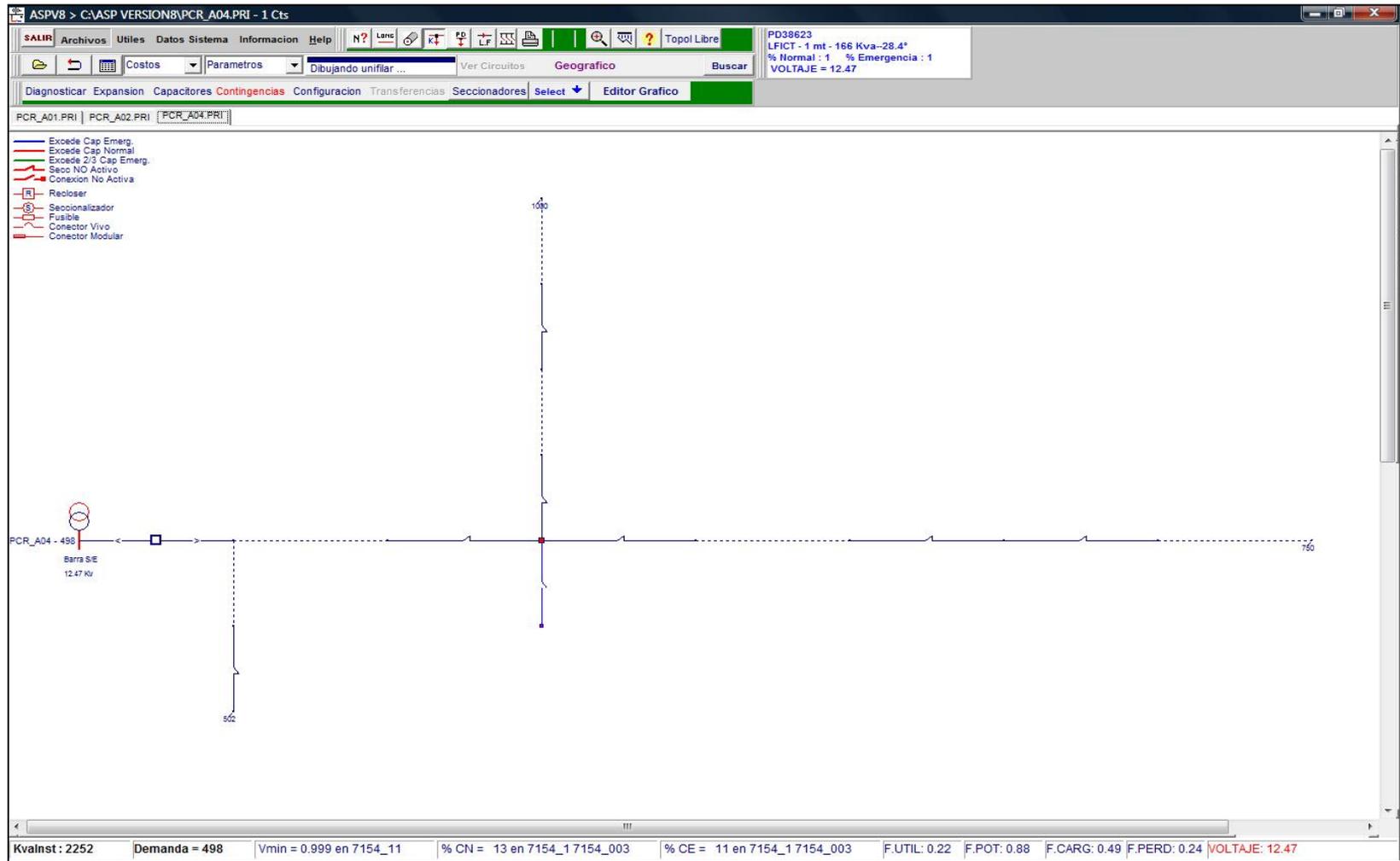


Figura 14.IV. Simulación circuito A4 de la S/E Picure para condición de demanda máxima estimada

