

# **Escuela Politécnica Nacional**

**Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica**

## **REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS ALIMENTADORES MEDIANTE COMPENSACIÓN REACTIVA CONSIDERANDO CLIENTES FINALES INDUSTRIALES**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**GIOVANNY FRANCISCO HIDALGO LAVAYEN**  
**mixmastermail@yahoo.com**

**GALO LEONEL PAGUAY CASTRO**  
**galo\_cas@hotmail.com**

**Director: Msc. Luis Tapia**  
**ltc51@hotmail.com**

**Quito, Marzo 2009**

## DECLARACIÓN

Nosotros, Giovanni Francisco Hidalgo Lavayen y Galo Leonel Paguay Castro, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

Giovanny Hidalgo

---

Galo Paguay

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por GIOVANNY FRANCISCO HIDALGO LAVAYEN y GALO LEONEL PAGUAY CASTRO, bajo mi supervisión.

---

Msc. Luis Tapia  
DIRECTOR DEL PROYECTO

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos primeramente a Dios por habernos guiado por el camino correcto que nos ha llevado a la superación profesional con la culminación de la carrera de Ingeniería Eléctrica que termina con la realización de este proyecto y darnos fuerza para poder concluirlo.

A nuestros padres por su apoyo incondicional en todo momento, y un agradecimiento especial al Ingeniero Luis Tapia por su acertada dirección.

Agradecimientos sinceros a quienes en la Empresa Eléctrica Quito S. A. nos supieron dar su apoyo.

A la ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, especialmente al Ing. Luis Tapia, Ing. Mario Barba, Ing. Carlos Riofrío, Ing. Mentor Poveda, quienes con su valioso aporte académico ayudaron a la realización de esta tesis.

## DEDICATORIA

*De manera muy especial a mi querida madre Ángela Noemí Castro y a mi querido padre José Galo Paguay por su apoyo incondicional y sus consejos acertados. A mi hermano Marco, a mis hermanas Noemí, Gilma, Adriana, Lilian y Cecilia que de una u otra manera me apoyaron durante el trayecto de mi vida universitaria. Dedico también este trabajo a Tatiana, Ismael y Paúl, y a las personas que llevan un lugar muy importante en mi corazón, Alexandra y Mario.*

**Galo**

*Quiero dedicar este trabajo especialmente a mi abuelita, la Sra. Maria Dolores Vaca Bedón (Mamá Lolita) a quién en el trayecto de mi carrera profesional siempre estuvo pendiente de la llegada de este momento especial de mi vida, y desde lo más profundo de mi corazón,... decirle, GRACIAS POR TODO. A los autores intelectuales de esta meta, mis queridos padres el Sr. Francisco Antonio Hidalgo Fernández y la Sra. Adela Virginia Lavayen Vaca, quienes sin su apoyo espiritual y económico nunca lo habría logrado. A la Srta. Diana Cristina Hidalgo Lavayen con quien tengo la dicha de compartir la hermandad, la misma que con su apoyo moral y buen ejemplo tuve de quién aprender enormemente y a mi futura compañera para quién dedico mi esfuerzo académico con el fin de juntos construir un futuro sólido sustentable y que aún sin todavía conocer,... la espero impacientemente.*

**Giovanny**

**ÍNDICE:**

<b>DECLARACIÓN.....</b>	<b>I</b>
<b>CERTIFICACIÓN .....</b>	<b>II</b>
<b>AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>III</b>
<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>IV</b>
<b>ÍNDICE:.....</b>	<b>V</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>XI</b>
<b>LISTA DE TABLAS .....</b>	<b>XIV</b>
<b>RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>XVI</b>
<b>CAPÍTULO 1 .....</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>1.2 OBJETIVOS.....</b>	<b>4</b>
1.2.1 OBJETIVO GENERAL .....	4
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	5
<b>1.3 ALCANCE.....</b>	<b>6</b>
<b>1.4 REGULACIONES RELACIONADAS.....</b>	<b>7</b>
1.4.1 REGULACION No. CONELEC – 004/02 TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA EN EL MEM.....	7
1.4.1.1 Objetivo .....	8
1.4.1.2 Responsabilidades de los Agentes del M.E.M.....	8
1.4.1.2.1 Distribuidores y Grandes Consumidores.....	8
1.4.1.3 Niveles de voltaje y factor de potencia .....	9
1.4.1.4 Suministro de potencia reactiva .....	10
1.4.1.5 Liquidación de los incumplimientos .....	10
1.4.1.5.1 Determinación del incumplimiento.....	10
1.4.1.6 Corrección del incumplimiento.....	11
1.4.1.7 Revisión de las bandas de variación de voltaje en barras y factores de potencia en puntos de entrega del sistema nacional interconectado. ....	11
1.4.1.7.1 Objetivos .....	11
1.4.2 REGULACION No. CONELEC – 004/01 CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION.....	13
1.4.2.1 Objetivo .....	13
1.4.2.2 Definición de las Etapas de Aplicación .....	14
1.4.2.3 CALIDAD DEL PRODUCTO .....	14
1.4.2.4 Nivel de Voltaje.....	14

