



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Escuela Eléctrica

“DISEÑO DE ESQUEMAS DE CONTROL INTEGRADO DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”

Tesis previa a la obtención del Título de
Ingeniero Eléctrico

Autores:

- Alexis Omar Zhungur Procel
- Edwin Roberto Calva Riofrio

Director:

- Magíster Juan Hernando Ugalde Delgado

Cuenca – Ecuador

2014



RESUMEN

Este trabajo presenta una alternativa de la optimización del voltaje aplicando esquemas para el control integrado de voltaje y potencia reactiva (IVVC- Integrated Volt/VAR Control) bajo el concepto de CVR (Conservation Voltage Reduction), con la finalidad de gestionar la demanda e incrementar la eficiencia energética en alimentadores del sistema de distribución de la CENTROSUR. Los potenciales beneficios evaluados con esta iniciativa son: ahorro energético, reducción del costo de capacidad, reducción de emisiones de CO₂ al medio ambiente y reducción de pérdidas.

Se propone una guía metodológica desde la preparación de la información (construcción de perfiles de energía de puntos de medición y modelo de carga), selección de alimentadores candidatos (análisis caso base) hasta la cuantificación de los beneficios; apoyados en la herramienta informática CYME. Este análisis consiste en evaluar el perfil de tensión en cada uno de los nodos de un alimentador durante el periodo de un año. El objetivo es ubicar estratégicamente equipos de regulación y control (reguladores de tensión y bancos de capacitores) para conseguir aplanar dicho perfil y desplazarlo dentro los rangos de voltaje permitidos por el organismo regulador CONELEC. Con ello se evalúan posibles escenarios de reducción de voltaje de 1%, 2%,3% y 4% en cabecera, para cuantificar dichos beneficios y obtener el factor CVR.

Palabras clave: CENTROSUR CVR, IVVC, Eficiencia energética, Automatización de la Distribución, ZIP, modelo de carga, gestión de la demanda, Volt/VAR, CYME.



ABSTRACT

This work presents an alternative optimization schemes applied voltage for the integrated voltage control and reactive power (IVVC -Integrated Volt / VAR Control) under the concept of CVR (Conservation Voltage Reduction), in order to manage demand and increase energy efficiency in the distribution system feeders of CENTROSUR. Evaluated the potential benefits of this initiative are: energy saving, reducing the cost of capacity, reduction of CO2 emissions to the environment and loss reduction.

A methodological guide for the preparation of information (construction of energy profiles of measuring points and load model), selection of candidates feeders (base case analysis) to quantify the benefits is proposed; supported by the software tool CYME. This analysis is to evaluate the voltage profile in each of the nodes of a feeder for the period of one year. The goal is to strategically place equipment regulation and control (voltage regulators and capacitor banks) to get flatten the profile and move within the ranges allowed by the CONELEC voltage regulator. This reduction scenarios voltage of 1 %, 2 %, 3 % and 4% in head, to quantify these benefits and get the CVR factor are evaluated.

KEYWORDS: CENTROSUR, CVR, IVVC Energy efficiency, Distribution Automation, ZIP, load model, demand management, Volt/VAR, CYME.



Índice

Resumen.....	2
1. Introducción	20
1.1. Antecedentes	20
1.2. Alcance	21
1.3. Justificación.....	21
1.4. Objetivos	22
1.4.1. Objetivo General.....	22
1.4.2. Objetivos Específicos	22
1.5. Organización del trabajo	22
2. Estado del arte del control de voltaje y potencia reactiva en sistemas de distribución	25
2.1. Introducción.....	25
2.2. Introducción a redes inteligentes.....	25
2.2.1. Historia del CVR	26
2.3. Normativas	26
2.3.1. Normativa ANSI.....	26
2.3.2. Regulación No. CONELEC – 004/01	28
2.4. Control y optimización Volt/VAR	29
2.4.1. Objetivos del control de voltaje	29
2.4.2. Esquemas de Control Volt/VAR.....	32
Control inteligente de voltaje de distribución.....	33
2.5. Equipos de regulación y control	38
2.5.1. Reguladores	38
2.5.2. Condensadores	46
2.5.3. Bancos conmutables	51
2.5.4. Variables de control	52



2.5.5. Controles automatizados	53
2.6. Modelos de carga.....	55
2.6.1. Modelamiento estático de carga	56
2.7. Tipos de clientes	63
3. Diseño del esquema Volt/VAR.....	65
3.1. Introducción.....	65
3.2. Selección del área de estudio.	65
3.2.1. Descripción del área de concesión	65
3.2.2. Descripción del área de estudio.....	70
3.3. Curvas de carga	72
3.3.1. Mediciones en cabecera y VARcorders.....	72
3.3.2. Tipos de clientes en la CENTROSUR	76
3.4. Herramienta informática para la simulación CYME 7.0 -CYMDIST.....	78
3.4.1. Perfiles de energía.....	78
3.4.2. Distribución de carga	81
3.4.3. Flujo de carga	83
3.4.4. Ubicación de condensadores	85
3.4.5. Tipos de clientes en CYME	88
3.5. Diseño de la regulación de voltaje bajo el concepto CVR.....	89
3.5.1. Conceptualización del CVR	89
3.5.2. Resultados del caso base.....	92
4. Aplicación de la optimización volt/VAR en el área piloto.....	98
4.1. Introducción.....	98
4.2. Ubicación óptima de equipos	98
4.3. Procedimiento para simulación	99
4.3.1. El Modulo CYME COM	100
4.4. Resultados de perfiles de voltaje con CVR	101



4.5. Resultados del CVR.....	105
5. Análisis Costo/Beneficio	113
6. Conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros.....	117
7. Bibliografía.....	121
8. Anexos.....	124
8.1. Anexo 1 Equipo de medición.....	124
8.2. Anexo 2 Ubicación de medidores.....	126
8.3. Anexo 3 Curvas de carga en cabecera	128
8.4. Anexo 4 Perfiles de voltaje del caso base y CVR	131
8.5. Anexo 5 Densidad de carga los alimentadores	136
8.6. Anexo 6 Tablas de resultados de perfiles de Voltaje	138
8.7. Anexo 7 Factor de potencia promedio.....	142



Índice de Figuras

Figura 2-1 Perfil de voltaje típico para alimentadores de distribución [6]	30
Figura 2-2 Perfil de voltaje con condensadores [6].	32
Figura 2-3 Control Volt/Var tipo 1 – Control independiente [6].	32
Figura 2-4 Control integrado de Voltaje y VAR [6].....	35
Figura 2-5 Integración de optimización Volt/VAR [6].	37
Figura 2-6 Integración avanzada de optimización [6].	37
Figura 2-7 Regulador ANSI tipo A con los taps en el lado de la carga [4]......	38
Figura 2-8 Conexiones de Regulador trifásico	39
Figura 2-9 Ajuste de voltaje, ancho de banda y tiempo de espera [4]......	40
Figura 2-10 Regulación con LTC en transformador en cabecera [7].....	41
Figura 2-11 Regulación con regulador monofásico en cabecera [7]	42
Figura 2-12 Regulación de tensión con reguladores monofásicos en línea [7].	42
Figura 2-13 Circuito equivalente de cargas uniformes [4]	44
Figura 2-14 Relación entre el factor de carga y factor de pérdidas [4]	46
Figura 2-15 Liberación de capacidad con el mejoramiento de fp [4].	49
Figura 2-16 Ejemplo de un perfil P y Q en alimentador residencial [4]......	51
Figura 2-17 Características de los modelos de carga "puros" [9].....	57
Figura 2-18 Modelo ZIP [9].....	58
Figura 2-19 Características de algunos equipos [10]	62
Figura 2-20 Curvas clásicas tipo por cliente en día laborable [12].	64
Figura 3-1 Clientes regulados (Fuente: CENTROSUR)	66
Figura 3-2 Consumo por tipo de cliente (Fuente: CENTROSUR)	67
Figura 3-3 Área de concesión CENTROSUR (Fuente: CENTROSUR).....	70
Figura 3-4 Clientes y kVAs conectados 0525.....	71
Figura 3-5 Clientes y kVAs conectados 0526.....	72
Figura 3-6 Clientes y kVAs conectados 1421.....	72
Figura 3-7 Clientes y kVAs conectados 1424.....	72
Figura 3-8 VARcorder (Fuente: http://www.sensorlink.com).....	73
Figura 3-9 Ubicación de medición alimentador 1421	74
Figura 3-10 Curvas de carga P (kW) en cabecera del alimentador 1421	75
Figura 3-11 Curvas de carga Q (kVAR) en cabecera alimentador 1421	75
Figura 3-12 Curvas de demanda promedio Residencial.	76



Figura 3-13 Curva de carga Cliente comercial	77
Figura 3-14 Curva de carga cliente Industrial.....	77
Figura 3-15 Pestaña Parámetros de Flujo de carga con Perfiles de CIMDIST	78
Figura 3-16 Pestaña Regulación de carga con Perfiles de CIMDIST	79
Figura 3-17 Perfil del navegador de CYME (EPM).....	80
Figura 3-18 Perfil del navegador de CYME (EPM).....	81
Figura 3-19 Pestaña de Análisis de distribución de carga de CYMDIST.....	81
Figura 3-20 Pestañan parámetros de distribución de carga de CYMDIST	82
Figura 3-21 Pestaña de Análisis de flujo de carga de CYMDIST	83
Figura 3-22 Modelo de carga CYMDIST	84
Figura 3-23 Pestaña comandos de flujos de carga de CYMDIST.	85
Figura 3-24 Pestaña objetivos de Ubicación de Condensadores de CYMDIST	86
Figura 3-25 Pestaña restricciones ubicación de condensadores de CYMDIST	86
Figura 3-26 Pestaña ubicación Batería de condensadores CYMDIST.....	87
Figura 3-27 Pestaña Niveles de carga de Ubicación de condensadores de CYMDIST.	87
Figura 3-28 Pestaña Resultados de Ubicación de condensadores de CYMDIST.	88
Figura 3-29 Carga del cliente de CIMDIST.	89
Figura 3-30 Control VAR [18]	91
Figura 3-31 Control de Voltaje [18].....	92
Figura 3-32 Análisis estadístico de perfiles de voltaje en nodos en los transformadores 0526	93
Figura 3-33 Con y sin efecto del banco.....	94
Figura 3-34 Análisis estadístico de perfiles de voltaje en nodos primarios y secundarios en transformadores del alimentador 0525.....	95
Figura 3-35 Análisis estadístico de perfiles de voltaje en transformadores del alimentador 1421	95
Figura 3-36 Análisis estadístico de perfiles de voltaje en transformadores del alimentador 1424.....	96
Figura 3-37 Densidad de carga alimentador 1424	97
Figura 4-1 Ubicación de equipos en el alimentador 1421	99
Figura 4-2 Diagrama de flujo.....	100
Figura 4-3 Análisis estadístico de perfiles Alimentador 0526.	102



Figura 4-4 Análisis estadístico alimentador 0525 102

Figura 4-5 Análisis estadístico alimentador 1421 103

Figura 4-6 Comportamiento de la tensión en el último tramo 124110_MTA .. 104

Figura 4-7 Reducción de la demanda pico de alimentador 0526 para los días típicos 109

Figura 4-8 Reducción de la demanda pico alimentador 0525 días típicos 110

Figura 4-9 Reducción de demanda pico alimentador 1421 días típicos 110

Figura 4-10 Perfil de carga con variación de tensión alimentador 0526 111

Figura 4-11 Perfil de carga con variación de tensión alimentador 0525 111

Figura 4-12 Perfil de carga con variación de tensión alimentador 1421 112

Figura 5-1 Energía y capacidad ahorrada con CVR [21] 113



Índice de tablas

Tabla 2-1 Rangos de voltaje en para 120 V ANSI C84.1	27
Tabla 2-2 Regulación de voltaje CONELEC.....	29
Tabla 2-3 Características de varios sistemas [4].....	45
Tabla 2-4 Condensadores en Subestación Vs Alimentador [4]	47
Tabla 2-5 Rangos comunes de unidad de condensadores [4]	48
Tabla 2-6 Valores típicos de $\tan(\varphi)$ [9]	56
Tabla 2-7 Características de componentes de carga [9].	60
Tabla 2-8 Características estáticas por tipo de cliente [9].	61
Tabla 3-1 Clientes regulados por tipo de cliente (Fuente: CENTROSUR)	66
Tabla 3-2 Clientes regulados y consumo 2013 (Fuente: CENTROSUR)	67
Tabla 3-3 Total de pérdidas CENTROSUR (Fuente: CENTROSUR).....	68
Tabla 3-4 Clasificación de los Alimentadores.....	68
Tabla 3-5 Clasificación de los alimentadores (Fuente: CENTROSUR)	69
Tabla 3-6 Alimentadores Seleccionados	71
Tabla 3-7 Características de los tipos de clientes del área de estudio.....	71
Tabla 3-8 Tipos de día en cada mes.	73
Tabla 3-9 Modelo de carga [12].....	77
Tabla 3-10 Resumen de caso base.....	97
Tabla 4-1 Tensiones mínimas y máximas en nodos primarios.....	104
Tabla 4-2 Tensión mínima y máxima en nodos secundarios	104
Tabla 4-3 Porcentaje de horas al año para cada escenario CVR en el alimentador 1421	105
Tabla 4-4 Reducción de energía (kWh) para el alimentador 0526	105
Tabla 4-5 Reducción de energía (kWh) para el alimentador 0525	106
Tabla 4-6 Horas año de operación por escenario CVR	106
Tabla 4-7 Reducción promedio de energía (kWh) para el alimentador 1421 .	107
Tabla 4-8 Reducción promedio de demanda pico (kW) para el alimentador 0526	107
Tabla 4-9 Reducción promedio de demanda pico (kW) para el alimentador 0525	107
Tabla 4-10 Reducción promedio de demanda pico (kW) para el alimentador 1421	108



Tabla 4-11 Reducción pérdidas de energía (kWh) para el alimentador 0526	108
Tabla 4-12 Reducción de pérdidas de energía (kWh) para el alimentador 0525	108
Tabla 4-13 Reducción de pérdidas de energía (kWh) para el alimentador 1421	108
Tabla 5-1 Resumen económico Alimentador 525.....	114
Tabla 5-2 Resumen económico Alimentador 526.....	115
Tabla 5-3 Resumen económico Alimentador 1421.....	115
Tabla 5-4 Resumen económico.....	116
Tabla 5-5 Retorno de la inversión en área piloto.....	116



UNIVERSIDAD DE CUENCA
Fundada en 1867

Yo, Alexis Omar Zhungur Procel, autor de la tesis "DISEÑO DE ESQUEMAS DE CONTROL INTEGRADO DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciera de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, Abril de 2014

Alexis Omar Zhungur Procel
C.I. 0705082741

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316
e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103
Cuenca - Ecuador



UNIVERSIDAD DE CUENCA
Fundada en 1867

Yo Alexis Omar Zhungur Procel, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Abril 2014

.....
Alexis Omar Zhungur Procel
C.I. 0705082741

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999


Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316
e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103
Cuenca - Ecuador



UNIVERSIDAD DE CUENCA
Fundada en 1867

Yo, Edwin Roberto Calva Riofrío, autor de la tesis "DISEÑO DE ESQUEMAS DE CONTROL INTEGRADO DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciera de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, Abril de 2014


Edwin Roberto Calva Riofrío
C.I. 1900520527

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316
e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103
Cuenca - Ecuador



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo Edwin Roberto Calva Riofrio, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Abril 2014

Edwin Roberto Calva Riofrio

C.I. 1900520527

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316

e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador



Esta Tesis ha sido desarrollada dentro del Convenio entre la Universidad de Cuenca y la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A.



Dedicatoria

A Dios porque más que pedirle tengo que agradecerle el estar ahí presente dándome la fuerza cuando más lo necesitaba, a mi querida esposa Katy y mi hijo Matheo que han sido el motivo principal para lograr culminar este trabajo, a mis padres Humberto Zhungur y Beatriz Procel, quienes me han brindado apoyo incondicional a lo largo de mi vida, a mis hermanos y suegros que han estado siempre presente en todo momento y a mis amigos por demostrarme su confianza.

Alexis Z.



Dedicatoria

El presente trabajo se lo dedico principalmente a Dios por iluminarme y darme la fuerza que necesitaba para retomar la batalla cuando la creí perdida, a mis padres Juan Calva, Elsa Riofrío por el apoyo y amor brindado, a mi hermano, que ha sido y será para mí siempre un Ángel, (a menos que cambie de nombre), a Darwin, Delia, Toribio, Emérita y Andrea que han sabido brindarme su confianza, y me han motivado a perseverar y luchar por mis sueños, a mi primo Romel (si se puede), a mis sobrinos en especial a Jhonner, aquellos amigos que con su “hasta cuándo?” me hacían entender que también ellos querían verme triunfar (eso espero), a todos, mil gracias.

Edwín C.



Agradecimiento

A quienes de forma desinteresada supieron brindarnos su apoyo, haciendo suya ésta causa y trabajaron conjuntamente con nosotros, nuestro tutor Ing. Sergio Zambrano, a nuestro director de tesis Ing. Juan Ugalde, Ing. Felipe Saldaña por su ayuda, a los diferentes departamentos de la CENTROSUR que nos han facilitado la información necesaria y al Ing. Ramiro Ávila por compartir sus conocimientos del simulador CYME.

Alexis Z. y Edwin C.



CAPITULO I

1. Introducción

1.1. Antecedentes

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR) es responsable de la distribución y comercialización de energía dentro de su área de concesión que comprende las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago. Su visión estratégica es ser una empresa regional eficiente, sustentable y socialmente responsable garantizando la calidad y cobertura de la prestación del servicio eléctrico, alineada a los objetivos y políticas del Plan Nacional del Buen Vivir, en cuanto al uso eficiente y al ahorro de energía sin afectar el servicio.

Por otra parte, el incremento en la demanda y la reducida oferta de generación energética, impulsa a las empresas eléctricas a evaluar nuevas estrategias y tecnologías de automatización, para gestionar la demanda máxima, aplazando las inversiones de expansión y repotenciación del sistema de distribución.

Una de las iniciativas dentro de los programas de eficiencia energética, que se está aplicando en la actualidad a nivel mundial, es la reducción planificada de voltaje (CVR – Conservation Voltage Reduction). El objetivo del CVR es disminuir la demanda del sistema mediante una reducción controlada de voltaje en los alimentadores de distribución, aprovechando que algunas cargas son sensibles a la tensión o variación de voltaje. Sin embargo, ésta estrategia de regulación se analiza de manera integral, es decir, a más del control de voltaje se analiza la compensación de energía reactiva (optimización Volt/VAR o VVO- Voltage VAR Optimization), lo cual genera beneficios adicionales como la disminución de pérdidas de energía y mejoramiento del factor de potencia.

Para ello se requiere definir nuevos criterios de planificación para el diseño de estos esquemas de optimización, aprovechando la evolución tecnológica de los equipos para la automatización de la distribución. Esto permitirá en el corto plazo, ubicar de manera óptima equipos para mejorar el perfil de voltaje, con la capacidad de ser comandados remotamente desde un centro de supervisión y



control, a través de sistemas avanzados tales como el SCADA (Supervisory Control and data Acquisition) y DMS (Distribution Management System); con el fin de suministrar la energía de manera eficiente y responsable con el medio ambiente.

1.2. Alcance

El presente trabajo presenta el diseño del esquema más relevante de la automatización de “DISEÑO DE ESQUEMAS DE CONTROL INTEGRADO DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.” con el que se busca controlar la demanda a través de la reducción controlada de voltaje CVR.

Para ello se tomará un área de estudio compuesta de alimentadores representativos del área concesionada, de los cuales se tenga información histórica de mediciones para poder hacer un diagnóstico actual y determinar así cuáles presentan ésta problemática para diseñar, evaluar y proponer los esquemas que optimicen la automatización de los alimentadores seleccionados como idóneos para la aplicación.

1.3. Justificación

El estado Ecuatoriano a través del Plan Nacional del Buen Vivir, el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables y de la Dirección Nacional de Eficiencia Energética, incentivan el uso eficiente y sustentable de la energía en todas sus formas a través de la generación e implementación de políticas, planes y proyectos. Según [1] la definición de eficiencia energética, no es otra cosa que realizar un aprovechamiento óptimo de la energía, ello no implica renunciar a la calidad de vida sino obtener los mismos bienes, servicios y realizar las mismas actividades sin desperdiciarla. Lo cual, se ha venido desarrollando a través de diferentes programas, proyectos (implementación de focos ahorradores, plan renova, cocinas a inducción, etc.) de gestión y transformación de los hábitos culturales de la población.



Consecuente con lo anterior, la misión de la CENTROSUR es “Suministrar el servicio público de electricidad para satisfacer las necesidades de sus clientes y la sociedad, cumpliendo estándares de calidad, con equilibrio financiero, sobre la base del crecimiento integral de su personal” [2], se ha creado la necesidad de realizar el diseño, especificación y aplicación de esquemas de control integrado de tensión y potencia reactiva.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Diseñar y especificar esquemas de control integrado de voltaje (tensión) y potencia reactiva para alimentadores representativos de las redes de distribución de la CENTROSUR que permita disminuir la demanda pico, minimizar las pérdidas del sistema, mejorar el perfil de voltaje y factor de potencia.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Definir la función objetivo y sus restricciones
- Analizar diferentes escenarios del comportamiento de la curva de carga, en función de días típicos y bandas horarias, con el fin de establecer el modelo de perfiles de energía en los puntos de medición.
- Definir el modelo de carga por tipo de cliente con el fin de representar su sensibilidad respecto al voltaje.
- Modelar varios esquemas y escenarios, partiendo del caso base, que nos permitan simular la ubicación óptima, dimensionamiento y ajustes de los equipos de regulación y control.
- Evaluar el costo y beneficios para cada uno de los esquemas y escenarios sugeridos.

1.5. Organización del trabajo

El presente trabajo está dividido estratégicamente en seis capítulos. Se hará una breve descripción del contenido y desarrollo de cada uno de ellos.

Si bien muchos autores y el software CYME utilizan el término “tensión”, la idea es alinear a la terminología utilizada por el ente regulador “voltaje”. Se hace notar al lector que usaremos indistintamente el término “voltaje” y/o “tensión”.

CAPITULO I: Introducción

Aquí se da una breve explicación de cómo se desarrollará el presente trabajo, la justificación, objetivos, alcance y justificación.

CAPITULO II: Estado del arte del control y optimización de voltaje y potencia reactiva en sistemas de distribución

Empieza por dar un punto de vista general sobre las redes inteligentes, luego se contrastan las normativas de regulación de voltaje, la Americana y del CONELEC, se explica además en que se sustenta el control Volt/VAR y las herramientas analíticas comunes para el dimensionamiento y ubicación de equipos de regulación y control en alimentadores de distribución.

CAPITULO III: Diseño del esquema volt/VAR.

Aquí se muestra los perfiles de carga procesados en los equipos de medición y tipos de clientes para cada alimentador. Se simula el caso base utilizando el módulo de flujos de carga con perfiles de energía de CYME, para obtener el perfil de voltaje en cada uno de los alimentadores del área en estudio.

CAPITULO IV: Aplicación de la optimización volt/VAR en el área piloto.

Una vez definidos los alimentadores idóneos para aplicar CVR, se simulará los flujos de carga con la incorporación de los equipos de regulación y control respetando siempre los parámetros de calidad dados por el CONELEC. Por último se obtendrá parámetros de energía, pérdidas, potencia y los factores CVR para cada alimentador en cada uno de los escenarios (1%, 2%, 3% y 4%).

CAPITULO V: Estudio costo/beneficio

Se analizaran los beneficios a obtenerse con la implementación de estos esquemas, tomando en cuenta la inversión inicial, reducción de energía y potencia, las emisiones evitadas de CO₂; además se determinará el periodo de retorno de la inversión.



CAPITULO VI: Conclusiones y Recomendaciones

Se explicarán las conclusiones más relevantes del estudio y las recomendaciones para su implementación y próximos trabajos de investigación.



CAPITULO II

2. Estado del arte del control de voltaje y potencia reactiva en sistemas de distribución

2.1. Introducción

El presente capítulo da una breve descripción sobre las redes inteligentes, las normativas a las que estamos sujetos en cuanto a la regulación de voltaje y factor de potencia, así como una visión general de los equipos a utilizar. Se presenta la metodología clásica para el dimensionamiento y ubicación de estos equipos. Así mismo se presenta los parámetros de control y tipos de comunicaciones que utilizará el controlador de los equipos para operar o monitorear remotamente.

Además en éste capítulo se muestra la modelación de la carga, las características y curvas de carga de los tres tipos de clientes (residencial, comercial, industrial).

2.2. Introducción a redes inteligentes

La tecnología ha tenido y tiene grandes avances que abarca todas las áreas del conocimiento, y en la rama de Ingeniería Eléctrica brinda nuevas y mejoradas alternativas en cuanto a equipos y herramientas que permiten una acertada planificación y operación de redes eléctricas mejorando indicadores económicos, de calidad y confiabilidad.

Las redes eléctricas dotadas de inteligencia evolucionan en las conocidas, Smart Grids, que son redes inteligentes capaces de suministrar energía de forma eficiente a todos los usuarios cumpliendo los más estrictos estándares de calidad y confiabilidad, a un costo menor al que ofrecen las redes convencionales. Hablar de redes inteligentes o Smart Grids es hablar de:

- Medición en tiempo real.
- Control y regulación de voltaje.
- Corrección del factor de potencia.
- Generación distribuida.
- Restablecimiento automático del servicio.

- Autodiagnóstico.
- Gestión de la demanda.
- Contribuyen a mantener la sostenibilidad ambiental
- Planificación y automatización.

Todo esto con el apoyo de potentes herramientas de sistemas de información tales como SCADA (Supervisory Control and data Acquisition), DMS (Distribution Management System), MDM (Meter Data Management), OMS (Outage Management System), CMB (Condition Based Maintenance) DSM (Demand Side Management), AMI (Advanced metering Infraestructure), y por supuesto de un eficiente sistema de comunicación retroalimentado y equipos que soportan datos en tiempo real.

2.2.1. Historia del CVR

El concepto de CVR ha sido implementado de forma exitosa por numerosas empresas de distribución eléctrica norteamericanas. Este concepto fue implementado en muchos proyectos piloto en los 80s, y ha recobrado vigencia en esta década, particularmente por la disponibilidad de sistemas de medición en tiempo real que permiten verificar y corregir rápidamente posibles violaciones de voltaje mínimo, así como por el interés creciente en mejorar la eficiencia energética de la red de suministro de energía eléctrica. [3]

2.3. Normativas

2.3.1. Normativa ANSI

La mayoría de los organismos reguladores y la mayoría de las empresas distribuidoras en los Estados Unidos obedecen a las normas de voltaje ANSI (ANSI C84.1-1995). Esta norma especifica los rangos aceptables de funcionamiento en dos categorías en los sistemas de energía eléctrica [4]:

- **Voltaje de suministro.** Es el voltaje en el punto en que están interconectados los sistemas eléctricos del proveedor y del usuario. Esto es normalmente en el medidor. Mantener un voltaje aceptable en la entrada del servicio es responsabilidad de la empresa proveedora.



- **Voltaje de utilización.** Es el voltaje al final de la línea, en los equipos de utilización. Este voltaje depende de la instalación interna. Los fabricantes de equipos deben diseñar equipos que operen de manera correcta dentro de los límites indicados.

El estándar permite una cierta caída de voltaje en una instalación interna, por lo que los requisitos de voltaje de suministro son más estrictas que los requisitos de utilización.

La norma define dos rangos de voltaje:

- **Rango A.** La mayoría de los voltajes de utilización están dentro de estos límites, y las empresas deben diseñar sistemas eléctricos para proporcionar voltajes de servicio que cumplan con estos niveles. Como dice la norma, el voltaje fuera de éstos límites "deben ser poco frecuentes."
- **Rango B.** Estos requisitos son más relajados que los límites que el Rango A. De acuerdo con la norma: "A pesar que tales condiciones son parte de las operaciones prácticas, deberán ser limitadas en extensión, frecuencia y duración. Cuando salga de éstos límites, se llevarán a cabo medidas correctivas en un plazo razonable para mejorar el voltaje y cumplir con los requisitos del Rango A". Los equipo de utilización debe dar un rendimiento aceptable cuando se opera dentro de los límites de utilización de Rango B "en la medida de la práctica", de acuerdo a la norma.
- Estos límites sólo se aplican a los niveles de voltaje sostenido y no a excursiones momentáneas fuera del límite como sobrevoltajes, interrupciones de corta duración etc.

Tabla 2-1 Rangos de voltaje en para 120 V ANSI C84.1

Rango	Voltaje de suministro		Voltaje de utilización	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Rango A	114 (-5%)	126 (+5%)	110 (-8,3%)	125 (+4,2%)
Rango B	110 (-8,3%)	127 (+5,8%)	106 (-11,7%)	127 (+5,8%)



La Tabla 2-1 muestra los límites en sistemas de bajo voltaje, se da en una base de 120-V, pero los porcentajes sirven para cualquier sistema de bajo voltaje hasta 600 V.

ANSI C84.1 define tres niveles de voltaje: bajo voltaje (1 kV o menos), media voltaje (mayor a 1 kV y menor a 100 kV), y alto voltaje (mayor o igual a 100 kV).

Para los sistemas de medio voltaje, ANSI C84.1 proporciona límites más estrictos para los Rangos A y B. El rango A es -2,5 a +5%, y el rango B es -5 a +5,8%. [4]

2.3.2. Regulación No. CONELEC – 004/01

Aspectos de calidad

La Calidad de Servicio se medirá considerando los aspectos siguientes:

- Nivel de voltaje
- Perturbaciones de voltaje
- Factor de Potencia

El presente trabajo de investigación está relacionado directamente con el Nivel de Voltaje, y el Factor de Potencia.

Para los niveles de voltaje, la regulación establece que si el distribuidor no cumple con el nivel de voltaje en el punto de medición respectivo, cuando durante un 5% o más del período de medición de 7 días continuos, en cada mes, el servicio lo suministre incumpliendo los límites de voltaje. [5]

Cabe mencionar que el CONELEC ha definido límites para mejorar sus indicadores de calidad en dos subetapas, hasta la actualidad no se ha superado la subetapa 1. Para el presente trabajo se tomarán los límites de la subetapa 2 ya que estos límites son similares a los valores de la norma ANSI.

Las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal se señalan a en la Tabla 2-2:



Tabla 2-2 Regulación de voltaje CONELEC

	Subetapa 1 (p.u.)	Subetapa 2 (p.u.)
Alto Voltaje	0,07	0,05
Medio Voltaje	0,1	0,08
Bajo Voltaje. Urbanas	0,1	0,08
Bajo Voltaje. Rurales	0,13	0,1

En cuanto al factor de potencia, la regulación establece un mínimo de $fp = 0.92$.

2.4. Control y optimización Volt/VAR

2.4.1. Objetivos del control de voltaje

El propósito principal del control de voltaje es mantener el voltaje en los rangos permitidos bajo todas las condiciones de operación. Hay algunos factores que influyen en el voltaje en la entrada de servicio al cliente: [6]

- El voltaje de la línea de transmisión o subtransmisión. Bajo situaciones normales o anormales el voltaje de línea de alimentación fluctúa en pequeñas cantidades. Los equipos de regulación deben ajustar el voltaje primario de distribución de manera que las fluctuaciones no causen que el voltaje primario salga del rango aceptable.
- La carga del alimentador. Durante la condición de pico de carga el flujo de corriente (Amperio) en el alimentador incrementa, y el voltaje cae a lo largo del mismo. Esto se traduce en una disminución del voltaje para los clientes al final del alimentador. Los equipos de regulación deben incrementar automáticamente el voltaje de línea bajo condiciones de carga pico teniendo en cuenta la caída de voltaje. Inversamente, cuando el alimentador está con carga ligera, la caída de voltaje es bajo, entonces los equipos de regulación deben disminuir el voltaje para evitar posibles condiciones de sobrevoltaje.

Regulación de voltaje

Las empresas de distribución tradicionalmente mantienen los niveles de voltaje dentro de los rangos aceptables usando transformadores con cambiadores de tap bajo carga (LTC) que permite ajustar el bajo voltaje. Los reguladores de voltaje con LTC son ubicados en subestaciones o fuera en la línea, equipado con un controlador que determina si debe aumentar o disminuir el tap, o deje la derivación sin cambios basado en la tensión “local” y medición en la carga [6]. Un perfil de voltaje clásico de una red de distribución se puede apreciar en la Figura 2-1.

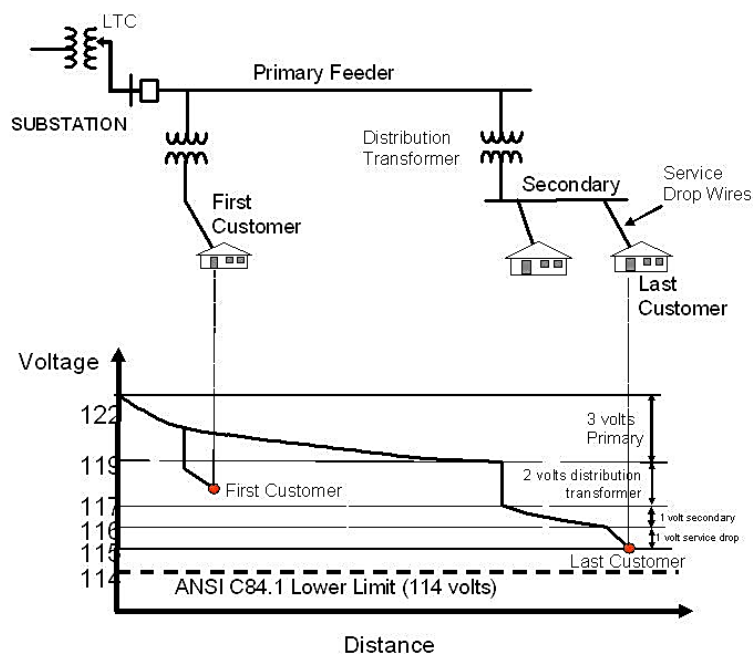


Figura 2-1 Perfil de voltaje típico para alimentadores de distribución [6]

El perfil de voltaje a lo largo del alimentador de distribución y el flujo de potencia reactiva (VARs) normalmente se mantiene por la combinación de reguladores de voltaje y conmutación de banco de condensadores instalados en varias ubicaciones del alimentador y en la subestación asociada. En contraste al control de los reguladores, el control del banco de condensadores ordena si deben conectarse “ON” o desconectarse “OFF” según las mediciones locales.

Control VAR

Los flujos de potencia en los alimentadores incluyen, flujos de potencia “real” y “reactiva”. El flujo de potencia real (medido en Kilowatts) representa la potencia



eléctrica actual que es consumida por los clientes más las pérdidas eléctricas a través del calor de los cables y otros equipamientos eléctricos. La potencia real es mejor ilustrada por un flujo de corriente de un foco incandescente, una cocina eléctrica de elemento resistivo (niquelina) u otro elemento primariamente resistivo. La potencia reactiva (medidos en Volt-amperios reactivos VARs) es la energía eléctrica que se necesita para energizar una porción del sistema de potencia que se comporta como [6]:

- **Condensadores.** (Ej. Los mismos conductores aéreos) que son continuamente cargados y descargados por la alternabilidad de la forma de onda (AC).
- **Inductores.** (Ej. Motores eléctricos y transformadores) Que almacena una considerable cantidad de energía en el campo magnético que es esencial para la operación de equipos.

Para reducir la cantidad de potencia reactiva (VARs) que circula por el alimentador de distribución la empresa eléctrica debe reducir las pérdidas eléctricas y mejorar el perfil de voltaje a lo largo del alimentador.

La empresa eléctrica direcciona su problema de flujos de potencia reactiva a la instalación de bancos de condensadores instalados estratégicamente a lo largo del alimentador, para reducir la cantidad de potencia reactiva suministrada por el sistema de transmisión para servir a una carga dada minimizando pérdidas y aumentando el voltaje en el punto de instalación del banco como se puede ver en la Figura 2-2. Una gran parte de los bancos estarán todo el tiempo en servicio, sin embargo para dar cuenta de las variaciones de la carga y variaciones de la potencia reactiva que se producen durante todo el día, algunos de los bancos de condensadores están equipados con interruptores (bancos conmutados) que permiten poner, o quitar del servicio. En el enfoque tradicional, se trabaja mejor durante la demanda pico donde hay mayor caída de voltaje debido al aumento de la corriente de pico donde es más probable que el banco actúe. Sin embargo, fuera de éste periodo la caída de voltaje puede no ser suficiente para provocar la conmutación del banco, por lo tanto, mientras el nivel de voltaje es adecuado durante periodos de carga ligera, el flujo de potencia reactiva sigue siendo alto y causa el exceso de pérdidas [6]

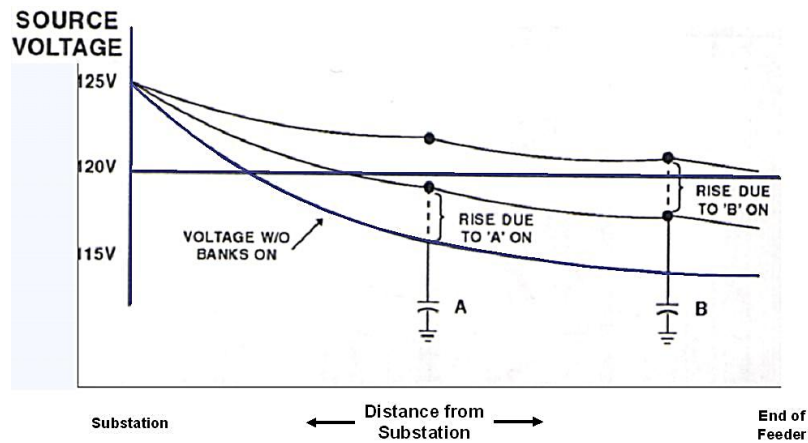


Figura 2-2 Perfil de voltaje con condensadores [6].

Sin éstos ajustes, la caída de voltaje puede descender a niveles inaceptables en periodos picos de carga mientras que cerca de la subestación puede elevarse a niveles demasíadamente altos en carga mínima.

2.4.2. Esquemas de Control Volt/VAR

Tipo 1: Control independiente

Tradicionalmente, los reguladores de voltaje y banco de condensadores conmutables son equipos que son operados de manera independiente con coordinación indirecta entre los controladores individuales (Figura 2-3).

Éste enfoque es eficaz para mantener el voltaje y el flujo de potencia reactiva en rangos aceptables con los controladores en la proximidad de éstos equipos, pero típicamente esto no produce los resultados óptimos para todo el alimentador [6].

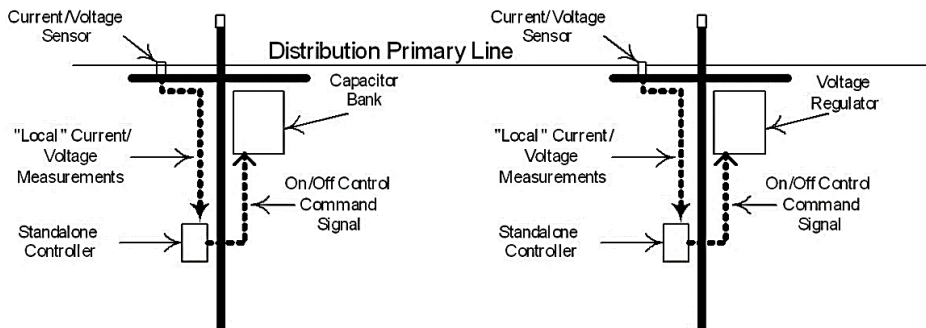


Figura 2-3 Control Volt/Var tipo 1 – Control independiente [6].



Éste enfoque ha sido exitoso en el cumplimiento de los objetivos primarios para éste equipo. Sin embargo éste enfoque tiene varias limitaciones claves [6]:

- Éste sistema no es monitoreado continuamente, es así que cuando el controlador falla o funciona mal, no es detectado automáticamente. Sin monitoreo continuo éstos dispositivos pueden conmutar en el momento equivocado. Ésta condición puede no ser detectada hasta que el problema desencadene en algo más grave.
- El sistema carece de flexibilidad de respuesta a condiciones de carga en el alimentador. La configuración del controlador trabaja bien bajo condiciones normales. Sin embargo, si el alimentador es reconfigurado por alguna razón, (Ej. mientras una porción del alimentador ha fallado y tiene que ser reparado) los ajustes del regulador pueden no producir los resultados deseados.
- El sistema no puede ser usado para responder a emergencias. Ocasionalmente las empresas están llamadas a conmutar todos los bancos de condensadores en estado de servicio lo más rápido posible para responder a las emergencias de la red eléctrica. Ya que el sistema carece de control remoto, no es posible conmutar rápidamente los bancos sobre la demanda.

Control inteligente de voltaje de distribución

Proporciona significativamente mayor flexibilidad de funcionamiento sobre el control de voltaje tradicional. Mientras que el control de voltaje convencional está destinado principalmente para mantener el voltaje aceptable a lo largo del alimentador, el control inteligente permite al usuario lograr otros objetivos operativos además de la función principal, el más común es Conservación de Voltaje Reducido (CVR). Con CVR, el sistema reduce intencionalmente el voltaje en el alimentador de distribución a un valor de voltaje mínimo aceptable para lograr valiosos beneficios para la empresa eléctrica y los consumidores, como la eficiencia energética, reducción de la demanda y el consumo de energía. Mientras el voltaje de alimentación permanezca por encima del valor mínimo aceptable, no hay ningún impacto adverso en el cliente.



El control inteligente de voltaje utiliza muchos de los mismos componentes que el control de voltaje convencional, tales como transformadores con cambios de tap y reguladores de voltaje. El control inteligente de voltaje también incluye un procesador principal u otro controlador inteligente que ejecuta la lógica de control adicional usando mediciones de corriente y voltaje disponibles para lograr la función objetivo especificado. El control de voltaje de la DA (Automatización de la Distribución) en su forma más simple consiste en una serie de reglas que especifica que acciones de control se debería realizar (si las hay) para las mediciones de corriente y voltaje en tiempo real.

Proporciona una manera más eficaz para mantener el nivel de voltaje en el alimentador y minimizar las pérdidas eléctricas en todas las condiciones de carga. Al igual que el enfoque convencional, el control inteligente VAR conmuta condensadores para controlar el flujo de VAR y voltaje de alimentación ya que las condiciones del alimentador varía durante el día. Sin embargo, en lugar de basar las acciones de control únicamente en mediciones locales, la función de conmutación del control de VAR basa sus decisiones sobre las medidas tomadas al final de la subestación del alimentador, donde el flujo total de VAR es fácilmente observable. Cuando SCADA detecta que el flujo de VAR para el alimentador es excesivo, utiliza el servicio de control remoto para operar los bancos de condensadores conmutados según sea necesario.