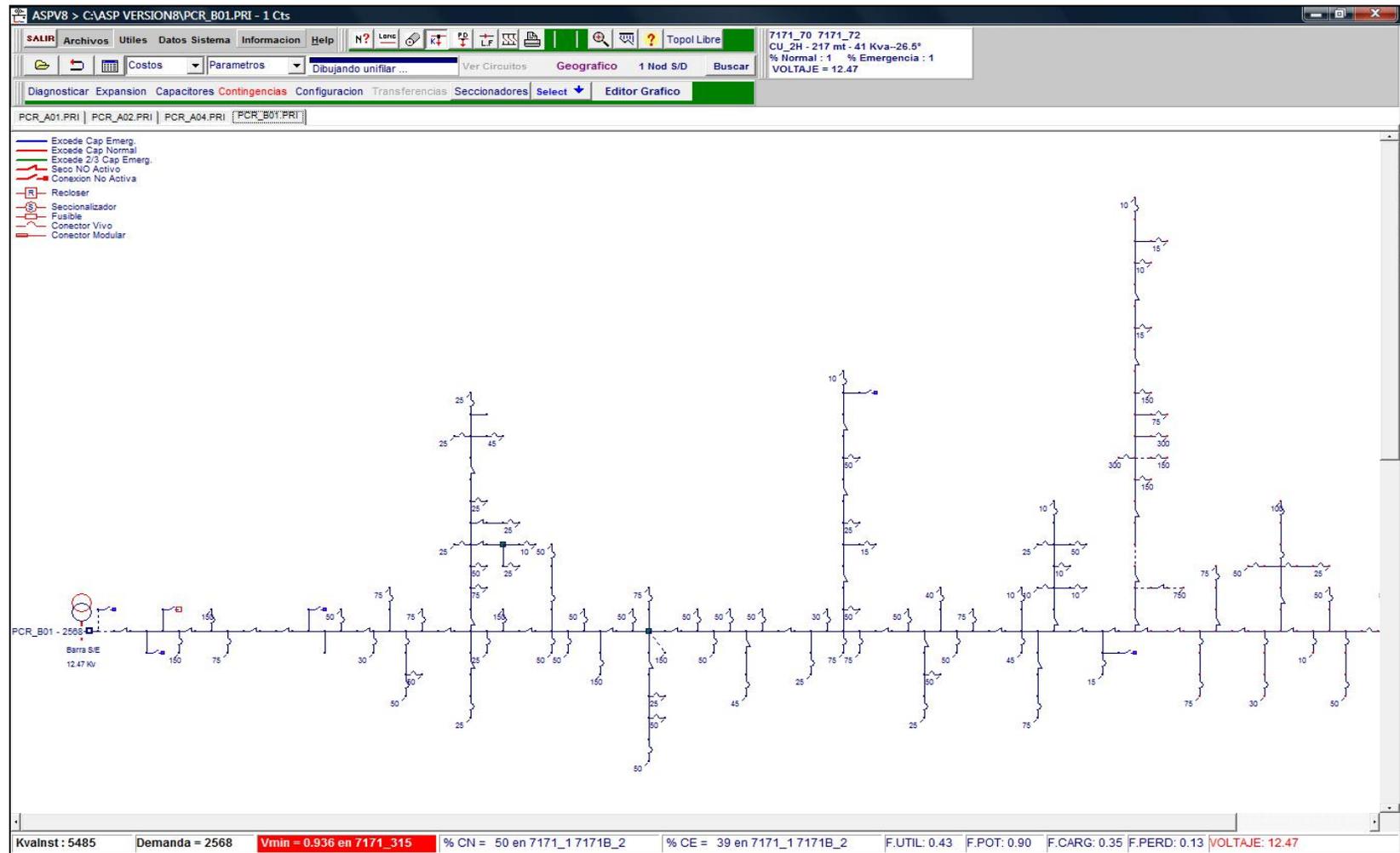


Figura 14.V. Simulación circuito B1 de la S/E Picure para condición de demanda máxima estimada

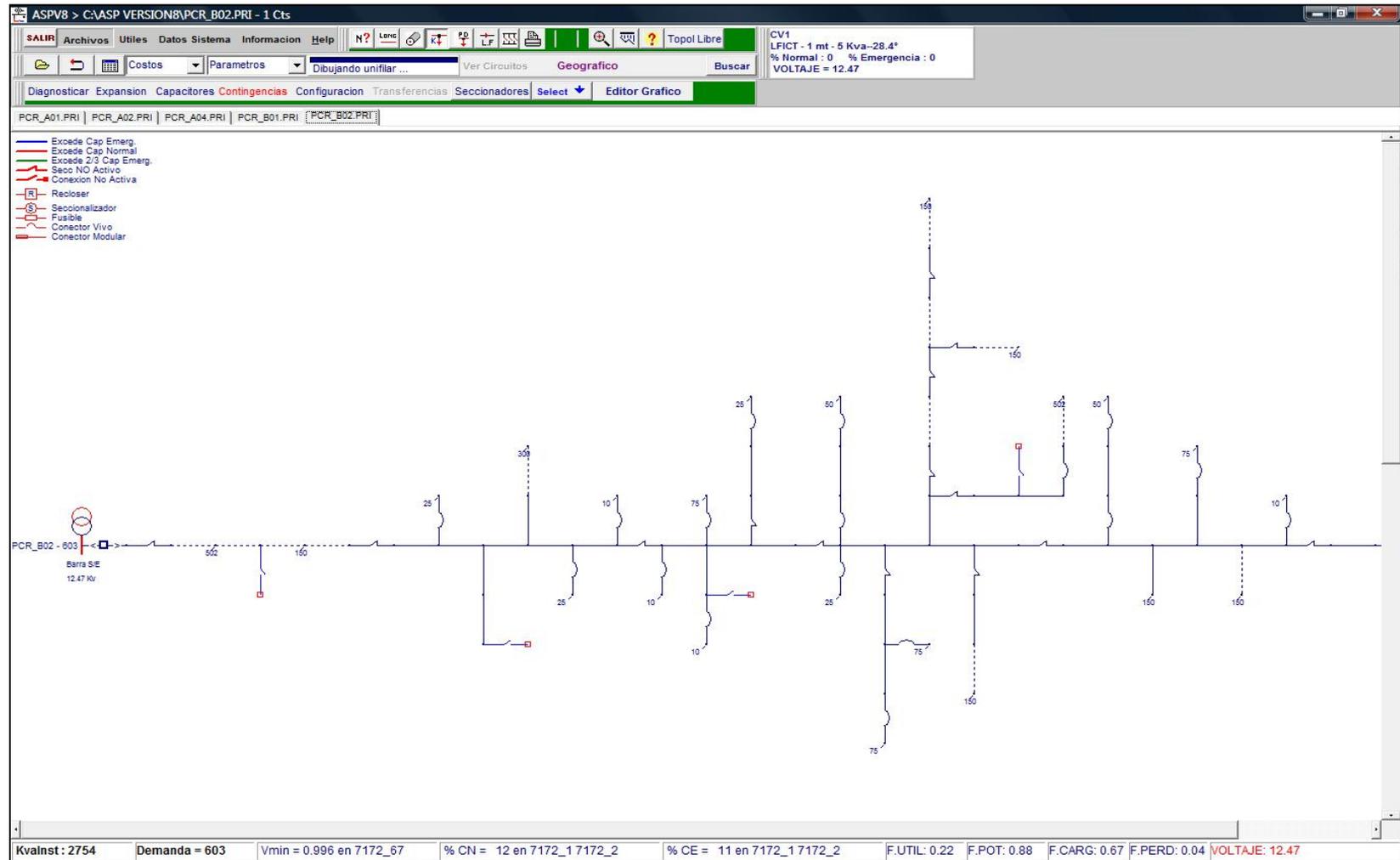


Figura 14.VI. Simulación circuito B2 de la S/E Picure para condición de demanda máxima estimada