1.4.2.4.1	Índice de Calidad .....	14
1.4.2.4.2	Mediciones .....	15
1.4.2.4.3	Límites .....	16
1.4.2.5	Armónicos.....	16
1.4.2.5.1	Índices de Calidad.....	16
1.4.2.5.2	Límites .....	17
1.4.2.6	Factor de Potencia.....	18
1.4.2.6.1	Índice de Calidad .....	18
1.4.2.6.2	Medición .....	18
1.4.2.6.3	Límite.....	19
<b>CAPÍTULO 2 .....</b>		<b>21</b>
<b>MARCO TEÓRICO .....</b>		<b>21</b>
<b>2.1</b>	<b>TIPOS DE CARGA .....</b>	<b>21</b>
2.1.1	RESISTENCIA (R) .....	21
2.1.2	CAPACITANCIA (C).....	23
2.1.3	INDUCTANCIA (L).....	24
<b>2.2</b>	<b>POTENCIA ELÉCTRICA.....</b>	<b>25</b>
2.2.1	POTENCIA ACTIVA .....	26
2.2.2	POTENCIA REACTIVA .....	27
2.2.3	POTENCIA COMPLEJA.....	27
2.2.4	POTENCIA APARENTE .....	30
<b>2.3</b>	<b>FACTOR DE POTENCIA .....</b>	<b>32</b>
<b>2.4</b>	<b>CURVAS DE CARGA.....</b>	<b>34</b>
2.4.1	TIPOS DE CURVAS DE CARGA .....	37
2.4.2	COMPORTAMIENTO DE LA CURVA DE CARGA.....	39
2.4.2.1	Días normales y no normales .....	39
2.4.2.2	Datos o días atípicos .....	39
<b>2.5</b>	<b>PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN .....</b>	<b>40</b>
2.5.1	CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS. ....	41
2.5.1.1	Pérdidas Técnicas .....	42
2.5.1.2	Pérdidas asociadas con la variación de la demanda .....	42
2.5.1.2.1	Pérdidas independientes de la demanda .....	42
2.5.1.3	Pérdidas No Técnicas.....	43
2.5.2	PÉRDIDAS POR SUBSISTEMA .....	43
2.5.2.1	Definiciones Básicas.....	44
2.5.2.2	Pérdidas en Alimentadores Primarios .....	45
2.5.2.3	Pérdidas en transformadores de distribución .....	46
2.5.2.4	Pérdidas en redes secundarias .....	47
2.5.2.5	Pérdidas en alumbrado público .....	47
<b>2.6</b>	<b>METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN .....</b>	<b>48</b>
2.6.1	ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA .....	48
2.6.1.1	Método del OLADE.....	48
2.6.1.2	Método del Banco Mundial .....	48
2.6.2	ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA .....	49
2.6.2.1	Método del OLADE.....	49
2.6.2.2	Método del Banco Mundial .....	49
2.6.3	METODOLOGÍA PARA ALIMENTADORES PRIMARIOS. ....	50
2.6.4	PRINCIPALES CAUSAS DE BAJO FACTOR DE POTENCIA .....	51
2.6.5	EFFECTOS DEL BAJO FACTOR DE POTENCIA .....	54

<b>2.7</b>	<b>REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS MEDIANTE CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA</b>	<b>56</b>
<b>2.8</b>	<b>COMPENSACIÓN EN LAS REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>58</b>
2.8.1	Compensación global	59
2.8.2	Compensación parcial	60
2.8.3	Compensación individual	61
<b>2.9</b>	<b>CONDENSADORES PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>63</b>
2.9.1	Control de condensadores variables	68
2.9.2	CONDENSADORES SERIE Y PARALELO	69
2.9.2.1	Condensadores serie	70
2.9.2.2	Condensadores Paralelo	71
2.9.3	TIPOS DE CONEXIÓN	72
2.9.4	CAPACIDADES ESTÁNDAR	73
<b>2.10</b>	<b>INSTALACIÓN DE LOS CONDENSADORES</b>	<b>74</b>
<b>2.11</b>	<b>PRIMEROS CRITERIOS PARA UNA APLICACIÓN ÓPTIMA</b>	<b>75</b>
2.11.1	DETERMINACIÓN DE LA UBICACIÓN Y CAPACIDAD ÓPTIMOS A PARTIR DE UNA APROXIMACIÓN GRÁFICA	76
2.11.2	ENFOQUE ANALÍTICO PARA LA LOCALIZACIÓN DE CONDENSADORES, FUNDAMENTO DEL CRITERIO DE LOS 2/3	78
2.11.3	UNA VISIÓN DE ANÁLISIS GENERAL	81
<b>2.12</b>	<b>BENEFICIOS DE MEJORAR EL FACTOR DE POTENCIA</b>	<b>82</b>
<b>2.13</b>	<b>LOS ARMÓNICOS Y SU INFLUENCIA EN LOS BANCOS DE CONDENSADORES</b>	<b>84</b>
<b>2.14</b>	<b>EQUIPO DE CORTE</b>	<b>85</b>
<b>2.15</b>	<b>PROTECCIÓN</b>	<b>85</b>
2.15.1	Fusibles	85
2.15.2	Pararrayos	86
2.15.3	Consideraciones Armónicas	86
<b>2.16</b>	<b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b>	<b>90</b>
<b>CAPÍTULO 3</b>		<b>91</b>
	<b>ANÁLISIS DE LOS ALIMENTADORES CON CARGA DE CARACTERÍSTICA INDUSTRIAL</b>	<b>91</b>
<b>3.1</b>	<b>ALIMENTADORES PRIMARIOS</b>	<b>92</b>
<b>3.2</b>	<b>UBICACIÓN GEOGRÁFICA</b>	<b>93</b>
3.2.1	ALIMENTADOR 18E	93
3.2.2	ALIMENTADOR 37B	95
3.2.3	ALIMENTADOR 27C	97
3.2.4	ALIMENTADOR 18C	98
<b>3.3</b>	<b>SUBESTACIONES</b>	<b>100</b>
3.3.1	SUBESTACIÓN SANTA ROSA N° 37	100
3.3.2	SUBESTACIÓN CRISTIANÍA N° 18	101
3.3.3	SUBESTACIÓN SAN RAFAEL N° 27	102
<b>3.4</b>	<b>IDENTIFICACIÓN DE LOS CLIENTES CON TARIFA INDUSTRIAL</b>	<b>105</b>
3.4.1	ALIMENTADOR 37B	105