Las ventajas de control inteligente de VAR frente a los métodos convencionales incluyen [6]:

- Capacidad para determinar si el sistema está funcionando correctamente mediante la observación de los cambios esperados en el flujo de potencia reactiva después de una solicitud de conmutación. Si no se observa ningún cambio inmediato después de una solicitud de conmutación, esto indica un posible fallo de funcionamiento que debe ser investigado.
- Capacidad para anular el control normal cuando sea necesario. Por ejemplo, durante una emergencia del sistema, el operador del sistema puede comandar los controladores de las baterías de condensadores para encenderlas y proporcionar un mayor alivio a la red de energía.

Tipo 2: Control integrado Volt/VAR (IVVC)

El voltaje y la potencia reactiva del alimentador son variables estrechamente dependientes. Las acciones de control para cambiar una de las variables pueden resultar en lo opuesto para el cambio de la otra. Por ejemplo, el aumento del voltaje en la subestación transformadora con LTC puede producir un aumento de voltaje que podría causar que los controles del banco de condensadores saque de servicio al mismo, reduciendo así el voltaje. Del mismo modo, la colocación de una batería de condensadores en servicio podría causar que el LTC baje el voltaje en la subestación. Si bien este tipo de acciones de control en conflicto generalmente no producen condiciones eléctricas inaceptables en el alimentador, sí producen las condiciones que son menos eficientes y no es óptima. Es necesario el control coordinado de voltaje y potencia reactiva para determinar y ejecutar acciones de control volt-VAR que son verdaderamente óptimos.

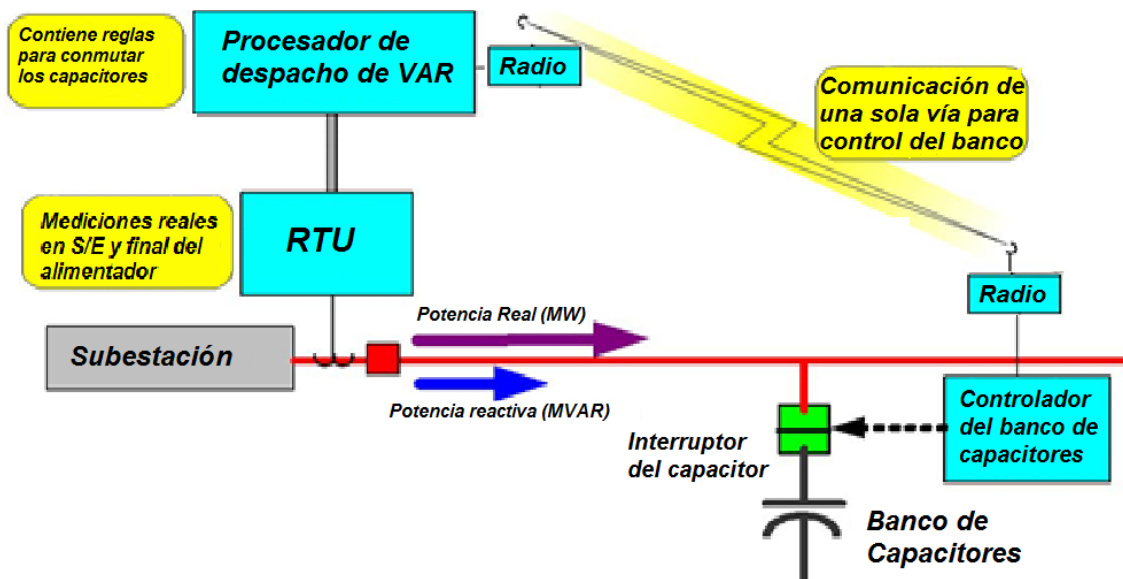


Figura 2-4 Control integrado de Voltaje y VAR [6]

El Control Integrado Volt/VAR (IVVC) es una función avanzada del Sistema de Distribución (SD) que determina el mejor conjunto de acciones de control de todos los dispositivos de regulación de voltaje y dispositivos de control de VAR para lograr uno o más objetivos de funcionamiento especificadas sin violar ninguna de las restricciones operativas fundamentales (límites alta / baja tensión,



los límites de carga, etc.) En la Figura 2-4 se puede apreciar un esquema que muestra el control tipo 2.

Los objetivos operativos IVVC incluyen:

- Minimizar pérdidas eléctricas
- Demanda eléctrica mínima
- Reducción del consumo de energía
- Combinación ponderada de las anteriores

También es posible el parcializar las medidas de control recomendadas para minimizar el número de operaciones de cambiadores de toma bajo carga especificada, tanto de reguladores como de las baterías de condensadores que están a punto de cumplir su vida útil o al final de los ciclos de mantenimiento.

IVVC utiliza un flujo de potencia en línea (OLPF por sus siglas en inglés) y las mediciones en tiempo real disponibles para calcular las condiciones que existen en cualquier punto de la alimentación, el total de las pérdidas eléctricas, y otros parámetros que prácticamente no se puede controlar directamente. Los resultados OLPF se entregan a un "motor de optimización", que es software diseñado para determinar el conjunto correcto de las medidas de control para lograr condiciones "óptimas" requeridos por la compañía eléctrica. Estas acciones de control se envían a los controladores de dispositivo adecuados a través de SCADA [6].

Tipo 3: VVO Integrado

El control Volt-VAR y Optimización (VVC & O) es una aplicación inteligente que ofrece nuevas capacidades que van mucho más allá de los controladores autónomos convencionales, proporcionando importantes beneficios para las empresas de distribución [6]. En la Figura 2-5 se muestra un esquema de éste tipo de control.

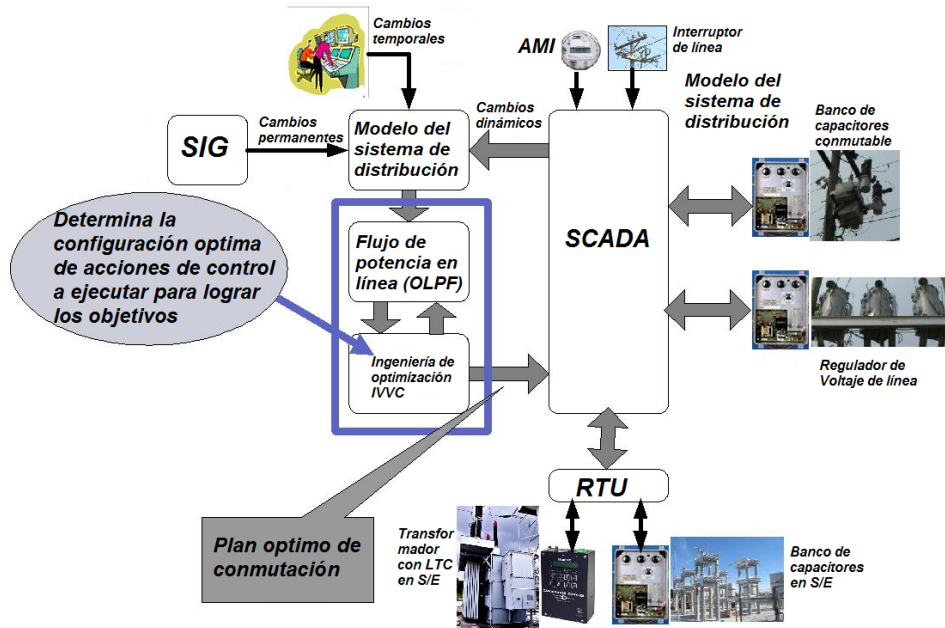


Figura 2-5 Integración de optimización Volt/VAR [6].

En el futuro la integración de VVO deberá contener toda la información de voltaje para incluir en la simulación en tiempo real. Se espera que esta información provenga de sensores, los principales controladores de equipos de distribución, medidores AMI o cualquier otro dispositivo que pueda proporcionar información de voltaje [6]. En la Figura 2-6 se muestra un esquema mejorado de éste tipo de control.

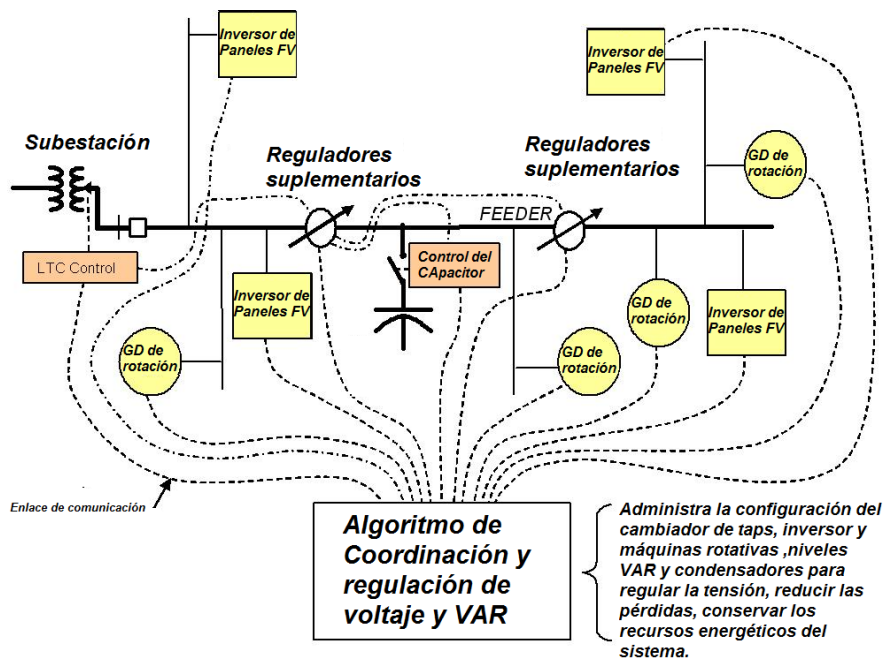


Figura 2-6 Integración avanzada de optimización [6].

Tipo 4: VVC Adaptativo (AVVC)

El sistema AVVC “aprende” de acciones de control anteriores. Este siempre responde “Que paso la última vez en el sistema que nos dio un cambio de estado en la posición del LTC” y lo registra el evento para futuras acciones, es a lo que se hace referencia con “redes inteligentes”.

2.5. Equipos de regulación y control

2.5.1. Reguladores

Los reguladores son autotransformadores con ajuste automático de taps. Comúnmente los reguladores vienen en rangos desde -10% a + 10% con 32 pasos. Cada paso es 5/8%, que es 0.75 V sobre la escala de 120 V.

Un regulador monofásico tiene 3 bushing: La fuente (S), la carga (L), y la fuente-carga (SL). El devanado serie está entre S y L, la Figura 2-7 muestra un regulador lineal (ANSI tipo A) con los taps al lado de carga. Un ANSI tipo B está diseñado a lo inverso, es decir, el tap en el lado de la fuente. El controlador mide la corriente con un TC en el lado de la carga (L) y el voltaje con un TP entre L y SL. Los reguladores tienen un interruptor de inversión que puede dar la vuelta al devanado en serie según se lo ponga hacia adelante o atrás para las conexiones aditiva o sustractiva respectivamente [4].

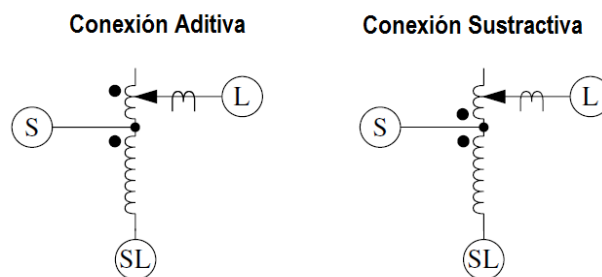


Figura 2-7 Regulador ANSI tipo A con los taps en el lado de la carga [4].

La impedancia base es la impedancia de los dos devanados por diez veces más. Debido a que la impedancia es tan pequeña, normalmente podemos despreocuparla [4].

A menudo, en las subestaciones se usa frecuentemente reguladores trifásicos, se utilizan en los sistemas de estrella o delta. Un regulador trifásico controla las tres fases al mismo tiempo. Estas son normalmente unidades más grandes. La conexión normal es internamente una conexión en estrella con punto neutro flotante.

Comúnmente, las empresas de servicios públicos utilizan unidades monofásicas, incluso para la regulación de los circuitos trifásicos [4]. Podemos conectar los reguladores monofásicos de varias maneras como se ve en la Figura 2-8

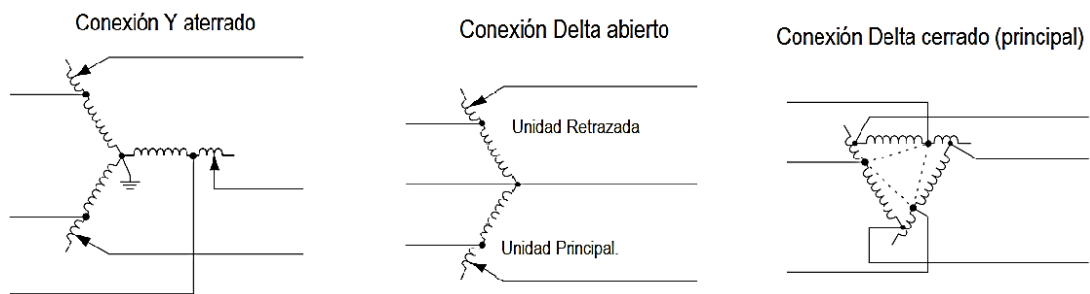


Figura 2-8 Conexiones de Regulador trifásico

- **Línea a neutro.** En los sistemas de cuatro hilos, los circuitos trifásicos tienen normalmente tres reguladores monofásicos conectados de línea a neutro. La conexión de Línea a neutro también son apropiadas para circuitos monofásicos y bifásicos. Cada regulador controla de forma independiente cada fase, para ayudar a controlar el desbalance de voltaje, así como el voltaje de estado estacionario.
- **Delta abierto.** Sólo se necesitan dos reguladores monofásicos, cada uno conectado fase a fase.
- **Delta cerrado.** Tres reguladores son conectados fase a fase. Utilizando el delta cerrado se extiende el rango de regulación en un 50%, de ± 10 a $\pm 15\%$.

En ambas conexiones delta, los reguladores ven un desplazamiento de fase de corriente respecto al voltaje línea-línea. En la conexión principal con factor de potencia unitario de la carga, la corriente de línea a través del regulador adelanta al voltaje de línea-línea por 30° .

Los reguladores tienen un relé de regulación de voltaje que controla los cambios de toma. Este relé tiene tres opciones básicas que controlan los cambios de toma [4] (ver Figura 2.9)

- **Ajuste de voltaje.** También llamado el punto de ajuste o del centro de banda, el voltaje ajustado es la salida deseada del regulador.
- **Ancho de banda.** controles del regulador de voltaje monitorea la diferencia entre el voltaje medido y el ajustado. Sólo cuando la diferencia es superior a la mitad del ancho de banda se iniciará un cambio de toma. Use ancho de banda al menos dos veces el tamaño de paso, 1,5 V para reguladores de $\pm 10\%$ de 32 pasos. Configuración de 2 y 2,5 V son muy comunes
- **Temporizado.** Este es el tiempo de espera entre el momento en que el voltaje sale de la banda y cuando el controlador inicia un cambio de tap. Alargar el tiempo de espera, reduce el número de cambio de taps. Típicamente la espera está entre 30 y 60 segundos como se muestra en la Figura 2-9.

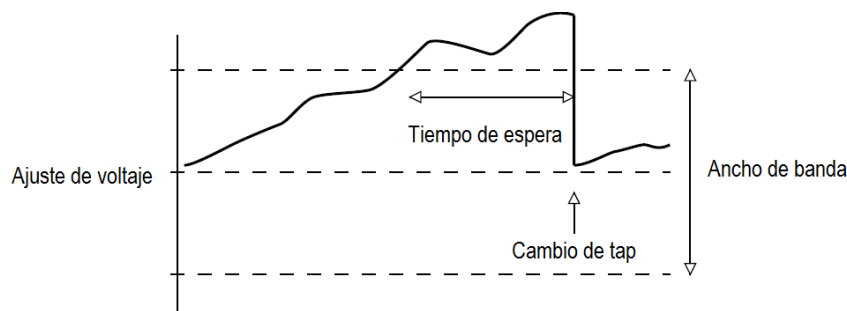


Figura 2-9 Ajuste de voltaje, ancho de banda y tiempo de espera [4].

Si el voltaje sigue estando fuera de límites después de un cambio de toma, el controlador hace los cambios de toma adicionales hasta que se ponga el voltaje dentro de los límites. La exactitud de los detalles varía según el controlador, algunos ofrecen modos programables.

Ubicación de reguladores

Para una carga distribuida de manera uniforme en el alimentador, las localizaciones óptimas para dos reguladores se encuentran a distancias desde la estación de aproximadamente el 20% de la longitud del alimentador para uno

y 50% para el otro. Para un regulador en el alimentador, la ubicación óptima para una carga uniformemente distribuida está en $3/8$ de la longitud de la línea de la estación [4].

Se puede instalar varios reguladores a lo largo de un circuito. Aunque esto pueda cumplir con los requisitos de voltaje en estado estable para los clientes, se creará una fuente muy débil, siendo más probable que presente problemas de parpadeo a causa de motores y otras cargas fluctuantes [4].

Considere también el efecto de que la carga caiga en los reguladores. Un caso común es un reconector aguas abajo de un regulador de línea. Si el regulador sube de tap ligeramente a causa de la carga pesada y el reconector abre repentinamente una parte significativa de la carga, el voltaje aguas abajo del regulador subirá hasta que el controlador del regulador cambie los taps hacia abajo nuevamente [4].

Regulación de voltaje en cabecera:

- Regulación con LTC (Cambiador de Tomas bajo Carga) del transformador.

Todos los circuitos y fases son regulados en el mismo tap. El punto mas bajo en cualquier fase de cualquier alimentador limita la reducción de voltaje mostrado en la Figura 2-10 [7].

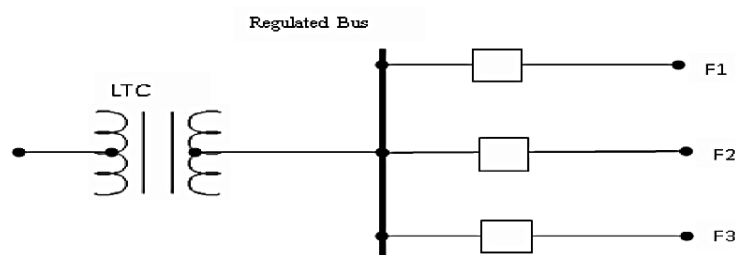


Figura 2-10 Regulación con LTC en transformador en cabecera [7]

- **Regulación en la barra de la subestación:**

Cada fase de todos los alimentadores se regula con el mismo tap del regulador monofásico que le corresponde tal como se muestra en la Figura 2-11. El punto más bajo de cada fase limita la reducción de voltaje para esa fase en todos los alimentadores [7].

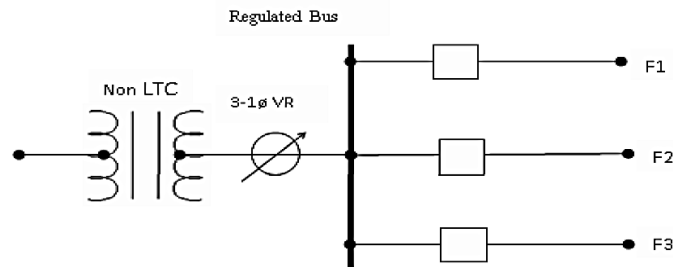


Figura 2-11 Regulación con regulador monofásico en cabecera [7]

- **Regulación de voltaje por fase en cabecera del alimentador:**

La regulación de voltaje se la realiza en cada fase del alimentador de manera independiente (véase la Figura 2-12).

El punto más bajo de voltaje en cada fase de cada alimentador limita la reducción de voltaje para esa fase de ese alimentador [7].

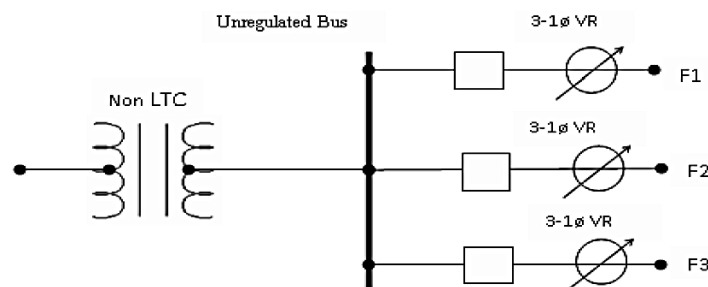


Figura 2-12 Regulación de tensión con reguladores monofásicos en línea [7].

Relación entre pérdidas de línea y caída de voltaje.

Las pérdidas de línea son formadas por el flujo de corriente a través de la resistencia de los conductores. Las pérdidas en las líneas primarias son importantes dentro del sistema de distribución y son igual al cuadrado de la corriente por la resistencia (I^2R). Las acciones a tomar para reducir las pérdidas incluye [4]:

- Usar un sistema de alto voltaje.
- Balancear circuitos.
- Convertir circuitos monofásicos en trifásicos.
- Reducir la carga.
- Incrementar el factor de potencia (Condensadores)
- Reemplazar los conductores con mayor calibre.

Como las pérdidas son función del cuadrado de la corriente, las mayores pérdidas ocurren principalmente en las cercanías de la subestación. Reduciendo una porción de la corriente reactiva del total de la corriente, podemos impactar las pérdidas significativamente [4].

Usar aproximaciones de la distribución uniforme de carga, es muy útil. Una distribución de carga uniformemente distribuida a lo largo de un largo circuito l tiene la misma pérdida que una carga concentrada a $l/3$ desde la fuente hacia el final. Para la caída de voltaje, el circuito equivalente es diferente: Una carga uniformemente distribuida a lo largo del circuito l tiene la misma caída que una carga concentrada ubicada a $l/2$ desde la fuente hacia el final. Ésta regla de $1/2$ de la caída de voltaje y la de $1/3$ para las pérdidas es una aproximación muy útil cuando se hace un cálculo manual o cuando haga una simplificación para ingresar en un programa de flujo de carga [4].

Para una carga uniformemente creciente, la carga equivalente está a $0.53l$ de la longitud desde la fuente. La Figura 2-13 muestra los circuitos equivalentes para una carga uniforme, y una carga uniformemente creciente [4].

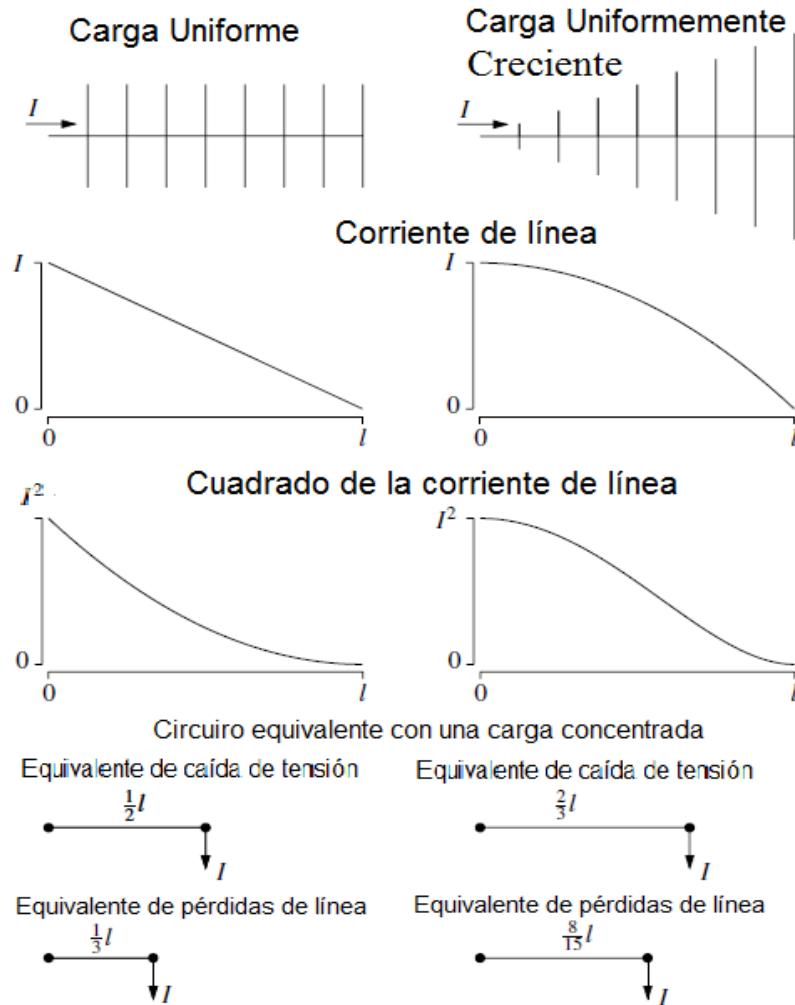


Figura 2-13 Circuito equivalente de cargas uniformes [4]

Las pérdidas de línea disminuyen a causa del incremento del voltaje y disminución de la corriente.

Pérdidas, caída de voltaje y capacidad, todo está interrelacionado. Los circuitos trifásicos tienen la más alta capacidad de transferencia de potencia, la más baja caída de voltaje y las más bajas pérdidas como se explica en la Tabla 2-3 en la que compara la capacidad, caída de voltaje, y pérdidas de un sistema trifásico balanceado con algunas otras configuraciones de fases [4].



Tabla 2-3 Características de varios sistemas [4].

Sistema	Capacidad en p.u.	Caída de voltaje en p.u. para igual kVA	Perdidas de línea en p.u. para igual kVA
Trifásico Balanceado	1,0	1,0	1,0
Bifásico	0,5	2,0	2,0
Bifásico y neutro multiterrado	0,67	2,0-3,3	1,2-3,0
Bifásico y neutro uniterrado	0,67	2,5-4,5	2,25
Monofásico y neutro multiterrado	0,33	3,7-4,5	3,5-4,0
Monofásico y neutro uniterrado	0,33	6,0	6,0

Nota: Los circuitos bifásicos se asume que todas las cargas están conectadas a tierra. El neutro es del mismo calibre que la fase.

Las empresas distribuidoras consideran pérdidas pico y pérdidas de energía. Las pérdidas pico son importantes porque ellas componen una parte de la demanda pico; pérdidas de energía pico son el total de kilowatt-horas gastados como calor en el conductor. Las pérdidas pico son más fácilmente estimadas desde modelos y mediciones. El promedio de pérdidas puede ser encontrado desde el pico de carga usando el factor de pérdidas F_{ls} [4]:

$$F_{ls} = \frac{\text{Pérdidas promedio}}{\text{Pérdidas pico}}$$

Normalmente nosotros no tenemos suficiente información o directamente medición del factor de pérdidas. Nosotros tenemos el factor de carga (el promedio de la demanda sobre la demanda pico). El factor de pérdidas es una función del factor de carga al cuadrado. La aproximación más común (Gangel and Prost, 1965) es [4]:

$$F_{ls} = 0.15F_{ld} + 0.85F_{ld}^2$$

Esto es a menudo usado para evaluar pérdidas de línea y pérdidas de carga en un transformador (que son también una función de I^2R). El factor de carga cercano a 1 da como resultado un factor de pérdida cercano a 1. Otra expresión común es $F_{ls} = 0.3F_{ld} + 0.7F_{ld}^2$, la Figura 2-14 muestra ambas relaciones [4].

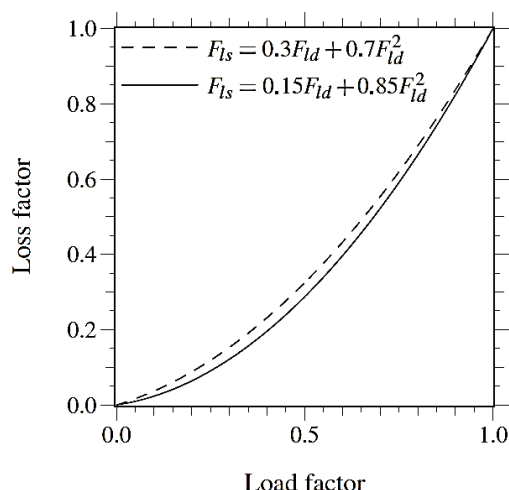


Figura 2-14 Relación entre el factor de carga y factor de pérdidas [4]

2.5.2. Condensadores

Los condensadores proveen muchos beneficios al rendimiento de sistemas de distribución. Más notablemente reducen las pérdidas, liberan capacidad, y reduce la caída de voltaje [4]:

- **Pérdidas:** para anular la potencia reactiva de los motores y otras cargas con bajo factor de potencia, los condensadores disminuyen la corriente de línea. Reduce la corriente liberando la capacidad (el mismo circuito sirve a más carga). Reducir la corriente significa bajar las pérdidas de línea I^2R .
- **Caída de voltaje:** Los condensadores proveen un incremento de voltaje, el cual cancela parte de la caída de voltaje causada por las cargas del sistema. Conmutando condensadores, se puede regular el voltaje en un circuito.

Si se aplica y controla correctamente, los condensadores pueden mejorar significativamente el rendimiento de los circuitos de distribución. Pero si no se aplica y controla correctamente, la potencia reactiva del banco de condensadores puede crear pérdidas y aumentar el voltaje. Los más grandes daños de sobre voltaje ocurren bajo carga ligera. Sistemas más sofisticados (semejante a radios de dos vías) reducen el riesgo de controlar inapropiadamente los condensadores, comparado con un control simple (temporizado). Donde los condensadores y cargas reactivas intercambian esta potencia reactiva, esto beneficia al sistema porque la potencia reactiva (y



corriente extra) no tiene que transmitirse desde los generadores a los transformadores por kilómetros de línea: esto libera a las líneas de transportar potencia real liberando más capacidad [4].

Algunas empresas instalan los condensadores en subestaciones y/o en puntos de los alimentadores de distribución, seguidamente en la Tabla 2-4 presentamos las ventajas y desventajas de cada tipo de instalación. La mayoría de los bancos de condensadores son pole-mounted, son más baratos, viables para su instalación [4].

Tabla 2-4 Condensadores en Subestación Vs Alimentador [4]

Ventajas	Desventajas
<i>Condensadores en alimentadores</i>	
Reduce pérdidas en línea	Mayor dificultad de control
Reduce la caída de tensión en el alimentador	Tamaño y ubicación es importante
Libera la capacidad en el alimentador	
Bajo costo	
<i>Capacitor en subestación</i>	
Mayor control	No reduce pérdidas de línea
Mejor ubicación si necesita conducir VARs al sistema.	No reduce caída de tensión en el alimentador
	Alto costo.

Mientras la mayoría de condensadores son pole-mounted, algunos son fabricados como padmounted en vista que algunos circuitos son subterráneos y se demanda de éste tipo de condensadores. Para el presente estudio se usarán de tipo pole-mounted.

Clasificación de condensadores

Las unidades de condensadores están disponibles en rangos desde 50 hasta sobre los 500 kVAR. La tabla 5 muestra los rangos de unidades de condensadores. Una clasificación de los condensadores es por los kVARs a cierto rango de voltaje. Los bancos de condensadores trifásicos son referidos como el total de los kVARs de las tres fases. Los alimentadores de distribución



normalmente tienen uno, dos o (raramente más) tres unidades por fase. Lo más común es dimensionar un banco de condensadores solamente por fase [4].

Tabla 2-5 Rangos comunes de unidad de condensadores [4]

<i>V rms línea-línea</i>	<i>Kvar</i>	<i>Nº de Fases</i>	<i>BIL kV</i>
216	5, 7 1/2, 13 1/3, 20, and 25	1 and 3	30
240	2.5, 5, 7 1/2, 10, 15, 20, 25, and 50	1 and 3	30
480, 600	5, 10, 15, 20, 25, 35, 50, 60, and 100	1 and 3	30
2400	50, 100, 150, 200, 300, and 400	1 and 3	75, 95, 125, 150, and 200
2770	50, 100, 150, 200, 300, 400, and 500	1 and 3	75, 95, 125, 150, and 200
4160, 4800	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, and 800	1 and 3	75, 95, 125, 150, and 200
6640, 7200, 7620, 7960, 8320, 9540, 9960, 11,400, 12,470, 13,280, 13,800, 14,400	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, and 800	1	95, 125, 150, and 200
15,125	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, and 800	1	125, 150, and 200
19,920	100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, and 800	1	125, 150, and 200
20,800, 21,600, 22,800, 23,800, 24,940	100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, and 800	1	150 and 200

Source: IEEE Std. 18-2002. Copyright 2002 IEEE. All rights reserved.

Capacidad liberada

Adicionalmente a la reducción de pérdidas, y el mejoramiento del voltaje, los condensadores liberan capacidad. Al mejorar el factor de potencia incrementa la cantidad de potencia real que el circuito puede suministrar. Usando condensadores para suministrar potencia reactiva se reduce la cantidad de corriente de línea, dotando a la línea de mayor capacidad para servir más carga. La Figura 2-15 muestra que los condensadores liberan capacidad significativa especialmente si el factor de potencia original es bajo [4].

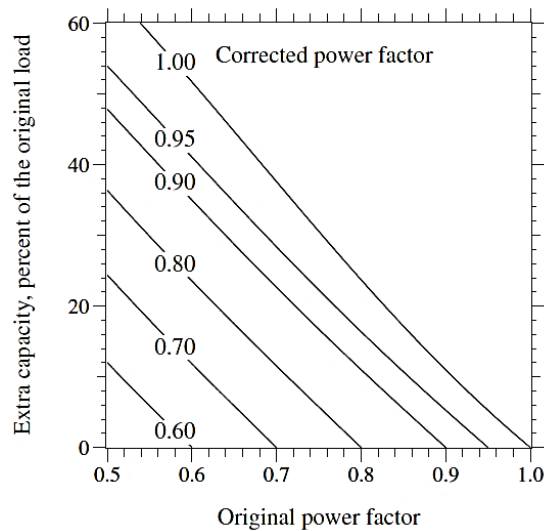


Figura 2-15 Liberación de capacidad con el mejoramiento de fp [4].

Reducción de pérdidas en la línea

Uno de los principales beneficios de la aplicación del banco de condensadores es que pueden reducir las pérdidas en líneas de distribución. Para cumplir con este propósito, los ingenieros han usado ampliamente la regla de los “2/3” para dimensionar y ubicar condensadores para la reducción óptima de pérdidas. Aquí se presenta una generalización de la regla de los 2/3 para la aplicación de n condensadores, es de dimensionamiento $2/(2n+1)$ del requerimiento de VARs del circuito. Se los aplica equidistantemente a la razón de $2/(2n+1)$ del total de la línea desde la subestación incrementando el resto de bancos en la misma proporción. Así para aplicar tres condensadores, su dimensión sería de $2/7$ del total de los VARs que el circuito necesita, ubicados a $2/7$, $4/7$, y $6/7$ de la longitud de la línea, desde la subestación.

Grainger y Lee (1981) brindaron un óptimo mejorado y simple método para la ubicación de condensadores sobre un circuito con cualquier perfil, no necesariamente con carga distribuida uniformemente. Con el método Grainger/Lee, se usa el perfil de carga reactiva del circuito a ubicar los condensadores, la idea básica es nuevamente ubicar los bancos de condensadores en los puntos donde la potencia reactiva sea igual a la mitad del condensador a instalar. Con ésta regla de $1/2$ kVAR el condensador suministra la mitad de los VARs aguas abajo, y la mitad aguas arriba. Los pasos básicos de este enfoque son [4]:



1. **Escoger su dimensionamiento.** Escoger un condensador estándar. Comúnmente calibres del rango desde 300 a 1200 kVAR, con algunos calibres superiores a 2400 kVAR. Si el calibre del banco es de $2/3$ de los que el alimentador requiere, se necesita únicamente un banco. Si el calibre es de $1/6$ de lo que requiere el alimentador, se necesita 5 bancos.
2. **Ubicar el primer banco.** Empezar por el final del circuito. Ubicar el primer banco en el punto donde el flujo de VARs del circuito en la línea sea igual a la mitad de los VARs del banco.
3. **Ubicar los bancos subsecuentes.** Luego de ubicar el banco, reevaluar el perfil VAR. Moverse aguas arriba hasta el próximo punto donde el flujo VAR sea igual la mitad del condensador a ubicar. Continuar ubicando los bancos de ésta manera hasta que no se tenga más criterios de ubicación.

El método $1/2$ kVAR trabaja para cualquier sección de línea. Si una línea tiene muchas ramas nosotros se puede aplicar condensadores a lo largo de las ramas usando el mismo método. Empezamos en el final, nos desplazamos aguas arriba y aplicamos los condensadores en los puntos donde el flujo de kVARs en la línea sea igual a la mitad de los kVARs del condensador. Para grandes cargas industriales, la mejor ubicación es a menudo justo a la carga [4].

Afortunadamente la ubicación y dimensionamiento de los condensadores no tienen que ser exactos.

Pérdidas de energía.

Usar el perfil promedio de la carga reactiva del circuito al que se va a optimizar el dimensionamiento y ubicación de condensadores y se le analizar las pérdidas de energía. Si se usa el caso de pico de carga, el método $1/2$ kVAR optimiza pérdidas durante ésta etapa, si usamos el caso de flujo de carga con el promedio de carga reactiva, el método $1/2$ kVAR la regla de $2/3$ optimiza pérdidas de energía. Esto lleva a mayor separación entre bancos y menor kVARs aplicados que si optimizáramos para pérdidas pico.

Si en algún caso el promedio del sistema no está disponible, nosotros estimamos escalando el caso del pico de carga por el factor de carga reactiva, RLF (por sus siglas en inglés) [4].



$$RLF = \frac{\text{Demanda promedio kVAR}}{\text{Demanda pico kVAR}}$$

El factor de carga reactiva es similar al tradicional factor de carga excepto que éste únicamente considera una porción de la carga. Si no se tiene información del factor de carga reactiva use el factor de carga total. Normalmente el factor de carga reactiva es más alto que el factor de carga total. La Figura 2-16 muestra un ejemplo de perfiles de potencia; la potencia real (kW) fluctúa significativamente más que la potencia reactiva (kVAR) [4].

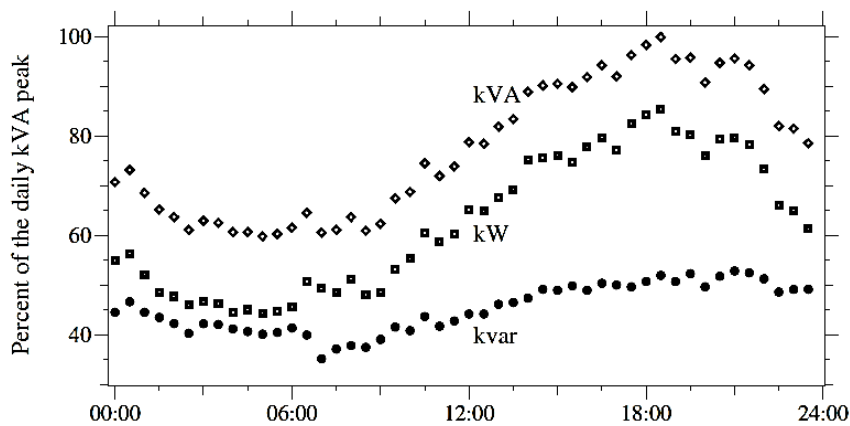


Figura 2-16 Ejemplo de un perfil P y Q en alimentador residencial [4].

2.5.3. Bancos conmutables

Los bancos conmutables proveen beneficios bajo las siguientes situaciones:

- **Mayor reducción de pérdidas.** Como la carga reactiva en el circuito cambia, se puede reducir las pérdidas por medio de la conmutación de bancos.
- **Límites de voltaje.** Si aplicamos óptimamente los bancos bajo un escenario de carga promedio causa excesivo voltaje bajo carga ligera entonces se usa la conmutación de los bancos.

El arreglo de los bancos es relativamente fácil (ubicar y optimizar el dimensionamiento), decidir cuándo conmutarlos es una tarea más difícil. Algunos paquetes informáticos están disponibles que pueden optimizar ésta solución [4].

Para ubicar condensadores conmutables usando en método de ½ kVAR, nuevamente se ubica el banco en donde los kVARs de la línea sea igual a la



mitad del banco. Pero en lugar de usar el promedio del perfil de potencia reactiva (la regla para el arreglo de bancos), usar el promedio del flujo reactivo durante el tiempo que el condensador este encendido. Con bancos temporizados e información sobre perfiles de carga (o típicamente perfiles de carga), se puede escoger el tiempo de encendido y apagado y determinar el dimensionamiento apropiado basado en el promedio de potencia reactiva entre el tiempo de encendido y apagado. O bien se puede ubicar un banco y escoger el tiempo de encendido y apagado así como el promedio del flujo reactivo de línea mientras el banco conmuta sobre la mitad de los kVARs del banco. En ese caso se puede especificar el dimensionamiento y una u otra ubicación o tiempo de conmutación [4].

2.5.4. Variables de control

Algunas opciones estás disponibles para controlar bancos de condensadores [4]:

- **Tiempo.** Esquema sencillo: El controlador conmuta los condensadores en encendido y apagado basado en el tiempo del día, éste tiempo es programable. Modernos controladores permiten configurar para fines de semana y feriados. Éste control es el más barato pero también el más susceptible a energizar erróneamente el condensador. El control de tiempo es predecible; condensadores conmutan en encendido o apagado y sabemos las veces que conmuta y el controlador limita el número de operaciones (una energización y una des energización por día).
- **Temperatura.** Otro control simple; el controlador conmuta el banco de condensadores en ON u OFF dependiendo de la temperatura. Normalmente un ajuste pudiera ser, pone el condensador a ON en un rango de 75 y 90°F y en OFF a temperaturas como 75 y 80 °F.
- **Voltaje.** Los bancos conmutan ON u OFF basado en voltaje. El usuario provee el voltaje de entrada mínimo y máximo así como el tiempo de espera y ancho de banda para evitar operaciones excesivas. Éste control de voltaje es más apropiado cuando el principal rol del condensador es controlar el voltaje de suministro.

- **VARs.** El condensador usa mediciones VAR para determinar su conmutación. Éste es el más apropiado para asegurar que el condensador encienda apropiadamente para la máxima reducción de pérdidas.
- **Factor de Potencia.** Es similar al control VAR, el controlador conmuta los condensadores ON y OFF basado en la medición del factor de potencia. Éste es el más raramente usado por las empresas.
- **Corriente.** La conmutación de condensadores ON y OFF se basa en la corriente de línea (como mediciones aguas abajo del condensador). No es tan efectivo como el control VAR, el control de corriente es ocupado durante cargas pesadas, el cual usualmente a las cargas más altas necesidades de VARs

2.5.5. Controles automatizados

En esta ola de las tecnologías de comunicación inalámbrica de bajo costo, muchas empresas han automatizado las baterías de condensadores. Muchas de las reducciones de costes y mejoras de las características de los sistemas de comunicación han resultado de la proliferación de los teléfonos celulares, paginadores o beeper, y otras tecnologías inalámbricas utilizadas por los consumidores y por la industria. Controlar condensadores requiere de un pequeño ancho de banda, además que no es necesario una alta velocidad de conexión. Ésta tecnología cambia rápidamente. El sistema más común para los condensadores de líneas de distribución son los sistemas de radio, telefonía celular radio VHF y otros de 900 Mhz. Alguna de las características de cada uno son [4]:

- **Radio de 900 Mhz.** Es muy común. Algunas aplicaciones usan datos de radios que están disponibles en un amplio espectro de 902-928 MHz. Una red privada requiere de una infraestructura de torres de transmisión.
- **Sistemas paginadores.** Las comunicaciones son mayormente de una sola vía, pero algunos son de dos vías. Los paginadores ofrecen opciones de comunicación de bajo costo, especialmente para uso poco frecuente. La cobertura de comunicación unidireccional es generalizada; la cobertura de dos vías es más limitado. Algunos de los paginadores de redes



comerciales son adecuados para la aplicación de conmutación de condensadores.