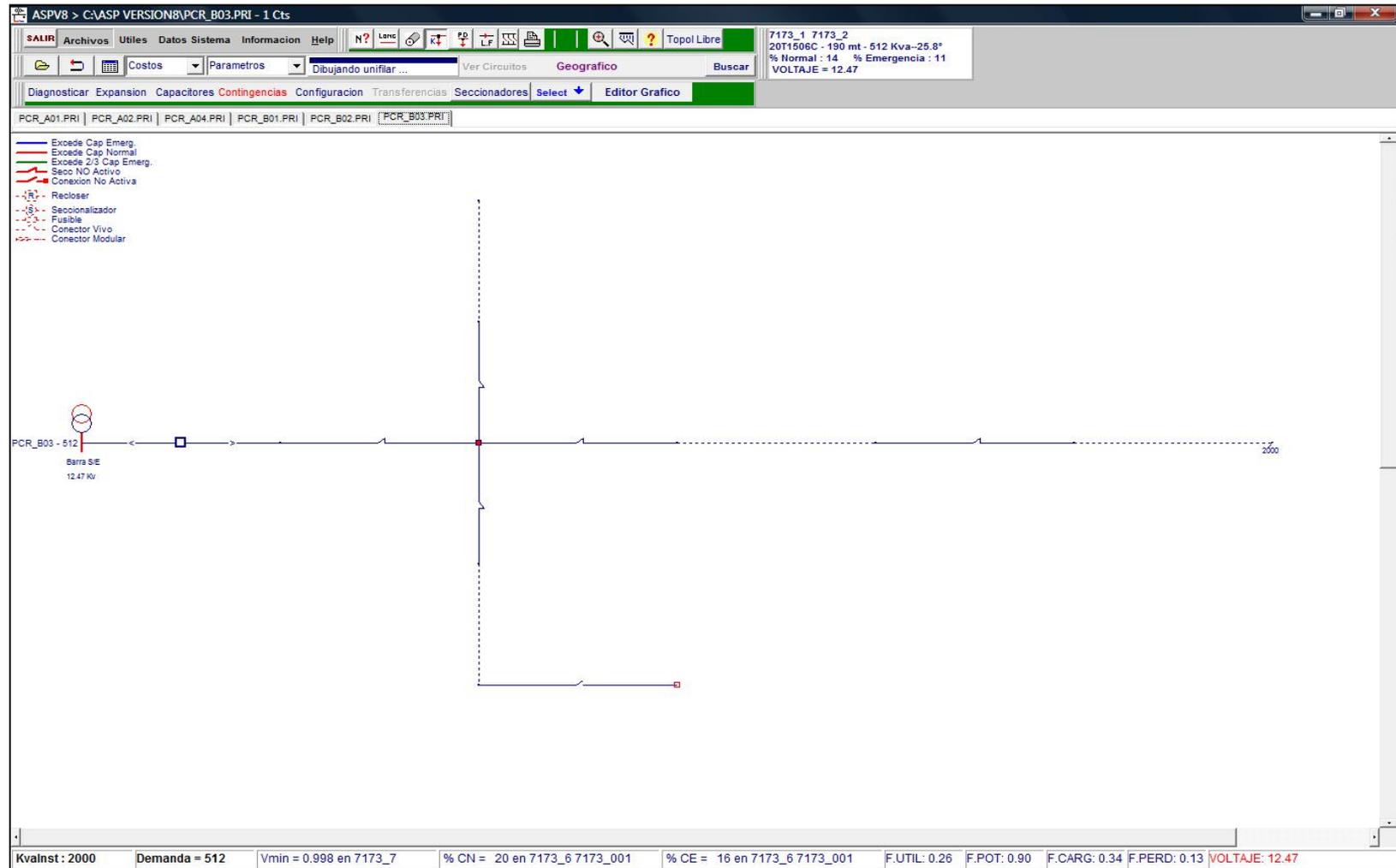


Figura 14.VII. Simulación circuito B3 de la S/E Picture para condición de demanda máxima estimada

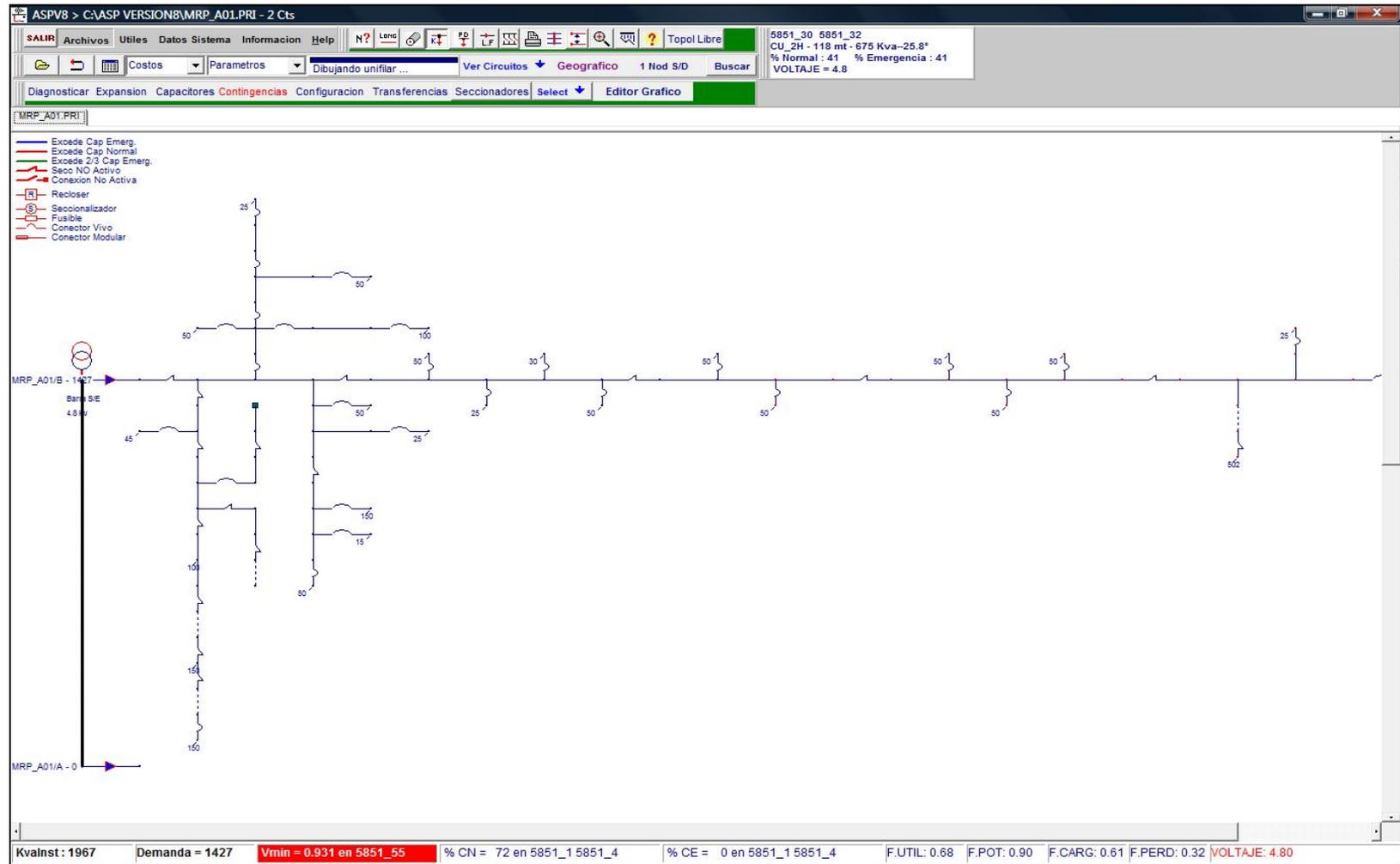


Figura 14.VIII. Simulación circuito A1 de la S/E Marapa para condición de demanda máxima estimada