3.4.2	ALIMENTADOR 18E .....	108
3.4.3	ALIMENTADOR 18C .....	112
<b>3.5</b>	<b>ESTRUCTURAS UTILIZADAS .....</b>	<b>115</b>
<b>3.6</b>	<b>MONTAJES DE TRANSFORMADORES.....</b>	<b>115</b>
<b>3.7</b>	<b>FACTOR DE POTENCIA EN LOS CLIENTES FINALES INDUSTRIALES.....</b>	<b>116</b>
3.7.1	CLIENTES INDUSTRIALES PENALIZADOS .....	116
3.7.2	DESVÍOS DE REACTIVOS EN LOS PUNTOS DE ENTREGA .....	118
<b>CAPÍTULO 4</b>	<b>.....</b>	<b>124</b>
<b>METODOLOGÍA</b>	<b>.....</b>	<b>124</b>
<b>4.1</b>	<b>COSTO POR LA SUSPENSIÓN DEL SERVICIO.....</b>	<b>125</b>
<b>4.2</b>	<b>ESTUDIO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN LOS CLIENTES COMERCIALES Y RESIDENCIALES EN LOS ALIMENTADORES CON PREDOMINIO INDUSTRIAL.....</b>	<b>125</b>
<b>4.3</b>	<b>ANÁLISIS DEL BENEFICIO - COSTO DE LA INSTALACIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES.....</b>	<b>125</b>
4.3.1	COSTO DEL PAGO DE LOS DESVÍOS DE REACTIVOS .....	126
<b>4.4</b>	<b>PASOS A SEGUIR PARA LA INSTALACIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES EN ALIMENTADORES PRIMARIOS. ....</b>	<b>126</b>
4.4.1	LECTURA DE DATOS .....	127
4.4.2	DEFINICIÓN DE LAS RESTRICCIONES DE COMPENSACIÓN .....	127
4.4.3	CÁLCULO DEL PARÁMETRO DE COMPARACIÓN .....	128
4.4.4	ESTUDIO DE FLUJOS DE CARGA .....	128
<b>4.5</b>	<b>HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES UTILIZADAS EN EL ANÁLISIS .....</b>	<b>129</b>
<b>4.6</b>	<b>SELECCIÓN DE LA ACCIÓN DE CONTROL .....</b>	<b>140</b>
4.6.1	UBICACIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES FIJOS .....	140
4.6.2	UBICACIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES VARIABLES .....	141
4.6.3	ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA.....	143
4.6.4	DESPLIEGUE DE RESULTADOS.....	143
<b>4.7</b>	<b>DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA.....</b>	<b>143</b>
<b>CAPÍTULO 5</b>	<b>.....</b>	<b>145</b>
<b>IMPLEMENTACIÓN EN LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO</b>	<b>.....</b>	<b>145</b>
<b>5.1</b>	<b>CORRIDA DE FLUJOS Y DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN CONDICIONES INICIALES .....</b>	<b>145</b>
5.1.1	SITUACIÓN INICIAL DEL ALIMENTADOR 37B .....	146
5.1.2	SITUACIÓN INICIAL DEL ALIMENTADOR 18E .....	147
5.1.3	SITUACIÓN INICIAL DEL ALIMENTADOR 18C .....	149
5.1.4	SITUACIÓN INICIAL DEL ALIMENTADOR 27C .....	150
<b>5.2</b>	<b>SELECCIÓN DE LA ACCIÓN DE CONTROL .....</b>	<b>152</b>
5.2.1	ALIMENTADOR 37B .....	152
5.2.2	ALIMENTADOR 18E .....	157

5.2.3	ALIMENTADOR 18C.....	160
5.2.4	ALIMENTADOR 27C.....	164
<b>5.3</b>	<b>COMPENSACIÓN REACTIVA EN CADA CLIENTE .....</b>	<b>166</b>
5.3.1	CLIENTES DEL ALIMENTADOR 18C.....	167
5.3.1.1	Análisis de la influencia en clientes cercanos por mejora del factor de potencia en los clientes industriales.....	168
5.3.2	CLIENTES DEL ALIMENTADOR 18E.....	170
5.3.2.1	Análisis de la influencia en clientes cercanos por mejora del factor de potencia en los clientes industriales.....	171
5.3.3	CLIENTES DEL ALIMENTADOR 37B.....	174
5.3.3.1	Análisis de la influencia en clientes cercanos por mejora del factor de potencia en los clientes industriales.....	175
<b>5.4</b>	<b>ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE ENERGÍA .....</b>	<b>178</b>
5.4.1	ALIMENTADOR 37B.....	178
5.4.2	ALIMENTADOR 18C.....	182
5.4.3	ALIMENTADOR 18E.....	185
<b>5.5</b>	<b>DESPLIEGUE DE RESULTADOS EN SUBTRANSMISIÓN.....</b>	<b>188</b>
5.5.1	SUBESTACIÓN SANTA ROSA.....	189
5.5.2	SUBESTACIÓN CRISTIANÍA.....	190
<b>CAPÍTULO 6 .....</b>	<b>195</b>	
<b>EVALUACIÓN ECONÓMICA .....</b>	<b>195</b>	
<b>6.1 ANÁLISIS DEL BENEFICIO -COSTO DE LA INSTALACIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES.....</b>	<b>195</b>	
6.1.1	MÉTODO BENEFICIO/COSTO.....	195
6.1.1.1	Valor futuro del dinero.....	195
6.1.1.2	Valor Presente del dinero.....	196
6.1.1.3	Valor presente de una serie de amortizaciones iguales.....	196
6.1.1.4	Regla de decisión para la relación Beneficio-Costo (B/C).....	197
6.1.2	MÉTODO DEL VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	198
6.1.3	MÉTODO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	198
6.1.4	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	199
<b>6.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO DE INSTALACIÓN DE BANCO DE CONDENSADORES.....</b>	<b>199</b>	
6.2.1	RESTRICCIONES DE COMPENSACIÓN.....	199
6.2.2	PARÁMETROS DE COMPARACIÓN.....	201
6.2.3	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	204
6.2.3.1	Variación en la Reducción de Pérdidas.....	205
6.2.3.2	Variación en los Pagos por Desvíos de Reactivos.....	206
6.2.3.3	Variación en los costos de los condensadores.....	207
6.2.3.4	Sensibilidad en la Relación Beneficio-Costo Total.....	208
<b>CAPÍTULO 7 .....</b>	<b>209</b>	
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>209</b>	
<b>7.1 CONCLUSIONES .....</b>	<b>209</b>	
<b>7.2 RECOMENDACIONES.....</b>	<b>211</b>	

<b>BIBLIOGRAFÍA:</b> .....	<b>213</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>216</b>