- **Sistemas de telefonía celular.** Estos utilizan una de las redes celulares para proporcionar comunicaciones bidireccionales. Muchos proveedores ofrecen módems celulares para su uso con varias redes. La cobertura es por lo general muy buena.
- **Sistemas de telemetría celular.** Estos utilizan el componente de datos no utilizado de las señales celulares que tienen licencia en las redes celulares existentes. Ellos permiten enviar mensajes muy pequeños para ser enviados, sin embargo es suficiente para llevar a cabo las necesidades de automatización de condensadores básicos. La cobertura es normalmente muy buena, la misma que la cobertura celular regular.
- **Radio VHF.** Comunicaciones de bajo costo son posibles con radio comunicaciones VHF. Otra opción es una señal de FM de transmisión simultánea que utiliza el ancho de banda adicional disponible en la banda de FM comercial.
- **Fibra óptica** [8]. Las fibras se utilizan ampliamente en telecomunicaciones, ya que permiten enviar gran cantidad de datos a una gran distancia, con velocidades similares a las de radio y superiores a las de cable convencional. Son el medio de transmisión por excelencia al ser inmune a las interferencias electromagnéticas, también se utilizan para redes locales, en donde se necesite aprovechar las ventajas de la fibra óptica sobre otros medios de transmisión.

Con una o dos vías de comunicación podemos controlar condensadores remotamente con la una u otra forma. Comunicaciones de dos vías tiene las siguientes ventajas [4]:

- **Retroalimentación.** Un controlador local puede confirmar si un condensador conmuta ON u OFF correctamente. Las empresas pueden utilizar la retroalimentación de las comunicaciones de dos vías para ordenar a la cuadrilla de mantenimiento a arreglar los bancos de condensadores estropeados, interruptores atascados, controladores inoperativos u otros problemas.



- **Información Voltaje/VAR.** La información local sobre los flujos VAR y voltaje de línea permite un control de manera más óptima para conmutar las baterías de condensadores y así reducir las pérdidas y mantener voltaje dentro de los límites.
- **Flujo de carga.** Información de voltaje, corriente y flujo de potencia desde los bancos de condensadores pole-mounted se pueden utilizar para actualizar y verificar los modelos de flujo de carga de un sistema. La información también puede ayudar cuando se esté realizando un seguimiento de tensión de servicio, voltajes residuales, u otros problemas de calidad de energía. Utilizar estos datos puede ayudar a la empresa distribuidora a supervisar el crecimiento de la carga y realizar una correcta planificación para futuras actualizaciones. Una empresa incluso utiliza los controladores de condensadores para capturar la información de localización de fallas y ayudar a las cuadrillas de mantenimiento a localizar averías.

2.6. Modelos de carga

Los principales parámetros o características que definen a una carga son el factor de potencia, la variación de P y Q en función a la variación de la tensión, etc. Estos parámetros determinan el comportamiento de alguna carga o tipo de carga.

A continuación se definen los conceptos de “modelo de carga” y de “modelo estático de carga” para dar paso a la sección siguiente de modelamiento estático de carga [9].

- **Modelo de carga:** Un modelo de carga es una representación matemática de la relación entre la tensión de barra (magnitud y frecuencia) y la potencia (activa y reactiva) o corriente que fluye hacia la carga de la barra.
- **Modelo estático de carga:** Es un modelo que expresa la potencia activa y reactiva en cualquier instante de tiempo como una función de la magnitud de la tensión y de la frecuencia al mismo tiempo. Estos modelos son usados esencialmente para componentes estáticos de carga, por ejemplo,



cargas resistivas y de iluminación, y como una aproximación para componentes dinámicas de carga, como motores de inducción.

2.6.1. Modelamiento estático de carga

La composición exacta de la carga asociada a una barra es difícil de estimar. Así también, la composición cambia dependiendo de muchos factores, incluyendo el tiempo (hora, día, estación del año), condiciones climáticas, e incluso de la economía [9].

Incluso si la composición exacta de la carga fuera conocida, sería impracticable representar cada componente individual debido al gran número que se conectan por barra. Es por esto que la representación de la carga en sistemas de estudio está basada en un número considerable de simplificaciones [9].

Estudios sobre cargas en sistemas de distribución deben considerar dos aspectos. El primero se refiere a la existencia de una gran variedad de usos de energía en el sistema: motores, iluminación, calefacción, artefactos domésticos, etc. Desde el punto de vista eléctrico es necesario considerar que cada consumo no sólo requiere potencia activa P, sino también una proporción de potencia reactiva Q, necesaria para crear y mantener los campos electromagnéticos. Esta proporción, que depende del tipo de consumo, se mide a través del factor de potencia ($\cos(\phi)$) o, mejor aún, de la $\tan(\phi)$, que es la proporción de potencia reactiva sobre potencia activa ($Q/P=\tan(\phi)$) [9] En la Tabla 2-6 se muestran algunos ejemplos.

Tabla 2-6 Valores típicos de $\tan(\phi)$ [9]

Tipo de consumo	$\tan(\phi)$
Resistivo	0
Rectificadores no controlados	0,3
Motores sincrónicos	-0,5 a 0,5
Motores de inducción	0,5 a 1,1
Hornos de acero	1
Subsistemas (ciudades, regiones)	0,55 a 0,75



La potencia activa como reactiva dependen de varios factores, tales como: voltaje, frecuencia, temperatura y torque (este último en los motores), se destacan por su importancia los dos primeros. La dependencia es distinta según sea el tipo de consumo.

Modelos estáticos de carga en función de la tensión

Un modelo estático de carga expresa las características de la misma en cualquier instante de tiempo como una función algebraica de la magnitud del voltaje y de la frecuencia en la barra a la que se asocia.

Existen diversas caracterizaciones de las cargas, entre ellas se encuentran las cargas de impedancia constante, las de corriente constante y las de potencia constante. A continuación se explica cada uno de estos modelos de carga [9] ver Figura 2-17.

- **Modelo de impedancia constante:** Es un modelo estático en donde la potencia varía directamente con el cuadrado de la magnitud del voltaje. También puede ser llamado “modelo de carga de admitancia constante”.
- **Modelo de corriente constante:** Es un modelo estático en donde la potencia varía directamente con la magnitud del voltaje.
- **Modelo de potencia constante:** Es un modelo estático en donde la potencia de la carga no varía con cambios en el voltaje. También es llamado “modelo de carga de MVA constante”.

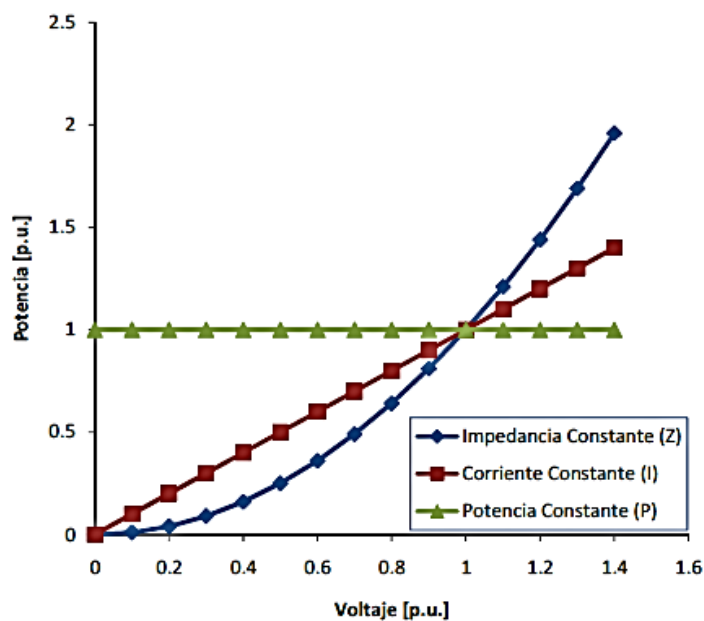


Figura 2-17 Características de los modelos de carga "puros" [9]

A continuación se presentan los modelos de carga en función del voltaje más difundidos y aceptados en la literatura [9].

- **Modelo Polinomial (ZIP):** Es un modelo estático que representa la dependencia del voltaje que tiene la potencia, como una ecuación polinomial, que tiene la forma siguiente:

$$P = P_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right]$$

$$Q = Q_0 \left[a_4 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_5 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_6 \right]$$

Este modelo es también conocido como el modelo “ZIP”, ya que actúa bajo el supuesto de que la carga de un transformador de una subestación primaria (en adelante se hablará de la carga de un transformador a la carga vista desde la barra de 12kV en el lado BT del transformador de potencia 110/12kV, barra de la que nacen los alimentadores de distribución) corresponde a una superposición de cargas de impedancia constante (Z), corriente constante (I) y potencia constante (P), en la Figura 2-18 donde se muestra un esquema del modelo ZIP. V_0 corresponde al voltaje nominal de la carga, P_0 y Q_0 a la potencia consumida por la carga a voltaje nominal. Los parámetros del modelo son $a_1 \dots a_6$. Con $a_1 + a_2 + a_3 = 1$ y $a_4 + a_5 + a_6 = 1$ [9]

Una versión un poco más general de éste modelo se puede revisar en la sección siguiente.

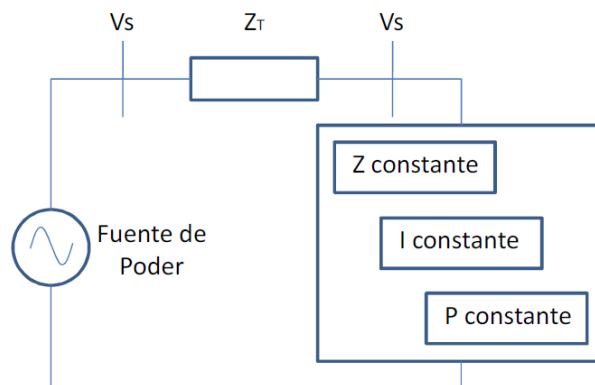


Figura 2-18 Modelo ZIP [9]

- **Modelo Exponencial:** Es un modelo estático que representa la dependencia de voltaje que tiene la potencia, como una ecuación exponencial, que tiene la forma siguiente [9]:



$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_p}$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q}$$

Los parámetros de este modelo son los exponentes n_p y n_q , donde P_0 y Q_0 corresponden a las potencias activa y reactiva respectivamente, a voltaje nominal. Notar que usando estos exponentes en 0, 1 o 2, la carga es representada por el modelo de potencia constante, corriente constante o impedancia constante, respectivamente. Para cargas compuestas, sus valores dependen de las características agregadas de las componentes de carga conectadas aguas debajo de la barra en estudio [9].

Los exponentes n_p y n_q corresponden a las derivadas de las potencias normalizadas con respecto a los valores P_0 y Q_0 , $\frac{dP}{dV}$ y $\frac{dQ}{dV}$ en torno a $V=V_0$. También se puede aproximar la variación de potencia debido a un cambio en la tensión, usando el concepto de factores de influencia,

$$\Delta P = \left(\frac{\partial P}{\partial V} \right) \Delta V + \left(\frac{\partial P}{\partial f} \right) \Delta f$$

$$\Delta Q = \left(\frac{\partial Q}{\partial V} \right) \Delta V + \left(\frac{\partial Q}{\partial f} \right) \Delta f$$

Y suponiendo que la frecuencia es constante queda:

$$\Delta P = \left(\frac{\partial P}{\partial V} \right) \Delta V = \frac{n_p P_0}{V_0^{n_p}} V^{n_p-1} \Delta V = n_p \frac{P}{V} \Delta V$$

Luego se puede escribir:

$$\frac{\Delta P}{P} = n_p \frac{\Delta V}{V} \text{ y } \frac{\Delta Q}{Q} = n_q \frac{\Delta V}{V}$$

Lo que significa que por cada 1% de variación en el voltaje, la potencia activa varía en un n_p % y la potencia reactiva en un n_q %. De esta forma la ecuación anterior constituye una forma mucho más directa y simple de estimar la reacción de la carga [9].

Para sistemas de cargas compuestas, el exponente n_p usualmente adopta valores entre 0.5 y 1.8, mientras que el exponente n_q típicamente toma valores entre 1.5 y 6. Una característica importante del exponente n_q es que varía de



forma no lineal con el voltaje. Esto se debe a efectos de saturación magnética en los transformadores de distribución y en motores. A alto voltaje, Q tiende a ser significativamente mayor [9], algunos ejemplos se muestran en la Tabla 2-7 y en la

Tabla 2-8 se muestra las características de carga por tipo de cliente.

Tabla 2-7 Características de componentes de carga [9].

Componente	f_p	dP/dV	dQ/dV	dP/df	dQ/df
Aire acondicionado					
Trifásico	0,9	0,088	2,5	0,98	-1,3
Monofásico	0,96	0,202	2,3	0,9	-2,7
Tipo Ventana	0,82	0,468	2,5	0,56	-2,8
Horno eléctrico	1	2	0	0	0
Lavavajilla	0,99	1,8	3,6	0	-1,4
Lavadora	0,65	0,08	1,6	3	1,8
Secadora de ropa	0,99	2	3,2	0	-2,5
Refrigerador	0,8	0,77	2,5	0,53	-1,5
Televisión	0,8	2	5,1	0	4,5
Luces incandescentes	1	1,55	0	0	0
Luces fluorescentes	0,9	0,96	7,4	1	-2,8
Motores industriales	0,88	0,07	0,5	2,5	1,2
Motores de ventiladores	0,87	0,08	1,6	2,9	1,7
Bombas agrícolas	0,85	1,4	1,4	5	4
Soldadura al arco	0,7	2,3	1,6	-1	-1
Transformador	0,64	3,4	11,5	0	-11,8



Tabla 2-8 Características estáticas por tipo de cliente [9].

Clases de carga	f_p	dP/dV	dQ/dV	dP/df	dQ/df
Residencial					
Verano	0,9	1,2	2,9	0,8	-2,2
invierno	0,99	1,5	3,2	1	-1,5
Comercial					
Verano	0,85	0,99	3,5	1,2	-1,6
Invierno	0,9	1,3	3,1	1,5	-1,1
Industrial	0,85	0,18	6	2,6	1,6

Aproximación basada en mediciones

Consiste en medir de la forma más continua posible las variables siguientes: potencias activa y reactiva, y tensiones en el lado BT del transformador de potencia, además de la frecuencia por completitud del modelo. Estos datos de entrada son comunes para cualquier modelo de carga escogido, por lo tanto, es posible obtener mediante mediciones en campo o mediante un sistema SCADA incluso antes de definir el modelo que se utilizará [9].

Se debe especificar al operador encargado de cómo realizar la prueba, en qué instante, indicarle el período de muestreo de los datos requerido y durante cuánto tiempo se efectuará la experiencia.

La prueba es básicamente la misma para requerimientos de obtener un modelo de carga estático o dinámico, difiriendo básicamente en la escala de tiempo en que se analiza la reacción de la carga, y consiste en realizar variaciones de tensión en el lado BT del transformador de la subestación primaria e ir registrando los valores de V, P y Q como se mencionó anteriormente. Usando un intervalo de unos 15 minutos de pruebas para el modelo estacionario y de unos pocos segundos para el modelo dinámico. Cabe aclarar que en ambos casos es importante medir lo más continuamente posible las variables.

En [11] se presenta un método práctico para realizar la prueba completa que persigue encontrar los parámetros del modelo exponencial de carga, desde la

forma de maniobrar los transformadores, hasta la obtención de los parámetros y la comparación de la potencia que arroja el modelo con datos medidos [9].

El comportamiento de algunos dispositivos de uso residencial se muestra en la siguiente Figura 2-19 [10].

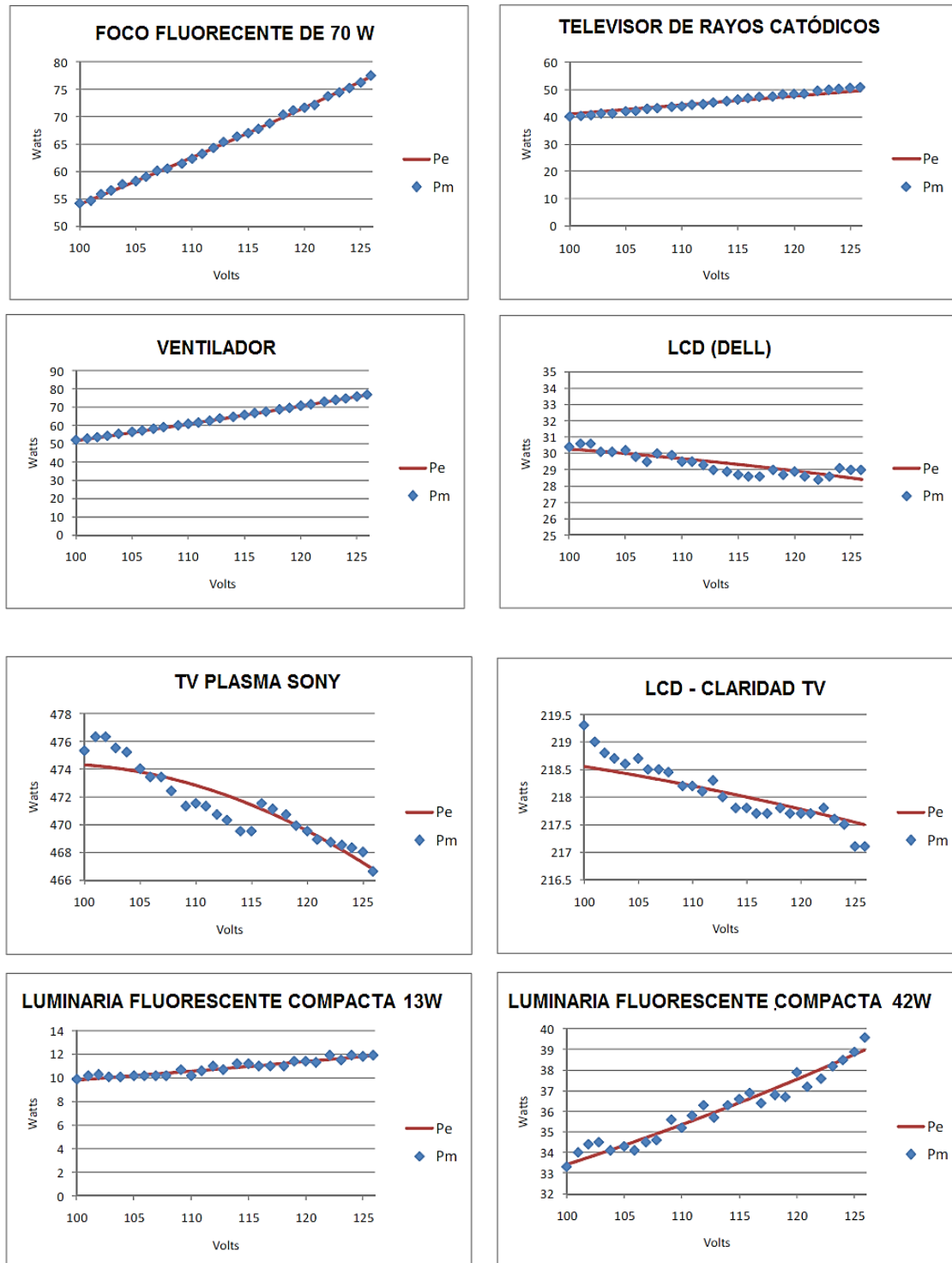


Figura 2-19 Características de algunos equipos [10]



2.7. Tipos de clientes

La carga creada por cualquier uso final generalmente varía como una función de tiempo. Por ejemplo, en la mayoría de los hogares, la demanda de la iluminación es más alta en la tarde, después de la puesta del sol pero antes que la mayoría de los miembros del hogar se han ido a la cama. Necesidades de iluminación pueden ser mayores los fines de semana, cuando la actividad dure más tarde en la noche. Algunos usos finales son bastante estacionales. La demanda de aire acondicionado en general, sólo se produce en verano, siendo mayor durante los periodos particularmente fríos y cuando la actividad de la familia está en su apogeo, usualmente en la tarde o por la noche muy temprano.

El resultado de esta variación de la demanda de los equipos de uso eléctrico es una variación en la demanda de energía como una función del tiempo. Esto se representará gráficamente como una curva de carga, como se la puede ver en la Figura 2-23, ésta muestra cómo la carga varía como una función de tiempo para los tres tipos de clientes. Normalmente, el valor de mayor interés para los planificadores es la carga pico (máxima cantidad de potencia que debe ser entregada). La curva de carga define, directa o indirectamente, los requerimientos de capacidad por parte de los equipos; la carga mínima y el tiempo de uso, la energía total, el área bajo la curva que debe ser entregado durante el período que se analiza, y el valor de la carga en el momento de pico de carga del sistema [12]. En la Figura 2-20 se representa a cada tipo de cliente de la CENTROSUR en el 2013.

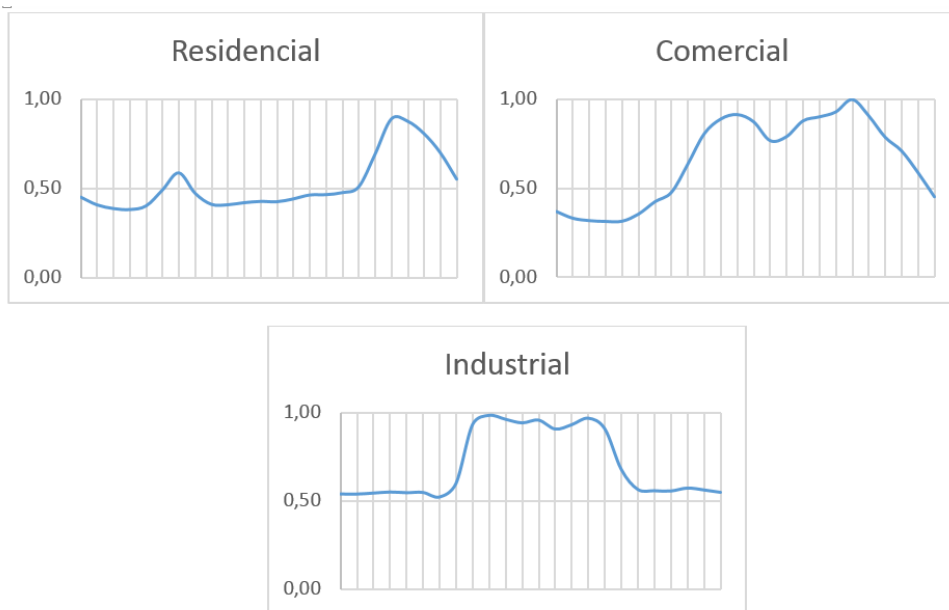


Figura 2-20 Curvas clásicas tipo por cliente en día laborable [12].



CAPITULO III

3. Diseño del esquema Volt/VAR.

3.1. Introducción.

Aquí se muestra la extensión geográfica del área de concesión, extensión y características de los alimentadores a estudiarse. En cada uno de éstos alimentadores seleccionados, se hará un diagnóstico de la situación actual a lo cual denominaremos “caso base”. Para el análisis del caso base, usaremos la herramienta de simulación Cymdist de CYME 7.0 (Licencia adquirida por la CENTROSUR). Luego de ello, se indicará los criterios para definir los alimentadores del área de estudio que son aptos o candidatos para aplicar IVVC.

3.2. Selección del área de estudio.

En la Primera parte de este capítulo se realizará la selección de una muestra representativa de alimentadores (área de estudio) que servirán como referencia para proceder a aplicar el control Volt/VAR.

3.2.1. Descripción del área de concesión

La CENTROSUR tiene un área de concesión que se extiende casi en la totalidad de las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago con aproximadamente 29.220 km².

Los clientes regulados por sector (residencial, comercial, industrial, otros) así como su consumo en la CENTROSUR en el año 2013 se presenta en la Tabla 3-1 y Tabla 3-2, Figura 3-1 y Figura 3-2.

Tabla 3-1 Clientes regulados por tipo de cliente (Fuente: CENTROSUR)

CLIENTES REGULADOS CENTROSUR [u]						
MES	Residencial	Comercial	Industrial	A Público	Otros	Total
ene-13	287.036	27.115	6.742	-	5.080	325.973
feb-13	287.631	27.189	6.753	-	5.153	326.726
mar-13	288.422	27.200	6.755	-	5.422	327.799
abr-13	289.081	28.136	6.789	-	4.520	328.526
may-13	290.080	27.982	6.796	-	4.524	329.382
jun-13	290.688	28.248	6.817	-	4.580	330.333
jul-13	291.430	28.244	6.820	-	4.633	331.127
ago-13	292.251	28.342	6.820	-	4.654	332.067
sep-13	292.719	28.468	6.811	-	4.744	332.742
oct-13	293.328	28.487	6.826	-	4.786	333.427
nov-13	294.031	28.498	6.826	-	4.811	334.166
dic-13	294.554	28.759	6.821	-	4.820	334.954
TOTAL 2013	294.554	28.759	6.821	-	4.820	334.954



Figura 3-1 Clientes regulados (Fuente: CENTROSUR)



Tabla 3-2 Clientes regulados y consumo 2013 (Fuente: CENTROSUR)

CONSUMOS CENTROSUR [kWh]					
MES	Residencial	Comercial	Industrial	A Público	Otros
ene-13	27.496.532	11.386.998	23.077.535	5.479.786	3.969.441
feb-13	26.489.337	10.478.055	21.263.610	4.936.037	3.402.494
mar-13	25.520.491	10.892.946	24.192.612	5.577.516	3.837.984
abr-13	27.315.794	11.457.976	23.976.412	5.571.308	3.805.417
may-13	26.782.705	11.822.195	24.442.915	5.650.884	3.801.188
jun-13	27.965.773	11.235.610	23.380.229	6.009.396	3.797.367
jul-13	26.461.060	11.342.187	24.996.507	6.293.659	3.733.191
ago-13	26.992.137	11.381.605	24.510.856	6.056.028	3.592.874
sep-13	27.191.802	11.196.702	25.000.130	5.789.962	3.866.910
oct-13	27.429.189	11.628.446	26.136.424	5.960.899	4.118.281
nov-13	28.067.979	11.634.469	25.709.762	6.701.015	4.110.334
dic-13	28.176.220	11.747.644	23.798.004	6.065.999	4.026.423
TOTAL 2013	325.889.019	136.204.833	290.484.996	70.092.489	46.061.904

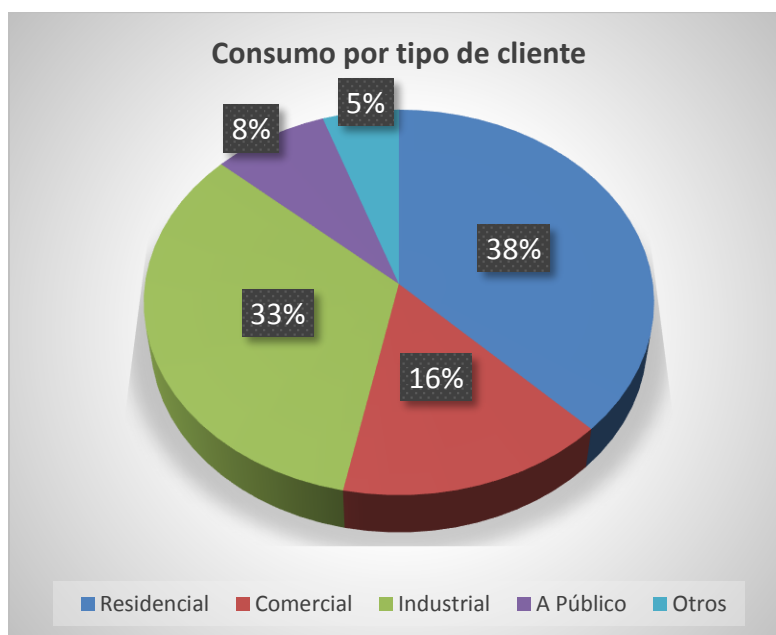


Figura 3-2 Consumo por tipo de cliente (Fuente: CENTROSUR)

El año 2013, la CENTROSUR registra pérdidas de energía de 6,76%, de acuerdo a la Tabla 3-3:



Tabla 3-3 Total de pérdidas CENTROSUR (Fuente: CENTROSUR)

Resumen de pérdidas de energía						
Meses	Técnicas		No Técnicas		Totales	
	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)
ene-13	51.785	5,81%	9.749	1,09%	61.533	6,91%
feb-13	51.717	5,80%	9.485	1,06%	61.203	6,87%
mar-13	51.791	5,79%	9.739	1,09%	61.529	6,88%
abr-13	52.208	5,80%	10.200	1,13%	62.408	6,93%
may-13	52.590	5,82%	10.458	1,16%	63.048	6,97%
jun-13	53.185	5,86%	9.943	1,09%	63.128	6,95%
jul-13	53.786	5,89%	10.299	1,13%	64.086	7,02%
ago-13	54.286	5,92%	10.235	1,12%	64.521	7,04%
sep-13	54.494	5,91%	10.512	1,14%	65.006	7,05%
oct-13	54.850	5,92%	9.904	1,07%	64.754	6,99%
nov-13	55.017	5,91%	7.733	0,83%	62.750	6,74%
dic-13	55.032	5,89%	8.076	0,86%	63.109	6,76%

La Centrosur tiene en total 16 subestaciones con niveles de voltaje de 69/22 y 69/13.8 kV 22/6.3kV, donde existen 53 alimentadores, de este total 33 son urbanos y 20 rurales. De los cuales 9 operan a 6.3 kV, 7 operan a 13.8 kV y 37 operan a 22 kV, como se puede ver en la Tabla 3-5.

El Consejo nacional de Electricidad (CONELEC), que regula el sector eléctrico en el Ecuador, ha clasificado a los alimentadores a partir de una relación entre la potencia instalada en el alimentador (en KVA) y su longitud (en Km), para definirlos como urbanos o rurales como se muestra en la Tabla 3-4.

Tabla 3-4 Clasificación de los Alimentadores

Alimentador	Carga
Rural	< 50 kVA/km
Urbano	≥ 50 kVA/km



Generalidades, particularidades de los alimentadores del área de estudio.

Tabla 3-5 Clasificación de los alimentadores (Fuente: CENTROSUR)

S/E	ALIMENTADOR	KV	TIPO	
			RURAL	URBANO
1	0101	6,3		X
	0102	6,3		X
	0103	6,3		X
	0104	6,3		X
2	0201	6,3		X
	0202	6,3		X
	0203	6,3		X
	0204	6,3		X
	0205	6,3		X
3	0321	22	X	
	0322	22		X
	0323	22		X
	0324	22		X
	0325	22		X
4	0421	22		X
	0422	22		X
	0423	22		X
	0424	22		X
	0425	22		X
	0426	22		X
	0427	22		X
5	0521	22	X	
	0525	22	X	
	0522	22		X
	0523	22		X
	0524	22		X
	0526	22		X
7	0721	22		X
	0722	22	X	
	0723	22	X	
9	921	22	X	
12	1221	22		X
	1222	22	X	
	1223	22	X	
14	1421	22	X	
	1422	22	X	
	1423	22	X	
	1424	22	X	
15	1521	22	X	
	1522	22		X
	1523	22		X
	1821	22	X	

18	1822	22	x	
	1823	22	x	
	1824	22		x
21	2111	13,8		x
	2112	13,8	x	
	2113	13,8	x	
22	2211	13,8	x	
	2212	13,8	x	
23	2311	13,8	x	
	2312	13,8	x	

3.2.2. Descripción del área de estudio

El área de estudio resulta de la selección de una muestra representativa de los alimentadores del área de concesión, cuyos clientes son predominantemente de tipo residencial. La Figura 3-3 nos muestra los alimentadores del área escogida.

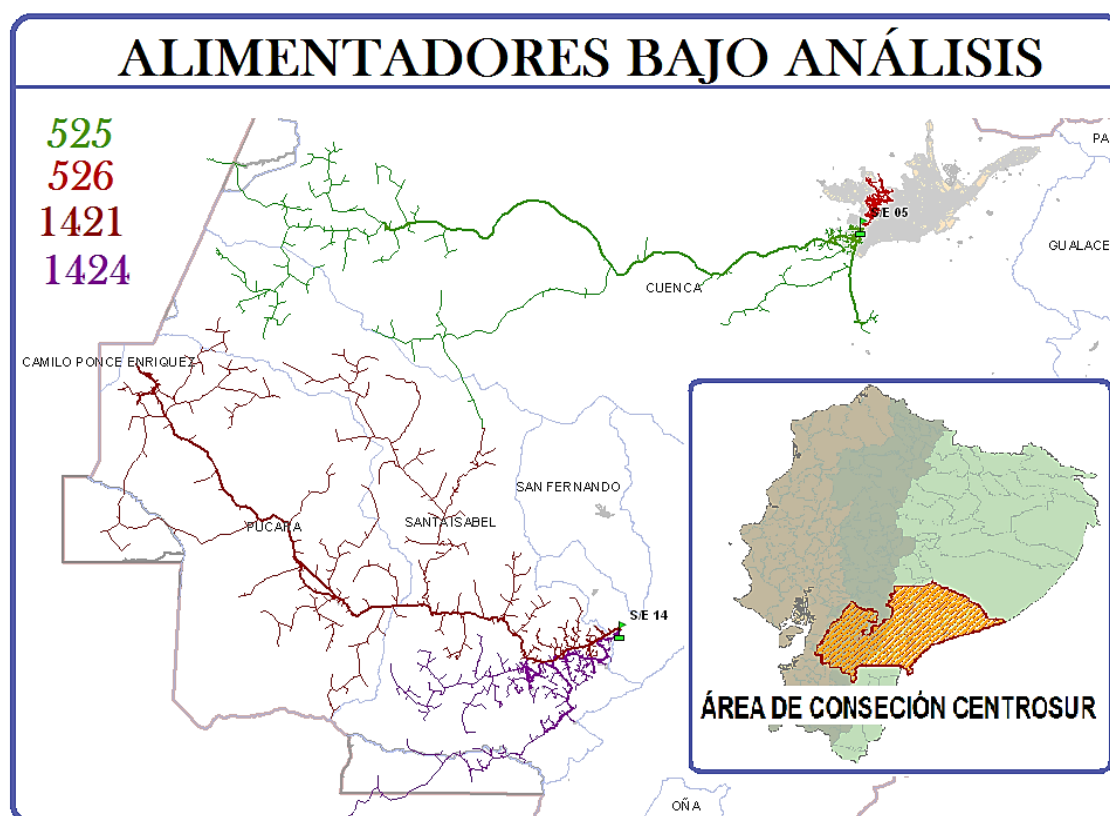


Figura 3-3 Área de concesión CENTROSUR (Fuente: CENTROSUR)

La Tabla 3-6 muestra las características generales de los alimentadores del área de estudio.



Tabla 3-6 Alimentadores Seleccionados

Alim	Tipo	Voltaje	Longitud total	Reguladores	Condensadore
525	Rural	22	79.96		
526	Urbano	22	7.80		600 kVAR
1421	Rural	22	45.12		
1424	Rural	22	69.11	SI	

Los alimentadores del área de estudio están compuestos por tres tipos de clientes (residencial, comercial, e industrial). En la Tabla 3-7 se muestran la cantidad de KVA conectados por tipo de cliente y su número de clientes.

Tabla 3-7 Características de los tipos de clientes del área de estudio.

Alimentador		Residencial	Comercial	Industrial
525	clientes	9334	286	185
	KVA Conectados	8540	993	881
526	clientes	9713	1504	189
	KVA Conectados	14293	2768	1134
1421	clientes	4746	285	94
	KVA Conectados	6526	844	476
1424	clientes	4646	58	41
	KVA Conectados	5942	201	2617

Según la tabla anterior, los clientes son mayormente residenciales, en las siguientes Figuras se aprecia las proporciones de clientes y cargas por tipo de cliente para cada alimentador del área de estudio.

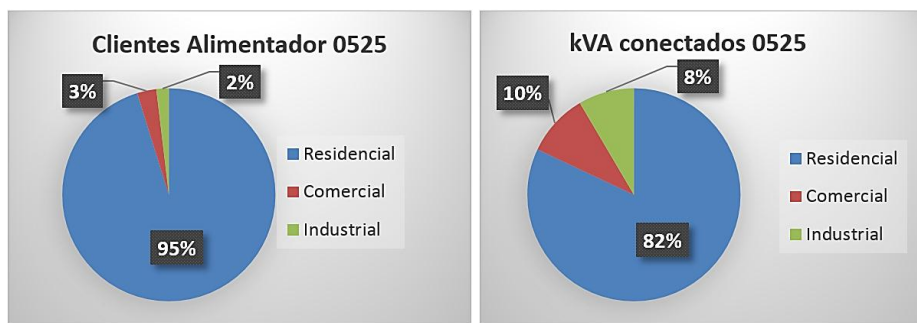


Figura 3-4 Clientes y kVAs conectados 0525

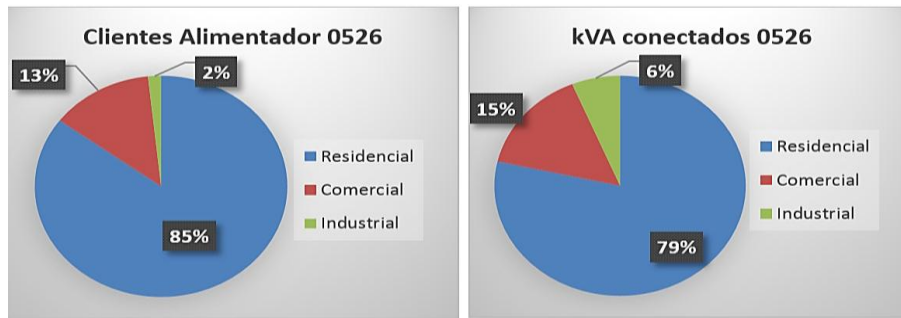


Figura 3-5 Clientes y kVAs conectados 0526

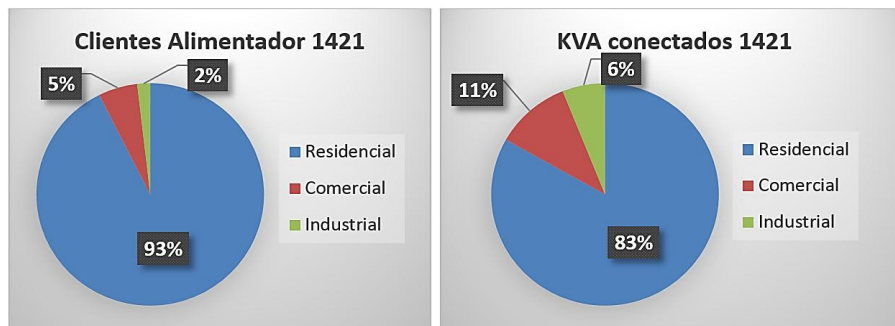


Figura 3-6 Clientes y kVAs conectados 1421

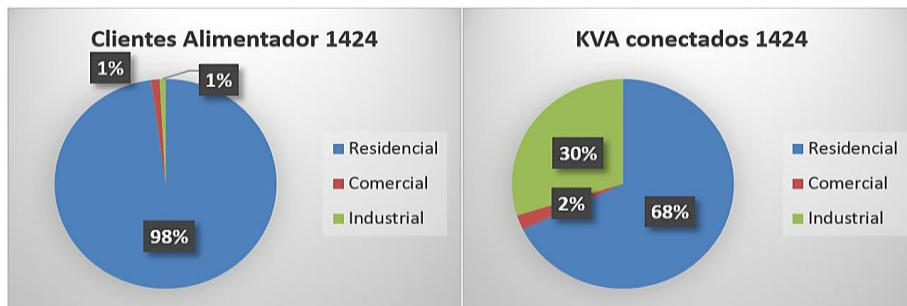


Figura 3-7 Clientes y kVAs conectados 1424

3.3. Curvas de carga

Las curvas de carga representan 4 días típicos (laborable, sábado, domingo y feriado) para un total de 36 días durante del año, más 7 días festivos. Cada curva contiene 24 valores horarios de la demanda.

3.3.1. Mediciones en cabecera y VARcorders

Las mediciones en cabecera se escogió una muestra de un año (8760 horas) comprendido entre agosto del 2012 y Julio del 2013, de estas 8760 horas se extrajeron 43 curvas de carga de 24 horas cada una, con demanda de potencia

activa y reactiva para días típicos de cada alimentador, estas curvas representan los patrones típicos de consumo a lo largo del año donde se realizó el siguiente análisis:

La Tabla 3-8 nos muestra cada mes con la cantidad de días que corresponden a cada día típico, donde se procedió a extraer una curva promedio de 24 horas por cada tipo de día, convirtiendo los 365 días del año en 43 días.

Tabla 3-8 Tipos de día en cada mes.

Mes	Tipo de día			
	Laborable	Sábado	Domingo	Feriado
ago-12	22	4	4	1
sep-12	21	4	4	2
oct-12	19	5	5	2
nov-12	22	4	4	1
dic-12	18	4	4	2
ene-13	20	5	5	1
feb-13	22	4	4	
mar-13	21	4	4	2
abr-13	20	5	5	
may-13	23	4	4	
jun-13	22	5	4	
jul-13	21	4	5	

Las mediciones de línea se obtuvieron por medio de un registrador de carga de marca Varcorder que se ubicaron estratégicamente en los puntos más importantes de los alimentadores del área de estudio donde se obtuvo información de potencia, tensión y corriente. Los detalles y características de éste equipo se adjunta en el ANEXO1.



Figura 3-8 VARCORDER (Fuente: <http://www.sensorlink.com>)

En el alimentador 1421 se ubicaron tres VARcorders, SECCIÓN_91116, SECCIÓN_10375 y SECCIÓN_10358, además se obtuvo la medición en cabecera (NODOFUENTE-1421) como se ve en la Figura 3-9. En los alimentadores 0525, 0526 y 1424 se especifican en el Anexo 2.