ANEXO N°15

Anteproyectos propuestos a mediano plazo

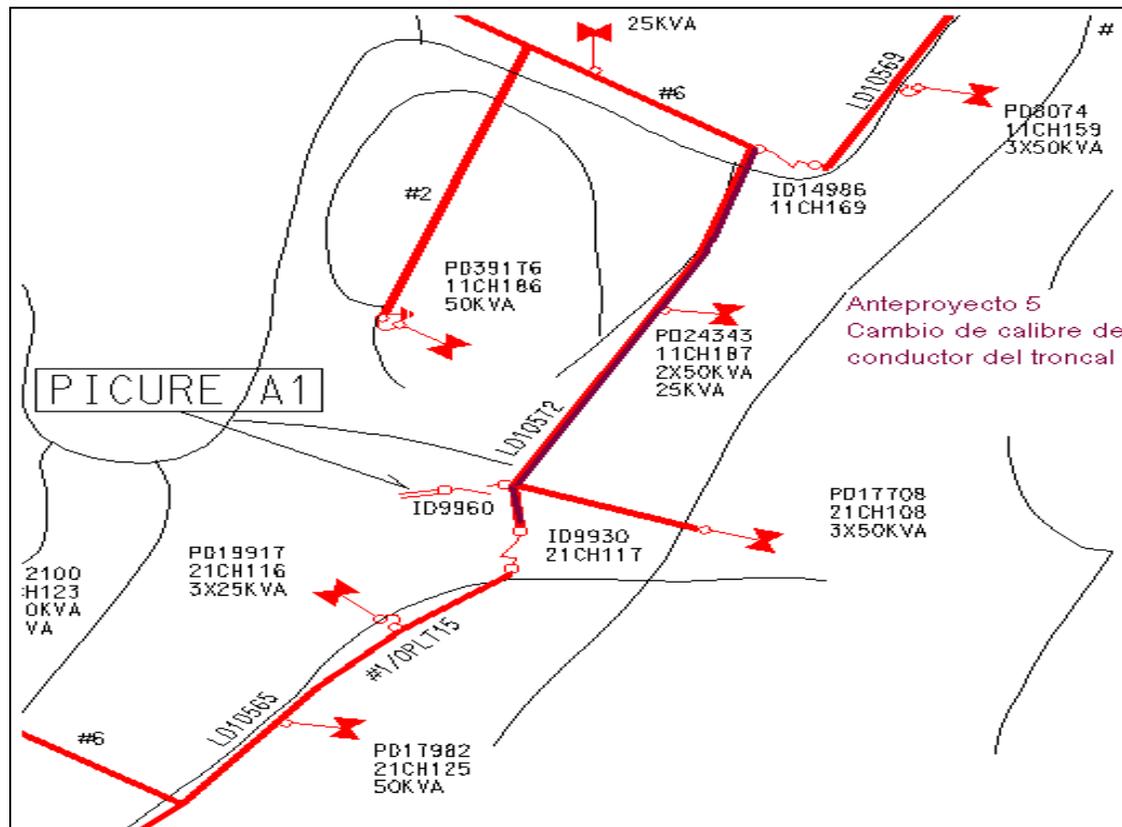


Figura 15.I. Anteproyecto 5 del circuito A3 de la S/E Picure a mediano plazo

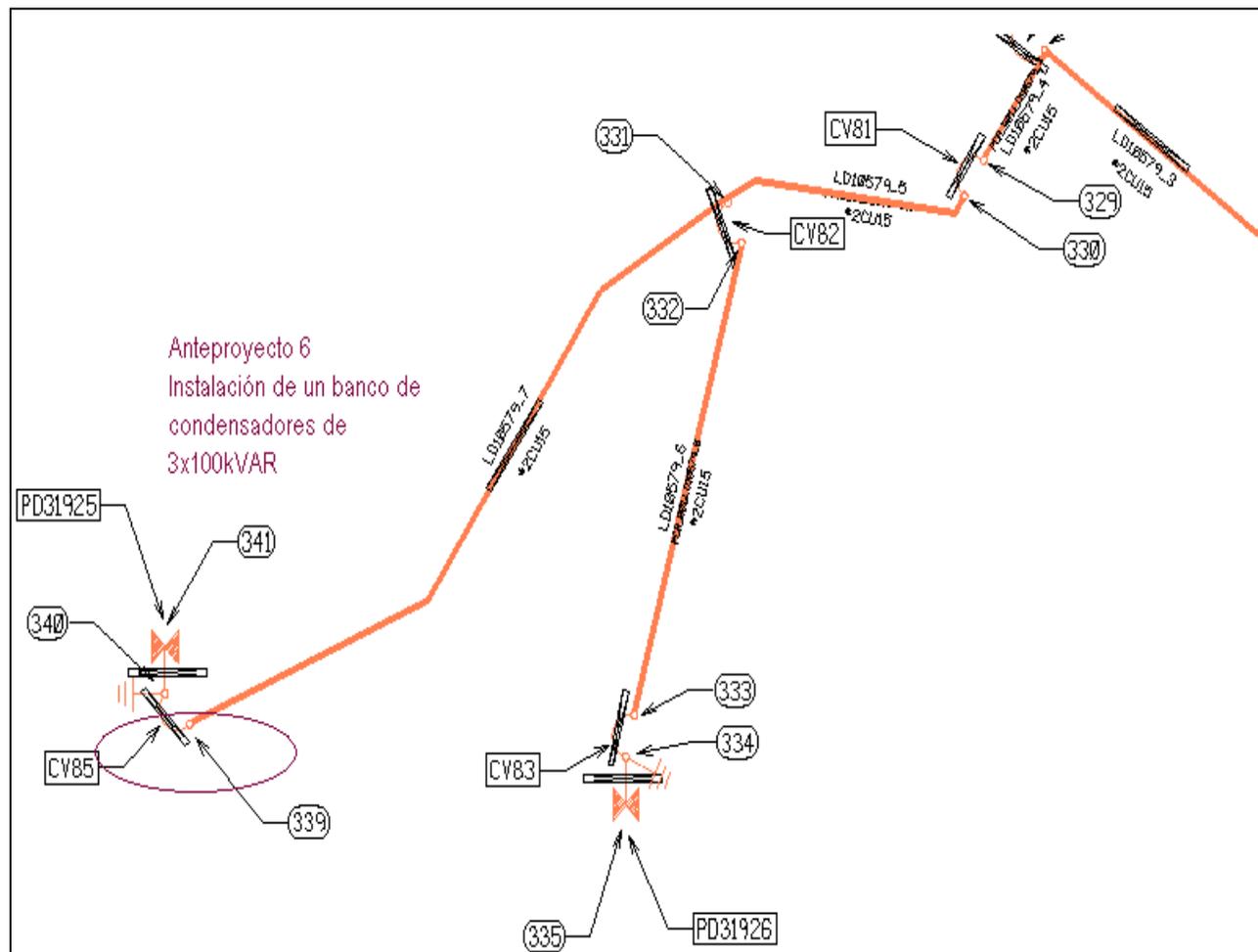


Figura 15.II. Anteproyecto 6 del circuito B1 de la S/E Pigure a mediano plazo.