## Lista de Figuras

Figura 2.1 (a) Circuito con carga resistiva, (b) Formas de onda del voltaje y corriente para una carga resistiva. ....	22
Figura 2.2 (a) Circuito con carga capacitiva, (b) Formas de onda del voltaje y corriente para una carga capacitiva.....	24
Figura 2.3 (a) Circuito con carga inductiva, (b) Formas de onda del voltaje y corriente para una carga inductiva. ....	25
Figura 2.4 Triángulo de Potencias.....	31
Figura 2.5 (a) Distribución de Energía Eléctrica (b) Esquema de la distribución de energía en una maquinaria	32
Figura 2.6 Fasores Eléctricos.....	34
Figura 2.7 Curva de Carga diaria del S.N.I. ....	36
Figura 2.8 Curvas de Carga. ....	38
Figura 2.9 Receptores consumidores de energía reactiva.....	40
Figura 2.10 Modelo de una línea de distribución. ....	46
Figura 2.11 Modelo de un transformador. ....	47
Figura 2.12 Red sin compensación reactiva capacitiva.....	56
Figura 2.13 Red con compensación reactiva capacitiva.....	56
Figura 2.14 Fasores eléctricos con compensación reactiva capacitiva.....	57
Figura 2.15 Compensación Capacitiva.....	58
Figura 2.16 Compensación global. ....	59
Figura 2.17 Compensación parcial. ....	60
Figura 2.18 Compensación individual.....	62
Figura 2.19 Banco de condensadores fijos en medio voltaje ....	64
Figura 2.20 Esquema de conexión de un banco de condensadores fijo. ....	65
Figura 2.21 Banco de condensadores automáticos en medio voltaje ....	66
Figura 2.22 Esquema de conexión de un banco de condensadores automático. ....	67
Figura 2.23 Dimensionamiento (tamaño) y selección del tipo de condensador adecuado para cubrir la curva de demanda.....	69
Figura 2.24 Diagramas fasoriales de un circuito con $f_p$ en atraso: (a) y (c) sin condensador serie, (b) con condensador serie [4].....	71
Figura 2.25 Diagramas fasoriales que ilustran el efecto de un condensador en derivación sobre un circuito con factor de potencia en atraso. [4].....	72
Figura 2.26 Demanda de potencia reactiva de un alimentador troncal de 3 millas con carga distribuida uniformemente.....	76
Figura 2.27 Movimiento del lugar de instalación del condensador.....	77
Figura 2.28 Aplicación del método gráfico para la ubicación óptima de condensadores. ..	77
Figura 2.29 Variación en tamaño del banco. ....	78
Figura 2.30 Carga uniformemente distribuida a lo largo de un alimentador.....	79
Figura 3.1 Ubicación Geográfica Alimentador 18E.....	94
Figura 3.2 Ubicación Geográfica Alimentador 37B.....	96
Figura 3.3 Ubicación Geográfica Alimentador 27C.....	97
Figura 3.4 Ubicación Geográfica Alimentador 18C.....	99
Figura 3.5 Diagrama Unificar de la Subestación Sta. Rosa.....	101
Figura 3.6 Diagrama Unificar de la Subestación Cristianía. ....	102
Figura 3.7 Diagrama Unificar de la Subestación San Rafael. ....	104
Figura 4.1 Migración por primario utilizada en el FeederAll.....	130
Figura 4.2 Porcentaje de migración del GIS al FeederAII del alimentador 18C.....	130

Figura 4.3 Migración completa del primario 18C en el FeederAll .....	132
Figura 4.4 Cálculo de impedancias en el FeederAll del alimentador 18E. ....	133
Figura 4.5 Asignación de cargas en el FeederAll del alimentador 18E .....	134
Figura 4.6 Métodos de cálculo utilizados por el FeederAll.....	134
Figura 4.7 Reporte de resultados FeederAll posteriormente enviados a Excel. ....	135
Figura 4.8 Reporte del sumario de pérdidas obtenido del alimentador 18C. ....	135
Figura 4.9 Principios de la aplicación de condensadores .....	136
Figura 4.10 Configuración de las Constantes del Programa. ....	137
Figura 4.11 Datos de restricciones para un nodo.....	138
Figura 4.12 Opciones de la Aplicación de Condensadores .....	138
Figura 4.13 Configuración Manual AC.....	139
Figura 5.1 Perfil de voltaje del A/P 37B .....	147
Figura 5.2 Perfil de voltaje del A/P 18E.....	148
Figura 5.3 Perfil de voltaje del A/P 18C. ....	150
Figura 5.4 Perfil de voltaje del A/P 27C. ....	152
Figura 5.5 Curva de carga diaria del A/P 37B.....	153
Figura 5.6 Perfil de Voltaje antes y después de la compensación para el A/P 37B .....	156
Figura 5.7 Curva de carga diaria del A/P 18E.....	157
Figura 5.8 Perfil de Voltaje antes y después de la compensación para el A/P 18E .....	160
Figura 5.9 Curva de carga diaria del A/P 18C.....	161
Figura 5.10 Perfil de Voltaje antes y después de la compensación para el A/P 18C .....	163
Figura 5.11 Curva de carga diaria del A/P 27C.....	164
Figura 5.12 Cliente analizado y clientes cercanos del A/P 18C.....	168
Figura 5.13 Perfil de voltaje antes y después de la compensación en los clientes con bajo factor de potencia A/P 18C.....	170
Figura 5.14 Cliente analizado y clientes cercanos del A/P 18E .....	172
Figura 5.15 Perfil de voltaje antes y después de la compensación en los clientes con bajo factor de potencia A/P 18E.....	174
Figura 5.16 Cliente analizado y clientes cercanos del A/P 37B .....	176
Figura 5.17 Perfil de voltaje antes y después de la compensación en los clientes con bajo factor de potencia A/P 37B.....	177
Figura 5.18 Curva de las variaciones de voltaje promedio en el transformador industrial (1200kVA) y residencial (15kVA) para el Alimentador 37B .....	180
Figura 5.19 Ubicación en el GIS de las mediciones realizadas en el transformador industrial (1200kVA) y residencial (15kVA) para el Alimentador 37B .....	181
Figura 5.20 Ubicación en el FeederAll de las mediciones realizadas en el transformador industrial (1200kVA) y residencial (15kVA) para el Alimentador 37B .....	182
Figura 5.21 Curva de las variaciones de voltaje promedio en el transformador industrial (100kVA) y residencial (75kVA) para el Alimentador 18C. ....	183
Figura 5.22 Ubicación en el GIS de las mediciones realizadas en el transformador industrial (100kVA) y residencial (75kVA) para el Alimentador 18C. ....	184
Figura 5.23 Ubicación en el FeederAll de las mediciones realizadas en el transformador industrial (100kVA) y residencial (75kVA) para el Alimentador 18C. ....	185
Figura 5.24 Curva de las variaciones de voltaje promedio en el transformador industrial (100kVA) y residencial (75kVA) para el Alimentador 18E.....	186
Figura 5.25 Ubicación en el GIS de las mediciones realizadas en el transformador industrial (100kVA) y residencial (50kVA) para el Alimentador 18E. ....	187
Figura 5.26 Ubicación en el FeederAll de las mediciones realizadas en el transformador industrial (100kVA) y residencial (50kVA) para el Alimentador 18E. ....	188