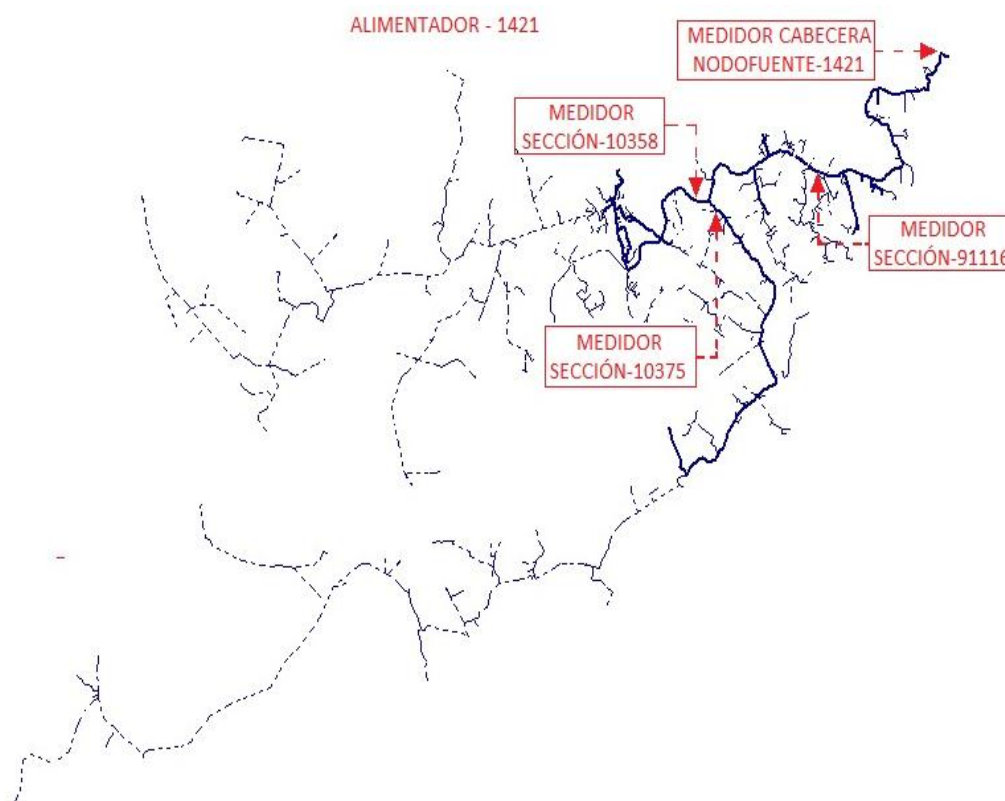


Figura 3-9 Ubicación de medición alimentador 1421

Los medidores de línea se instalaron durante un periodo de un mes y se extrajeron las mediciones por fase de voltaje, potencia activa y reactiva, se procesó esa información para obtener una curva de carga promedio por cada día típico (laborable, sábado, domingo y feriado), en la Figura 3-10 y Figura 3-11 se muestran las curvas típicas de demanda activa y reactiva para el alimentador 1421. En el Anexo 3 se muestran las curvas de carga de los limentadores 0525 y 0526.

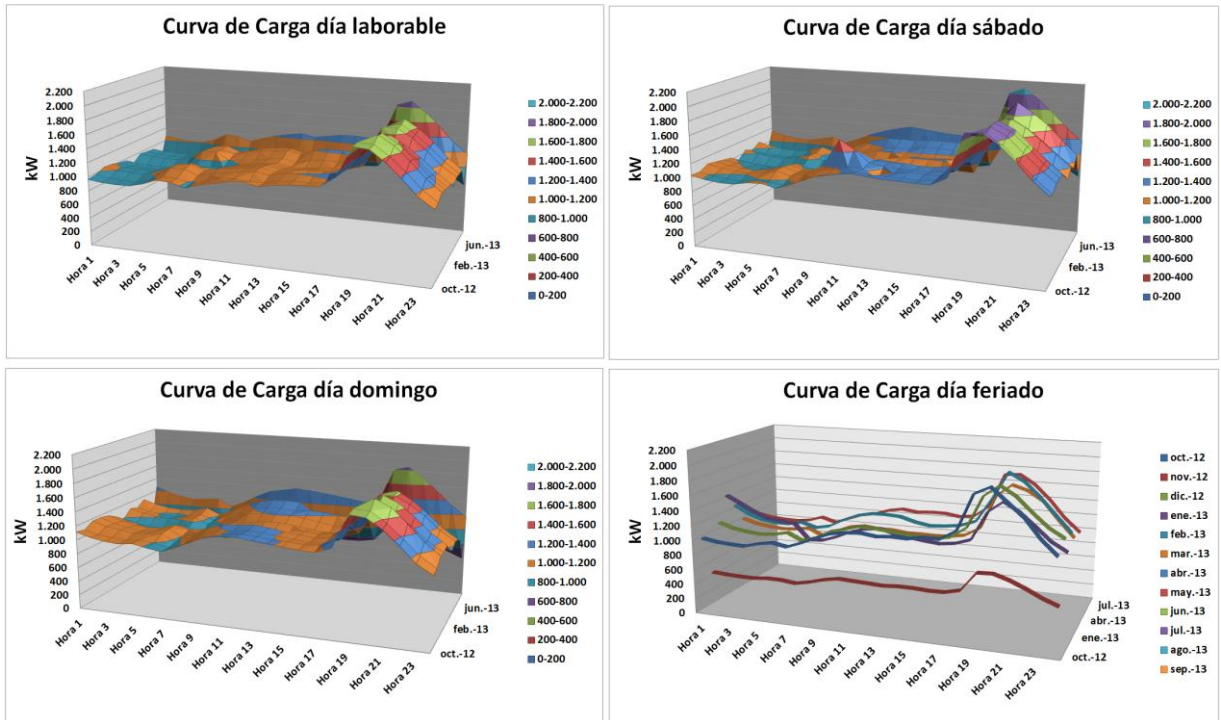


Figura 3-10 Curvas de carga P (kW) en cabecera del alimentador 1421

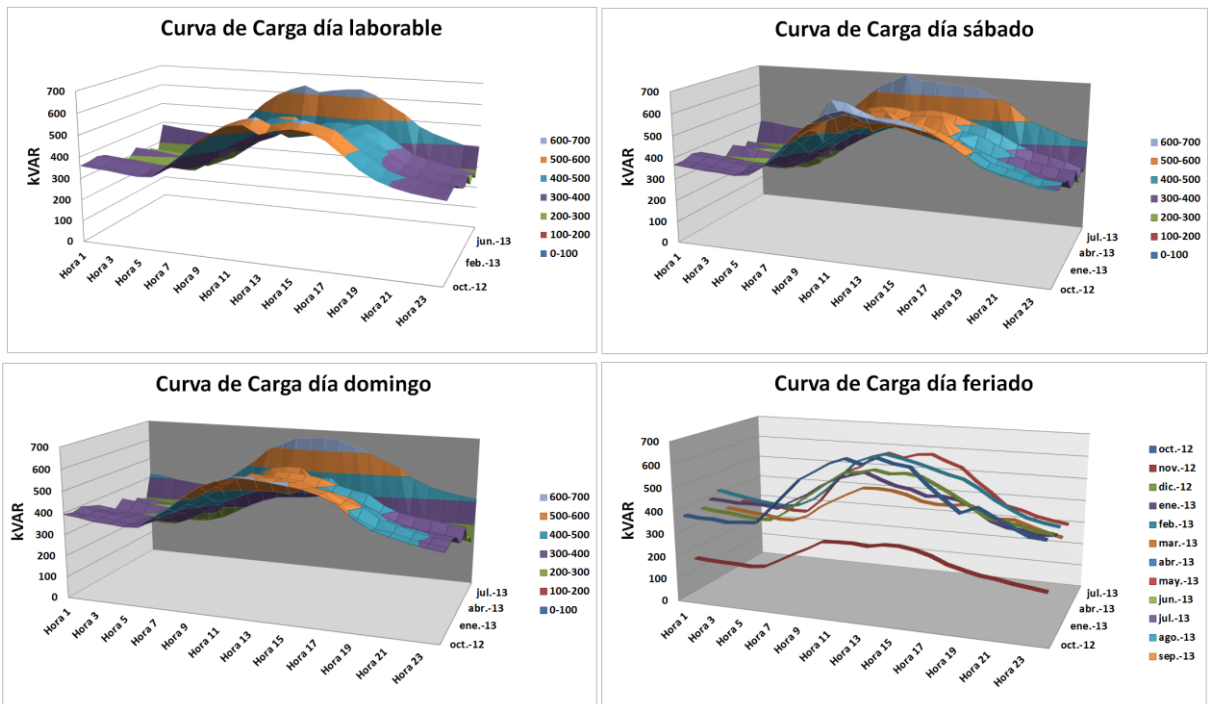


Figura 3-11 Curvas de carga Q (kVAR) en cabecera alimentador 1421

3.3.2. Tipos de clientes en la CENTROSUR

Las mediciones de todos estos tipos de clientes se obtuvieron de muestras aleatorias en puntos estratégicos en varios alimentadores y se obtuvo las curvas de carga promedio por día típico. Del análisis de las curvas se determinó que un día feriado, tienen un comportamiento similar al de un día sábado, por lo tanto bajo esa consideración, simplificaremos el modelo para 3 días típicos.

Clientes Residenciales: Para obtener la curva de carga de este tipo de cliente, se escogieron mediciones de varios transformadores con tipo de clientes puramente residenciales, y de zonas urbanas como rurales. En la Figura 3-12 se muestra las curvas de carga de los tres días típicos.

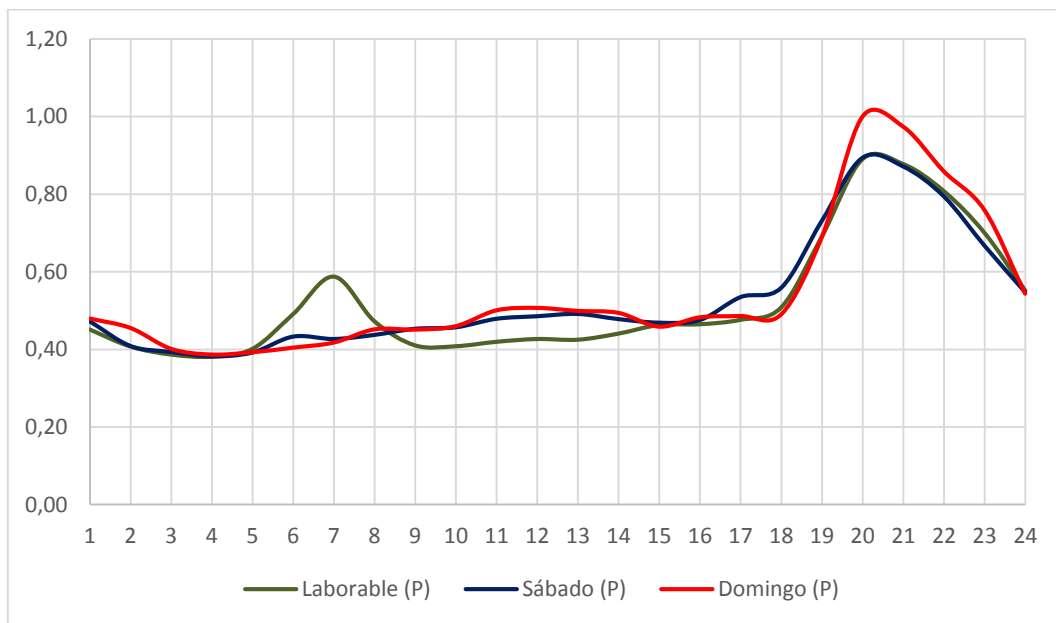


Figura 3-12 Curvas de demanda promedio Residencial.

Clientes comerciales y clientes industriales: Para obtener la curva de carga de estos dos tipos de clientes, se obtuvo la medición directamente de los clientes, las curvas de estos dos tipos de clientes se muestran en la Figura 3-13 y Figura 3-14.

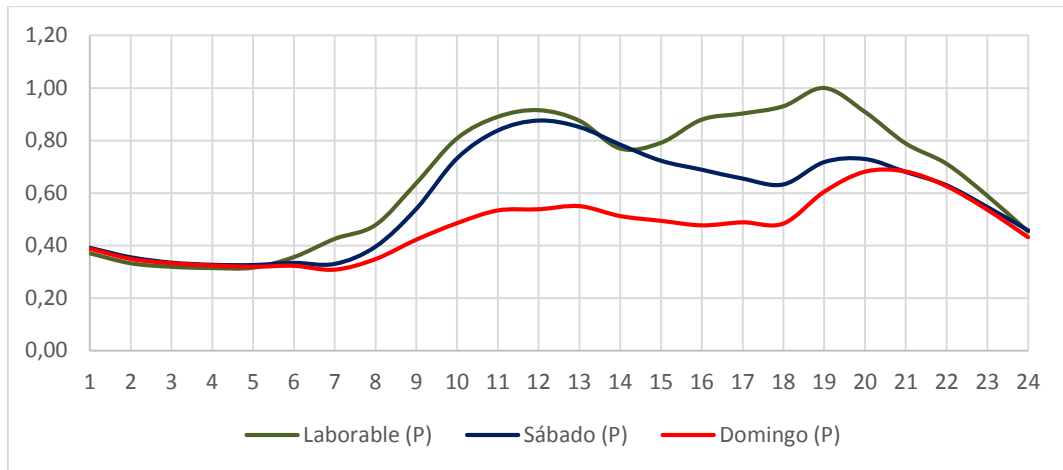


Figura 3-13 Curva de carga Cliente comercial

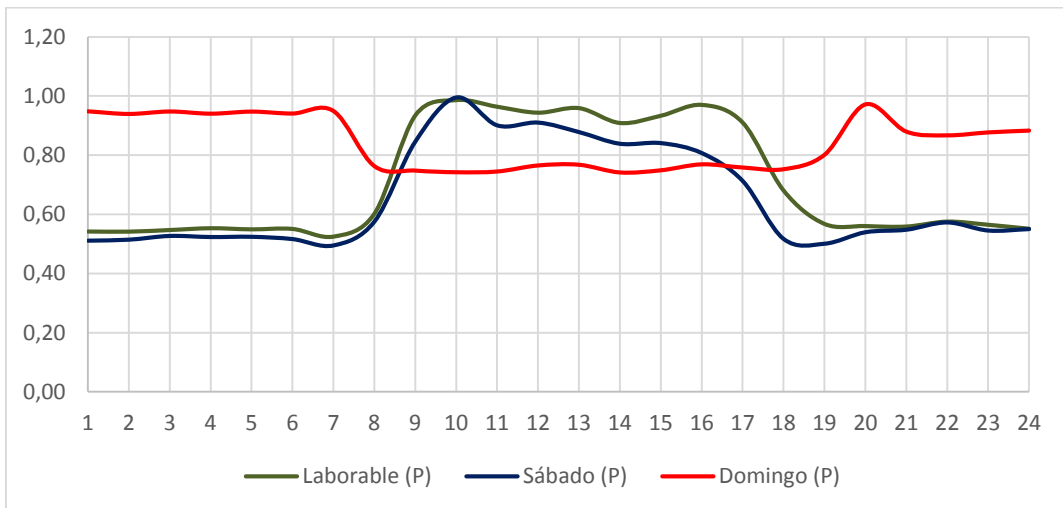


Figura 3-14 Curva de carga cliente Industrial

Para el modelo de carga se tomó como referencia la literatura especializada, para estos tres tipos de clientes, se adoptó el modelo de carga mixto ZIP (potencia constante, e impedancia constante), la cual es indispensable para el análisis y simulación este tipo de estudios, los valores para éste modelo fue tomado de [12] como se muestra en la Tabla 3-9.

Tabla 3-9 Modelo de carga [12]

Tipo de cliente	P. Constante	Z Constante
Residencial	40%	60%
Comercial	60%	40%
Industrial	80%	20%

3.4. Herramienta informática para la simulación CYME 7.0 -CYMDIST

El programa CYMDIST de CYME permite realizar varios tipos de estudios técnicos, orientados a redes de distribución. Apoyados en esta herramienta se realizará los siguientes análisis [14]:

- Distribución de carga.
- Flujo de carga.
- Flujo de carga con perfiles.
- Ubicación óptima de condensadores.

3.4.1. Perfiles de energía.

El módulo EPM (Energy Prolife Manager) de CYME, contiene la función de análisis de flujo de carga con perfiles que utiliza los datos de medición para validar el modelo de red [15] el cual al ejecutarse una simulación de caída de tensión para un periodo de 43 días, obtenemos la información de las 1032 horas.

La Interfaz de flujo de carga con perfiles se utilizó para realizar flujos de carga del caso base, con la siguiente configuración:

Lengüeta Parámetros:

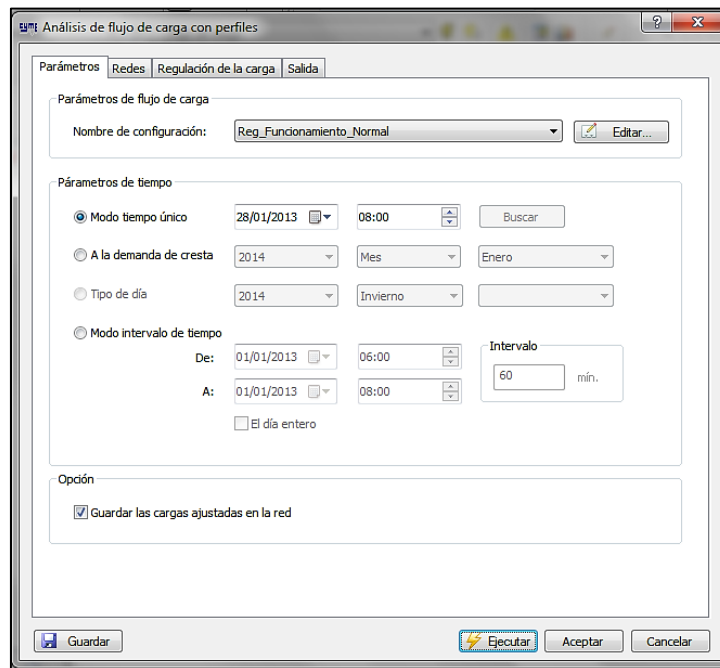


Figura 3-15 Pestaña Parámetros de Flujo de carga con Perfiles de CIMDIST

Parámetros de Flujo de Carga: Se escoge el método de cálculo, donde se utilizó el flujo de caída de tensión equilibrada, explicada más adelante.

Parámetros de tiempo: Se escoge el rango de tiempo a analizar en esta ocasión se escogió en modo rango de tiempo de 43 días desde el primero de enero del 2013 a las 00:00 horas hasta el 12 de febrero del 2013 a 23:00 horas.

Lengüeta Regulación de carga:

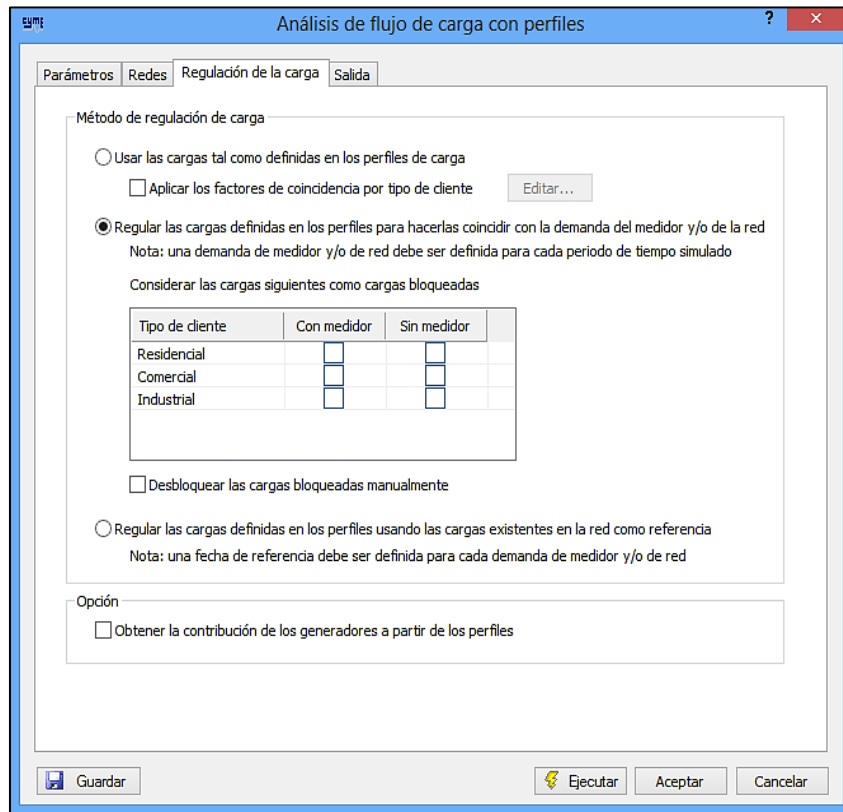


Figura 3-16 Pestaña Regulación de carga con Perfiles de CIMDIST

Método de regulación de carga: Se escogió la segunda opción ya que ésta regula las cargas definidas en los perfiles de carga y las hace coincidir con la demanda de los medidores instalados en los alimentadores, con la condición de que una demanda de medidor debe ser definida para cada periodo de tiempo simulado.

Gráficos y reportes

El análisis de Flujo de carga con el análisis de perfiles permite al usuario producir varios reportes y gráficos basados en los equipos monitoreados y los resultados sumarios de red. El usuario puede producir los reportes y gráficos siguientes [15]:

Pestaña perfil del navegador:

Nos permite visualizar las curvas de carga tanto de los tipos de clientes, los medidores ubicados en los alimentadores, y también las curvas de carga de la cabecera de los alimentadores. La Figura 3-17 por ejemplo nos muestra las curvas de carga de potencia activa y reactiva del medidor (sección-10375) del mes de enero del 2013.

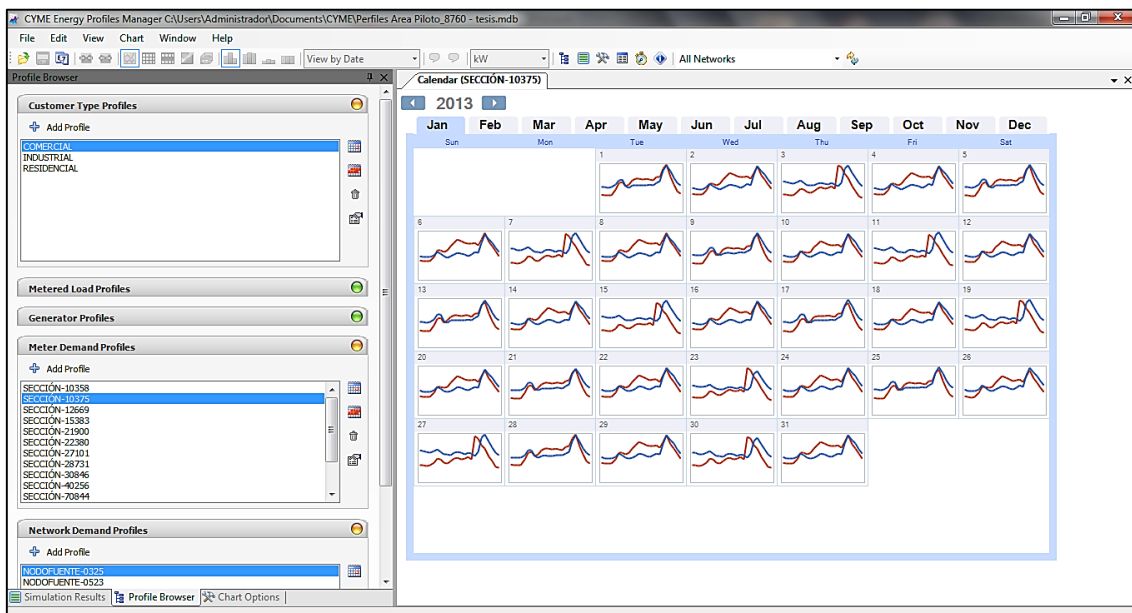


Figura 3-17 Perfil del navegador de CYME (EPM)

Pestaña Resultados de simulación:

Nos permite visualizar los resultados del flujo de carga con perfiles.

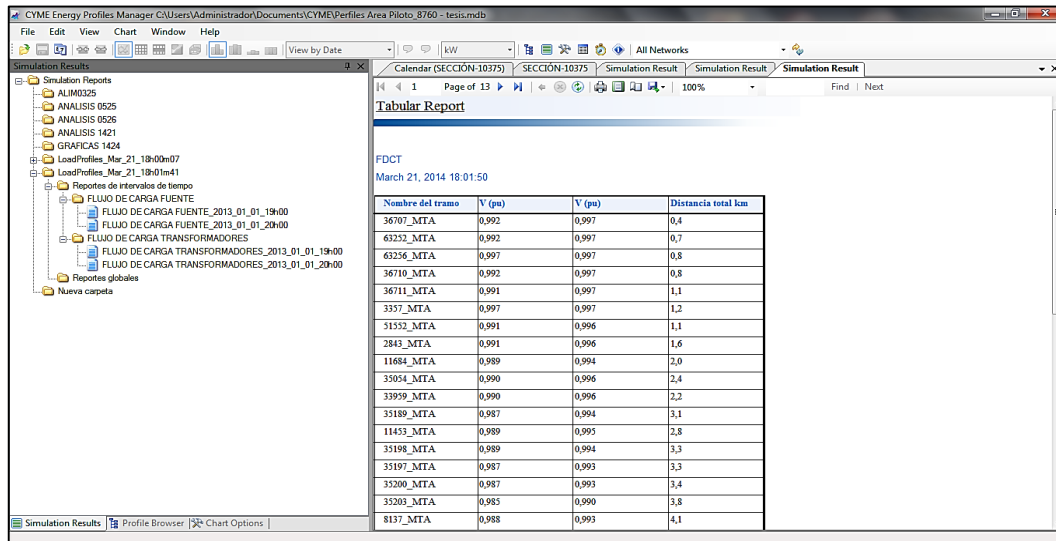


Figura 3-18 Perfil del navegador de CYME (EPM)

3.4.2. Distribución de carga

Esta función hace un ajuste proporcional en la carga conectada de tal forma que coincida con la demanda de la medición. Aquí se define la demanda utilizando los medidores. La Configuración de distribución de carga es la siguiente:

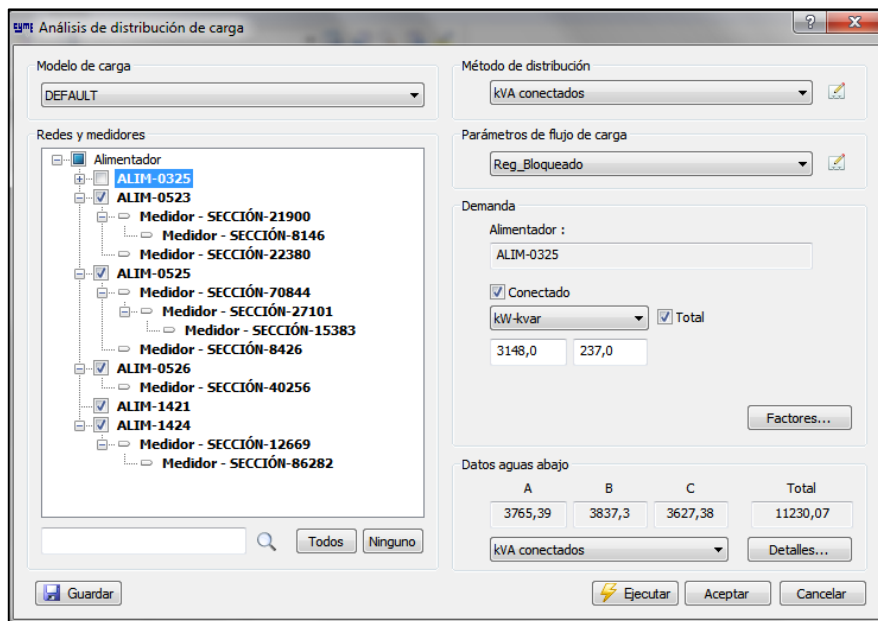


Figura 3-19 Pestaña de Análisis de distribución de carga de CYMDIST

Método de Distribución: El método de cálculo escogido es el KVA conectados que divide la demanda medida entre las cargas proporcionalmente a la capacidad de cada transformador.

Parámetros del flujo de carga: Nos permite escoger una configuración del flujo de carga explicado más adelante.

Lengüeta Parámetros de Distribución de carga:

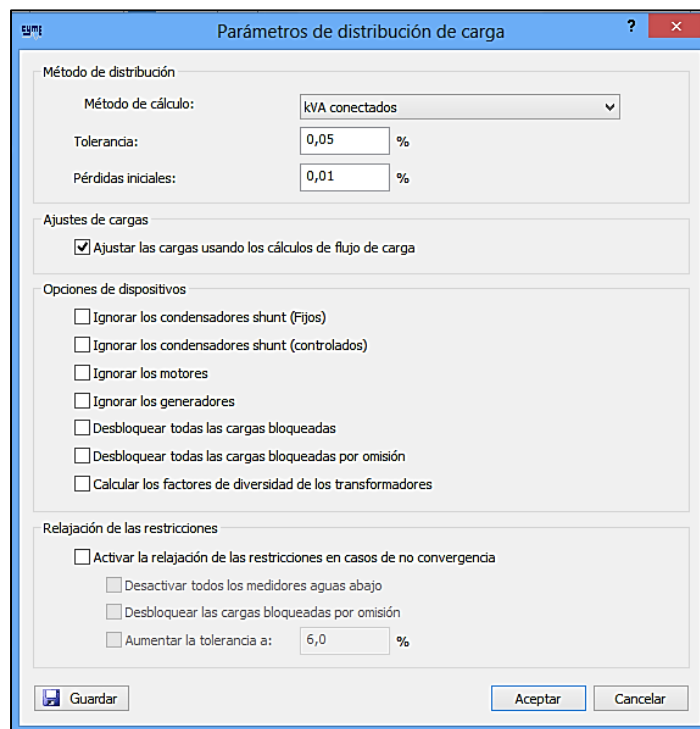


Figura 3-20 Pestaña parámetros de distribución de carga de CYMDIST

Método de Distribución: Aquí se selecciona el método de cálculo que se desea aplicar el cual escogimos el método KVA conectados, donde se puede escoger una tolerancia y pérdidas iniciales que es una aproximación de pérdidas en kW y kVAR.

Ajustes de cargas: Aquí se permite ajustar las cargas usando los cálculos de flujo de carga.

Opciones de dispositivos: Durante la distribución de carga se puede ignorar dispositivos como condensadores shunt, motores, generadores, desbloquear las

cargas (si están bloqueadas), y calcular los factores de diversidad de los transformadores, como se observa en la Figura 3.18.

Es importante que al realizar una distribución de carga se puede configurar un flujo de carga con los dispositivos que pueden ser considerados o bloqueados, y luego realizar un flujo con otro tipo de configuración de los comandos de los dispositivos como se va a explicar a continuación en la lengüeta de comandos.

3.4.3. Flujo de carga

Tiene por objetivo analizar el desempeño en régimen permanente del sistema de potencia bajo diversas condiciones de funcionamiento.

Es la herramienta de análisis que aplicamos a los alimentadores del área de estudio del cual se realizó el método de cálculo caída de tensión – equilibrado.

La configuración de Flujo de carga es la siguiente:

Configuración: Nos permite crear varios tipos de flujos de carga con sus respectivas configuraciones.

Lengüeta Parámetros:

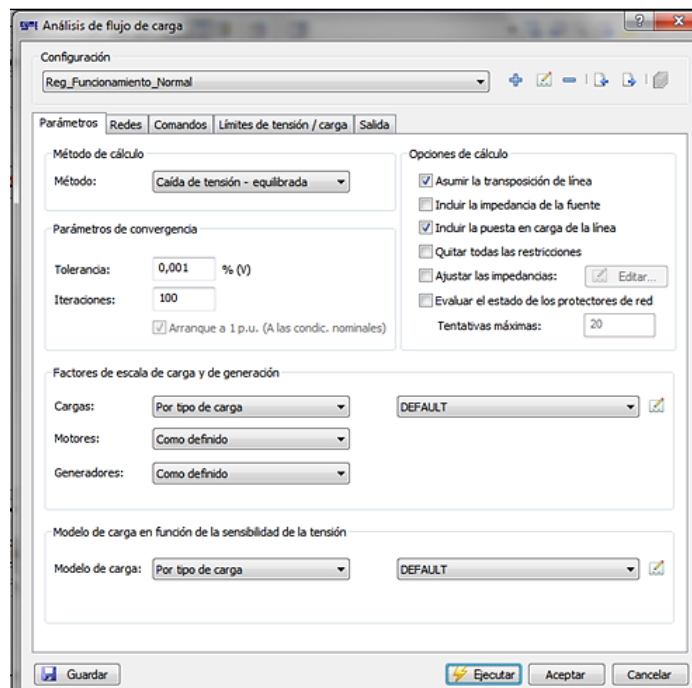


Figura 3-21 Pestaña de Análisis de flujo de carga de CYMDIST

Método de cálculo: Se escoge el tipo de cálculo, en nuestro caso caída de tensión equilibrada.

Caída de tensión Equilibrada

Cuando se opta por ejecutar una **Caída de tensión equilibrada**, el cálculo se ejecuta con la carga en cada tramo presumiendo que está igualmente distribuida entre las fases disponibles. Esto no cambia los datos de la carga ingresados en el cuadro de dialogo **Propiedades del tramo** [13].

Parámetros de convergencia: Se escoge la tolerancia de cálculo, y el número de iteraciones para que converja el programa.

Opciones de cálculo: Permite escoger varias opciones configurados para realizar el flujo de carga.

Lengüeta Modelo de carga en función de la sensibilidad de la tensión:

Es importante ingresar los datos de los modelo de carga de los tipos de cliente expuestos anteriormente en la Tabla 3-9.

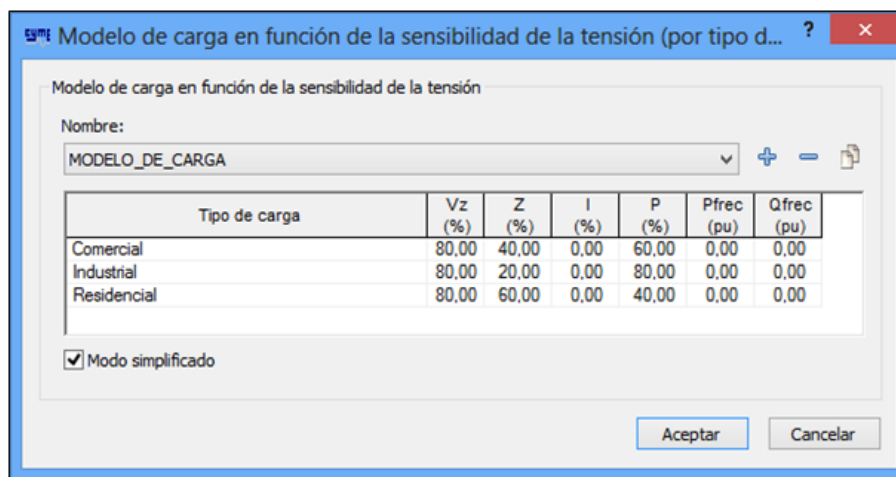
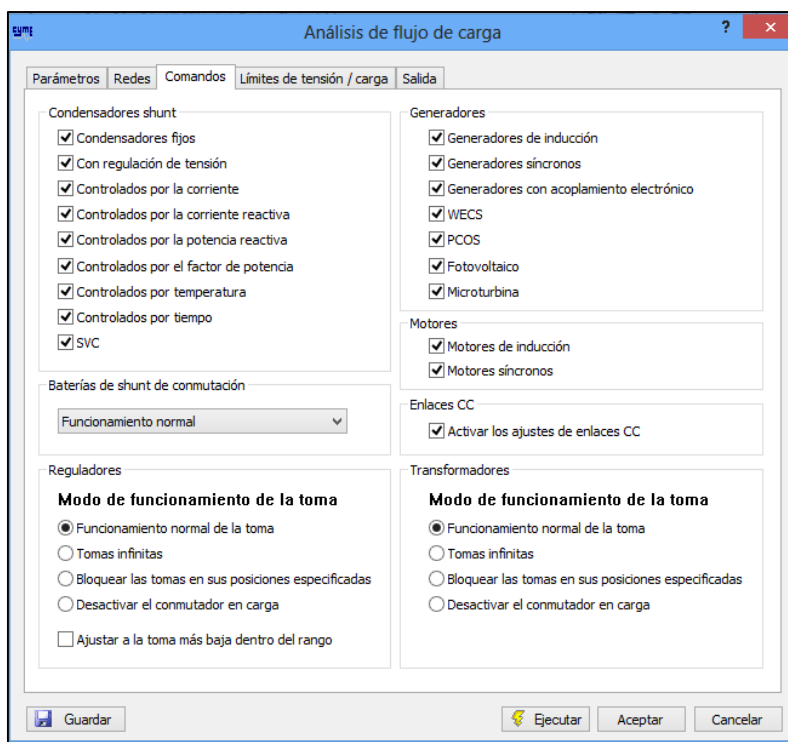


Figura 3-22 Modelo de carga CYMDIST

Lengüeta Comandos:

Nos permite considerar o no dispositivos durante el flujo de carga que realiza la distribución de carga o un análisis de flujo de carga, en nuestro caso vamos a comandar los condensadores shunt y reguladores.



3.4.4. Ubicación de condensadores

Indica donde conectar los condensadores en un alimentador deseado para reducir las pérdidas en kW y mantener el factor de potencia deseado, además para mejorar los perfiles de tensión, a continuación se muestra la configuración:

Lengüeta Objetivos:

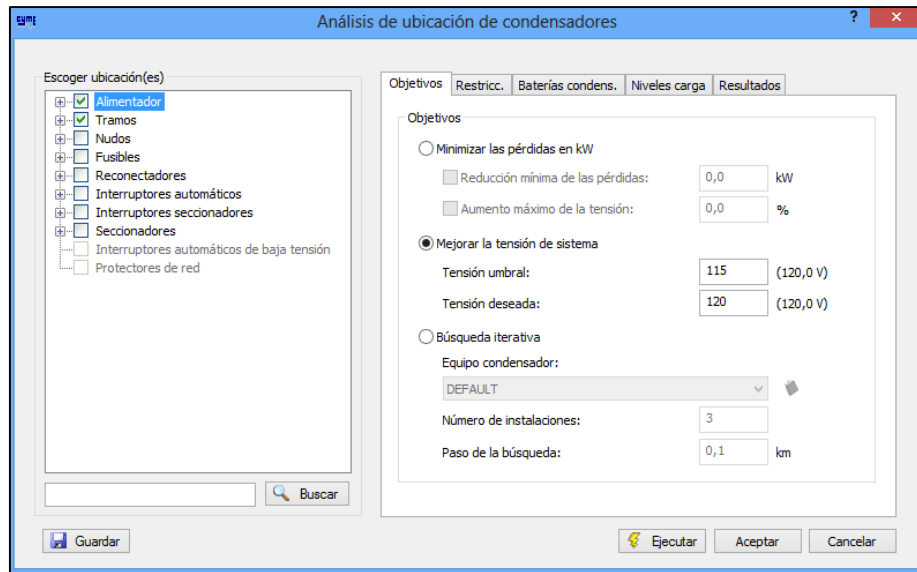


Figura 3-24 Pestaña objetivos de Ubicación de Condensadores de CYMDIST

Objetivos: En nuestro caso la ubicación de condensadores es para mejorar la tensión del sistema, en este caso se escogió un voltaje deseado de 120 V, así que se optó por esta opción como se ve en la Figura 3-24.

Lengüeta Restricciones:

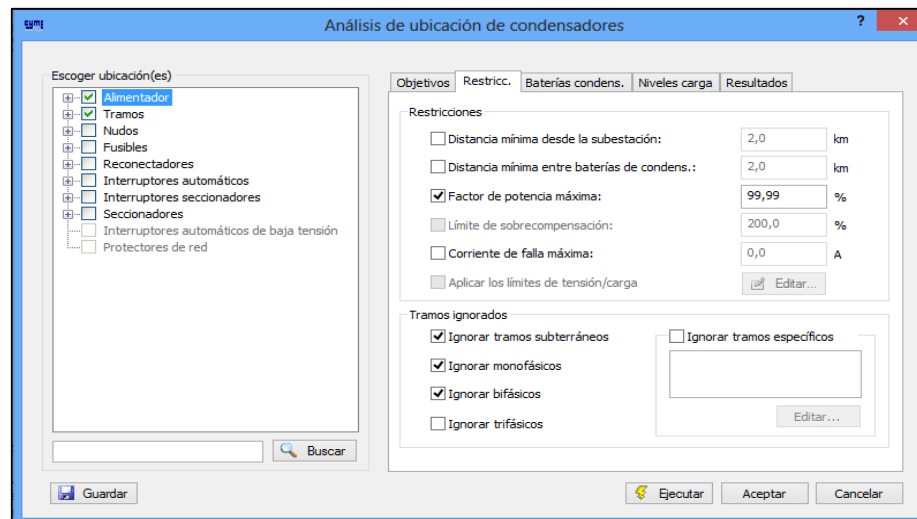


Figura 3-25 Pestaña restricciones ubicación de condensadores de CYMDIST

Permite escoger un cierto número de restricciones adicionales como en nuestro caso el factor de potencia, también se puede considerar una distancia desde la subestación y una distancia mínima entre baterías de condensadores, para que el programa proceda a ubicar los condensadores, en nuestro caso se ignoran los tramos monofásicos, bifásicos y tramos subterráneos.

Lengüeta Baterías de condensadores:

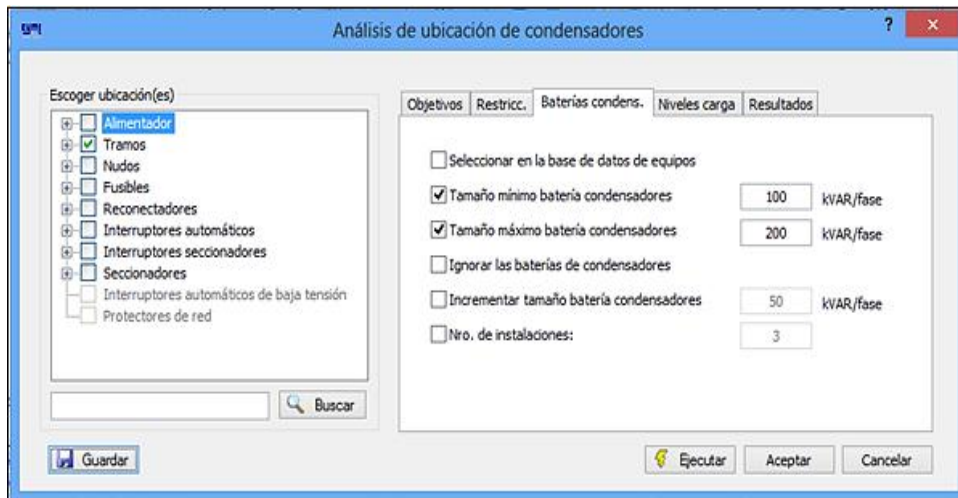


Figura 3-26 Pestaña ubicación Batería de condensadores CYMDIST.

En esta pestaña se seleccionan las características de la batería de condensadores, que pueden tener un tamaño mínimo y un tamaño máximo de kVAR dependiendo de la potencia reactiva del alimentador a analizar y el número de instalaciones que se desea.