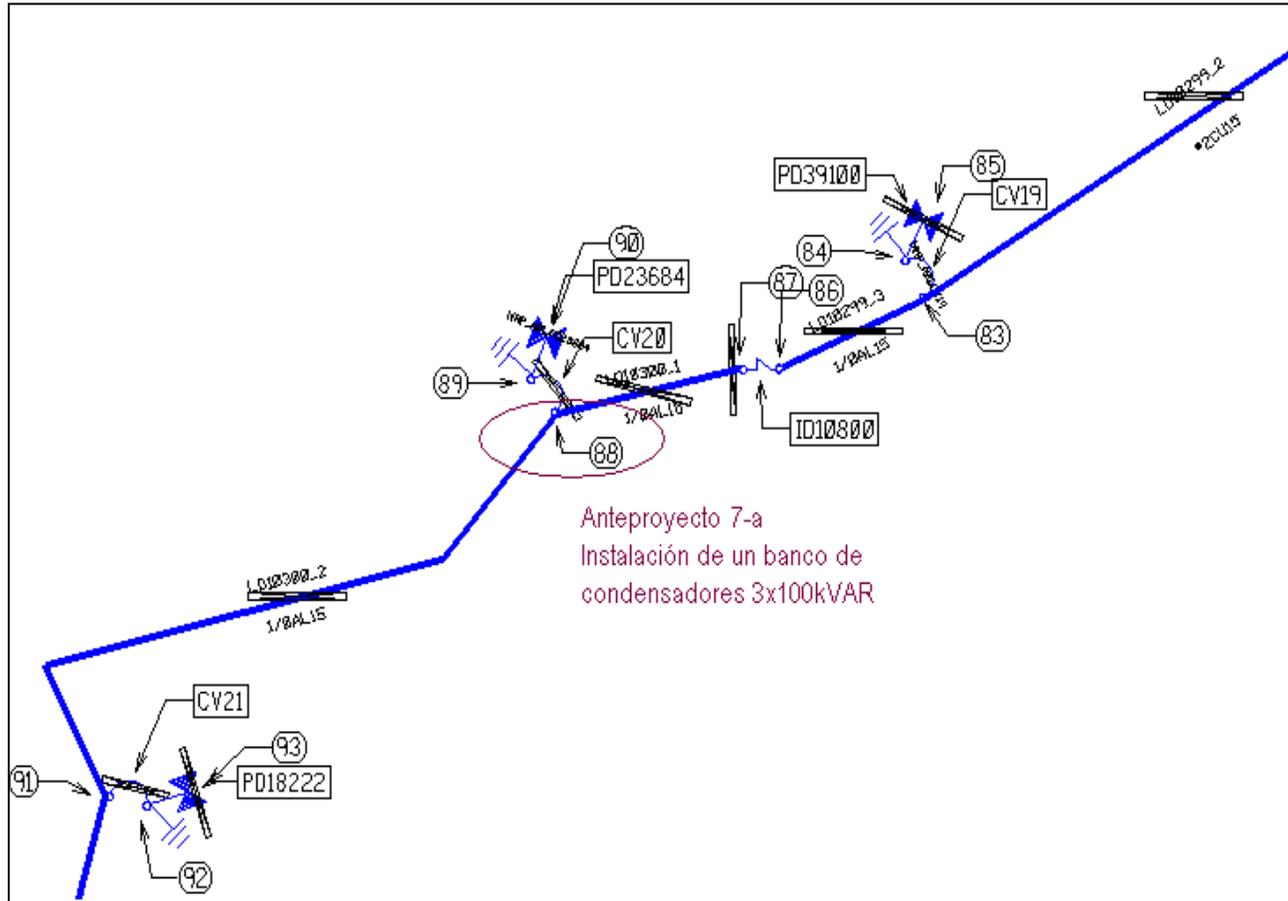


Figura 15.III. Anteproyecto 7-a del circuito A1 de la S/E Marapa a mediano plazo.

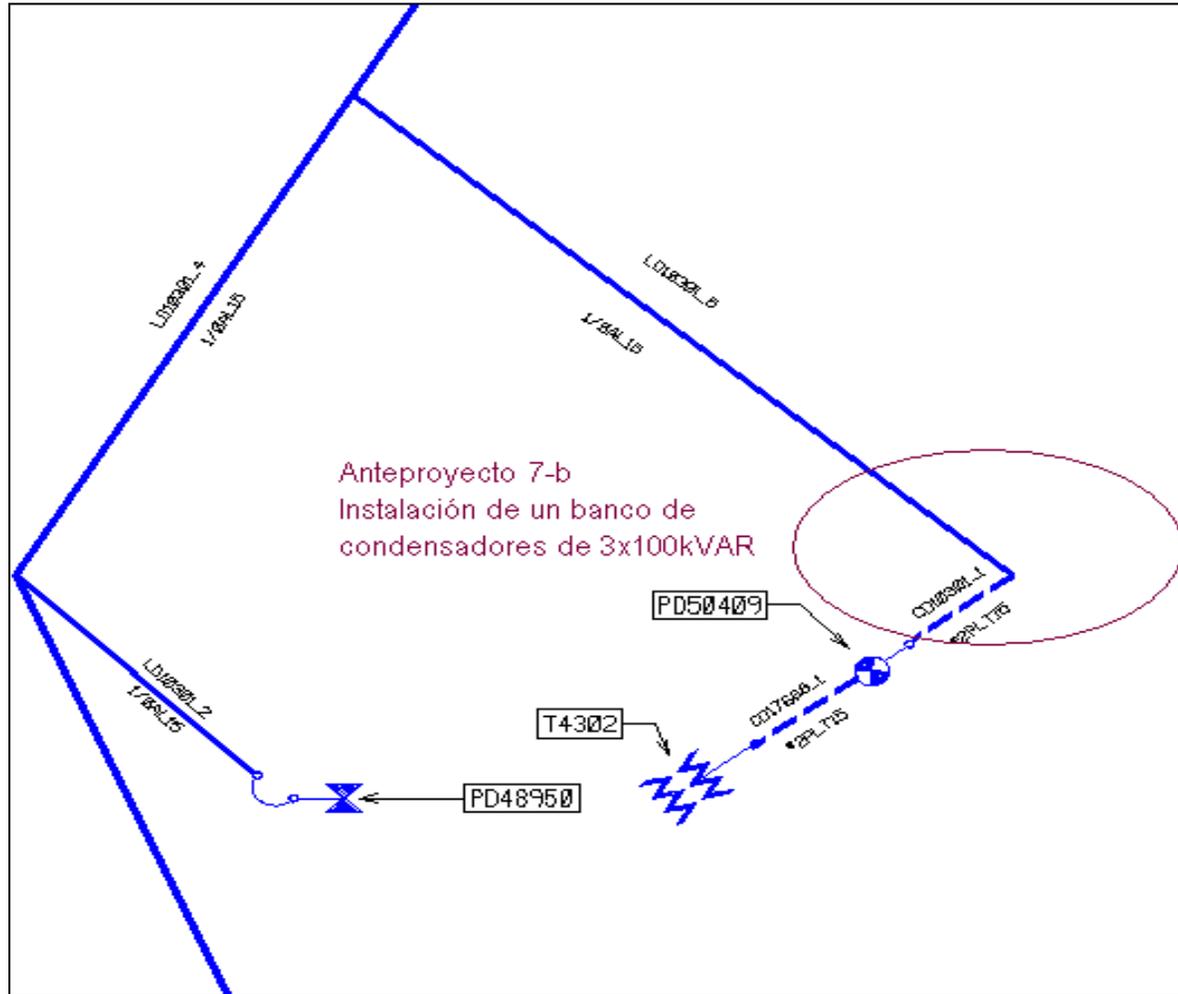


Figura 15.IV. Anteproyecto 7-b del circuito A1 de la S/E Marapa a mediano plazo

ANEXO N°16

Resultados de las simulaciones de los circuitos afectados luego de ejecutados los anteproyectos a mediano plazo