Figura 5.27 Flujo de potencia para demanda punta sin compensación punto de entrega Santa Rosa. ....	192
Figura 5.28 Flujo de potencia para demanda punta sin compensación punto de entrega Pomasqui. ....	192
Figura 5.29 Flujo de potencia para demanda punta con compensación punto de entrega Santa Rosa. ....	193
Figura 5.30 Flujo de potencia para demanda punta con compensación punto de entrega Pomasqui. ....	194

## Lista de Tablas

Tabla 2.1 Factores de potencia de las cargas más usuales.....	53
Tabla 2.2 Valores y tamaños de condensadores para 60 Hz. ....	74
Tabla 3.1 Datos Técnicos de los Alimentadores en estudio.....	93
Tabla 3.2 Datos Técnicos de las subestaciones involucradas.....	100
Tabla 3.3 Clientes Industriales Representativos del Alimentador 37B.....	106
Tabla 3.4 Clientes Industriales Representativos del Alimentador 18E.....	109
Tabla 3.5 Clientes Industriales Representativos del Alimentador 18C.....	113
Tabla 3.6 Estructuras Utilizadas en 22.9 kV.....	115
Tabla 3.7 Montajes Utilizados en trafos de 22.9 kV.....	115
Tabla 3.8 Clientes Penalizados del Alimentador 18E.....	116
Tabla 3.9 Clientes Penalizados del Alimentador 18C.....	117
Tabla 3.10 Clientes Penalizados del Alimentador 37B.....	118
Tabla 3.11 Pago por Desvío de Reactivos por parte de las Empresas Distribuidoras a los compensadores sincronicos para el mes de agosto del2007.....	121
Tabla 3.12 Distribución De Los Pagos Por Reactivos (Costos Fijos Y Variables) A Los Agentes Por Parte De La E.E.Quito Año 2007.....	122
Tabla 3.13 Pago por Desvío de Reactivos por parte De la E.E.Quito a los compensadores sincronicos.....	123
Tabla 3.14 Potencia reactiva y factor de potencia del caso inicial para la S/E 18 Cristianía.....	123
Tabla 3.15 Potencia reactiva y factor de potencia del caso inicial para la S/E 37 Santa Rosa.....	123
Tabla 5.1 Condiciones iniciales del A/P 37B.....	146
Tabla 5.2 Resultados de la corrida de flujo en condiciones iniciales del A/P 37B.....	146
Tabla 5.3 Condiciones iniciales del A/P 18E.....	147
Tabla 5.4 Resultados de la corrida de flujo en condiciones iniciales del A/P 18E.....	148
Tabla 5.5 Condiciones iniciales del A/P 18C.....	149
Tabla 5.6 Resultados de la corrida de flujo en condiciones iniciales del A/P 18C.....	149
Tabla 5.7 Condiciones iniciales del A/P 27C.....	150
Tabla 5.8 Resultados de la corrida de flujo en condiciones iniciales del A/P 27C.....	151
Tabla 5.9 Potencia reactiva por período de demanda para el alimentador 37B.....	154
Tabla 5.10 Variación de las pérdidas de potencia debido a la instalación de condensadores en el A/P 37B.....	155
Tabla 5.11 Condiciones finales del A/P 37B.....	156
Tabla 5.12 Potencia reactiva por período de demanda para el alimentador 18E.....	158
Tabla 5.13 Variación de las pérdidas de potencia debido a la instalación de condensadores en el A/P 18E.....	159
Tabla 5.14 Condiciones finales del A/P 18E.....	159
Tabla 5.15 Potencia reactiva por período de demanda para el alimentador 18C.....	161
Tabla 5.16 Variación de las pérdidas de potencia debido a la instalación de condensadores en el A/P 18C.....	162
Tabla 5.17 Condiciones finales del A/P 18C.....	163
Tabla 5.18 Comparación entre los resultados de pérdidas del FeederAll y la utilización de la curva de demanda para cada alimentador.....	165
Tabla 5.19 Resultados de la corrida de flujo en condiciones iniciales del A/P 18C.....	167

Tabla 5.20 Resultados de la corrida de flujo con corrección del factor de potencia para el A/P 18C. ....	167
Tabla 5.21 Análisis en condiciones iniciales de los nodos cercanos al cliente FCA .Producción de Alimentos en el A/P 18C. ....	168
Tabla 5.22 Análisis en condiciones finales de los nodos cercanos al cliente FCA .Producción de Alimentos en el A/P 18C. ....	169
Tabla 5.23 Resultados de la corrida de flujo en condiciones iniciales del A/P 18E. ....	170
Tabla 5.24 Resultados de la corrida de flujo con corrección del factor de potencia para el A/P 18E. ....	171
Tabla 5.25 Análisis en condiciones iniciales de los nodos cercanos al cliente FCA .Producción de Alimentos en el A/P 18E. ....	172
Tabla 5.26 Análisis en condiciones finales de los nodos cercanos al cliente Royal Cargo de Alimentos en el A/P 18C. ....	173
Tabla 5.27 Resultados de la corrida de flujo en condiciones iniciales del A/P 37B. ....	174
Tabla 5.28 Resultados de la corrida de flujo con corrección del factor de potencia para el A/P 18E. ....	175
Tabla 5.29 Análisis en condiciones iniciales de los nodos cercanos al cliente FCA .Producción de Alimentos en el A/P 37B. ....	176
Tabla 5.30 Análisis en condiciones finales de los nodos cercanos al cliente Elegant Fashion de Alimentos en el A/P 37B. ....	177
Tabla 5.31 Potencia reactiva y factor de potencia del caso inicial y final para la subestación Santa Rosa. ....	189
Tabla 5.32 Potencia reactiva y factor de potencia del caso inicial y final para la subestación Cristianía. ....	190
Tabla 5.33 Reactivos en los puntos de entrega antes y después de la compensación. ....	194
Tabla 6.1 Costo de utilización de equipo y mano de obra para montaje de banco de condensadores. ....	201
Tabla 6.2 Reactivos en los puntos de entrega antes y después de la compensación. ....	202
Tabla 6.3 Costo por la suspensión de servicio para los alimentadores de las S/E Santa Rosa y Cristiana. ....	203
Tabla 6.4 Relación Beneficio-Costo para instalación de bancos de condensadores. ....	204
Tabla 6.5 Factores para el cálculo de la relación Beneficio-Costo de los A/P 18C, 18E y 37B. ....	204
Tabla 6.6 Sensibilidad a la disminución del 10% en la reducción de pérdidas. ....	205
Tabla 6.7 Sensibilidad a la disminución del 25% en la reducción de pérdidas. ....	205
Tabla 6.8 Sensibilidad a la disminución del 50% en la reducción de pérdidas. ....	205
Tabla 6.9 Sensibilidad a la disminución del 10% en los beneficios por dejar de pagar desvíos de reactivos. ....	206
Tabla 6.10 Sensibilidad a la disminución del 25% en los beneficios por dejar de pagar desvíos de reactivos. ....	206
Tabla 6.11 Sensibilidad a la disminución del 50% en los beneficios por dejar de pagar desvíos de reactivos. ....	206
Tabla 6.12 Sensibilidad al incremento del 10% en los costos de los condensadores. ....	207
Tabla 6.13 Sensibilidad al incremento del 20% en los costos de los condensadores. ....	207
Tabla 6.14 Sensibilidad al incremento del 50% en los costos de los condensadores. ....	207
Tabla 6.15 Cálculo de la relación beneficio-costo total del proyecto. ....	208