Lengüeta Niveles de carga:

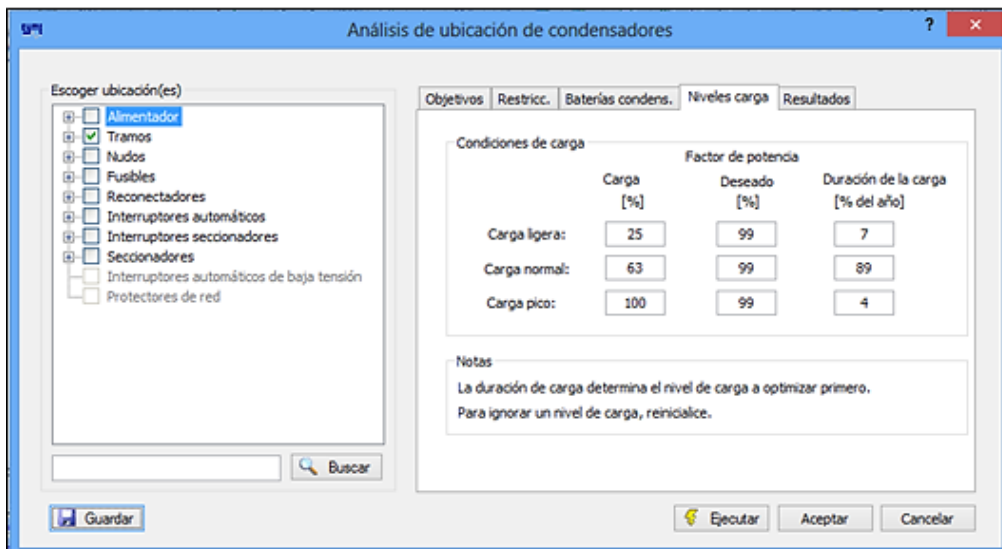


Figura 3-27 Pestaña Niveles de carga de Ubicación de condensadores de CYMDIST.

Condiciones de carga: Permite ingresar los datos del porcentaje de carga, el factor de potencia deseado y la duración de la carga durante el año, para la carga ligera, normal y pico de la curva de carga. Para las curvas de carga de los

alimentadores analizados nos dio un promedio de carga ligera del 25%, carga normal el 63% y la carga pico el 100%, el factor de potencia deseado para todos los caso de 99% y la duración de carga para todo el año, en carga ligera el 7%, la carga normal el 89% y en carga máxima el 4%.

Lengüeta Resultados:

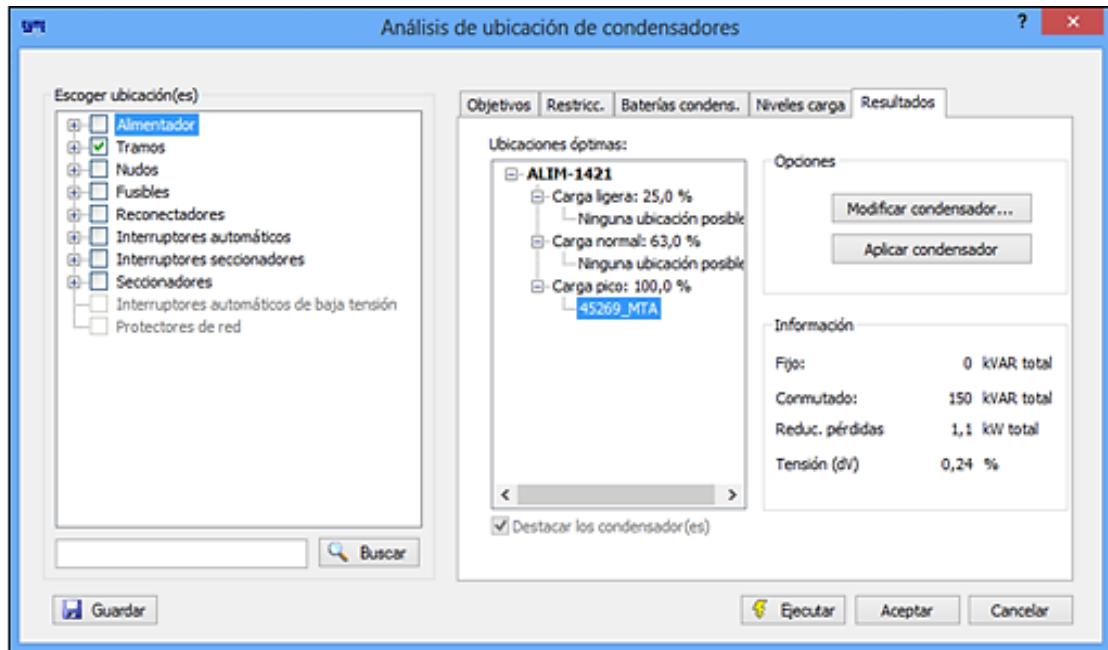


Figura 3-28 Pestaña Resultados de Ubicación de condensadores de CYMDIST.

La Figura 3-28 nos muestra la ubicación óptima de los bancos de condensadores en tramos específicos donde se pueden agregar estos bancos y nos da la información de que tipo de control, reducción de pérdidas y variación de voltaje produciría su instalación tanto para la carga ligera, normal y pico.

3.4.5. Tipos de clientes en CYME

Como podemos observar en la siguiente figura tenemos los tres tipos de clientes (residencial, comercial e industrial) de cada carga concentrada en el secundario de un los transformadores existentes en los alimentadores a analizar.

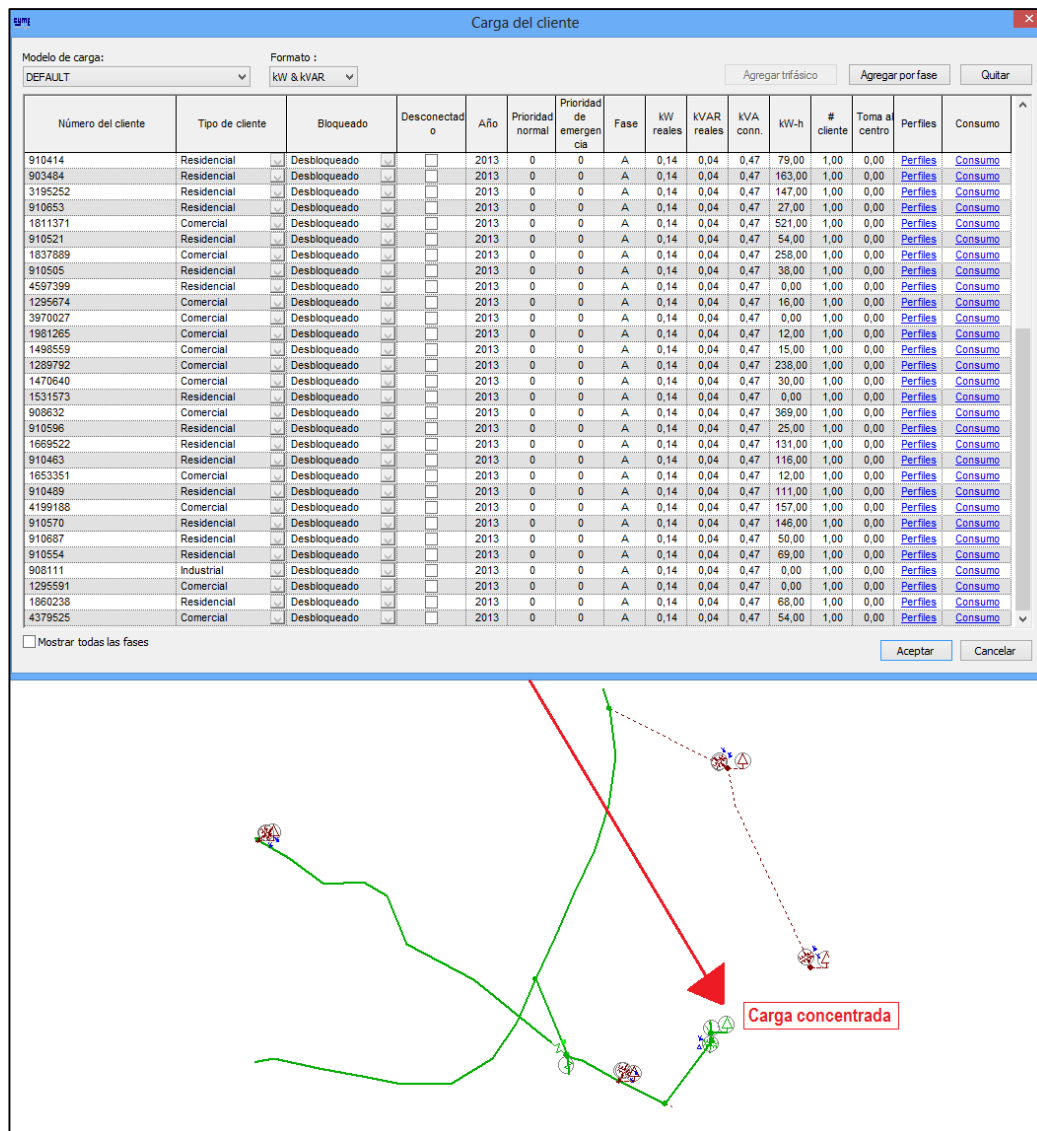


Figura 3-29 Carga del cliente de CIMDIST.

3.5. Diseño de la regulación de voltaje bajo el concepto CVR

3.5.1. Conceptualización del CVR

La planificación de la reducción de voltaje en alimentadores de distribución de manera conservadora con el objetivo de disminuir la demanda, se denomina CVR (Conservation Voltaje Reduction), lo cual es consecuencia de la sensibilidad que presentan las cargas (puntos de servicio o clientes aguas debajo de un equipo de regulación de voltaje). Estos esquemas pueden reducir normalmente la demanda de un 2% a un 4% [16]. También puede reducirse las



pérdidas del sistema mediante el funcionamiento óptimo de un equipo de compensación de potencia reactiva (banco de condensadores fijo o conmutable).

Los potenciales beneficios del CVR en la reducción de la demanda pico, también es analizado desde una perspectiva del incremento de la eficiencia energética en los sistemas de distribución (reducción de energía entregada).

El factor CVR refleja el ahorro de energía como consecuencia de la reducción de voltaje. Es decir corresponde a la relación del porcentaje de energía ahorrada para el porcentaje del voltaje reducido [17], lo cual se define en la siguiente ecuación:

$$CVR_{FACTOR} = \frac{\Delta E}{\Delta V}$$

Dónde:

ΔE es la relación en porcentaje de energía ahorrada.

ΔV es el porcentaje de voltaje reducido.

Análogamente se puede calcular el factor CVR para la reducción de potencia pico con la misma expresión, reemplazando ΔE por ΔP

Con el fin de mostrar el funcionamiento del esquema IVVC bajo el concepto de CVR, a continuación se analizará en dos fases la mejora del perfil de voltaje a través del control Volt/VAR. La primera fase (VAR) consiste en inyectar potencia reactiva para aplanar el perfil, y la segunda (Volt) en regular el voltaje para desplazarlo verticalmente.

- **El Control VAR**

Debe identificar los bancos de condensadores candidatos para conmutar, donde estos bancos inicialmente se encuentra apagados, y la valoración de los bancos de condensadores debe de ser menor que el flujo de potencia reactiva medida en la cabecera del alimentador, entonces el banco de condensadores mas indicado para actuar es el que tenga la mas baja medicion de tensión, entonces este banco de condensadores elejido se encienden como se muestra en la Figura 3-30:

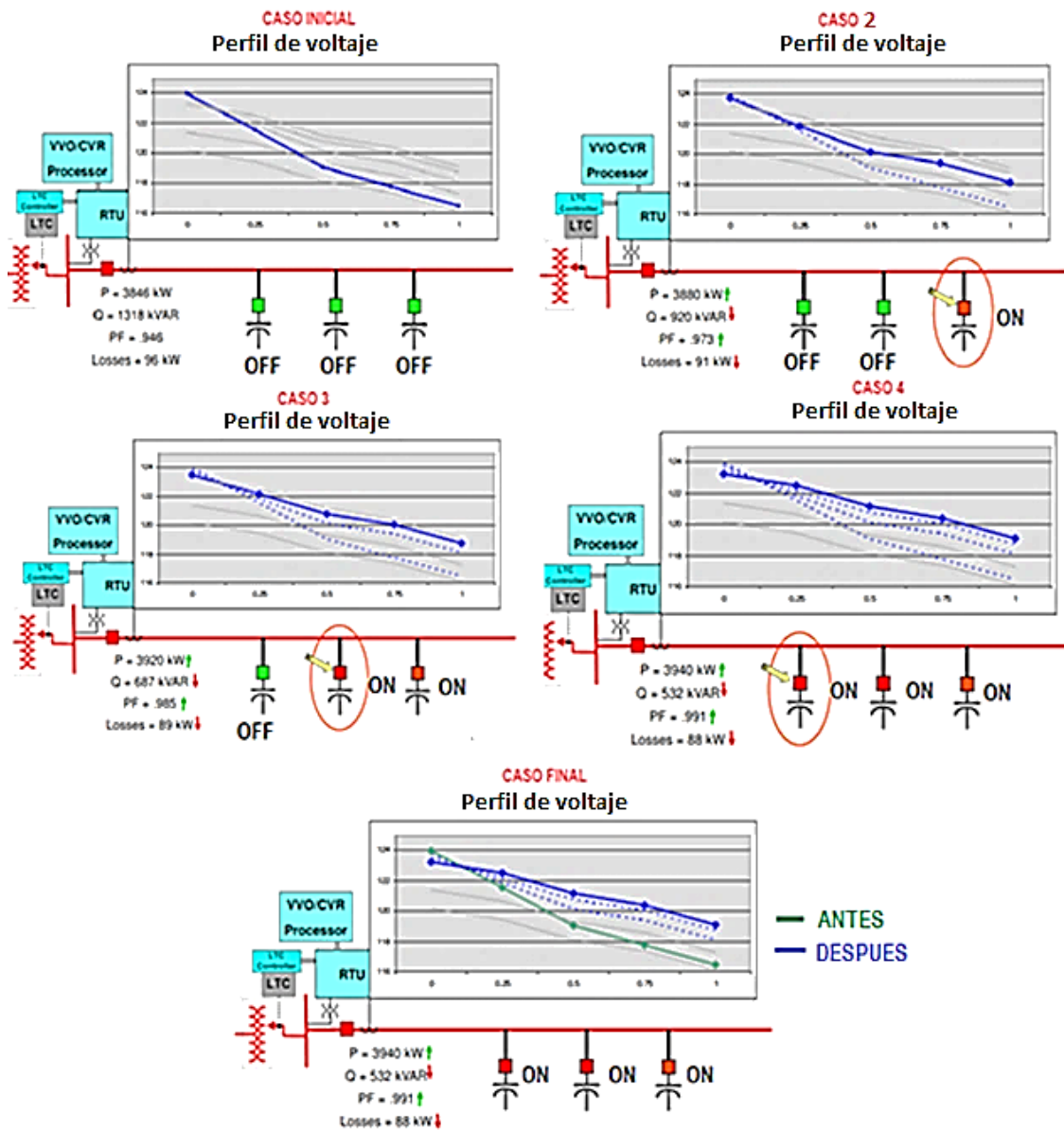


Figura 3-30 Control VAR [18]

- **Control Volt**

Ya realizado el control VAR se procede a reducir el voltaje en Cabecera esto puede ser por un transformador con cambiador de tomas bajo carga o con reguladores en cabecera. Como se visualiza en la siguiente Figura 3-31

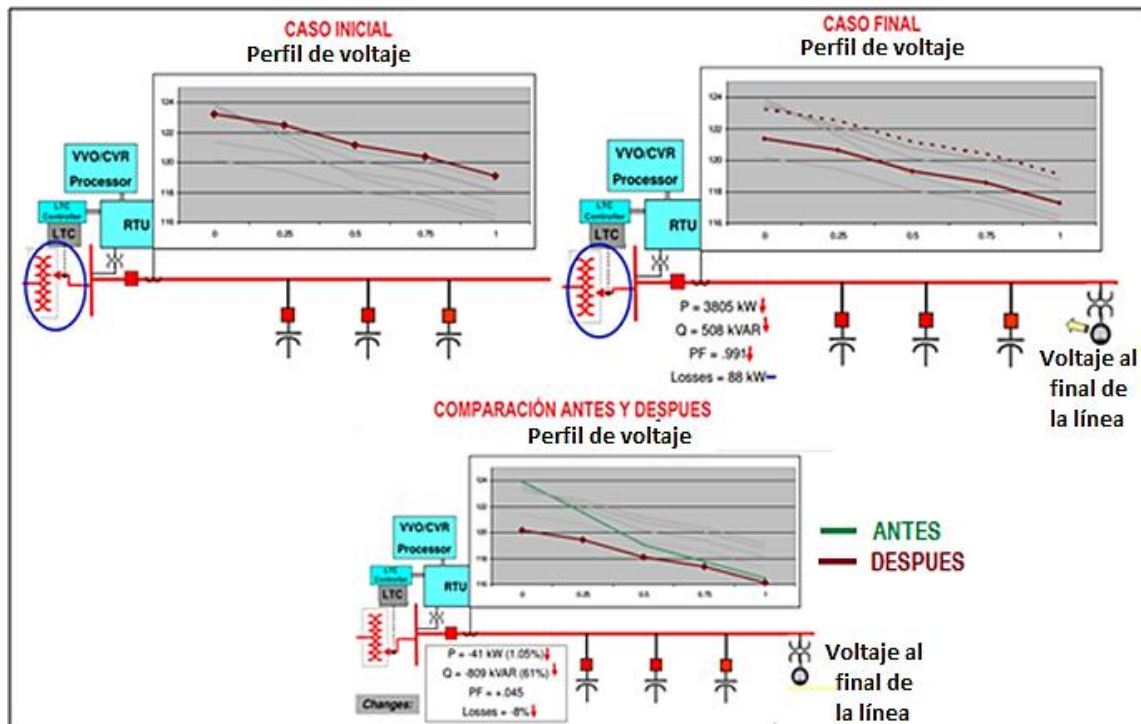


Figura 3-31 Control de Voltaje [18]

3.5.2. Resultados del caso base

Se realizó un análisis estadístico de los resultados de las simulaciones de flujo de potencia para determinar los rangos típicos de variación anual de los voltajes en el primario y secundario de los transformadores de los alimentadores del área de estudio, para verificar que el voltaje no salga de los límites establecidos por la REGULACION No. CONELEC – 004/01.

Este análisis consistió en el cálculo de percentiles del voltaje de cada uno de los nodos (primario y secundario) de los transformadores de los alimentadores del área de estudio. Es decir a través de los flujos de carga se obtuvieron 1032 valores de voltaje en p.u. (43 días típicos x 24 horas/día = 1,032) para cada nodo. Los percentiles utilizados son:

- Mínimo (0⁰ percentil)
- Primer cuartil (25⁰ percentil)
- Mediana (50⁰ percentil)
- Tercer cuartil (75⁰ percentil)
- Máximo (100⁰ percentil)

En función de estos percentiles y de la distancia de cada nodo hacia la fuente, se construye un diagrama de dispersión para mostrar el perfil de voltaje por alimentador.

- **Análisis del alimentador “0526”**

La siguiente figura muestra los resultados de este análisis para el alimentador 0526. Los resultados indican que el rango de variación de las tensiones de los nodos primarios y secundarios de los transformadores del alimentador es de aproximadamente 3% entre 1.0 p.u. y 0.97 p.u. Este rango es aceptable ya que este alimentador es de tan solo 7,8 km. Esto se debe a que el alimentador tiene al tipo de consumidor predominantemente residencial, cuyas cargas son predominantemente resistivas.

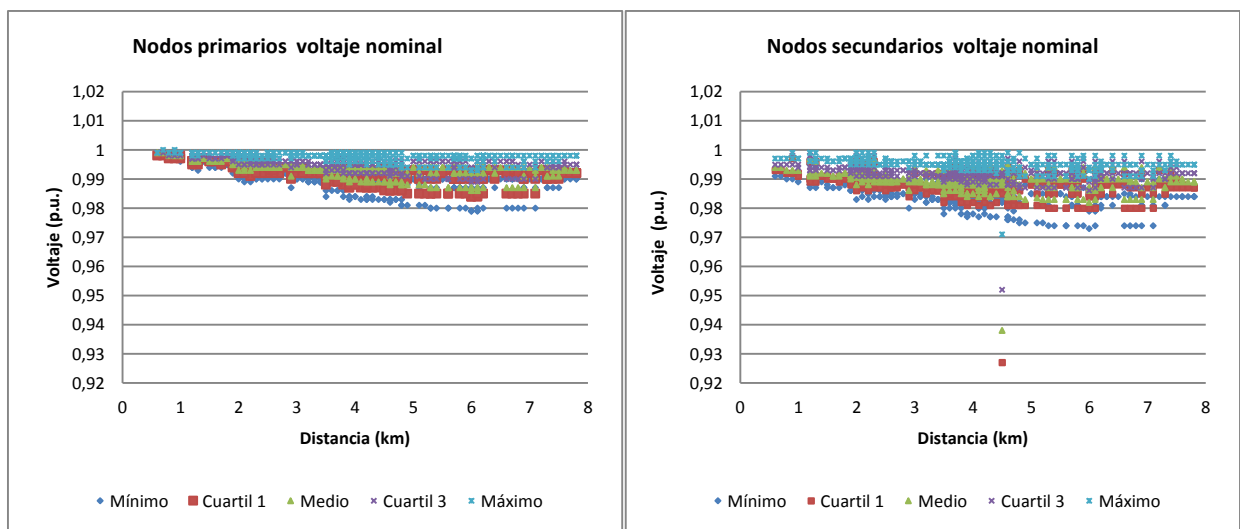


Figura 3-32 Análisis estadístico de perfiles de voltaje en nodos en los transformadores 0526

En la Figura 3-33 se muestra el efecto que causa el condensador que actualmente está ubicado en el alimentador 0526, en el tramo 22428_MTA, (abajo) contrastándolo con los datos obtenidos de la simulación sin éste equipo conectado (arriba) donde puede apreciarse una mejora aproximadamente del 0.2% en el voltaje con la instalación del banco.

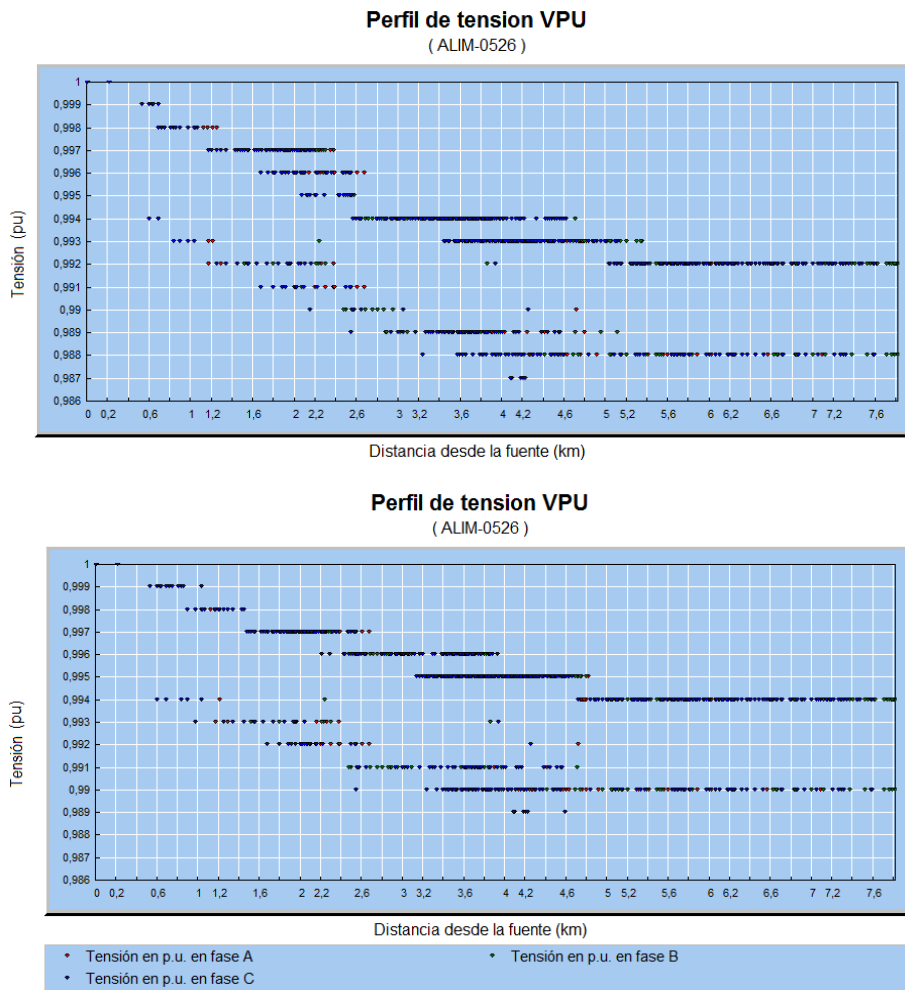


Figura 3-33 Con y sin efecto del banco.

• **Análisis del alimentador “0525”**

La siguiente figura muestra los resultados de este análisis para el alimentador 0525. Los resultados indican que el rango de variación de voltaje de los nodos primarios y secundarios de los transformadores del alimentador es de aproximadamente 3%, entre 1.0 p.u. y 0.97 p.u. Este rango es aceptable considerando que el alimentador es de 79,8 km. Esto se debe a que el alimentador tiene al tipo de consumidor predominantemente residencial, cuyas cargas son predominantemente resistivas.

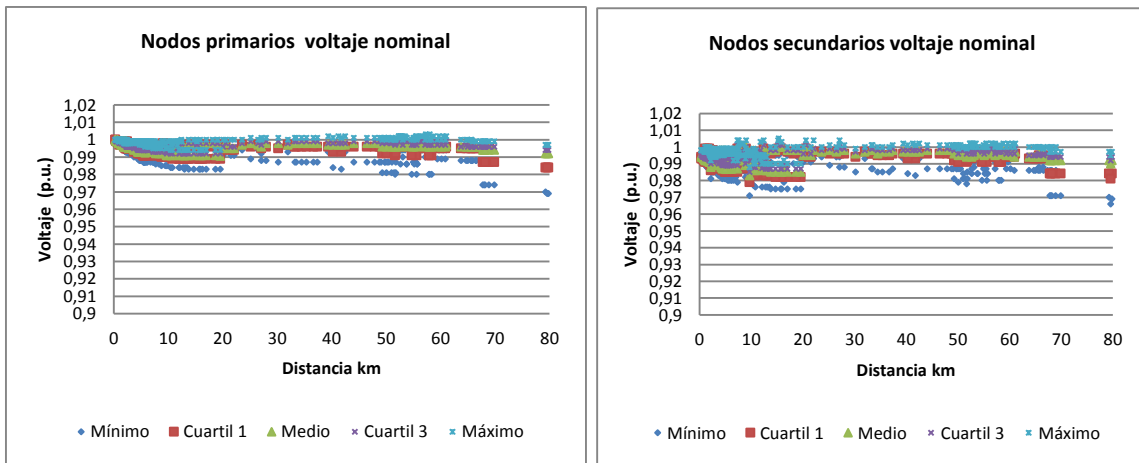


Figura 3-34 Análisis estadístico de perfiles de voltaje en nodos primarios y secundarios en transformadores del alimentador 0525.

• Análisis del alimentador “1421”

La siguiente figura muestra los resultados de este análisis para el alimentador 1421. Los resultados indican que el rango de variación de las tensiones de los nodos primarios y secundarios de los transformadores del alimentador es de aproximadamente 5%, entre 1.0 p.u. y 0.95 p.u. Este rango es aceptable considerando que el alimentador es de 45,12 km. Esto se debe a que el alimentador tiene al tipo de consumidor preponderante residencial, cuyas cargas son predominantemente resistivas.

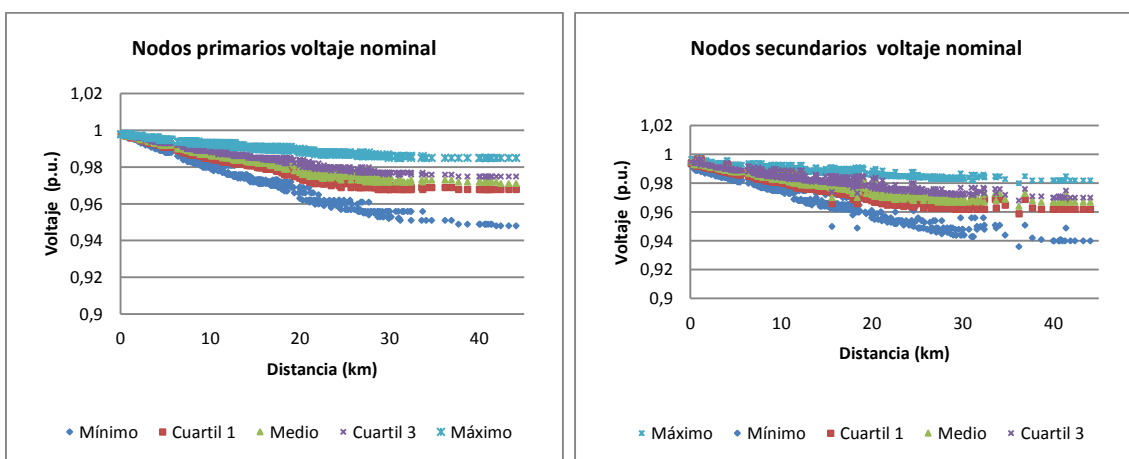


Figura 3-35 Análisis estadístico de perfiles de voltaje en transformadores del alimentador 1421

- **Análisis del alimentador “1424”**

La siguiente figura muestra los resultados de perfiles de voltaje del caso base para el alimentador 1424. Los resultados indican que hay una importante variación en el voltaje tanto de los nodos primarios como secundarios en los transformadores donde la tensión varía un 13% desde 0,892 p.u. a 1,029 p.u. ocupando todo el ancho de banda permitido por la regulación de calidad de la CONELEC, considerando que actualmente se tiene un regulador de voltaje de línea en el tramo 86284_MTA y una concentración de una gran carga industrial al final del alimentador. ***Al no tener un ancho de banda libre para variar el voltaje, este alimentador no es apto o candidato para aplicar CVR.***

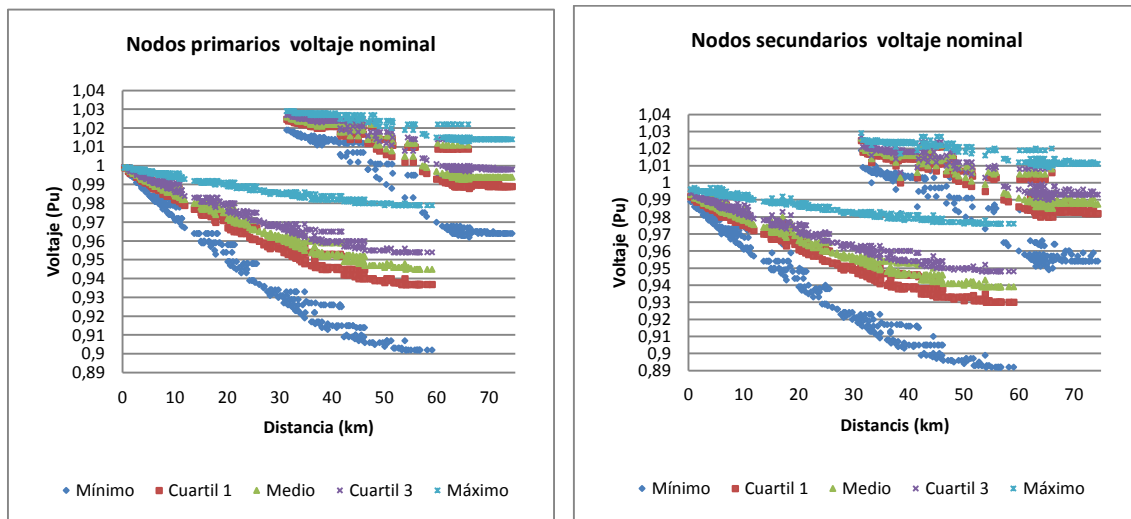


Figura 3-36 Análisis estadístico de perfiles de voltaje en transformadores del alimentador 1424.

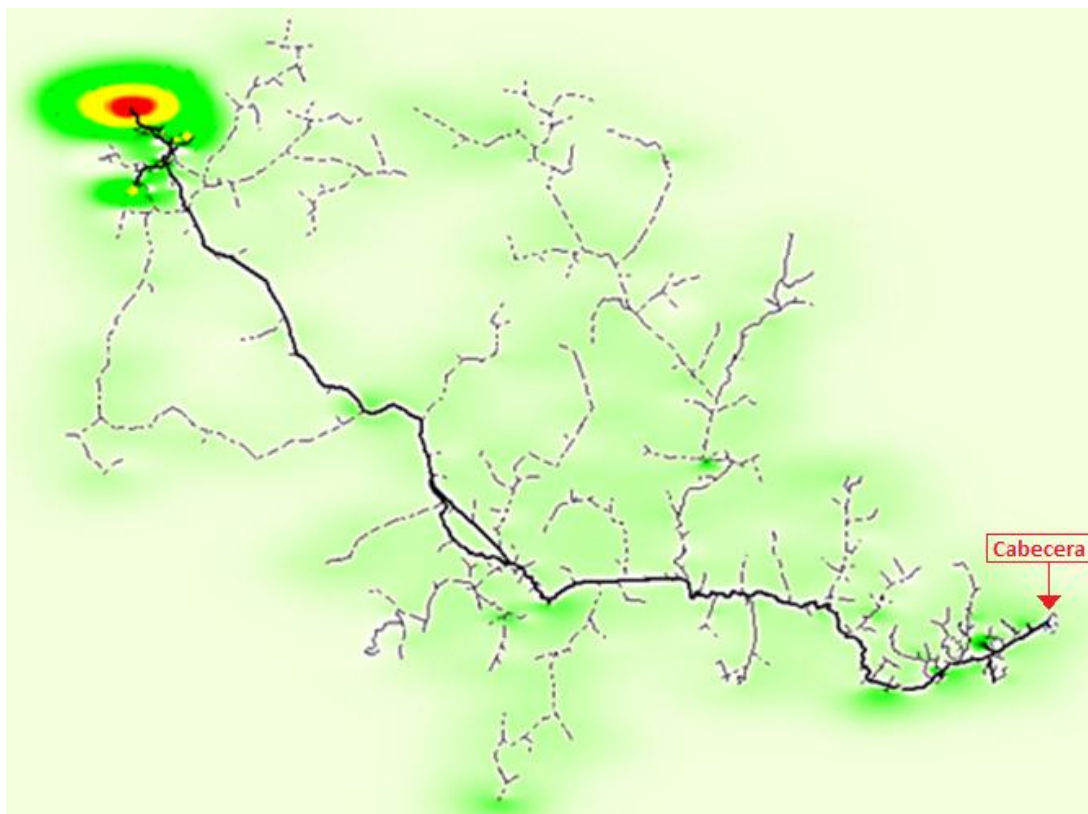


Figura 3-37 Densidad de carga alimentador 1424

Como observamos en la Figura 3-37, el alimentador 1424 tiene una gran cantidad de carga industrial minera concentrada al final del alimentador. Las figuras de densidad de carga de los demás alimentadores se muestran en el Anexo 5.

- **Resumen del caso base.**

El criterio para determinar si un alimentador tendrá oportunidades de mejoras al aplicar IVVC, es analizar el grado de dispersión del perfil de voltaje respecto al límite inferior: 0.9 p.u. para alimentadores rurales y 0.92 p.u. para urbanos; conforme a la subetapa2 de la regulación [5].

Tabla 3-10 Resumen de caso base

Alimentador	Grado de dispersión %	Apto para aplicar CVR
0525	3	Si
0526	3	Si
1421	5	Si
1424	13	No



CAPITULO IV

4. Aplicación de la optimización Volt/VAR en los alimentadores del área de estudio

4.1. Introducción

En ésta sección se determina la ubicación óptima de los equipos de regulación y control y se implementa el esquema IVVC bajo el concepto CVR simulando la incorporación de éstos equipos en los alimentadores, para lo cual se desarrolló, un algoritmo bajo el modulo COM (Component Object Model) de CYME para automatizar el proceso de simulación de los diferentes escenarios CVR. Además se cuantifican los resultados de reducción de energía, potencia, pérdidas y factor CVR, también se muestra como el CVR afecta a la curva de carga.

4.2. Ubicación óptima de equipos

Para tener una mejora en la gestión de los perfiles de voltaje, fue necesario realizar la ubicación óptima de los equipos, integrando reguladores de voltaje monofásicos en cabecera de los alimentadores seleccionados aptos para aplicar CVR, estos tipos de reguladores fueron seleccionados por que nos permiten controlar el voltaje en forma independiente por fase. La ubicación del equipo de regulación para el alimentador 1421 se muestra en la Figura 4-1.

Para la ubicación óptima de bancos de condensadores se utilizó el módulo de ubicación de los condensadores de CYME, al simular el modelo con la implementación de estos equipos, se pudo observar que no presentaban una mejora significativa en el perfil de voltaje. En vista que los alimentadores seleccionados tienen un factor de potencia aceptable (mayor a 0.92 según dicta la regulación) no hubo necesidad de ubicar condensadores shunt. Los factores de potencia de cada alimentador se pueden observar en el Anexo 7.

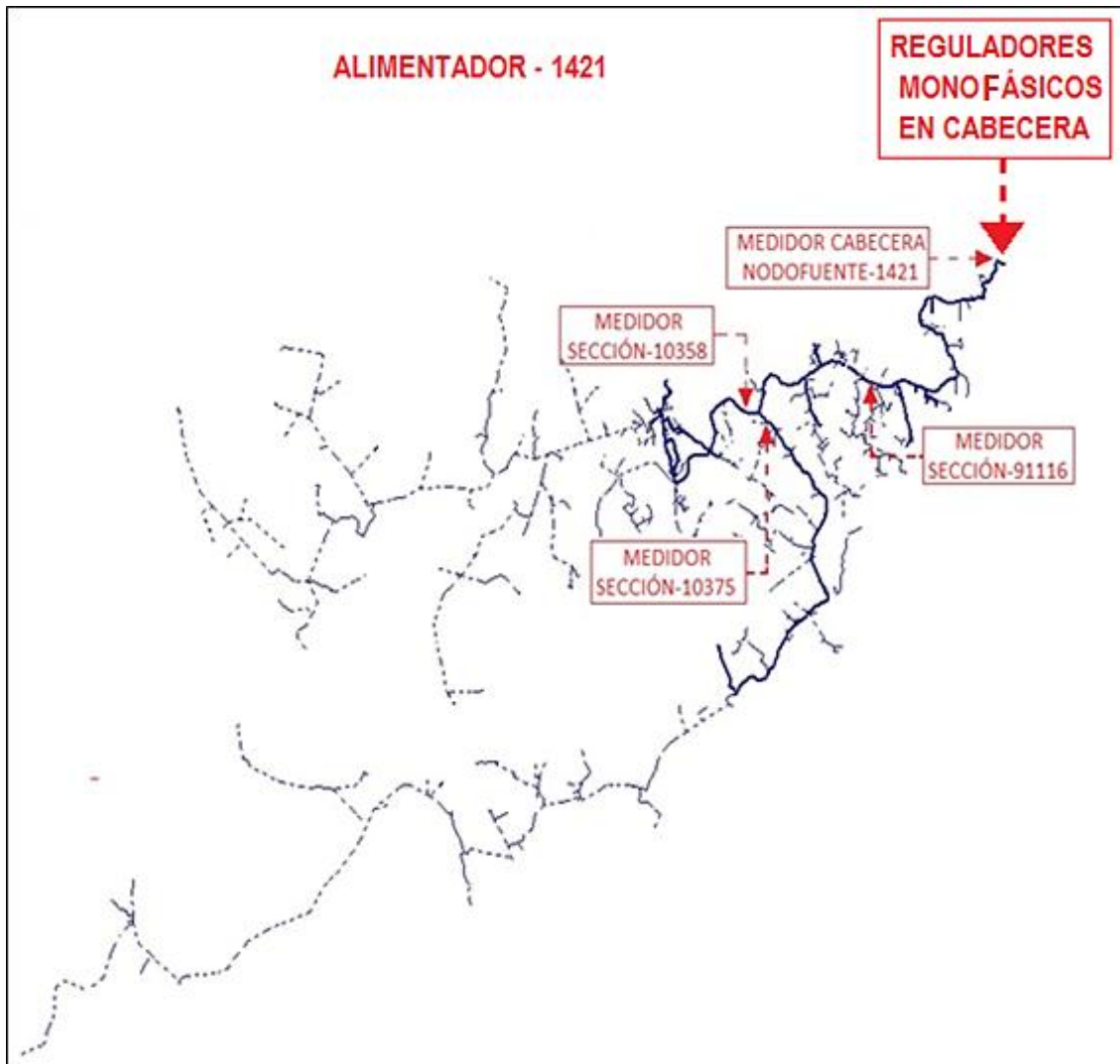


Figura 4-1 Ubicación de equipos en el alimentador 1421

4.3. Procedimiento para simulación

Se procedió a realizar simulaciones de flujos de carga con una disminución progresiva de voltaje del 1% en los reguladores de voltaje monofásicos de cabecera desde 0,99% al 0,96%, para poder realizar estas simulaciones se procedió a distribuir la carga desactivando a los reguladores, y para analizar el impacto de la reducción de potencia por efecto de la disminución de voltaje, se realizó un flujo de carga activando a los reguladores, para poder hacer este proceso para los 1032 flujos de carga por cada reducción de voltaje del (1%, 2%, 3% y 4%) se procedió a utilizar un algoritmo exclusivo para el presente estudio, mismo que fue desarrollado conjuntamente con funcionarios de la CENTROSUR utilizando el módulo COM de CYME en lenguaje Visual Basic.

4.3.1. El Modulo CYME COM

Permite realizar simulaciones reiterativas para estudiar el impacto de variantes de la red y parámetros de simulación. Ya que el módulo de perfiles no desactiva los reguladores bajo carga durante la distribución de carga se utilizó el modulo COM que es un proceso automatizado para realizar una distribución de carga, ignorando a los reguladores monofásicos para que distribuya la carga de los medidores a la red con su configuración inicial y luego realizar el análisis de flujos de carga activando a los reguladores, este proceso se realizó utilizando la programación en Visual Basic, se esquematizo siguiendo el siguiente diagrama de flujo.