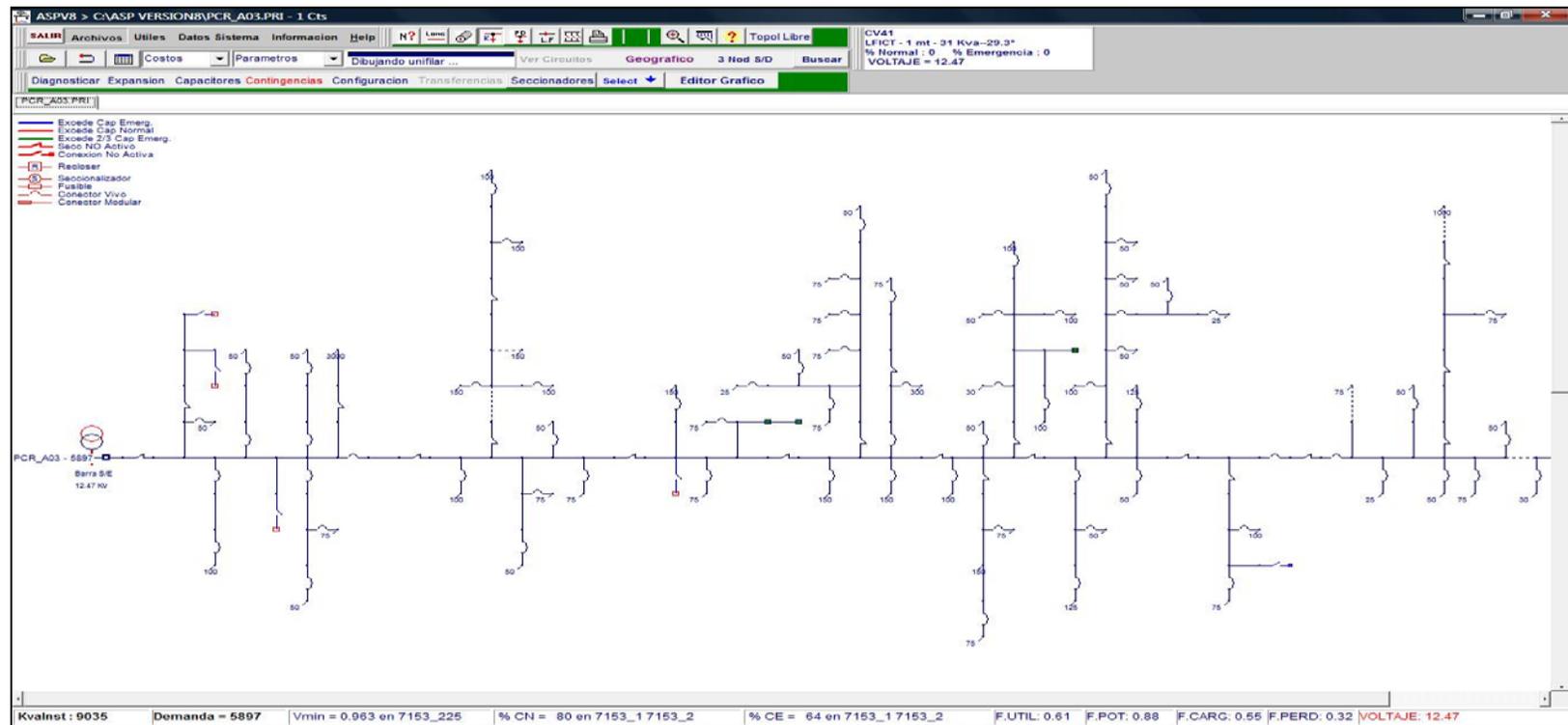


Figura 16.I. Simulación circuito A3 de la S/E Picture para condición de demanda máxima estimada luego de ejecutados los anteproyectos a mediano plazo