## RESUMEN EJECUTIVO

Consientes de la problemática que presentan las pérdidas de energía eléctrica en las redes de distribución causadas por el bajo factor de potencia provocado por los clientes industriales así como la calidad del servicio eléctrico en los clientes residenciales y comerciales vecinos a estos, se planteó el presente estudio con la finalidad de encontrar una solución óptima de reducción de pérdidas de energía eléctrica mediante compensación reactiva capacitiva que beneficie tanto a la empresa distribuidora como al cliente final industrial y de la misma manera no afectar al resto de usuarios aledaños en la continuidad del servicio con las variaciones causadas por las acciones de control correctivas efectuadas en el sistema.

De toda la concesión de la E. E. Q. S. A. se escogieron los alimentadores que tienen característica industrial en su curva de carga, llegando a trabajar con tres alimentadores que poseen clientes residenciales, comerciales e industriales y un alimentador que sirve a una sola fábrica considerado como Expreso. Mediante las mediciones efectuadas durante siete días en dos clientes del mismo alimentador, siendo uno de ellos industrial y el otro no industrial, se pudo determinar que la influencia entre ambos ante cualquier variación en el servicio depende de la topología de las troncales en la red en que cada uno está ubicado y que además con el criterio teórico de compensación reactiva para toda la red, procurar reducir al mínimo el factor de potencia proveniente de la relación de potencia reactiva frente a la potencia activa que circula por las líneas de distribución en todo el sistema, encontrando de esta forma él o los puntos estratégicos y la cantidad de reactivos capacitivos a colocar para lograr el objetivo sin auto compensar a ninguna troncal del alimentador.

Se encontró a nivel técnico un correctivo que frente a todo el sistema luce no muy significativo, aunque analizándolo como cantidad de energía ahorrada para el sistema empresa distribuidora – cliente vale la pena incorporar la compensación reactiva capacitiva en los alimentadores que según el análisis lo requieran.

Económicamente en cambio se determinó a nivel de sistema que el mayor beneficio de ahorro lo tiene la empresa distribuidora ya que por desvío de reactivos la E.E.Q.S.A. cancela a la empresa transmisora Transelectric una cantidad muy alta por no cumplir con los límites establecidos de factor de potencia en los puntos de entrega y que con el operativo de reducción de pérdidas de energía planteado en el presente proyecto se logra disminuir esta multa en un porcentaje de igual manera poco significativa en frente al monto total pero considerable tomándolo como valor monetario que ya no se pagaría debido a dicha corrección.

En cuanto al análisis a nivel de clientes finales, técnicamente se comprobó la prácticamente nula influencia que se provocan dos clientes mutuamente si éstos se encienten en dos ramales diferentes pese a que ambos nazcan de un mismo nodo debido a la alta impedancia que presentan entre ellos en el sistema, en cambio para clientes que se encuentran en un mismo ramal sus características eléctricas son prácticamente las mismas ya que conservan las de todo el ramal que adopta la forma de todo el grupo de clientes considerados como los más fuertes estableciendo una determinada tendencia; Este fenómeno se da debido a que entre dos clientes de un mismo ramal se presenta una impedancia casi insignificante debido a su cercanía eléctrica.

Desde el punto de vista de cada cliente, dependiendo de la cantidad de reactivos que demande su industria, es conveniente que cada uno de ellos evalúe el monto a pagar de multa por sobrepasar los límites de factor de potencia en el punto de entrega cada uno frente la inversión que tendría que hacer a nivel interno para corregir el factor de potencia en sus instalaciones, debido a que a nivel de sistema, este proyecto contempla la corrección del factor de potencia desde el punto de compensación hasta la fuente suministro de energía que en este caso es la subestación desde donde nace el alimentador, motivo por el cual el cliente con bajo factor de potencia en sus instalaciones se mantendrá en las mismas condiciones y los que forman parte del troncal corregido presentarán ligeras variaciones en su punto de entrega pero conserva su factor de potencia internamente.

Este es el motivo por el cual el análisis para cada uno es individual y en cuanto a la afectación de los clientes aledaños provocadas por maniobras correctivas se va a dar solamente para los que se encuentran en el mismo ramal para lo cual, lo recomendable es una reubicación en el alimentador a otro ramal que no sufra variaciones o bien en alimentadores cercanos que posean las mismas características para que no comprometan equipos y electrodomésticos de éstos clientes residenciales y comerciales.

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica se ha convertido en parte de nuestra vida diaria. Sin ella, difícilmente podríamos imaginarnos los niveles de progreso que el mundo ha alcanzado.

La energía puede ser conducida de un lugar o de un objeto a otro (conducción). Eso mismo ocurre con la electricidad. Es válido hablar de la "corriente eléctrica", pues a través de un elemento conductor, la energía fluye y llega a nuestras lámparas, televisores, refrigeradores y demás equipos domésticos que la consumen.

La energía eléctrica que utilizamos está sujeta a distintos procesos de generación, transformación, transmisión y distribución, ya que no es lo mismo generar electricidad mediante combustibles fósiles que con energía solar o nuclear. Tampoco es lo mismo transmitir la electricidad generada por pequeños sistemas eólicos y/o fotovoltaicos que la producida en las grandes hidroeléctricas, que debe ser llevada a cientos de kilómetros de distancia y a muy altos voltajes.