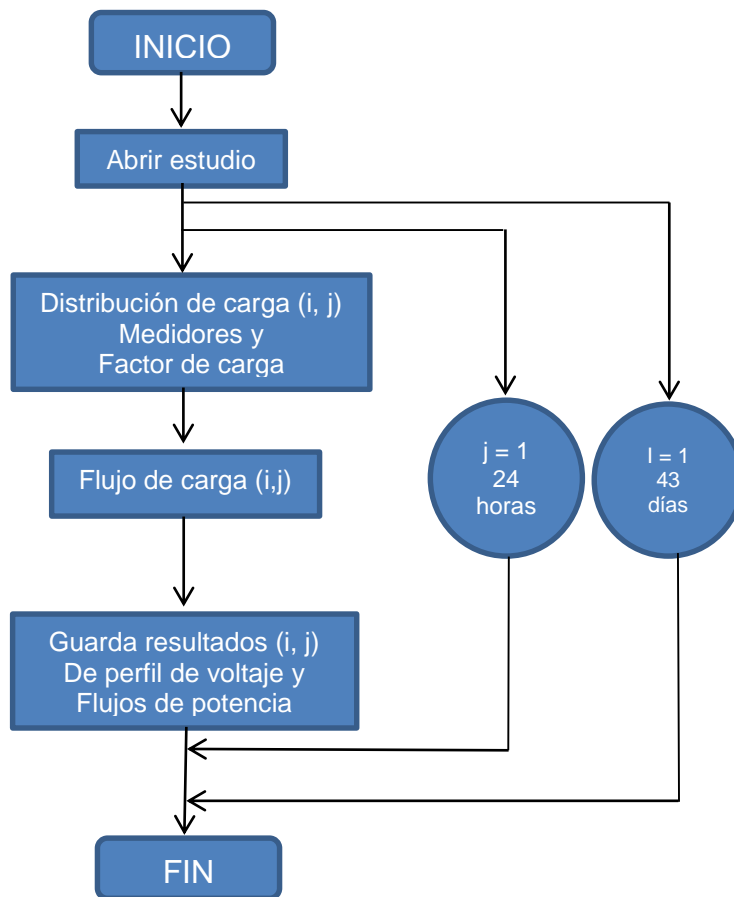


Figura 4-2 Diagrama de flujo.

Este proceso nos permite abrir el estudio, y realizar una distribución de carga utilizando las mediciones en cabecera y en los tramos donde se tiene medición, además se utilizan los factores de carga de los distintos tipos de clientes, y luego realiza un flujo de carga para cada hora del día por 43 días y se muestra los



reportes de los perfiles de voltaje para cada los nodos primarios y secundarios de los transformadores de distribución con su distancia correspondiente de cada nodo hacia la subestación. Se genera también otro reporte que expone los resultados de los flujos en cabecera de los alimentadores como se muestra en el Anexo 6.

4.4. Resultados de perfiles de voltaje con CVR

En estos casos de aplicación de CVR al igual que el caso base para tener el perfil de voltaje se utilizaron las medidas estadísticas descritas anteriormente (punto 3.5.2) para cada nodo primario y secundario de los transformadores de distribución de los alimentadores escogidos del área de estudio.

La caída de voltaje en las líneas secundarias se considera un margen aproximado de 1% o 2% (0.0083 p.u. o 0.0167pu). [20].

Se realizó una ubicación de los reguladores de voltaje monofásicos en cabecera de los alimentadores del área de estudio del modelo de CYMDIST, Los datos de medición fueron cargadas en el modelo considerando las mediciones registradas de cada alimentador según la ubicación de equipos de medición como se muestra en el Anexo 2.

Se muestra los resultados de perfil de voltaje de los alimentadores del área de estudio, tanto para el caso base como para el 4% de reducción de voltaje en los nodos primarios y secundarios. Todos los demás resultados de escenarios CVR (1%, 2% y 3%) se muestran en el Anexo 4.

Como observamos en la Figura 4-3, el alimentador 0526 muestra resultados favorables ya que nos permiten tener un perfil de voltaje en nodos secundarios de los transformadores de distribución que varía desde 0,962 p.u. hasta 0,936 p.u. para el caso CVR del 4%.

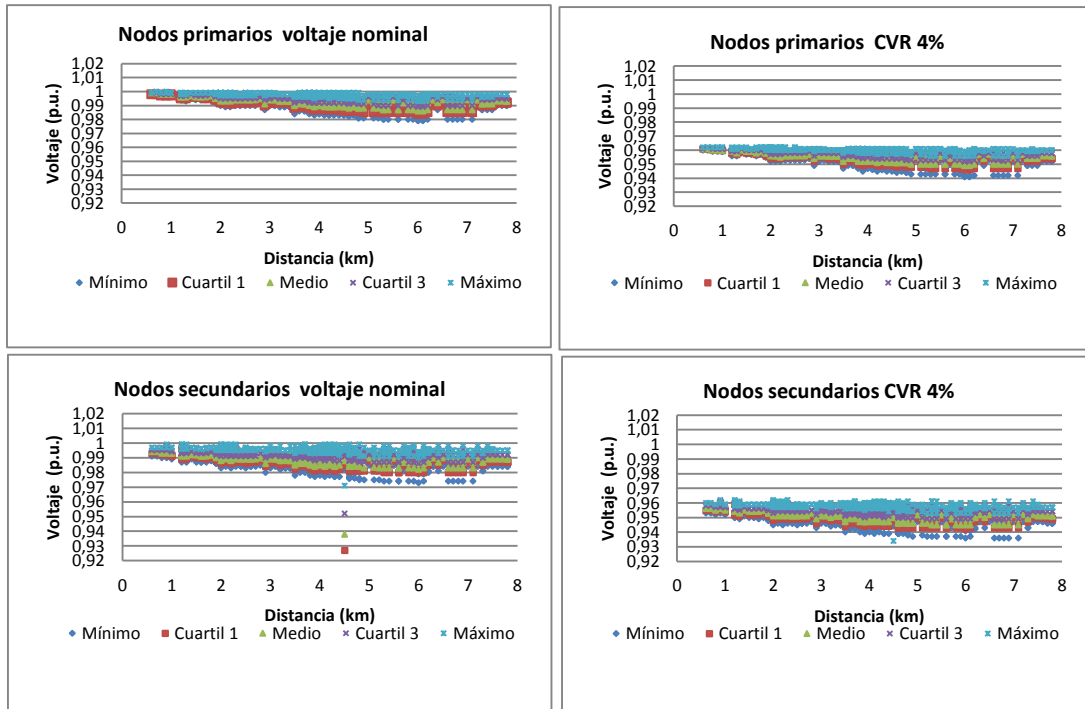


Figura 4-3 Análisis estadístico de perfiles Alimentador 0526.

Como observamos en la Figura 4-4, el alimentador 0525 muestra resultados favorables ya que nos permiten tener un perfil de voltaje en nodos secundarios de los trasformadores de distribución que varía desde 0,967 p.u. hasta 0,927 p.u. para el caso CVR del 4%.

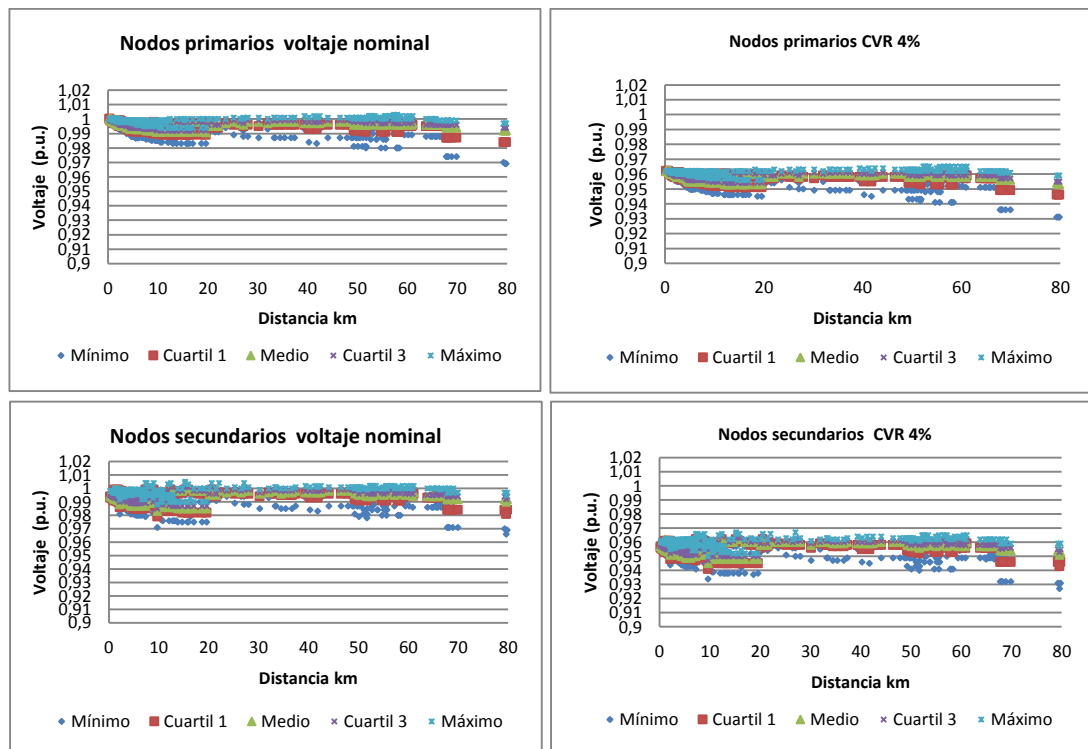


Figura 4-4 Análisis estadístico alimentador 0525



Como observamos en la Figura 4-5, el alimentador 1421 no se lo puede analizar de la misma manera que su perfil de voltaje en los nodos secundarios en los transformadores de distribución varía desde 0,967 p.u. hasta 0,91 p.u. Hay que tomar en cuenta que éste es un alimentador rural y el mínimo nivel de voltaje permitido es 0,90 p.u.

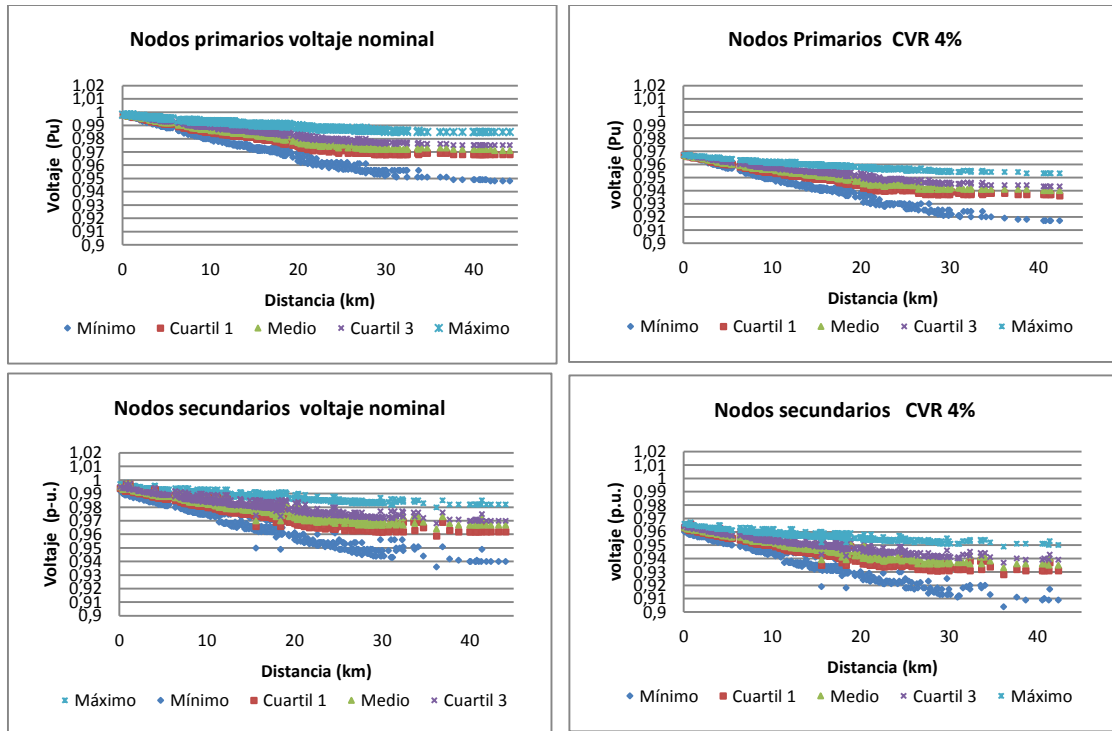


Figura 4-5 Análisis estadístico alimentador 1421

En las Tablas 4-1 y 4-2 mostramos los valores mínimos y máximos de voltaje de los nodos primarios y secundarios de los transformadores de distribución de los alimentadores del área de estudio. Los alimentadores 0526 y 0525 pueden operar bajo cualquier escenario CVR descrito en la Tabla 4-1 y Tabla 4-2 respectivamente (óptimamente 4%).

En cambio el alimentador 1421 necesita tomar otras consideraciones, el voltaje en el nodo secundario con menor voltaje para el caso CVR 4%, es 0.91 p.u. que está muy cerca del mínimo de voltaje permitidos (0,9 p.u. en rurales), por lo tanto se ha escogido un mínimo voltaje de 0,93 p.u. considerando un 3% de margen de seguridad en la caída de voltaje en las redes secundarias.

Tabla 4-1 Voltaje mínimo y máximo en nodos primarios

Voltajes Primarios para Escenarios de CVR										
Alimentador	Base		1%		2%		3%		4%	
	Max	min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
0525	1,003	96,900	0,996	0,963	0,990	0,957	0,978	0,944	0,965	0,931
0526	1,000	0,984	0,993	0,972	0,987	0,966	0,975	0,954	0,962	0,941
1421	0,998	0,951	0,992	0,944	0,986	0,938	0,973	0,926	0,967	0,919

Tabla 4-2 Voltaje mínimo y máximo en nodos secundarios

Voltajes Secundarios para Escenarios de CVR										
Alimentador	Base		1%		2%		3%		4%	
	Max	min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
0525	1,005	0,966	0,999	0,959	0,992	0,953	0,98	0,94	0,967	0,930
0526	0,99	0,973	0,993	0,967	0,987	0,961	0,974	0,948	0,962	0,936
1421	0,998	0,941	0,992	0,934	0,985	0,928	0,973	0,916	0,967	0,910

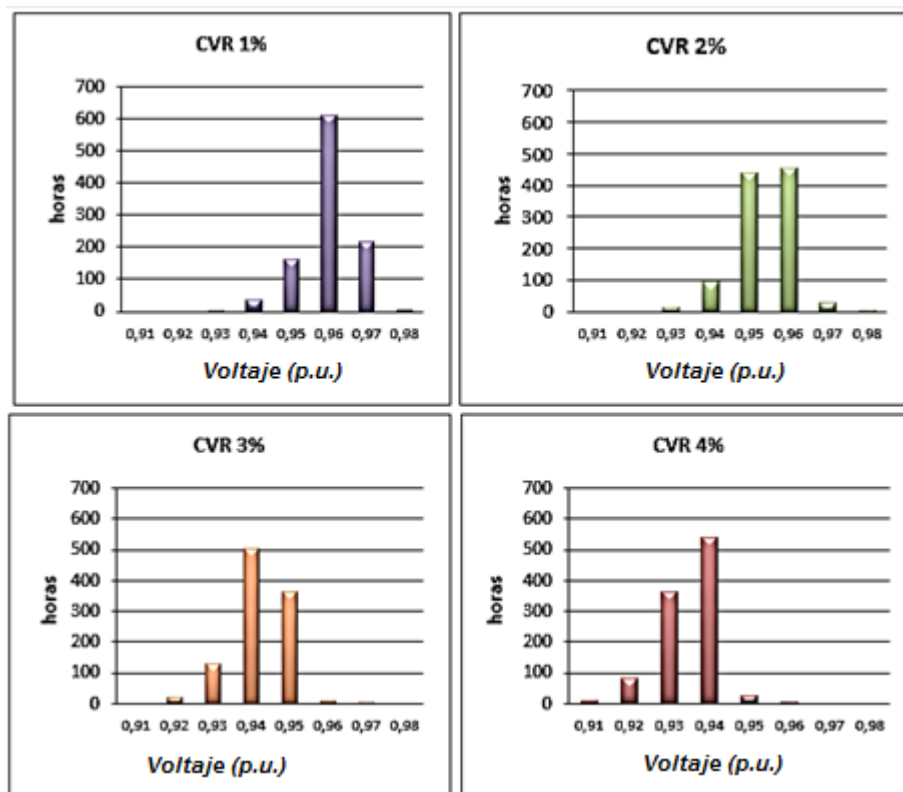


Figura 4-6 Comportamiento del voltaje en el último tramo 124110_MTA



Del análisis histórico de los datos de simulación como se ve en la Figura 4-6 muestra el comportamiento del nivel de voltaje con CVR de 1%, 2%, 3% y 4% del tramo secundario 124110_MTA (ubicado al final del alimentador), para un total de 1032 horas (100%) se muestra en la Tabla 4-3 el porcentaje de horas que están sobre el voltaje de 0,93 p.u. para cada escenario CVR.

Tabla 4-3 Porcentaje de horas al año para cada escenario CVR en el alimentador 1421

Voltaje ≥ 0.93 p.u.	
CVR (%)	Horas (%)
1	100
2	99.9
3	91.47
4	77.03

4.5. Resultados del CVR

Los resultados muestran tomando en cuenta la reducción promedio de la demanda pico (kW), la energía anual entregada por alimentador (kWh) y la reducción de pérdidas de energía anual (KWh). Los valores de porcentaje de energía y potencia ahorrada obtenidos son comparables con los valores reportados por la literatura especializada. [10]

La Tabla 4-4 y la Tabla 4-5 nos muestran los resultados de las reducciones de energía anual entregada (kWh), y su factor CVR para los alimentadores 0526 y 0525 respectivamente.

Tabla 4-4 Reducción de energía (kWh) para el alimentador 0526

Reducción de Energía				
Voltaje	1%	2%	3%	4%
kWh	223.768	446.011	886.488	1.321.315
%	0,67%	1,34%	2,67%	3,98%
Factor CVR	0,67	0,67	0,89	1,00



Tabla 4-5 Reducción de energía (kWh) para el alimentador 0525

Reducción de Energía				
Voltaje	1%	2%	3%	4%
kWh	123.109	245.503	487.563	726.710
%	0,69%	1,38%	2,74%	4,09%
Factor CVR	0,69	0,69	0,91	1,02

Es importante notar que los porcentajes de reducción de energía no varían con gran diferencia entre los alimentadores elegidos del área de estudio, esto se debe a que las demandas, perfiles de voltaje y principalmente la proporción similar por tipo de clientes en los alimentadores son parecidos. Los resultados muestran que la implementación de CVR sería efectiva, por ejemplo, el alimentador 0526 lograrían reducciones de hasta 1.321,32 MWh/año y en el alimentador 0525 es de 726,710 MWh/año (con un escenario CVR de 4% para ambos casos), se presenta además los factores CVR para cada caso.

En el alimentador 1421, los reguladores en cabecera van a operar oscilando alternadamente desde 2% al 4% de reducción de voltaje en cabecera, se ha hecho un análisis estadístico en base a los datos de simulación para cada escenario y se ha determinado que las horas anuales a las que va a operar por cada escenario CVR son como se muestran en la Tabla 4-6 (Por ejemplo: el CVR 4% operará el 77.03% del año, todos con un nivel de voltaje superior a 0.93 p.u.)

Tabla 4-6 Horas año de operación por escenario CVR

CVR (%)	Horas (%)
2	8,53
3	14,44
4	77,03

Como se ve en la Tabla 4-7 el 77,03% del tiempo se va a mantener el CVR en el 4%, hasta llegar al 8,53% del tiempo en el CVR 2%. Entonces la reducción de energía es de 321.654,1 kWh/año.



Tabla 4-7 Reducción promedio de energía (kWh) para el alimentador 1421

Reducción de Energía					
Voltaje	1%	2%	3%	4%	
kWh	63.517	141.121	280.331	349.392	
%	0,63%	1,39%	2,76%	3,44%	
Factor CVR	0,63	0,7	0,92	0,86	
% anual	-	8,53%	14,44%	77,03%	100,00%
KWh ahorrados	-	12.037,62	40.479,8	269.136,66	321.654,1

La Tabla 4-8 y la Tabla 4-9 nos muestran los resultados de las reducciones promedio de la demanda pico (kW) y su factor CVR de los alimentadores 0526 y 0525 respectivamente.

Tabla 4-8 Reducción promedio de demanda pico (kW) para el alimentador 0526

Reducción de Potencia				
Voltaje	1%	2%	3%	4%
kW	35	69	137	204
%	0,67%	1,34%	2,66%	3,97%
Factor CVR	0,67	0,67	0,89	0,99

Tabla 4-9 Reducción promedio de demanda pico (kW) para el alimentador 0525

Reducción de Potencia				
Voltaje	1%	2%	3%	4%
kW	22	45	89	132
%	0,69%	1,37%	2,72%	4,06%
Factor CVR	0,69	0,69	0,91	1,01

Como se ve en la Tabla 4-10 el 77,03% del tiempo se va a mantener el CVR en el 4%, hasta llegar al 8,53% del tiempo en el CVR 2%. Entonces la reducción promedio de potencia es de 53,6 kW.



Tabla 4-10 Reducción promedio de demanda pico (kW) para el alimentador 1421

Reducción de Potencia					
Voltaje	1%	2%	3%	4%	
kW	11	24	47	58	
%	0,62%	1,38%	2,73%	3,40%	
Factor CVR	0,62	0,69	0,91	0,85	Total
% anual	-	8,53%	14,44%	77,03%	100,00%
KW ahorrados	-	2,05	6,79	44,68	53,6

La Tabla 4-11 y la Tabla 4-12 nos muestran los resultados de las reducciones de pérdidas de energía anual (kWh) de los alimentadores 0526 y 0525 respectivamente.

Tabla 4-11 Reducción pérdidas de energía (kWh) para el alimentador 0526

Reducción de Pérdidas de Energía					
Voltaje	1%	2%	3%	4%	
kWh	2.720	5.395	10.622	15.673	
%	0,52%	1,03%	2,03%	3,00%	

Tabla 4-12 Reducción de pérdidas de energía (kWh) para el alimentador 0525

Reducción de Pérdidas de Energía					
Voltaje	1%	2%	3%	4%	
kWh	3.951	7.866	15.600	23.198	
%	0,95%	1,90%	3,76%	5,59%	

Como se ve en la Tabla 4-13 el 77,03% del tiempo se va a mantener el CVR en el 4%, hasta llegar al 8,53% del tiempo en el CVR 2%. Entonces la reducción de pérdidas de energía es de 17.050 kWh.



Tabla 4-13 Reducción de pérdidas de energía (kWh) para el alimentador 1421

Reducción de Pérdidas de Energía					
Voltaje	1%	2%	3%	4%	
kWh	2.761	7.512	14.879	18.512	
%	0,63%	1,70%	3,37%	4,20%	Total
% anual	-	8,53%	14,44%	77,03%	100,00%
KWh ahorrados	-	640,77	2.149	14.260	17.050

En la Tabla 4-14 se muestra el máximo ahorro de potencia, energía y reducción de pérdidas en el área de estudio, sabiendo que el alimentador 0525 y 0526 se da en el escenario CVR del 4% mientras que en el alimentador 1421 el CVR va a variar desde el 2%, 3% y 4% para tener un máximo ahorro.

Tabla 4-14 Reducción de Energía, Perdidas y Demanda de los alimentadores del área de estudio.

Alim.	CVR %	Red. Energía (kWh/año)	Red. pérdidas (kWh/año)	Red. promedio de potencia pico (kW)
525	4	726.710	23.198	132
526	4	1.321.315	15.673	204
1421	2-4	321.654	17.050	53,6
Total	-	2.369.679	55.921	390

Las Figura 4-7, Figura 4-8 y la Figura 4-9 muestran las reducciones promedio de la demanda pico de cada día típico para cada escenario de CVR .

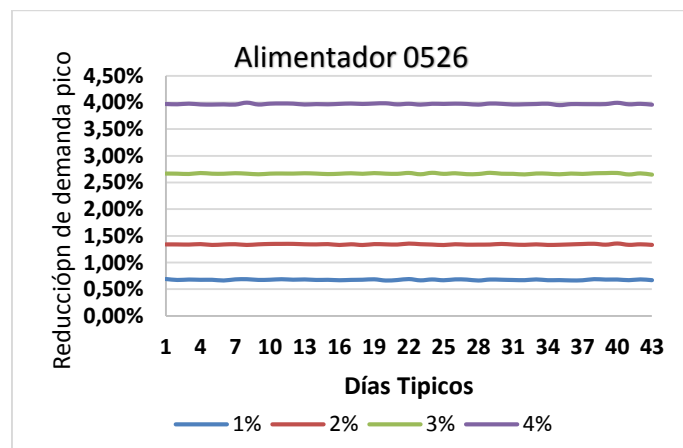


Figura 4-7 Reducción de la demanda pico de alimentador 0526 para los días típicos

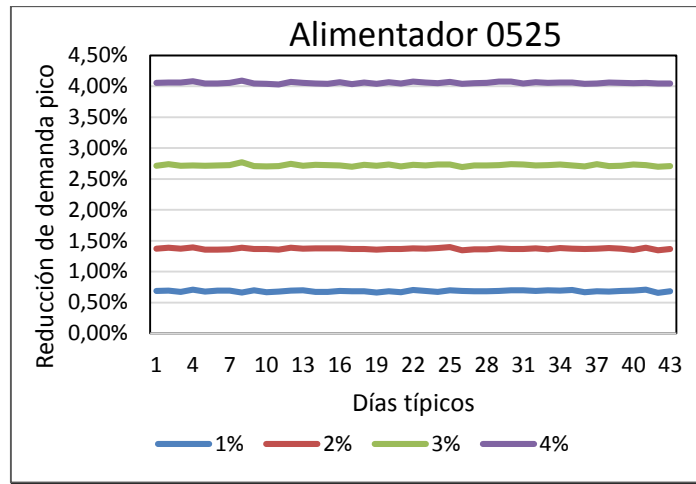


Figura 4-8 Reducción de la demanda pico alimentador 0525 días típicos

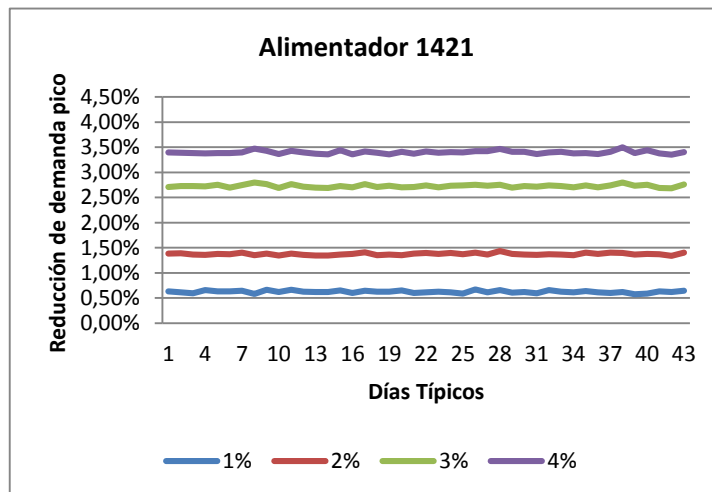


Figura 4-9 Reducción de demanda pico alimentador 1421 días típicos

A continuación se muestran los perfiles de carga a una variación de voltaje en los cuatro escenarios CVR (1%, 2%, 3% y 4%) de los alimentadores escogidos del área de estudio, Como se observa el efecto del CVR reduce la demanda en todas las horas del día pero su mayor reducción es en las horas de demanda máxima.

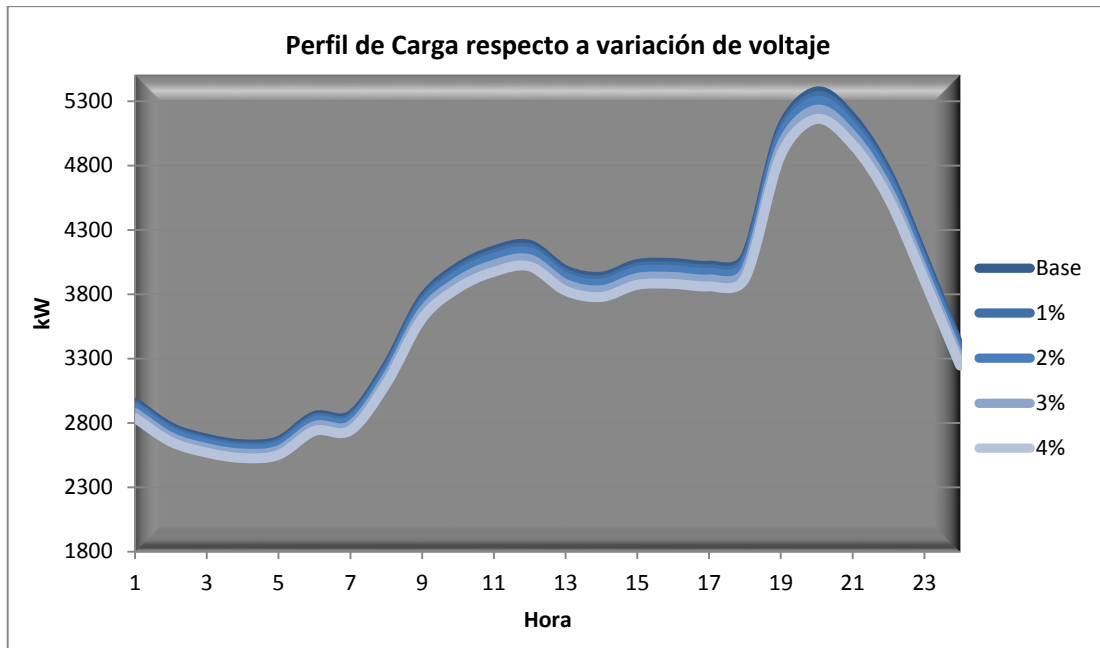


Figura 4-10 Perfil de carga con variación de voltaje del alimentador 0526

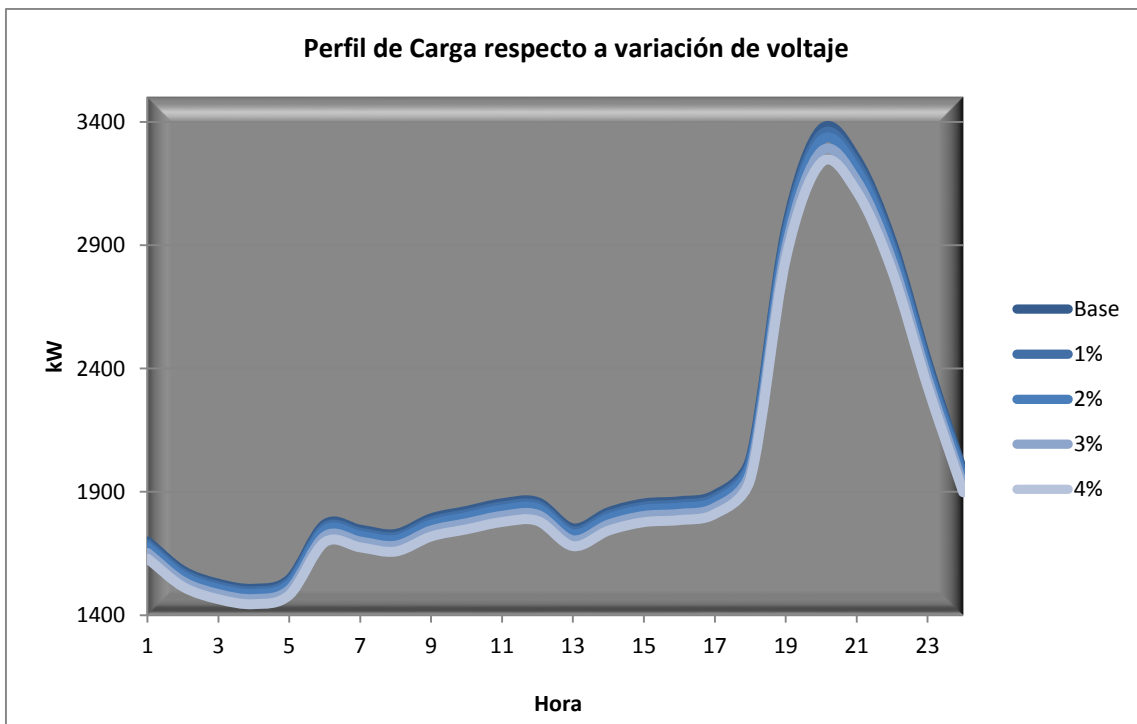


Figura 4-11 Perfil de carga con variación de voltaje del alimentador 0525

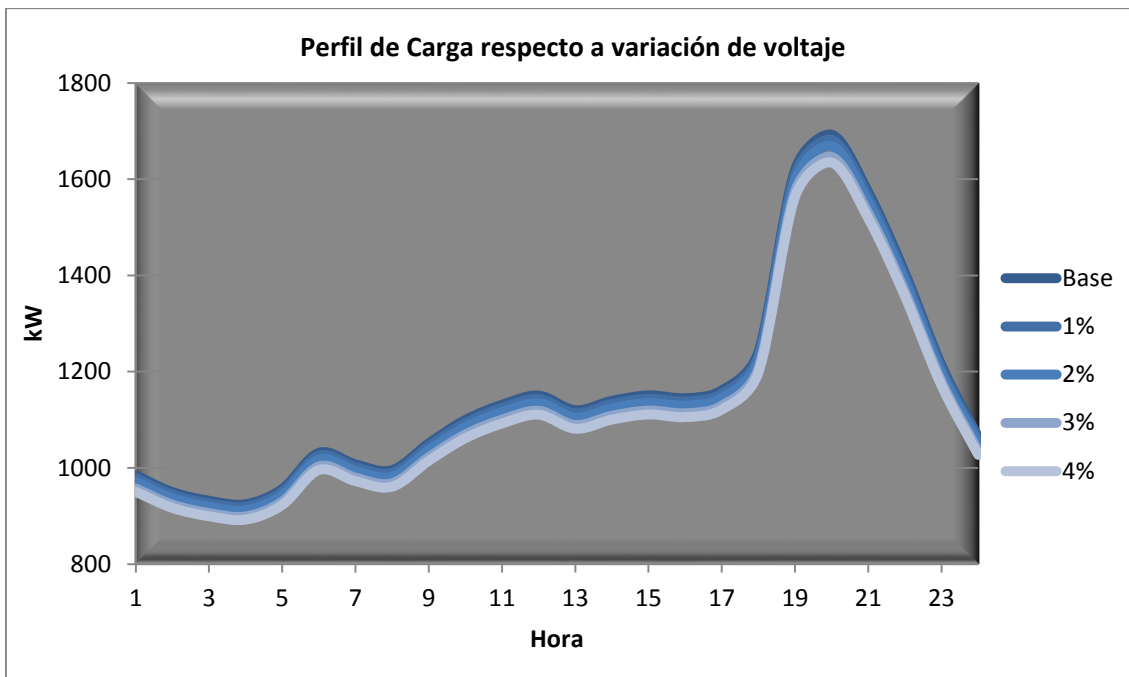


Figura 4-12 Perfil de carga con variación de voltaje del alimentador 1421



CAPITULO V

5. Análisis Costo/Beneficio

Para realizar el análisis económico, tomamos como base el informe del Departamento de Energía de los EUA el cual analiza los beneficios económicos resultantes de la aplicación CVR, éstos pueden ser clasificados en tres categorías [21]:

1. Valor de ahorro de energía y capacidad para la distribuidora.
2. Valor de ahorro de energía para los consumidores, y
3. Valor de reducción de emisiones de CO₂ para la sociedad.

Que se sustentan de la siguiente manera:

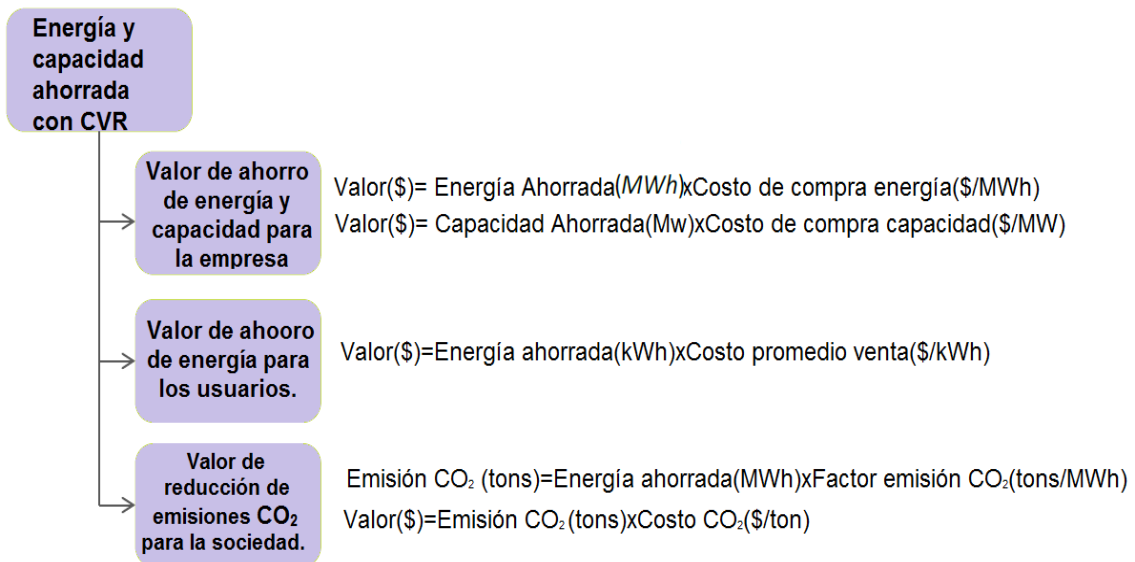


Figura 5-1 Energía y capacidad ahorrada con CVR [21]

Es de particular interés para la CENTROSUR, los beneficios percibidos directamente por los ítems 1 y 3.

El ítem 1 involucra la reducción promedio de la energía anual entregada por cada alimentador de distribución seleccionado del área de estudio y el costo medio de compra de energía de la CENTROSUR (valor promedio de 50.50 \$/MWh para el año 2013) para calcular la reducción anual de los egresos por concepto de compra de energía debidos a la implementación de CVR. Evidentemente esta reducción también está acompañada de una reducción en la energía vendida a



los usuarios finales (es decir de una reducción de los ingresos por concepto de venta de energía), la cual es generalmente compensada por los entes reguladores y/o gobiernos estatales o federales mediante incentivos para la implementación de medidas de ahorro energético. En el caso particular de CENTROSUR, el déficit tarifario actual (valor promedio de 14.9 \$/MWh para el año 2013) es un incentivo adicional para la implementación de medidas de ahorro energético y representa un ahorro neto para la compañía. Utilizando este análisis y los valores presentados en las tablas de resumen de cada alimentador en el Capítulo 4 es posible estimar estos beneficios.

Para obtener una estimación preliminar de los beneficios en el caso específico de el ítem 3, se pueden utilizar la reducción promedio de la energía anual entregada por cada alimentador de distribución del área piloto (valor promedio de 50.50 \$/MWh para el año 2013) y el factor de emisiones de CO₂ de Ecuador [22] (0.4597 ton/MWh) para calcular la reducción de emisiones de CO₂ (ton) debida a la implementación de CVR. Luego se puede estimar el beneficio anual del proyecto mediante el costo promedio de las emisiones evitadas de CO₂ (6.21 \$/ton) utilizado para comercializar Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL). Utilizando este análisis y los valores presentados en las tablas anteriores es posible estimar estos beneficios, los cuales son mostrados en la Tabla 5-1, Tabla 5-2 y Tabla 5-3. [3]

Tabla 5-1 Resumen económico Alimentador 525

Ahorro anual (\$/año)	Reducción de Voltaje			
	1%	2%	3%	4%
Compra de energía (50.5 \$/MWh)	\$6.217	\$12.398	\$24.622	\$36.699
Pérdidas de energía (50.5 \$/MWh)	\$200	\$397	\$788	\$1.172
Déficit tarifario (14.9 \$/MWh)	\$1.834	\$3.658	\$7.265	\$10.828
Cargo por Potencia (5,7 \$/kW)	\$1.530	\$3.057	\$6.069	\$9.045
Emisiones de CO2	\$351	\$701	\$1.392	\$2.075
Beneficio de cada escenario CVR	\$3.916	\$7.813	\$15.513	\$23.119



Tabla 5-2 Resumen económico Alimentador 526

Ahorro anual (\$/año)	Reducción de Voltaje			
	1%	2%	3%	4%
Compra de energía (50.5 \$/MWh)	\$11.300	\$22.524	\$44.768	\$66.726
Pérdidas de energía (50.5 \$/MWh)	\$137	\$272	\$536	\$791
Déficit tarifario (14.9 \$/MWh)	\$3.334	\$6.646	\$13.209	\$19.688
Cargo por Potencia (5,7 \$/kW)	\$2.364	\$4.707	\$9.342	\$13.923
Emisiones de CO2	\$639	\$1.273	\$2.531	\$3.772
Beneficio de cada escenario CVR	\$6.474	\$12.898	\$25.618	\$38.174

El Alimentador 1421 tiene un análisis especial puesto que, a una reducción de voltaje del 1% pueden trabajar los reguladores en cabecera en todo el año, mientras que para una reducción de voltaje del 2% al 4% los reguladores de voltaje van a estar en un periodo del 8,53% para una reducción de voltaje del 2%, 14,44% para un 3%, y 77,4% para un 4%. En la Tabla 5-3 se muestra el beneficio de cada escenario CVR, para una reducción de voltaje del 1% se tiene un beneficio de \$2.002 y un retorno de la inversión en 29,97 años, y manteniendo una reducción de voltaje entre el 2% a 4% un beneficio de \$ 10.243,61 con un retorno de la inversión de 5,68 años.

Tabla 5-3 Resumen económico Alimentador 1421.

Ahorro anual (\$/año)	Reducción de Voltaje				Beneficio Total
	1%	2%	3%	4%	
Compra de energía (50.5 \$/MWh)	\$3.208	\$7.127	\$14.157	\$17.644	
Pérdidas de energía (50.5 \$/MWh)	\$139	\$379	\$751	\$935	
Déficit tarifario (14.9 \$/MWh)	\$946	\$2.103	\$4.177	\$5.206	
Cargo por Potencia (5,7 \$/kW)	\$735	\$1.615	\$3.200	\$3.988	
Emisiones de CO2	\$181	\$403	\$800	\$997	
Beneficio de cada escenario CVR	\$2.002	\$4.500	\$8.929	\$11.126	
% anual		8,53%	14,44%	77,03%	
Beneficio obtenido		\$ 383,81	\$ 1.289,36	\$ 8.570,44	\$ 10.243,61
Retorno de la Inversión (años)	29,97	-	-	-	5,86

El mayor beneficio económico de todos los alimentadores escogidos del área de estudio es de \$ 71.538. En la Tabla 5-4 se muestra un resumen de económico de todos los alimentadores seleccionados del área de estudios para una reducción de voltaje del 4%, considerando que para el alimentador 1421 operará osciladamente del 2% al 4% en pasos de 1%.