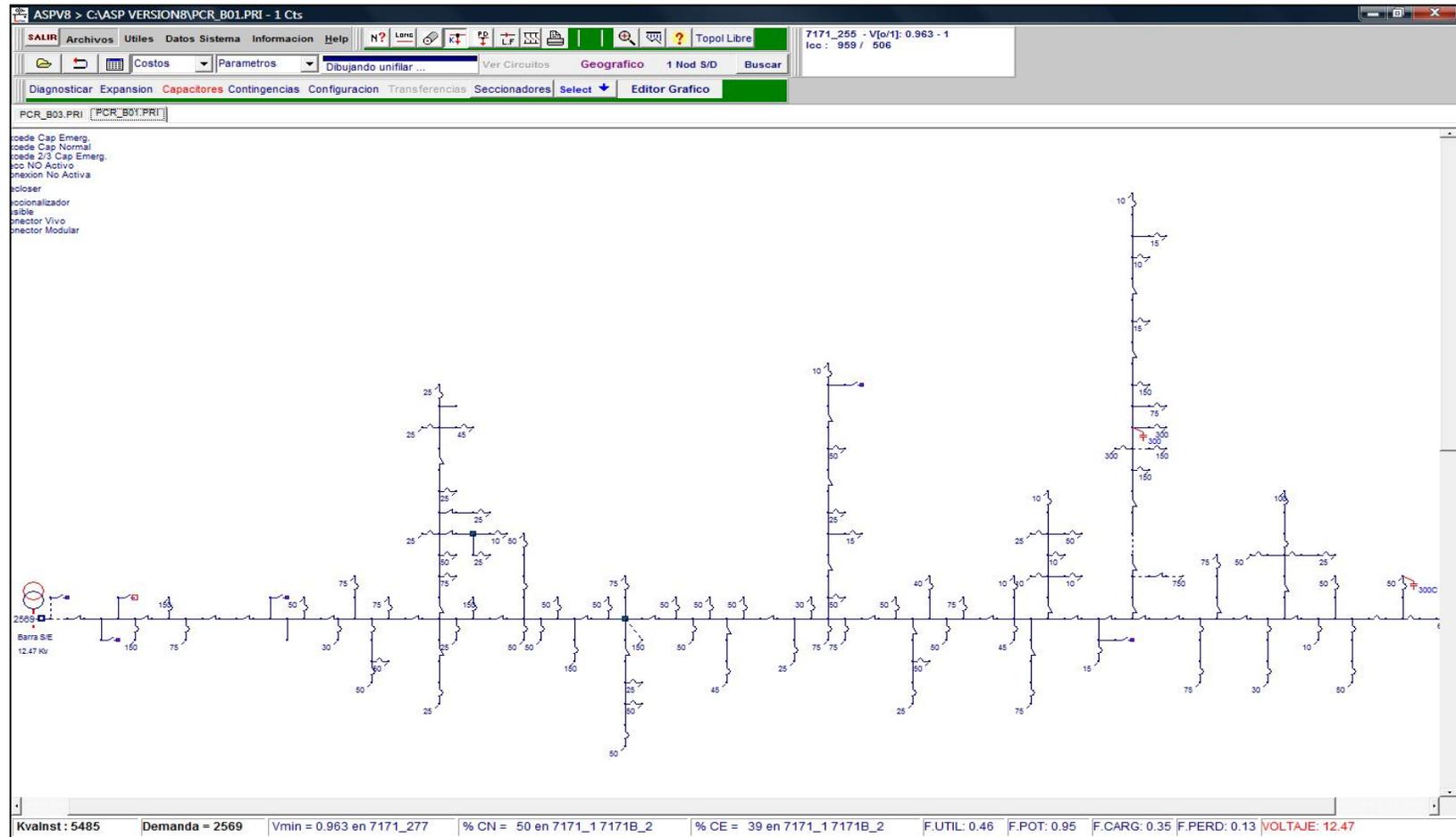


Figura 16.II. Simulación circuito B1 de la S/E Picure para condición de demanda máxima estimada luego de ejecutados los anteproyectos a mediano plazo

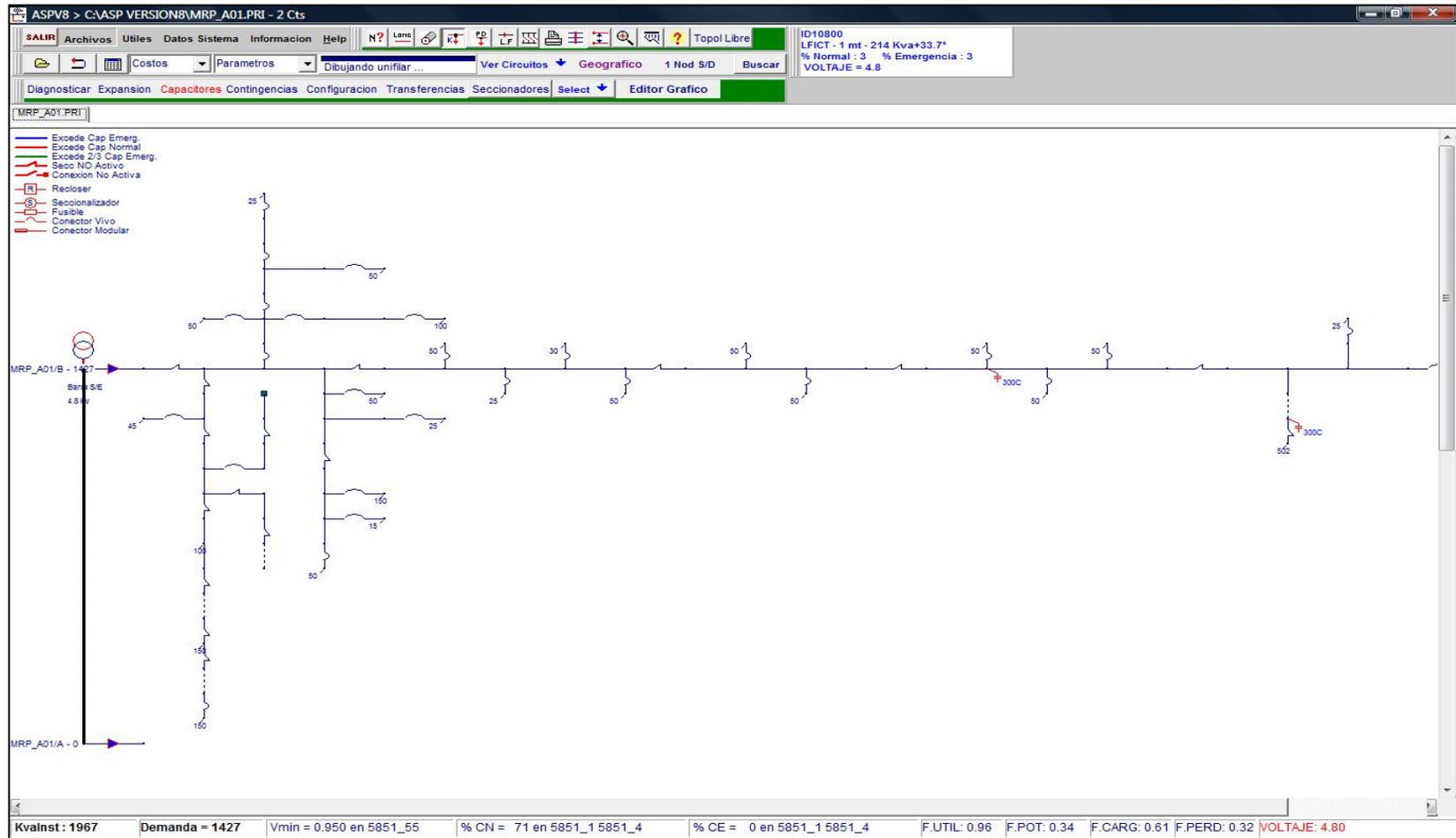


Figura 16.III. Simulación circuito A1 de la S/E Marapa para condición de demanda máxima estimada luego de ejecutados los anteproyectos a mediano plazo

ANEXO N°17

Resultados de las simulaciones para la ejecución de elevar el nivel de tensión de la S.E Marapa