La energía eléctrica se mide en Watts-hora. El Watt es una unidad de potencia y equivale a un Joule por segundo. Para efectos prácticos, en nuestra factura de consumo de energía eléctrica se nos cobra por la cantidad de kiloWatts-hora (kWh) que hayamos consumido durante un periodo determinado (generalmente, un mes).

Las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida y pueden clasificarse como pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

**Pérdidas técnicas:** Representan la energía que se pierde durante la transmisión dentro de la red y la distribución como consecuencia de un recalentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad desde las plantas generadoras a los consumidores. Este tipo de pérdidas es normal en cualquier distribuidora de energía y no pueden ser eliminadas totalmente; sólo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red.

**Pérdidas no técnicas:** Representan el resto de las pérdidas de electricidad y son ocasionadas por el hurto de electricidad y errores técnicos y administrativos.

Si analizamos la situación de las empresas de distribución del sector eléctrico todas estas presentan pérdidas técnicas y no técnicas, las mismas que se encuentran proporcionalmente relacionadas con el número de usuarios; es decir las empresas que se encuentran en las provincias con mayor población son las que más pérdidas presentan, siendo: Categ-D, Quito, Manabí y Guayas – Los Ríos. Estos datos pueden apreciarse en el Anexo 6.

Las pérdidas técnicas están asociadas con la obsolescencia de las líneas de distribución, los transformadores tienen resistencias internas que generan calor, además cuando se transporta electricidad por los cables de alta tensión desde las empresas distribuidoras hasta los sitios de consumo, estos tienen una resistencia que genera calentamiento; es decir, parte de la energía transportada se consume en el calentamiento de los cables. Cada empresa distribuidora recibe la energía desde los grandes centros de generación a través de Transelectric y que compra al Mercado Eléctrico Mayorista. Por ejemplo, en Quito, el punto de recepción de electricidad es la Subestación Santa Rosa, al sur de la ciudad. En ese sitio se mide la cantidad que llega y que es distribuida al usuario final. "La diferencia, comparada con lo que se factura a todos los clientes, representan las pérdidas totales".

Entre las fases de transportación y distribución de energía existen líneas de alta tensión, subestaciones grandes para bajar el voltaje, líneas de subtransmisión, líneas de medio y bajo voltaje que van por las calles, transformadores pequeños, redes hacia las casas y los medidores.

En todo este proceso, las pérdidas técnicas pueden llegar al orden del 9% del total de energía que se compra, de acuerdo con un análisis realizado por el CONELEC.

Existen también otros factores que producen pérdidas, tales como aquellos equipos electrónicos generadores de armónicos, motores eléctricos que se usan en industrias, transformadores que se encuentran trabajando por encima de su potencia nominal entre otros. Todo esto hace que se genere incumplimientos de los límites permitidos en la calidad del servicio eléctrico como son niveles de voltaje, armónicas, factor potencia. Para remediar esto, las empresas distribuidoras han colocado reguladores, bancos de condensadores y equipos de eliminación de armónicas.

Las largas líneas de transmisión presentan inductancia, capacitancia y resistencia al paso de la corriente eléctrica. El efecto de la inductancia y de la capacitancia de la línea es la variación del voltaje si varía la corriente, por lo que el voltaje suministrado varía con la carga acoplada y que para fines del presente proyecto se analizará la carga con predominio industrial. Se utilizan muchos tipos de dispositivos para regular esta variación no deseada como factor primordial de la calidad del servicio a los clientes. La regulación del voltaje se consigue con reguladores y motores síncronos de tres fases, también llamados condensadores síncronos. Ambos varían los valores eficaces de la inductancia y la capacitancia en el circuito de transmisión. Ya que la inductancia y la capacitancia tienden a anularse entre sí, cuando la carga del circuito tiene mayor reactancia inductiva que capacitiva (lo que suele ocurrir en las grandes instalaciones) la potencia suministrada para un voltaje y corriente determinada es menor que si las dos son iguales. La relación entre esas dos cantidades de potencia se llama factor de potencia. Como las pérdidas en las líneas de conducción son proporcionales a la intensidad de corriente, se aumenta la capacitancia para que el factor de potencia tenga un valor lo más cercano posible a 1. Por esta razón se suelen instalar grandes condensadores en los sistemas de distribución de electricidad para lograr mejorar como se ha mencionado de esta forma las condiciones de la red y de esta

forma reducir las pérdidas de energía eléctrica, mediante este proceso que se lo conoce como: “corrección del factor de potencia”.

En cuanto a la corrección del factor de potencia tanto el CENACE como el CONELEC hacen mención sobre el incumplimiento de las empresas distribuidoras en la instalación de equipos de compensación de potencia reactiva inductiva y capacitiva para la corrección de dicho factor. Por otra parte las industrias grandes y pequeñas generan también problemas, ya que en el caso de corregir tanto niveles de voltaje como factor de potencia a una industria grande, se puede causar problemas a clientes tanto comerciales como residenciales que se encuentren en la cercanía o en el mismo alimentador. Esto ha llevado a que se realice un estudio de la ubicación más óptima posible de condensadores de tal manera que no se perjudique a ninguna de las partes, ya sea a los clientes industriales, comerciales, residenciales, como a la empresa distribuidora, y de esta manera lograr una reducción de pérdidas aceptable.

## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 OBJETIVO GENERAL**

Realizar un estudio técnico y económico para determinar la ubicación óptima de los bancos de condensadores a lo largo del recorrido de los alimentadores con el fin de reducir las pérdidas de energía eléctrica en el sistema mediante compensación reactiva considerando a clientes finales industriales, cumpliendo con las normas del CONELEC para el factor de potencia, nivel de voltaje y calidad del servicio eléctrico frente a variaciones de carga industrial en los otros tipos de clientes no industriales de los alimentadores primarios industriales.