Tabla 5-4 Resumen económico

Alim.	CVR %	Compra energía \$	Pérdidas energía \$	Déficit tarifario \$	Cargo potencia \$	Emisiones de CO2 \$	Beneficio total \$
525	4	36.699	1.172	10828	9045	2075	23.120
526	4	66.726	791	19688	13923	3772	38.174
1421	2 a 4	16.244	861	4792,65	3671,73	918,24	10.244
Beneficio total	-	119.669	2.824	35.309	26.640	6.765	71.538

Para el cálculo de retorno de la inversión en años se asumió una inversión inicial de \$60,000 por alimentador según el Sistema Oficial de Contratación Pública en el proceso No. SIE-CNELEOR-126-13 para la “ADQUISICIÓN Y MONTAJE DE REGULADORES DE VOLTAJE” tomando en cuenta que el precio del regulador como tal, sin IVA y sin considerar el equipo de control y costos de comunicación el costo por regulador monofásico es cercano a los 14.000 \$, se ha considerado que incluido el sistema de comunicación y protección bien bordeará los 20.000\$ por regulador monofásico en cabecera. Por lo tanto para calcular el tiempo del retorno de la inversión se tomará a este valor como referencia. La Tabla 5-5 se muestra el retorno de la inversión para los distintos escenarios CVR, notando que para los alimentadores 0526 y 0525 el menor tiempo de recuperación ocurre a una mayor reducción de tensión para su forma alternada y oscilada de operación del alimentador 1421, se recuperará en 5.86 años.

Tabla 5-5 Retorno de la inversión en área piloto.

Alim.	Retorno de la Inversión en años para escenarios CVR del :			
	1%	2%	3%	4%
525	15,3	7,7	3,9	2,6
526	9,3	4,7	3,9	2,6
1421	29,97	5.86		



CAPITULO VI

6. Conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros

- Los resultados demuestran que existen oportunidades de mejora y beneficios para la implementación del control integrado de tensión y potencia reactiva bajo el concepto CVR (Reducción Controlada de Tensión para reducción de demanda pico, energía entregada y pérdidas). Estas oportunidades requieren únicamente la regulación de voltaje en la cabecera de los alimentadores de distribución bajo el área de estudio. Debido a que el factor de potencia se encuentra dentro de los límites permitidos por la regulación, no existe la necesidad de ubicar equipos de compensación de potencia reactiva; a su vez, la ubicación de bancos no mejoró significativamente el perfil de voltaje en éste tipo de alimentadores predominantemente rurales.
- Un insumo importante para estimar los beneficios del CVR son los modelos de carga que representan la sensibilidad de la demanda ante la variación del voltaje; sin embargo, para el desarrollo de éste trabajo se utilizó un modelo de carga polinomial (ZIP) tomado de literatura especializada. Se recomienda que CENTROSUR desarrolle el modelo de carga por tipo de cliente en función de las características propias de la carga y hábitos de consumo. Este tipo de modelos son también utilizados para estudios dinámicos del sistema de distribución incluyendo la integración de generación distribuida.
- Los perfiles de energía fueron construidos a partir de curvas de carga de 12 meses y 4 días típicos (laborable, sábado, domingo y feriado), lo cual simplifica notablemente los cálculos del flujos de carga, sin perder la tendencia y estacionalidad del comportamiento de la carga, además los resultados no difieren significativamente del modelo completo (horario y por fase). Para lo cual se utilizaron al menos 3 medidores (en cabecera y en secciones estratégicas) para que la distribución de la carga aproxime a la realidad. Se recomienda que CENTROSUR utilice la mayor cantidad de este tipo de sensores a nivel de medio voltaje tomando en



consideración: la calidad de esta información, problemas de comunicación, operaciones de transferencia de carga de otros alimentadores, interrupciones del servicio etc. Cabe destacar que la información registrada por el sistema SCADA de las mediciones de cabecera, no es de por sí utilizable directamente, sino que debe implementarse un proceso metodológico que permita elaborar información de mayor valor agregado que los simples datos, que conjuntamente con curvas típicas de consumo por tipo de usuario permitan elaborar escenarios de demanda.

- El modelo de redes de distribución utilizado con CYME, contiene el detalle de clientes (todas las cuentas registradas en el sistema comercial) en cada una de las cargas, clasificadas en 3 tipos: residencial, comercial e industrial. Se utilizaron curvas de carga en p.u. para cada tipo de cliente en los 4 días típicos, dichas mediciones fueron obtenidas de una muestra representativa. Al contar con este modelo a nivel de cliente, se recomienda analizar si hay mejores beneficios utilizando otro método de distribución de carga, por ejemplo: el consumo en kWh en lugar de los kVAs conectados.
- Dentro de la simulación de los flujos de carga en cada uno de los esquemas se utilizó el método de caída de tensión equilibrada, sin embargo puede adaptarse la información de perfiles de energía por fase para realizar un análisis desequilibrado. Un análisis de flujo desequilibrado agrega mayor complejidad al procesar la información, lo cual probablemente no agregue un valor adicional a los resultados finales, con lo cual la recomendación más bien sería que las redes eléctricas de distribución estén lo más balanceadas posible previo al diseño del control integrado de tensión y potencia reactiva.
- Luego de analizar el caso base para dar un diagnóstico actual de cada alimentador, el objetivo planteado fue modificar el perfil de voltaje con la incorporación de equipos de regulación y control en ubicaciones estratégicas buscando enmarcarlo dentro de una banda aceptable para aplicar cada uno de los esquemas de regulación en cabecera (1%, 2%, 3% y 4%) sin violar los límites establecidos de voltaje para alimentadores urbanos ($\pm 8\%$) y rurales ($\pm 10\%$), incluyendo la caída de voltaje hasta el



cliente. Con lo cual las variables a optimizar y obtener sus beneficios, son la disminución de energía, potencia y pérdidas, tomando en cuenta las restricciones de voltaje y factor de potencia.

- El factor CVR obtenido en el área de estudio oscila desde 0.9% a 0.94% para una reducción de tensión en cabecera del 3% y 4% respectivamente, que es un rendimiento importante comparable con otros proyectos similares a nivel mundial, por ejemplo en [21] se muestra un factor CVR de 0.8.
- El CVR es considerado una estrategia de bajo costo, generalmente dentro de programas de eficiencia energética y gestión de la demanda, que proporciona grandes beneficios a las empresas distribuidoras. De los resultados del análisis costo beneficio se puede concluir que a medida que reducimos el voltaje, aumentan los beneficios por lo tanto reduce el tiempo de recuperación de la inversión. Una referencia de estos beneficios en empresas norteamericanas, de acuerdo a [23], detalla que los ingresos crecerán desde \$8.4 millones en el 2013 a \$776 millones para el 2022.
- Para la construcción de los escenarios de regulación de voltaje, se consideró los límites de voltaje definidos por el CONELEC para la subetapa 2 [5], puesto que estos valores son cercanos a los estándares internacionales (ANSI). Si se hubiera tomado como referencia los niveles de voltaje de la subetapa1, habría la posibilidad de construir más escenarios de regulación y los beneficios serían significativamente mayores. Se debe tener presente que esta fase de análisis es para planificar el diseño del esquema, es decir mostrar los potenciales beneficios; sin embargo en la aplicación misma del esquema durante la operación en tiempo real se decidirá el mejor escenario.
- Los siguientes pasos para la aplicabilidad de estos esquemas de control de tensión y potencia reactiva en la CENTROSUR luego de concluir la fase de planificación del diseño usando esta metodología propuesta, son la adquisición de equipos de regulación y su integración al SCADA. Se sugiere implementar inicialmente un esquema IVVC del tipo 2 (sección 2.4) una vez que esté operativo el sistema DMS del proveedor TELVENT y utilizando su algoritmo de control Volt/VAR de lazo cerrado de manera



centralizada en el centro del control de la CENTROSUR. Luego de un proceso de maduración, y con la información del sistema AMI, se podría en el mediano plazo llegar a un control del tipo 3, es decir, contando con una retroalimentación cerca del tiempo real de la sensibilidad del voltaje respecto a la carga.

- Como un futuro trabajo de investigación a partir de la presente tesis, se propone que para el diseño del control integrado de voltaje y potencia reactiva, debe analizarse el impacto de nuevas cargas en el modelo, como por ejemplo las cocinas de inducción, así como la incorporación de la generación distribuida.



7. Bibliografía

- [1] M. d. E. y. E. Renovables, «<http://www.energia.gob.ec/>,» [En línea]. Available: <http://www.energia.gob.ec/direccion-nacional-de-eficiencia-energetica/>. [Último acceso: 25 03 2014].
- [2] C. S. T. ENERGÍA, «<http://www.centrosur.com.ec/?q=node/12>,» [En línea]. Available: <http://www.centrosur.com.ec/?q=node/12>. [Último acceso: 24 03 2014].
- [3] QUANTA TECHNOLOGY, «Distribution Automation Planning (Reporte Final: Documento número: 12D030-RPT-3),» Raleigh, NC 27607, 2013.
- [4] T. A. Short, ELECTRIC POWER DISTRIBUTION EQUIPMENT AND SYSTEMS, Boca Raton, FL 33487-2742: CRC Press, 2006.
- [5] CONELEC, «Regulación No. CONELEC - 004/01,» Quito, 2001.
- [6] wiki, «<http://wiki.powerdistributionresearch.com/>,» 01 03 2011. [En línea]. Available: http://wiki.powerdistributionresearch.com/index.php?title=Volt_and_Var_Control_and_Optimisation. [Último acceso: 18 03 2014].
- [7] T. Weaver, «American Electric Power's Experience with Volt/Var Optimization,» Nashville, 2013.
- [8] Fundación Wikimedia, Inc., «Wikipedia, la enciclopedia libre.,» [En línea]. Available: http://es.wikipedia.org/wiki/Fibra_%C3%B3ptica. [Último acceso: 24 03 2014].
- [9] L. D. G. Lagos, Efectividad de baja de tensión en distribución como medida de disminución de demanda de energía eléctrica, Santiago de Chile: Universidad de Chile, 2009.



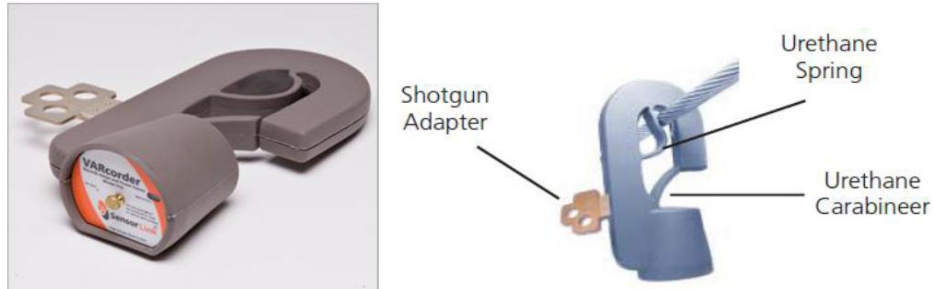
- [10] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, Evaluation of Conservation Voltage Reduction (CVR) on a National Level, Port Royal Rd., Springfield: PACIFIC NORTHWEST NATIONAL LABORATORY, 2010.
- [11] M. B. B. M. C. B. J. L. Agüero, Voltage depending Load Models. Validation by Voltage Step Test., Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- [12] H. L. Willis, Power Distribution Planning Reference Book, New York: Marcel Dekker Inc., 2004.
- [13] J. Zaruma y D. Blacio, «Análisis de Confiabilidad del Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A.,» Cuenca, 2012.
- [14] «CYME,» [En línea]. Available: <http://www.cyme.com/es/software/cymdist/>. [Último acceso: 14 2 2014].
- [15] «CYME INTERNATIONAL T & D,» [En línea]. Available: <http://www.cyme.com/es/software/cymdist/>. [Último acceso: 18 02 2014].
- [16] T. Taylor, «Modelización del comportamiento,» 2012.
- [17] CVR STANDARD M&V PROTOCOL #1, RTF CVR Subcommittee, 2012.
- [18] Electric Power Research Institute, "Volt/VAR Control and Optimization Concepts and Issues," 2012.
- [19] B. W. B. F. I. V. John D.McDonald, «Distribución Systems, Substations, and Integration of Distributed Generation,» 2013.
- [20] J.J.Burker, «Power Distribution Engineering: Fundamentals and Applications,» CRC Press, 1994.
- [21] U. D. o. Energy, «<http://www.smartgrid.gov/>,» [En línea]. Available: <http://www.smartgrid.gov/sites/default/files/Distribution%20System%20Energy%20Efficiency%2017Nov11.pdf>. [Último acceso: 14 03 2014].



- [22] MEER, M. d. Ambiente, CONELEC y Cenace, «Informe 2012 Factor de Emisión del SNI del año 2012,» 2012.
- [23] N. Research, «Conservation Voltage Reduction Market in North America,» 2014.

8. Anexos

8.1. Anexo 1 Equipo de medición



Model Number: 6-910-3

Kit Components: 3 Varcorders, IrDA Serial Cable, Softlink Software, Soft Carrying Case

Range of Operation

Voltage: 69kV

Current: 1 to 2000A

Sensor Opening: Up to 1.3 in (up to 3.3cm)

Resolution

Amps 1 to 99.9A: 0.1^a

Amps 100 to 2000 A: 1^a

Power Factor +.80 to -.80: .01

Accuracy: $\pm 1\% \pm 2$ counts

Frequency: 60 Hz (57 to 63 Hz) or 50 Hz (47 to 53 Hz) Models Available

Mechanical

Weight: 1.5 lbs. (.68kg)

Dimensions: 9.75 in x 4.75 in x 3 (24.77 cm x 12.07 cm x 7.62 cm)



Operating Temperature: -4 to +140 degrees F (-20 to +60 degrees C)

Hotstick mounting: Shotgun Style Hotstick

Battery: 9 volt alkaline

Software Requirements

Processor: 100 Mhz or Higher (200 Mhz or Higher Recommended)

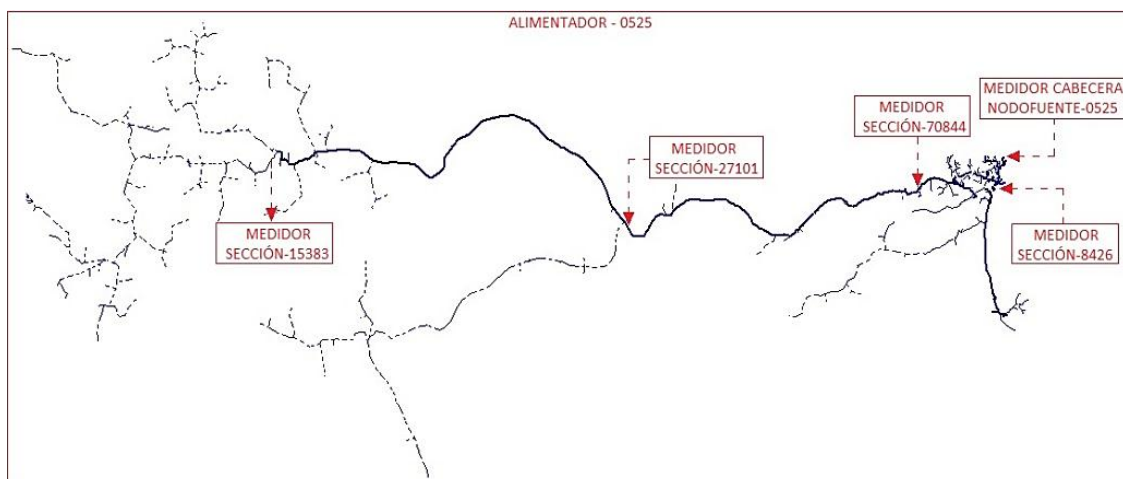
RAM: 32 MB, 64 Recommended

Drive Space: 15 MB to load software, 10 MB of Operating Space

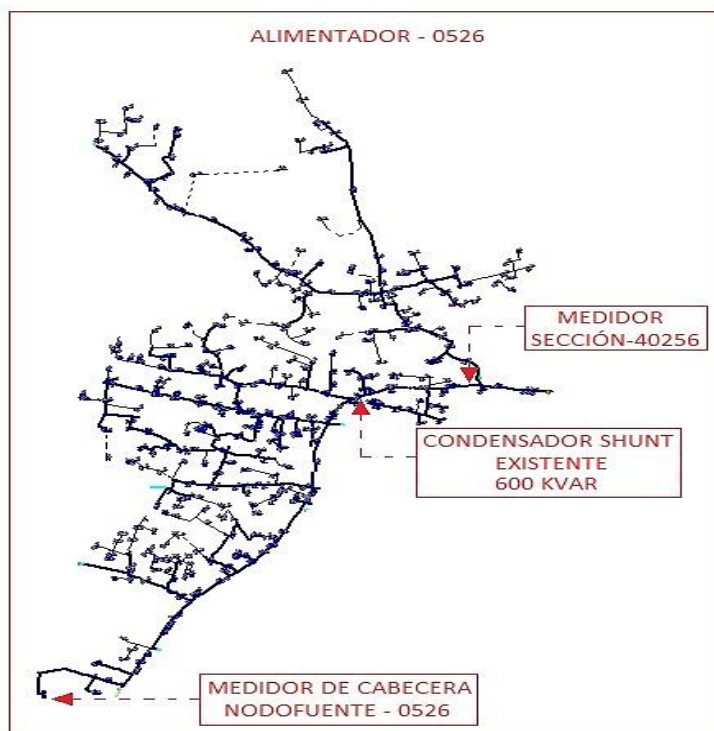
8.2. Anexo 2 Ubicación de medidores

Los datos de medición en los alimentadores, resultaron de la ubicación de los VARcorder en tramos de línea de medio voltaje como se muestra en cada imagen.

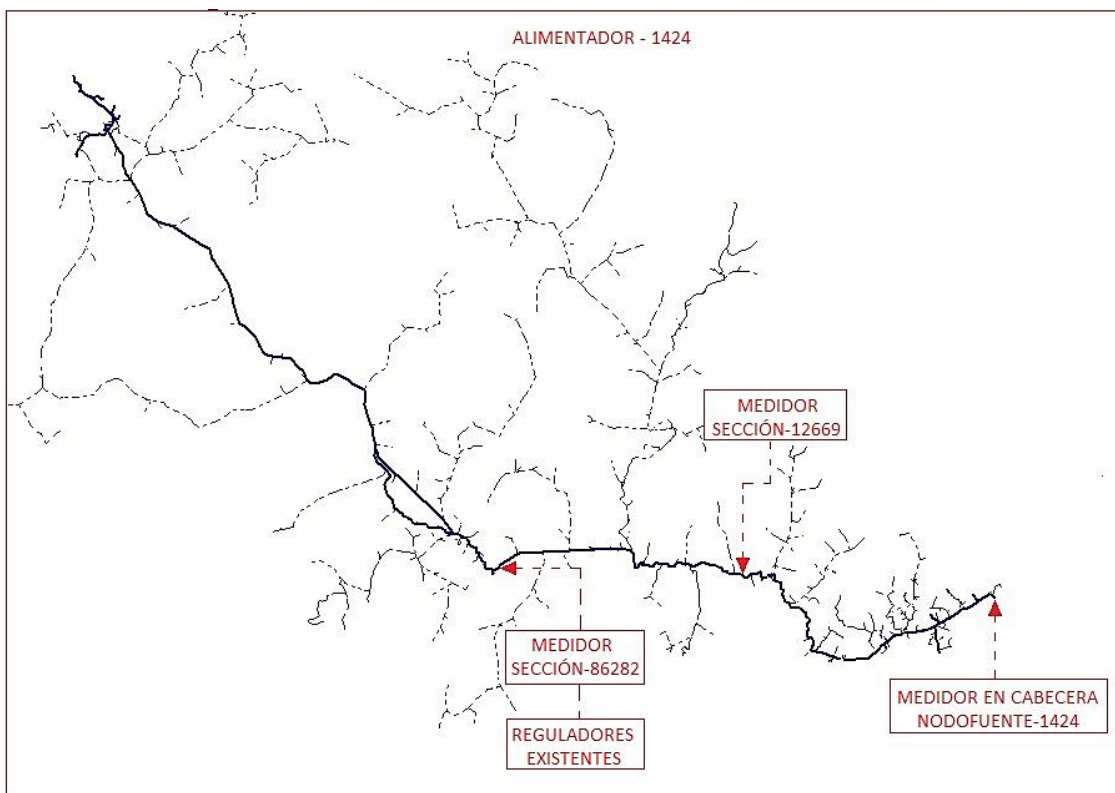
Alimentador 0525



Alimentador 0526

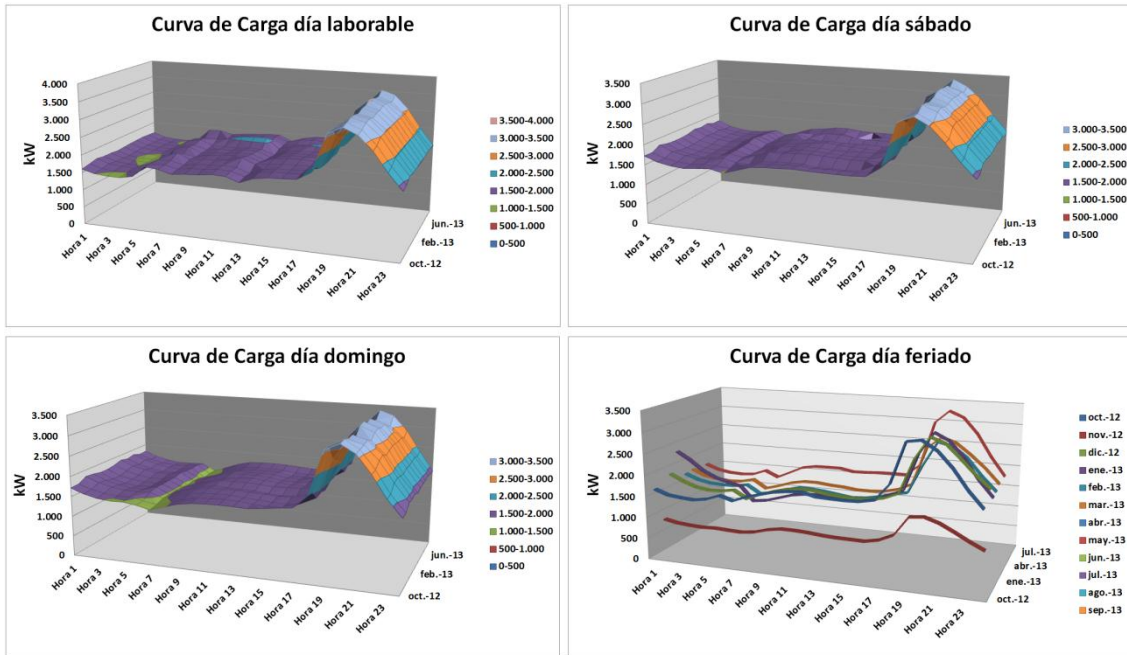


Alimentador 1424

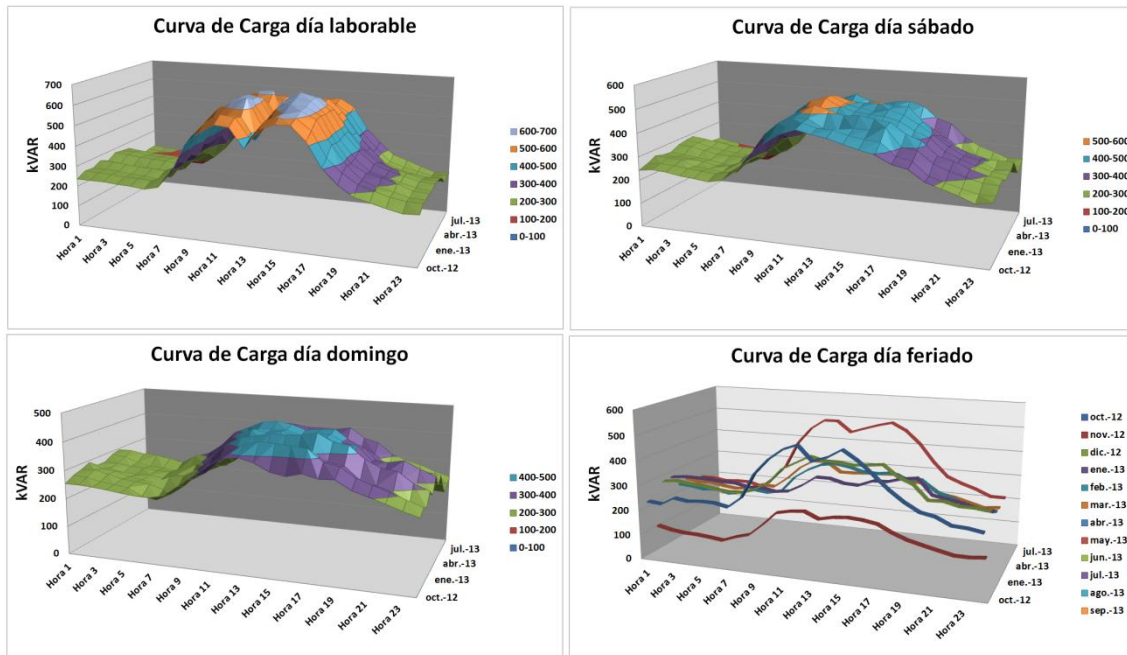


8.3. Anexo 3 Curvas de carga en cabecera

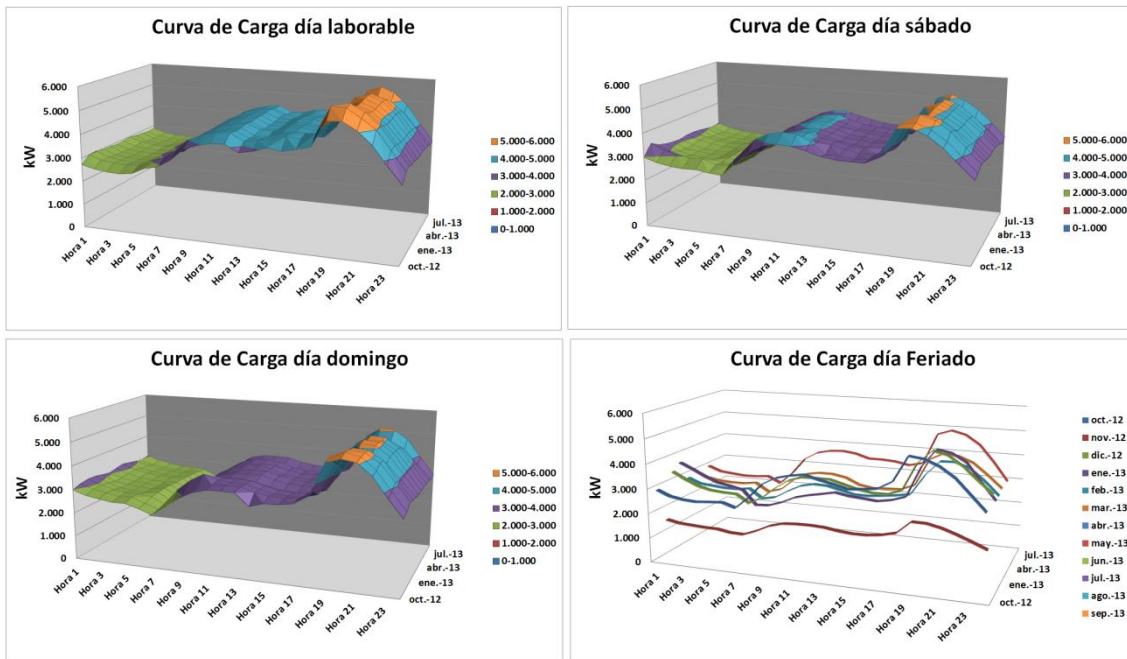
Potencia activa



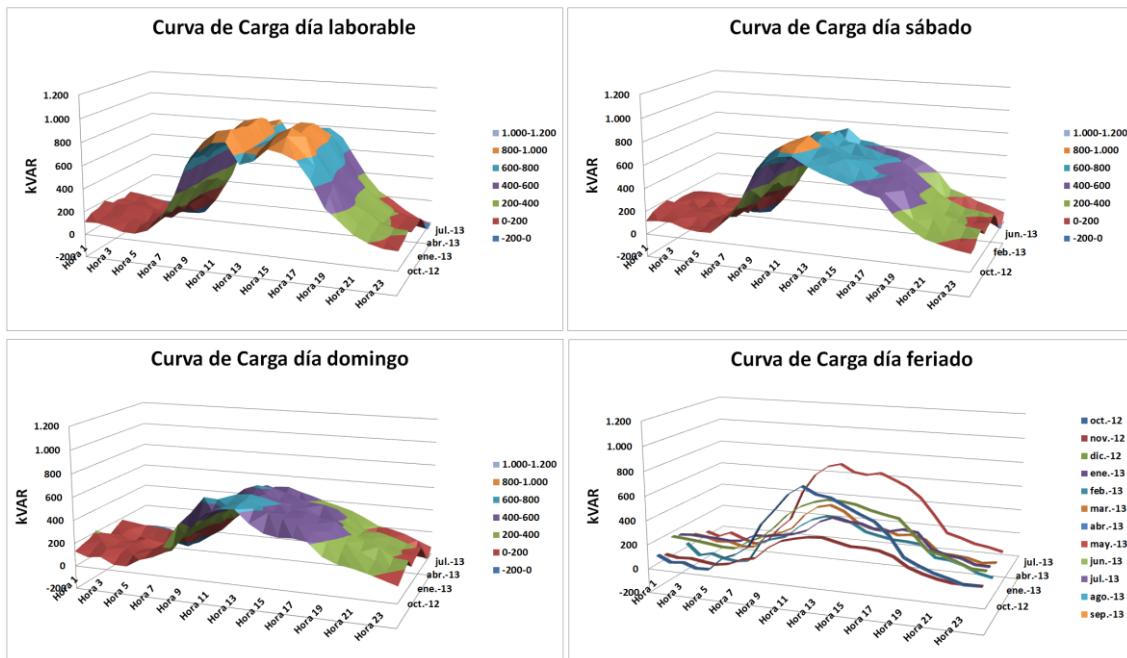
Curvas de carga de potencia activa (kW) en cabecera del alimentador 0525



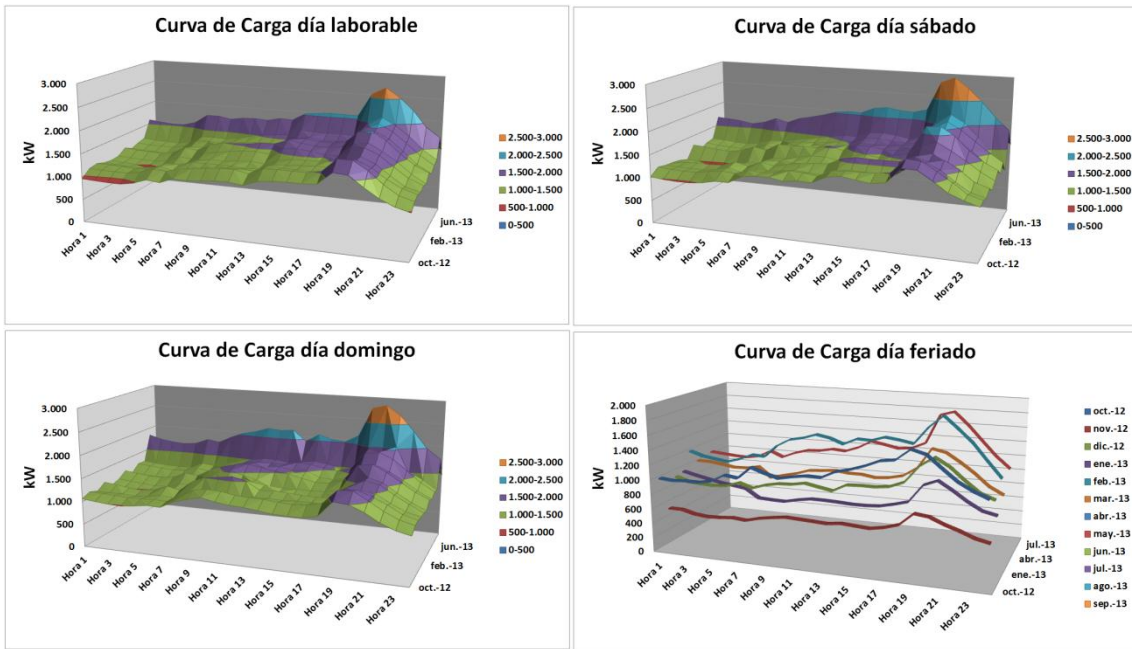
Curvas de carga de potencia reactiva (kVAR) en cabecera del alimentador 0525



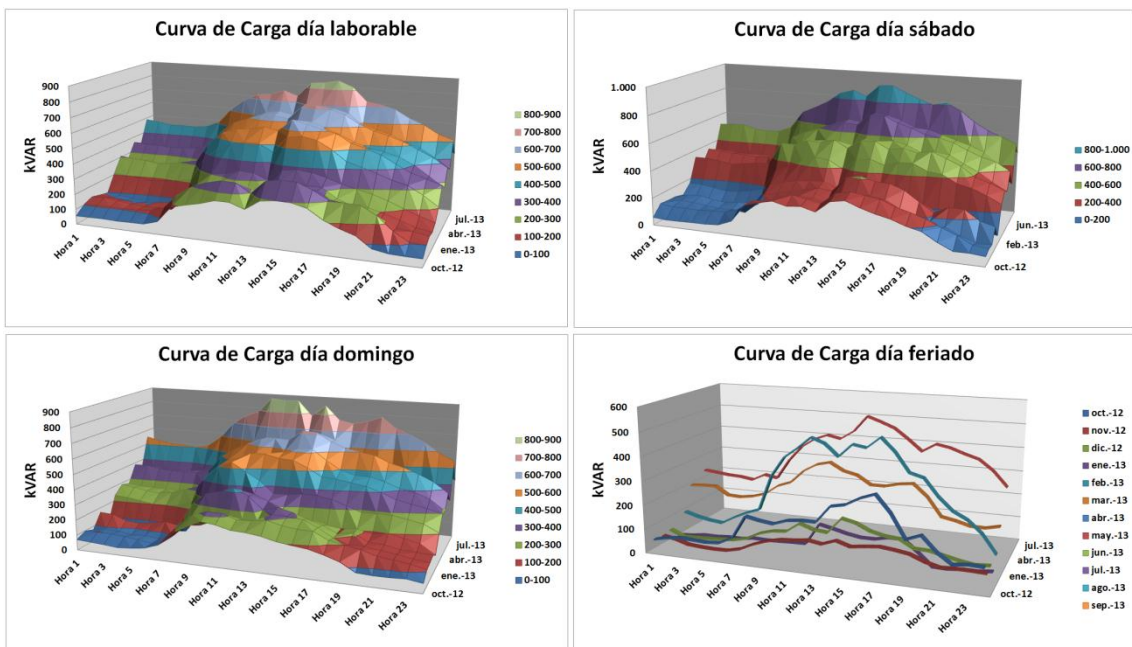
Curvas de carga de potencia activa (kW) en cabecera del alimentador 0526



Curvas de carga de potencia reactiva (kVAR) en cabecera del alimentador 0526



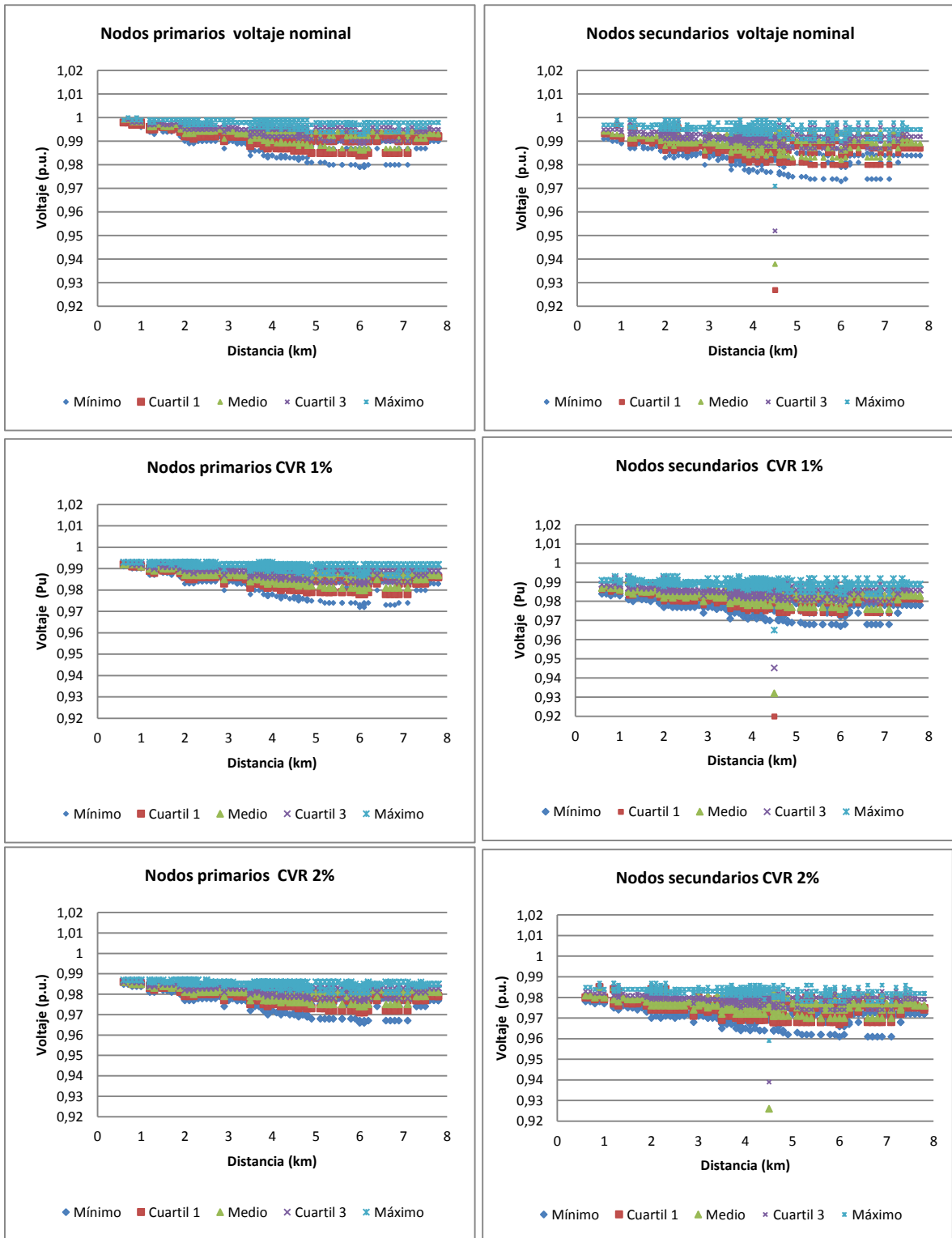
Curvas de carga de potencia activa (kW) en cabecera del alimentador 1424.