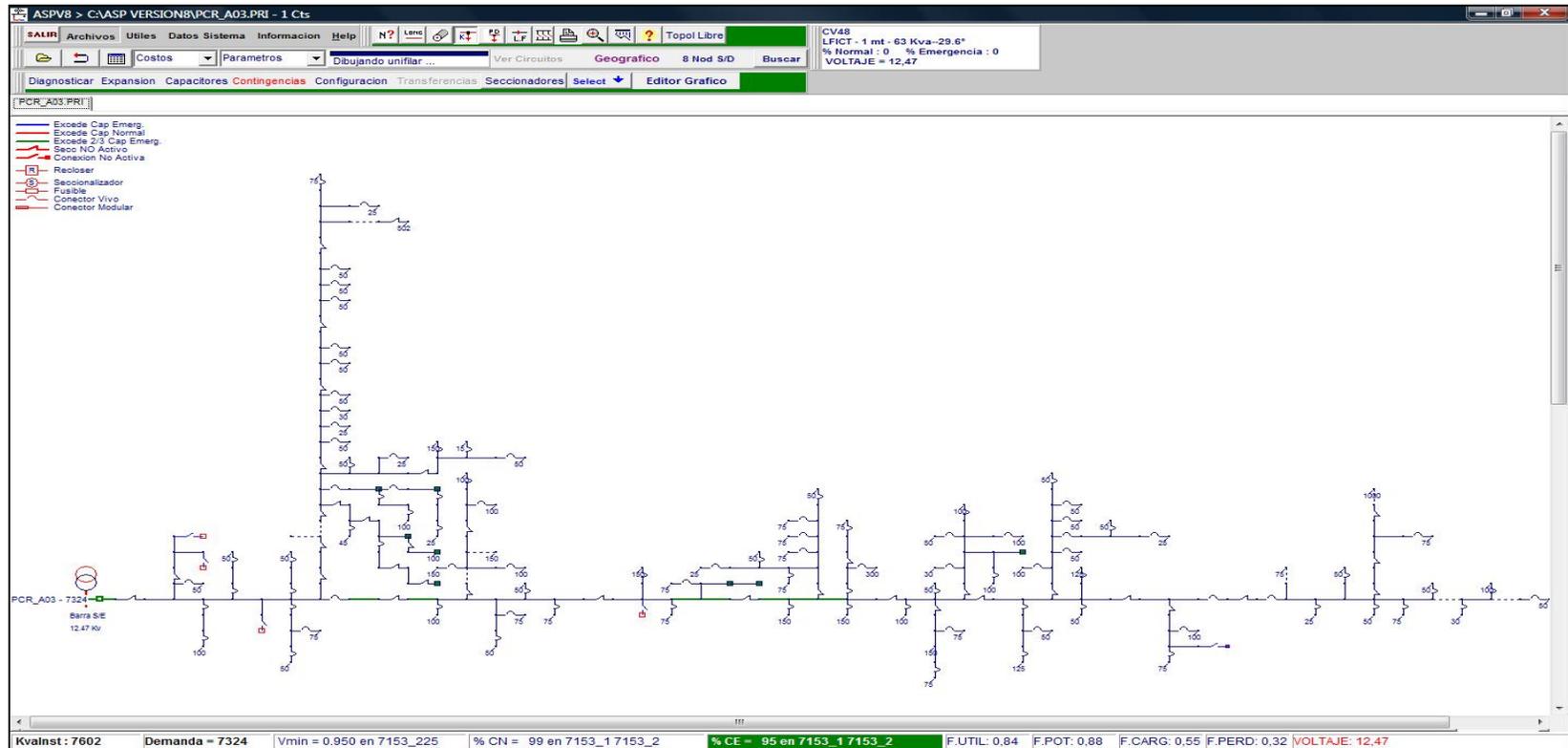


Figura 17.I. Simulación de la adición del circuito A1 de la S/E Marapa al circuito A3 de la S/E Picure en condición de demanda máxima estimada.

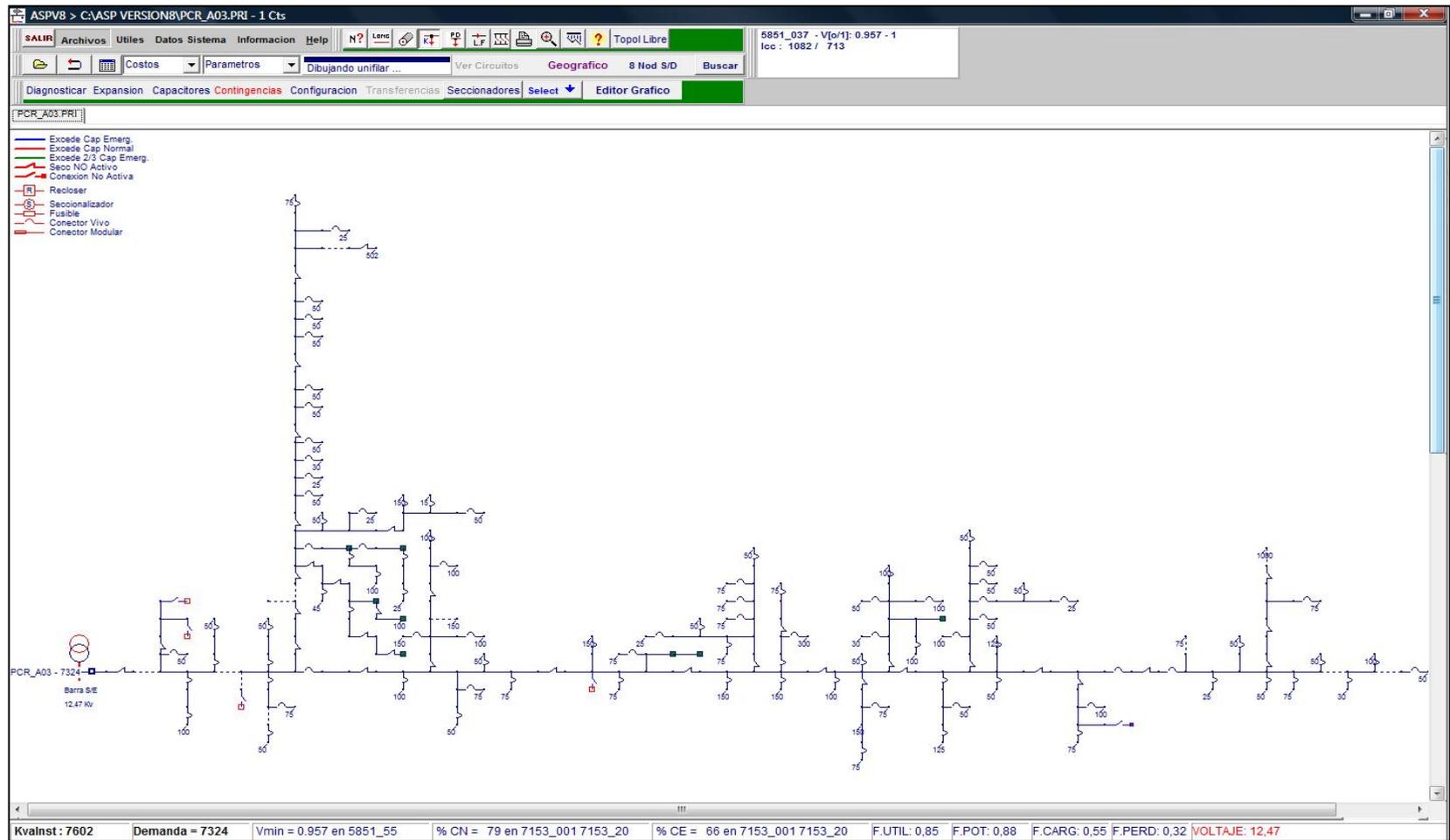


Figura 17.II. Simulación de la adición del circuito A1 de la S/E Marapa al circuito A3 de la S/E Picture en condición de demanda máxima estimada luego de ejecutar las adecuaciones requeridas.