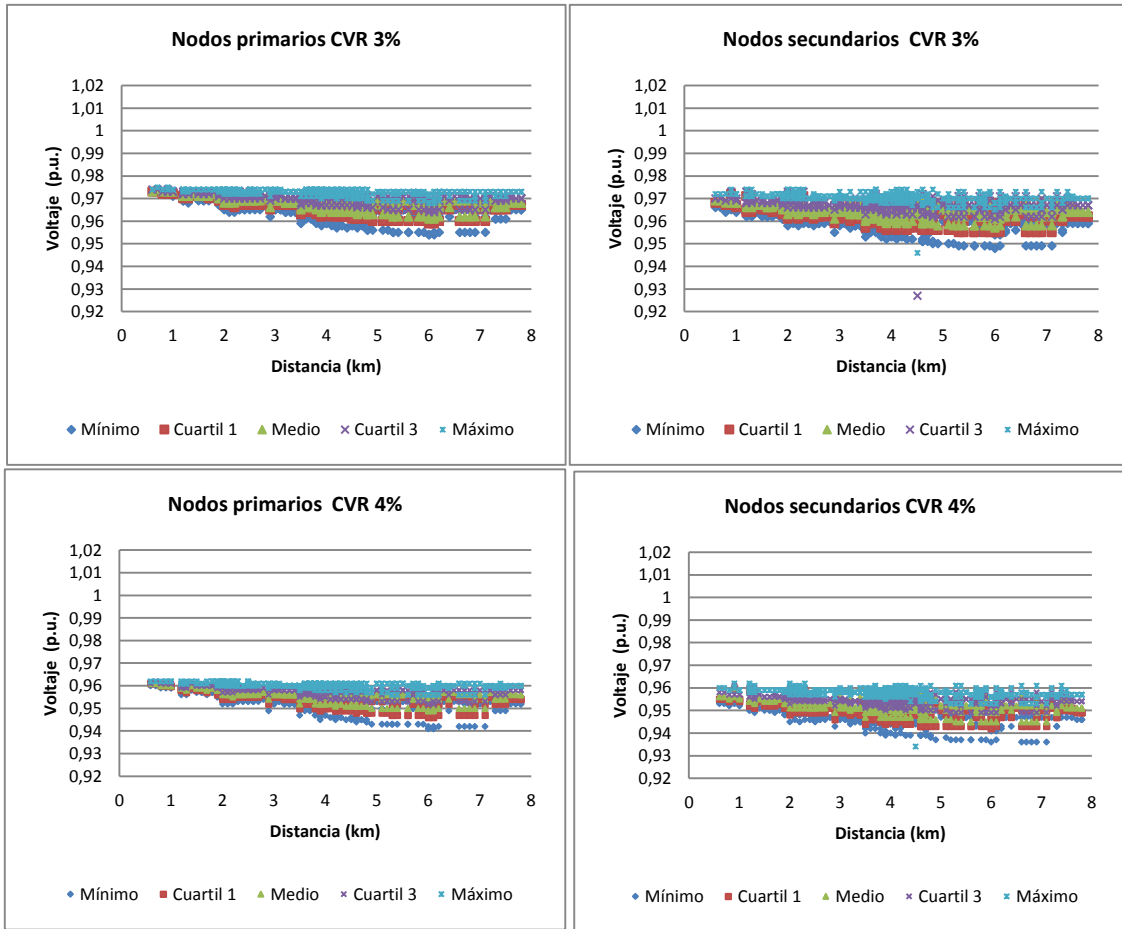


Curvas de carga de potencia reactiva (kVAR) en cabecera del alimentador 1424

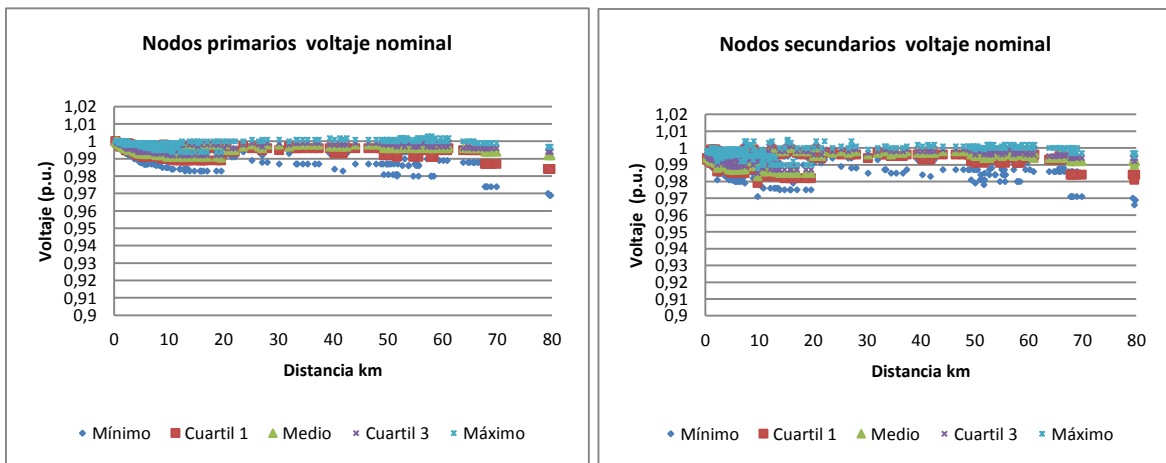
8.4. Anexo 4 Perfiles de voltaje del caso base y CVR

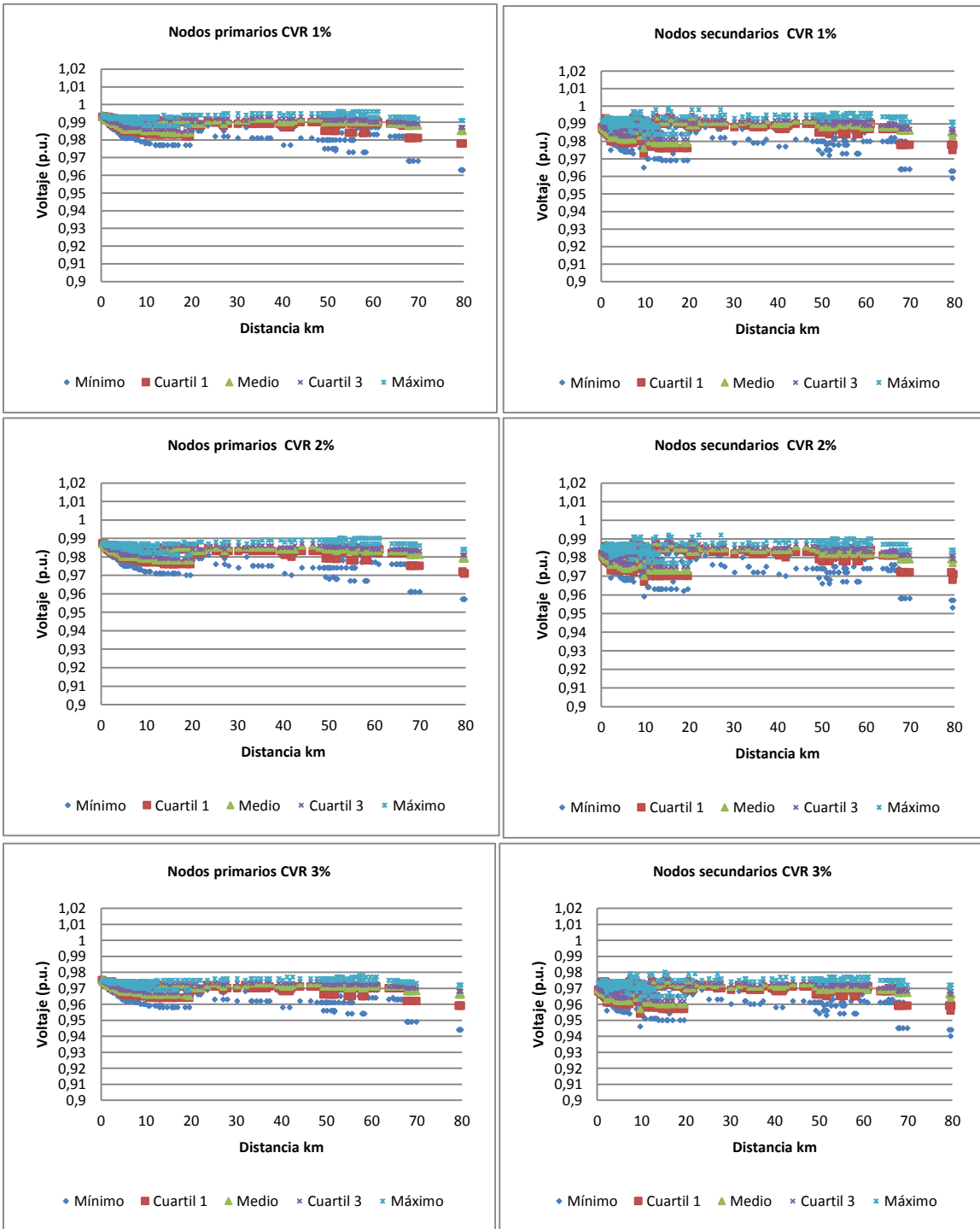
Alimentador 526

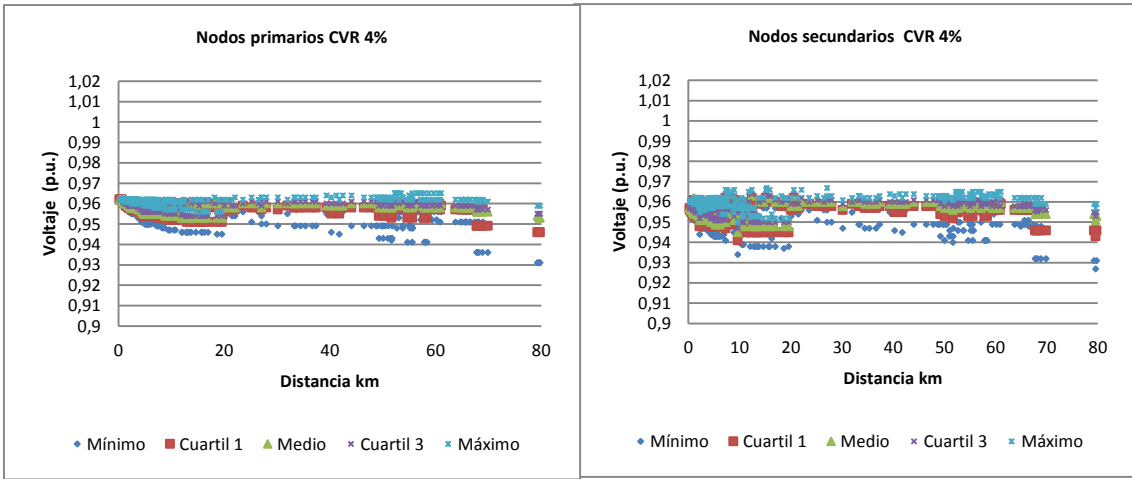




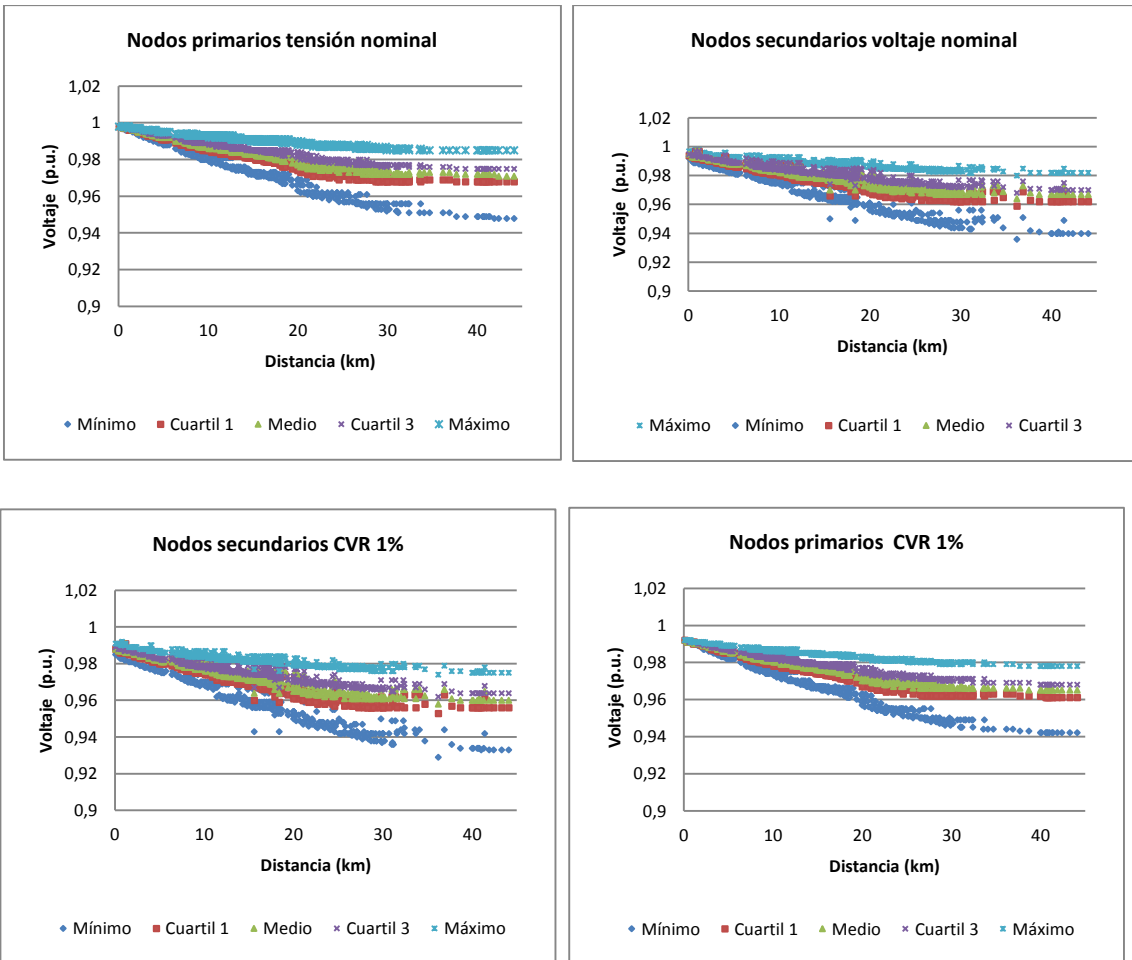
Alimentador 0525

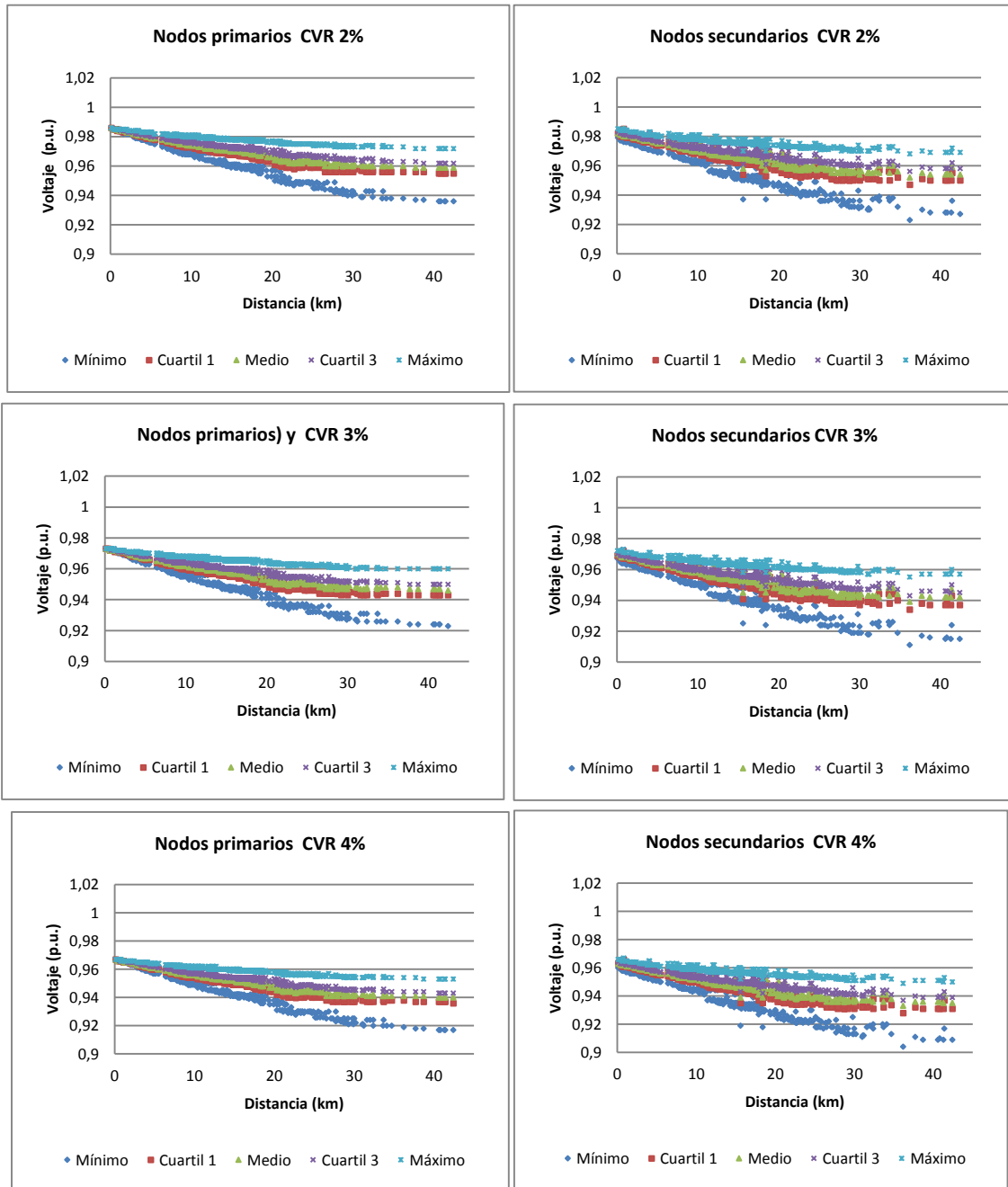




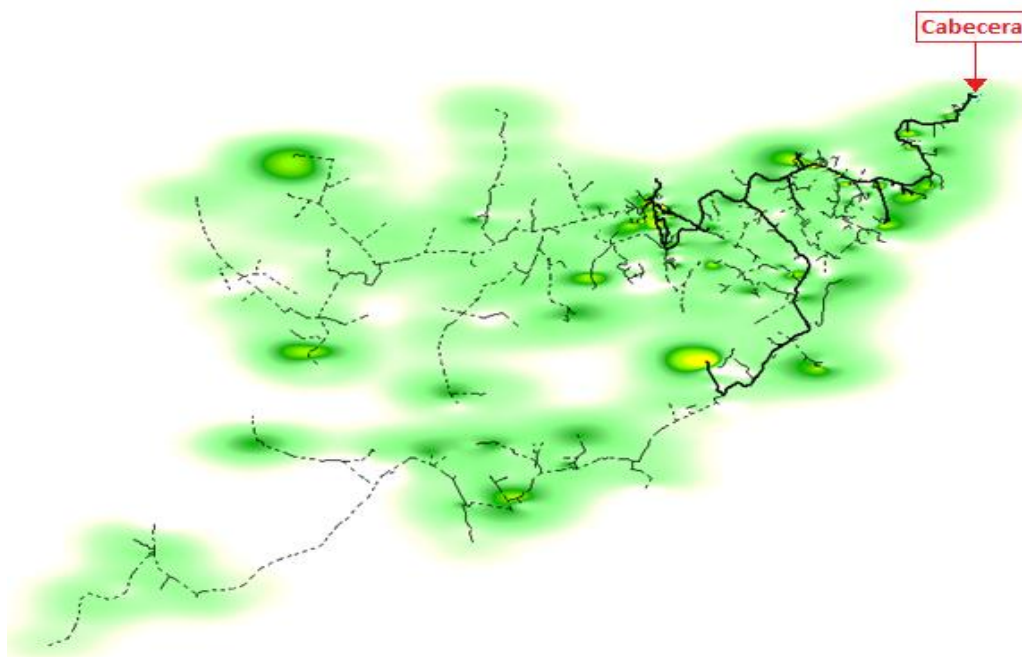


Alimentador 1421

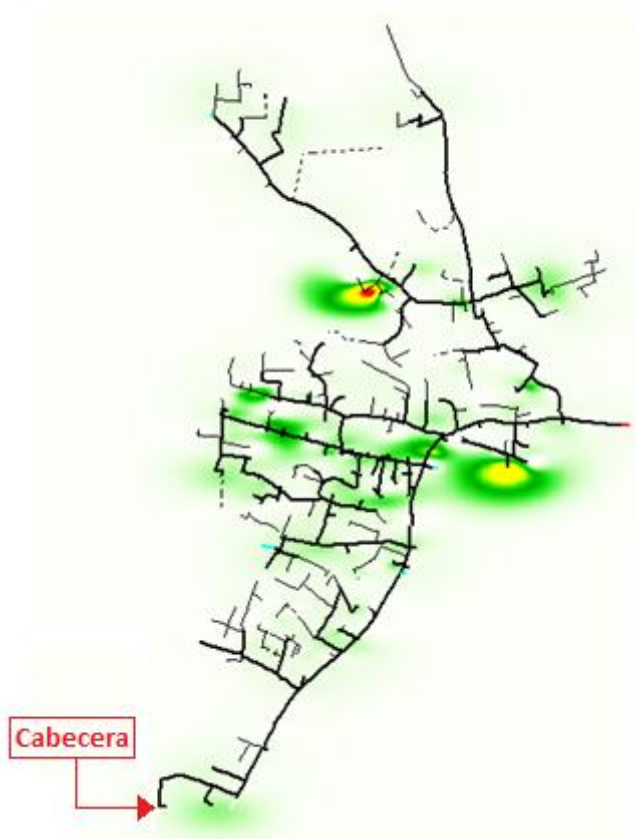




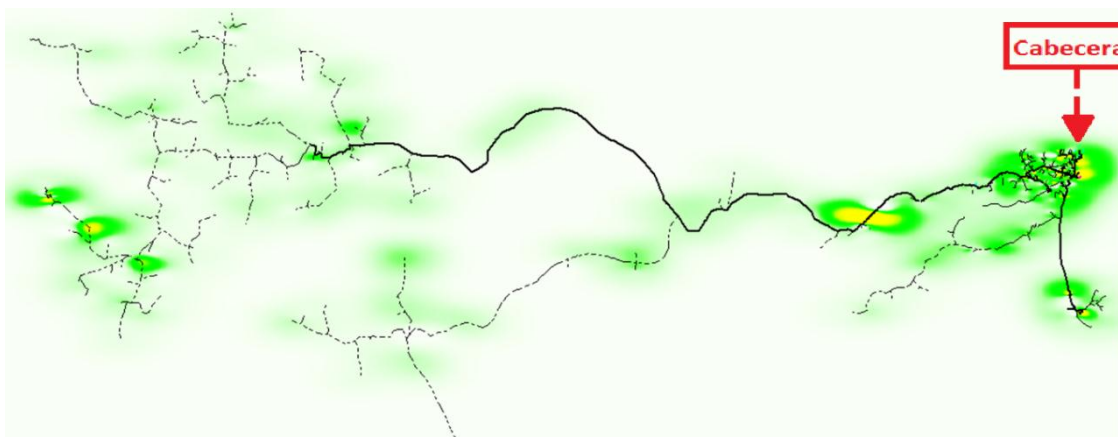
8.5. Anexo 5 Densidad de carga los alimentadores



Densidad de carga del alimentador 1421



Densidad de carga alimentador 0526



Densidad de carga alimentador 0525

8.6. Anexo 6 Tablas de resultados.

Tablas de resultados de perfiles de Voltaje

Fecha	Hora	10296_MTA	10307_MTA	1043_MTA	107755_MTA	111020_MTA	112557_MTA	11339_MTA	115126_MTA	11641_MTA	11688_MTA	11704_MTA	1199_MTA	1200_MTA	1203_MTA	1211_MTA	1214_MTA
12-feb.-13	3	0,998	0,998	0,998	0,997	0,999	0,997	0,999	0,995	0,997	0,997	0,998	0,999	0,999	0,997	0,999	0,998
12-feb.-13	4	0,998	0,998	0,998	0,997	0,999	0,997	0,999	0,995	0,997	0,998	0,998	0,999	0,999	0,997	0,999	0,998
12-feb.-13	5	0,998	0,998	0,998	0,997	0,999	0,997	0,998	0,995	0,997	0,997	0,998	0,999	0,999	0,997	0,999	0,998
12-feb.-13	6	0,998	0,998	0,998	0,997	0,999	0,997	0,998	0,995	0,997	0,997	0,998	0,999	0,999	0,997	0,999	0,998
12-feb.-13	7	0,998	0,998	0,998	0,997	0,999	0,997	0,997	0,996	0,997	0,997	0,998	0,999	0,999	0,997	0,999	0,998
12-feb.-13	8	0,998	0,998	0,998	0,996	0,999	0,997	0,997	0,995	0,997	0,997	0,998	0,999	0,999	0,997	0,999	0,998
12-feb.-13	9	0,997	0,997	0,998	0,996	0,999	0,997	0,997	0,995	0,996	0,996	0,998	0,999	0,999	0,996	0,999	0,998
12-feb.-13	10	0,997	0,997	0,998	0,996	0,999	0,996	0,997	0,994	0,996	0,996	0,997	0,998	0,998	0,996	0,998	0,998
12-feb.-13	11	0,997	0,997	0,998	0,996	0,999	0,996	0,998	0,994	0,995	0,996	0,997	0,998	0,998	0,996	0,998	0,998
12-feb.-13	12	0,997	0,997	0,998	0,996	0,999	0,996	0,997	0,994	0,995	0,995	0,997	0,998	0,998	0,996	0,998	0,998
12-feb.-13	13	0,997	0,997	0,998	0,996	0,999	0,996	0,997	0,994	0,995	0,996	0,997	0,998	0,998	0,996	0,998	0,998
12-feb.-13	14	0,997	0,997	0,998	0,996	0,999	0,996	0,998	0,994	0,995	0,996	0,997	0,998	0,998	0,996	0,998	0,998
12-feb.-13	15	0,997	0,997	0,998	0,996	0,999	0,996	0,998	0,994	0,996	0,996	0,997	0,998	0,998	0,996	0,998	0,998
12-feb.-13	16	0,997	0,997	0,998	0,996	0,999	0,996	0,998	0,994	0,996	0,996	0,997	0,998	0,998	0,996	0,998	0,998
12-feb.-13	17	0,997	0,997	0,998	0,996	0,999	0,996	0,997	0,994	0,995	0,996	0,997	0,998	0,998	0,996	0,998	0,998
12-feb.-13	18	0,997	0,997	0,998	0,996	0,999	0,996	0,997	0,994	0,995	0,996	0,997	0,998	0,998	0,996	0,998	0,998
12-feb.-13	19	0,996	0,996	0,997	0,994	0,998	0,994	0,996	0,991	0,992	0,993	0,996	0,998	0,998	0,994	0,998	0,997
12-feb.-13	20	0,995	0,995	0,997	0,993	0,998	0,994	0,996	0,991	0,992	0,992	0,996	0,998	0,998	0,993	0,998	0,996
12-feb.-13	21	0,995	0,995	0,997	0,993	0,998	0,994	0,996	0,991	0,992	0,992	0,996	0,998	0,998	0,993	0,998	0,996
12-feb.-13	22	0,996	0,996	0,997	0,994	0,999	0,994	0,997	0,992	0,993	0,993	0,996	0,998	0,998	0,994	0,998	0,997
12-feb.-13	23	0,997	0,997	0,998	0,995	0,999	0,995	0,998	0,993	0,994	0,995	0,997	0,998	0,998	0,995	0,998	0,997
12-feb.-13	24	0,997	0,997	0,998	0,996	0,999	0,996	0,998	0,994	0,996	0,996	0,997	0,999	0,999	0,996	0,999	0,998
	Mínimo	0,995	0,995	0,997	0,993	0,998	0,993	0,995	0,99	0,991	0,992	0,995	0,998	0,997	0,993	0,997	0,996
	Cuartil 1	0,997	0,997	0,998	0,995	0,999	0,995	0,997	0,993	0,994	0,995	0,997	0,998	0,998	0,995	0,998	0,998
	Medio	0,997	0,997	0,998	0,996	0,999	0,996	0,998	0,994	0,995	0,996	0,997	0,998	0,998	0,996	0,998	0,998
	Cuartil 3	0,998	0,998	0,998	0,996	0,999	0,997	0,998	0,995	0,996	0,997	0,998	0,999	0,999	0,996	0,999	0,998
	Máximo	0,999	0,999	0,999	0,998	1	0,998	1	0,998	1	1	1	0,999	0,999	0,999	0,998	0,999

Los resultados de perfiles de voltaje se configuraron para que muestren el voltaje en cada nodo primario del alimentador durante las 1032 horas y así obtener un perfil de voltaje de las medidas estadísticas (cuartiles) por cada nodo primario, de igual manera se realizó para los nodos secundarios.

Tabla de resumen de resultados de potencia máxima (kW), energía diaria (kWh) y factor de potencia promedio

Fecha	Curva Carga				Energía diaria (kWh)					Demanda Máxima (kW)					Reactivos diarios (kVARh)					Pérdidas diarias (kWh)					Factor Potencia promedio				
	Año	Mes	Tipo Día	Días	Base	1%	2%	3%	4%	Base	1%	2%	3%	4%	Base	1%	2%	3%	4%	Base	1%	2%	3%	4%	Base	1%	2%	3%	4%
1-ene.-13	2012	9	WEEKDAY	22	48059	47726	47393	46739	46092	3355	3332	3309	3264	3219	8784	8765	8746	8707	8672	1125	1114	1104	1083	1062	97,9	97,9	97,9	97,8	97,8
2-ene.-13	2012	9	SATURDAY	4	46093	45773	45456	44827	44207	3177	3155	3133	3090	3048	7899	7884	7871	7842	7819	1103	1092	1082	1060	1040	98,3	98,3	98,2	98,2	98,2
3-ene.-13	2012	9	SUNDAY	4	45134	44820	44509	43895	43284	3277	3255	3232	3188	3144	7300	7287	7281	7264	7243	1097	1086	1075	1054	1034	98,5	98,5	98,5	98,4	98,4
4-ene.-13	2012	9	HOLIDAY	1	47832	47500	47172	46519	45875	3234	3211	3189	3146	3102	8180	8161	8148	8116	8090	1121	1110	1100	1078	1058	98,3	98,3	98,3	98,2	98,2
5-ene.-13	2012	10	WEEKDAY	21	48931	48592	48256	47587	46928	3387	3364	3341	3295	3250	9416	9392	9370	9326	9277	1137	1126	1116	1094	1074	97,7	97,7	97,7	97,7	97,6
6-ene.-13	2012	10	SATURDAY	4	45972	45656	45341	44711	44096	3166	3144	3123	3080	3038	8227	8211	8198	8166	8137	1103	1092	1082	1061	1040	98,1	98,1	98,1	98,1	98,0
7-ene.-13	2012	10	SUNDAY	4	45432	45111	44800	44180	43568	3306	3283	3261	3216	3172	7796	7786	7771	7748	7723	1105	1095	1084	1063	1042	98,3	98,3	98,3	98,2	98,2
8-ene.-13	2012	10	HOLIDAY	2	22573	22414	22256	21938	21633	1516	1506	1495	1474	1454	3835	3847	3860	3884	3906	932	922	911	890	870	98,3	98,3	98,3	98,2	98,1
9-ene.-13	2012	11	WEEKDAY	19	49247	48905	48566	47894	47231	3436	3412	3389	3343	3297	9359	9337	9313	9268	9224	1141	1131	1120	1099	1078	97,8	97,7	97,7	97,7	97,7
10-ene.-13	2012	11	SATURDAY	5	46674	46351	46028	45393	44766	3292	3270	3247	3203	3159	8549	8528	8513	8475	8446	1115	1104	1093	1072	1051	98,0	98,0	97,9	97,9	97,9
11-ene.-13	2012	11	SUNDAY	5	45929	45610	45293	44669	44048	3249	3227	3205	3161	3118	7578	7567	7557	7537	7515	1103	1092	1081	1060	1039	98,4	98,4	98,4	98,4	98,3
12-ene.-13	2012	11	HOLIDAY	2	46402	46079	45757	45125	44502	3168	3146	3124	3081	3039	8155	8140	8125	8095	8067	1108	1098	1087	1066	1045	98,2	98,2	98,2	98,2	98,1
13-ene.-13	2013	0	WEEKDAY	22	49679	49332	48993	48314	47647	3427	3403	3380	3334	3288	9918	9891	9866	9814	9763	1148	1137	1126	1105	1084	97,6	97,6	97,6	97,5	97,5
14-ene.-13	2013	0	SATURDAY	4	47644	47312	46983	46314	45695	3264	3242	3219	3175	3132	8938	8919	8901	8858	8825	1126	1115	1105	1083	1063	98,0	98,0	97,9	97,9	97,9
15-ene.-13	2013	0	SUNDAY	4	46304	45984	45667	45033	44409	3266	3244	3221	3177	3134	8394	8375	8361	8329	8295	1113	1102	1091	1070	1050	98,2	98,2	98,1	98,1	98,1
16-ene.-13	2013	0	HOLIDAY	1	45730	45411	45098	44472	43859	3199	3177	3155	3112	3069	7369	7363	7353	7334	7314	1107	1096	1085	1064	1043	98,5	98,5	98,5	98,4	98,4
17-ene.-13	2013	1	WEEKDAY	18	49412	49070	48728	48058	47394	3371	3348	3325	3280	3235	9628	9607	9581	9533	9488	1143	1132	1121	1100	1079	97,7	97,7	97,7	97,6	97,6
18-ene.-13	2013	1	SATURDAY	4	47218	46890	46566	45922	45288	3225	3203	3181	3137	3094	8323	8308	8293	8260	8231	1118	1107	1096	1075	1054	98,2	98,2	98,2	98,1	98,1
19-ene.-13	2013	1	SUNDAY	4	45079	44765	44455	43839	43232	3167	3146	3124	3081	3039	7865	7850	7839	7816	7791	1093	1083	1072	1051	1030	98,3	98,3	98,2	98,2	98,2
20-ene.-13	2013	1	HOLIDAY	2	42836	42536	42242	41657	41078	2927	2907	2887	2847	2808	7137	7132	7124	7105	7086	1073	1062	1051	1030	1010	98,4	98,4	98,4	98,3	98,3
21-ene.-13	2013	2	WEEKDAY	20	49579	49237	48894	48218	47552	3438	3415	3391	3345	3299	10030	10002	9974	9923	9872	1149	1138	1127	1106	1085	97,5	97,5	97,5	97,4	97,4
22-ene.-13	2013	2	SATURDAY	5	47758	47426	47096	46449	45802	3264	3241	3219	3175	3131	8822	8802	8783	8744	8709	1127	1117	1106	1085	1064	98,0	98,0	98,0	98,0	97,9
23-ene.-13	2013	2	SUNDAY	5	46470	46146	45826	45195	44569	3349	3326	3303	3258	3213	8333	8318	8299	8268	8239	1114	1104	1093	1072	1051	98,2	98,2	98,2	98,1	98,1
24-ene.-13	2013	2	HOLIDAY	1	44365	44059	43750	43142	42548	2963	2943	2922	2882	2843	7030	7022	7013	7001	6987	1090	1079	1068	1047	1026	98,6	98,5	98,5	98,5	98,5
25-ene.-13	2013	3	WEEKDAY	22	49604	49258	48917	48243	47574	3439	3415	3391	3345	3299	9743	9715	9692	9643	9594	1147	1136	1125	1104	1083	97,6	97,6	97,6	97,6	97,5
26-ene.-13	2013	3	SATURDAY	4	48104	47773	47441	46783	46139	3340	3317	3295	3250	3205	8814	8793	8776	8736	8700	1133	1122	1112	1090	1070	98,0	98,0	98,0	98,0	97,9
27-ene.-13	2013	3	SUNDAY	4	46900	46573	46252	45612	44980	3381	3358	3335	3289	3244	8089	8074	8063	8033	8007	1120	1109	1098	1077	1056	98,3	98,3	98,3	98,2	98,2
28-ene.-13	2013	4	WEEKDAY	21	50093	49745	49402	48718	48044	3528	3504	3480	3432	3385	9255	9233	9209	9167	9126	1151	1140	1129	1108	1088	97,9	97,8	97,8	97,8	97,7
29-ene.-13	2013	4	SATURDAY	4	48944	48605	48267	47601	46942	3338	3315	3292	3247	3202	9045	9024	9008	8962	8926	1141	1130	1120	1098	1078	98,0	98,0	97,9	97,9	97,9
30-ene.-13	2013	4	SUNDAY	4	47236	46911	46584	45936	45302	3288	3265	3243	3198	3154	8416	8398	8383	8350	8320	1122	1111	1100	1079	1058	98,2	98,2	98,1	98,1	98,1
31-ene.-13	2013	4	HOLIDAY	2	48903	48564	48227	47559	46903	3437	3413	3390	3343	3298	8644	8627	8608	8577	8538	1143	1132	1121	1100	1079	98,1	98,1	98,1	98,1	98,0
1-feb.-13	2013	5	WEEKDAY	20	51142	50792	50441	49743	49055	3491	3467	3443	3396	3349	9097	9075	9057	9015	8975	1161	1150	1140	1119	1098	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
2-feb.-13	2013	5	SATURDAY	5	47500	47172	46845	46198	45558	3304	3281	3259	3214	3170	8098	8085	8068	8041	8014	1121	1110	1099	1078	1058	98,2	98,2	98,2	98,1	98,1
3-feb.-13	2013	5	SUNDAY	5	46945	46619	46291	45651	45023	3326	3303	3280	3235	3191	7480	7468	7459	7438	7420	1116	1105	1095	1074	1053	98,5	98,5	98,5	98,5	98,4
4-feb.-13	2013	6	WEEKDAY	23	49596	49251	48911	48235	47570	3423	3399	3376	3330	3284	7855	7839	7829	7804	7778	1137	1126	1115	1094	1073	98,4	98,4	98,4	98,3	98,3
5-feb.-13	2013	6	SATURDAY	4	47874	47542	47213	46561	45912	3292	3270	3247	3203	3159	7219	7209	7202	7185	7169	1120	1109	1098	1077	1056	98,6	98,6	98,6	98,5	98,5
6-feb.-13	2013	6	SUNDAY	4	46017	45696	45380	44750	44133	3213	3191	3169	3125	3083	6516	6515	6511	6501	6494	1098	1087	1076	1055	1035	98,8	98,8	98,8	98,7	98,7
7-feb.-13	2013	7	WEEKDAY	22	49451	49113	48771	48100	47432	3397	3374	3350	3305	3259	8241	8224	8208	8178	8151	1136	1125	1115	1094	1073	98,3	98,2	98,2	98,2	98,2
8-feb.-13	2013	7	SATURDAY	5	46405	46084	45760	45131	44506	3204	3182	3160	3117	3074	7211	7202	7194	7177	7160	1104	1094	1083	1062	1041	98,5	98,5	98,5	98,5	98,4
9-feb.-13	2013	7	SUNDAY	4	45795	45477	45162	44539	43920	3183	3161	3140	3096	3054	6649	6647	6643	6631	6622	1095	1085	1074	1053	1032	98,8	98,7	98,7	98,7	98,7
10-feb.-13	2013	8	WEEKDAY	21	50201	49853	49505	48824	48146	3526	3501	3477	3430	3383	8313	8300	8283	8252	8221	1148	1137	1127	1105	1085	98,2	98,2	98,2	98,2	98,2
11-feb.-13	2013	8	SATURDAY	4	48016	47687	47357	46701	46055	3338	3316	3293	3248	3203	7789	7776	7766	7740	7715	1127	1116	1105	1084	1064	98,4	98,4	98,4	98,4	98,3
12-feb.-13	2013	8	SUNDAY	5	46946	46621	46294	45658	45023	33	3339	3316	3271	3226	7249	7239	7230	7212	7195	1116	1105	1094	1073	1052	98,6	98,6	98,6	98,5	98,5



Tabla de resultado de Reducción de energía (kWh), reducción de demanda máxima (kW), y reducción de pérdidas de energía (kWh)

Fecha	Reducción Energía (kWh)				Reducción Demanda Máxima (kW)				Reducción Demanda Máxima (%)				Reducción Pérdidas Energía (kWh)			
	1%	2%	3%	4%	1%	2%	3%	4%	1%	2%	3%	4%	1%	2%	3%	4%
01/01/2013	7326	14652	29040	43274	23	46	91	136	0,69%	1,37%	2,71%	4,05%	236,94	471,46	936,32	1392,16
02/01/2013	1280	2548	5064	7544	22	44	87	129	0,69%	1,38%	2,74%	4,06%	43,16	86,04	170,48	253,48
03/01/2013	1256	2500	4956	7400	22	45	89	133	0,67%	1,37%	2,72%	4,06%	43,12	85,68	170,04	252,80
04/01/2013	332	660	1313	1957	23	45	88	132	0,71%	1,39%	2,72%	4,08%	10,80	21,48	42,65	63,41
05/01/2013	7119	14175	28224	42063	23	46	92	137	0,68%	1,36%	2,72%	4,04%	225,75	450,87	893,76	1329,93
06/01/2013	1264	2524	5044	7504	22	43	86	128	0,69%	1,36%	2,72%	4,04%	43,08	85,96	170,40	253,48
07/01/2013	1284	2528	5008	7456	23	45	90	134	0,70%	1,36%	2,72%	4,05%	43,20	85,84	170,48	253,40
08/01/2013	318	634	1270	1880	10	21	42	62	0,66%	1,39%	2,77%	4,09%	21,26	42,40	84,22	125,42
09/01/2013	6498	12939	25707	38304	24	47	93	139	0,70%	1,37%	2,71%	4,05%	205,96	408,69	810,73	1205,17
10/01/2013	1615	3230	6405	9540	22	45	89	133	0,67%	1,37%	2,70%	4,04%	54,05	107,50	213,30	317,05
11/01/2013	1595	3180	6300	9405	22	44	88	131	0,68%	1,35%	2,71%	4,03%	53,95	107,15	212,60	316,35
12/01/2013	646	1290	2554	3800	22	44	87	129	0,69%	1,39%	2,75%	4,07%	21,50	43,00	85,26	126,78
13/01/2013	7634	15092	30030	44704	24	47	93	139	0,70%	1,37%	2,71%	4,06%	237,82	473,22	938,96	1396,34
14/01/2013	1328	2644	5240	7796	22	45	89	132	0,67%	1,38%	2,73%	4,04%	43,32	86,24	171,00	254,36
15/01/2013	1280	2548	5084	7580	22	45	89	132	0,67%	1,38%	2,73%	4,04%	43,04	86,00	170,68	253,80
16/01/2013	319	632	1258	1871	22	44	87	130	0,69%	1,38%	2,72%	4,06%	10,81	21,52	42,70	63,53
17/01/2013	6156	12312	24372	36324	23	46	91	136	0,68%	1,36%	2,70%	4,03%	194,40	387,36	768,24	1141,74
18/01/2013	1312	2608	5184	7720	22	44	88	131	0,68%	1,36%	2,73%	4,06%	43,36	86,16	170,84	253,96
19/01/2013	1256	2496	4960	7388	21	43	86	128	0,66%	1,36%	2,72%	4,04%	42,96	85,72	169,92	252,84
20/01/2013	600	1188	2358	3516	20	40	80	119	0,68%	1,37%	2,73%	4,07%	21,56	42,90	85,12	126,70
21/01/2013	6840	13700	27220	40540	23	47	93	139	0,67%	1,37%	2,71%	4,04%	216,20	431,40	854,40	1270,20
22/01/2013	1660	3310	6545	9780	23	45	89	133	0,70%	1,38%	2,73%	4,07%	54,10	107,70	213,60	317,85
23/01/2013	1620	3220	6375	9505	23	46	91	136	0,69%	1,37%	2,72%	4,06%	53,75	107,35	212,95	316,75
24/01/2013	306	615	1223	1817	20	41	81	120	0,67%	1,38%	2,73%	4,05%	10,78	21,51	42,68	63,49
25/01/2013	7612	15114	29942	44660	24	48	94	140	0,70%	1,40%	2,73%	4,07%	237,82	473,22	938,30	1395,90
26/01/2013	1324	2652	5284	7860	23	45	90	135	0,69%	1,35%	2,69%	4,04%	43,24	86,24	171,08	254,52
27/01/2013	1308	2592	5152	7680	23	46	92	137	0,68%	1,36%	2,72%	4,05%	43,12	85,96	170,52	253,60
28/01/2013	7308	14511	28875	43029	24	48	96	143	0,68%	1,36%	2,72%	4,05%	227,43	451,71	895,44	1330,77
29/01/2013	1356	2708	5372	8008	23	46	91	136	0,69%	1,38%	2,73%	4,07%	43,32	86,28	171,08	254,52
30/01/2013	1300	2608	5200	7736	23	45	90	134	0,70%	1,37%	2,74%	4,08%	43,12	85,88	170,64	253,68
31/01/2013	678	1352	2688	4000	24	47	94	139	0,70%	1,37%	2,73%	4,04%	21,68	43,20	85,62	127,38
01/02/2013	7000	14020	27980	41740	24	48	95	142	0,69%	1,37%	2,72%	4,07%	216,20	430,80	854,40	1270,40
02/02/2013	1640	3275	6510	9710	23	45	90	134	0,70%	1,36%	2,72%	4,06%	54,15	107,50	213,45	317,10
03/02/2013	1630	3270	6470	9610	23	46	91	135	0,69%	1,38%	2,74%	4,06%	53,80	107,30	212,85	316,60
04/02/2013	7935	15755	31303	46598	24	47	93	139	0,70%	1,37%	2,72%	4,06%	247,94	493,58	978,19	1454,75
05/02/2013	1328	2644	5252	7848	22	45	89	133	0,67%	1,37%	2,70%	4,04%	43,12	86,00	170,48	253,44
06/02/2013	1284	2548	5068	7536	22	44	88	130	0,68%	1,37%	2,74%	4,05%	43,12	85,72	169,92	252,72
07/02/2013	7436	14960	29722	44418	23	47	92	138	0,68%	1,38%	2,71%	4,06%	237,82	472,56	936,32	1392,38
08/02/2013	1605	3225	6370	9495	22	44	87	130	0,69%	1,37%	2,72%	4,06%	54,05	107,35	212,90	316,75
09/02/2013	1272	2532	5024	7500	22	43	87	129	0,69%	1,35%	2,73%	4,05%	43,00	85,68	169,92	252,64
10/02/2013	7308	14616	28917	43155	25	49	96	143	0,71%	1,39%	2,72%	4,06%	226,17	450,66	894,18	1329,93
11/02/2013	1316	2636	5260	7844	22	45	90	135	0,66%	1,35%	2,70%	4,04%	43,24	86,16	170,80	253,92
12/02/2013	1625	3260	6440	9615	23	46	91	136	0,68%	1,37%	2,71%	4,05%	53,65	107,35	212,65	316,45

8.7. Anexo 7 Factor de potencia promedio