### 1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Reducir al mínimo las pérdidas técnicas y económicas de energía eléctrica ubicando bancos de condensadores en el punto óptimo a lo largo del recorrido de los alimentadores con carga de característica con predominio industrial y netamente industrial (Expreso) que alimentan a sectores industriales específicos de Quito considerados los más conflictivos.
- Alcanzar el objetivo anterior mediante la mejora del factor de potencia y niveles de voltaje tanto en los alimentadores como en los clientes finales industriales cumpliendo con los límites para estos valores establecidos por el CONELEC y conservando los parámetros ideales de la red.
- Establecer las diferencias técnicas y económicas, antes y después de incorporar los condensadores en la red, entre los alimentadores con carga de característica industrial y un alimentador con carga netamente industrial (Expreso).
- Cuantificar el impacto de las pérdidas antes y después de incorporar los bancos de condensadores.
- Análisis de la calidad de Energía basados en la regulación 004 – 01 de Calidad del servicio eléctrico de distribución, y Transacciones de potencia reactiva en el MEM basada en la regulación 004-02 emitidas por el CONELEC.
- Análisis del efecto en la calidad del servicio eléctrico en las cargas residenciales y comerciales causadas por las variaciones de carga industrial en los alimentadores con carga de predominio industrial.
- Análisis de los beneficios económicos obtenidos al efectuar la reducción de pérdidas de energía eléctrica mediante la compensación reactiva capacitiva mejorando el factor de potencia.



### 1.3 ALCANCE

Para la elaboración del Proyecto se realizará el estudio técnico y económico de la reducción de pérdidas de energía eléctrica en los alimentadores primarios que presentan su característica de curva de carga con predominio industrial sobre cargas residenciales y comerciales de un sector específico del sistema de distribución urbano de la Empresa Eléctrica Quito. Dentro del análisis se considerará al alimentador 37B de la S/E Santa Rosa que alimenta al sector del Parque Industrial (Sur de Quito) y los alimentadores 18E y 18C de la S/E Cristianía que alimentan al sector industrial del norte de Quito como los (que más problemas tienen en cuanto a bajo factor de potencia y pérdidas de energía) más conflictivos de la capital. También se analizará al alimentador 27C de la S/E San Rafael considerado como alimentador Expreso, ya que tiene carga netamente industrial de una sola fábrica cuyo cliente se llama ENKADOR.

La reducción de pérdidas se la realizará mediante el mejoramiento del factor de potencia al incorporar condensadores en un punto óptimo de la red y de ésta cumplir con las normas para el factor de potencia y nivel de voltaje establecidas por el ente regulador CONELEC tanto en los alimentadores como en los clientes finales industriales en estudio. Además se estudiará el efecto de las variaciones de la carga industrial en la calidad del servicio eléctrico de las cargas residenciales y comerciales en los alimentadores 37B, 18E y 18C que alimentan a los tres tipos de usuarios pero que tienen predominio industrial. Luego se determinará soluciones específicas que permitan la recuperación de inversión por la eliminación de la penalización por bajo factor de potencia y se mejore la calidad del producto a nivel de clientes finales industriales.

El presente trabajo analiza la demanda de potencia reactiva y sus posibles compensaciones mediante flujos de carga de los cuatro alimentadores industriales típicos por medio del programa FEEDERALL de la E.E.Q.S.A., en el aspecto técnico y económico, de los cuales para el estudio pertinente, se registra un bajo factor de potencia, considerando para el análisis la información de clientes industriales que incumplen la regulación, evaluando sobre la base de la

información técnica disponible de los mismos, la influencia que tienen y la repercusión en el sistema de distribución de la E.E.Q.S.A., ya que la potencia reactiva contribuye a agravar varios de los problemas que se presentan en la operación del sistema, como pérdidas de energía, caída de tensión, limitación en la capacidad de transporte, variaciones en la continuidad del servicio eléctrico en clientes residenciales y comerciales frente a las variaciones de la carga industrial de los clientes en el alimentador, demanda disponible, etc.

El enfoque se da también desde el punto de vista del cliente, empleando la estrategia de beneficios tanto para la empresa distribuidora como para el cliente final. Con esta gestión emprendida, el cliente conocerá sobre el comportamiento y consumo de la energía activa, reactiva, demanda, valores por concepto de penalización y como solucionar esta falencia de tipo técnica en su industria.

El aspecto técnico utiliza el concepto de compensación reactiva en derivación para sistemas eléctricos, el mismo que consiste en la implementación de condensadores a fin de corregir el factor de potencia disminuyendo así la potencia reactiva inductiva y hacer que sea aprovechada por la activa además del análisis técnico que involucra esta operación en el sistema.

En cuanto al aspecto económico se utilizará el método del valor presente, considerado para el proyecto como el más conveniente ya que analiza las inversiones en el recorrido del tiempo y los trae a un presente establecido y valorarlos mediante el parámetro de beneficio – costo para que con ambos parámetros se determine si la solución es satisfactoria y está al alcance tanto del presupuesto de la empresa distribuidora como del cliente final.

## **1.4 REGULACIONES RELACIONADAS**

### **1.4.1 REGULACION No. CONELEC – 004/02 TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA EN EL MEM.**

Considerando:

Que, por disposición de los literales a) y e) del Art. 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el CONELEC tiene como facultad regular el sector eléctrico, mediante la emisión de regulaciones a las que deben sujetarse los generadores, transmisor, distribuidores, el CENACE y clientes del sector eléctrico en las materias señaladas en la citada Ley.

Que, el Artículo 28 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM, establece que todos los Agentes del MEM son responsables por el control de flujo de potencia reactiva en sus puntos de intercambio con el MEM, en función de las Regulaciones que emita CONELEC sobre la materia y, además, establece que el CENACE verificará el cumplimiento de la calidad del servicio, en base al equipamiento para suministrar potencia reactiva declarado por los generadores, transmisor, distribuidores y grandes consumidores.

Según la Regulación de Transacciones de Potencia Reactiva del Mercado Eléctrico Mayorista se resuelve:

#### **1.4.1.1 Objetivo**

Establecer los procedimientos para el cumplimiento de las normas de calidad sobre el Control de Voltaje y Potencia Reactiva, por parte de los agentes del MEM en condiciones normales y en emergencia.

#### **1.4.1.2 Responsabilidades de los Agentes del M.E.M.**

Es responsabilidad de los Agentes:

##### *1.4.1.2.1 Distribuidores y Grandes Consumidores.*

- Los Distribuidores y Grandes Consumidores deben comprometer en cada uno de sus nodos (barras) de interconexión con el transmisor u otros agentes del MEM un factor de potencia, que será determinado por el CONELEC sobre la base de un estudio conjunto CENACE - Distribuidor y tomando como referencia el Plan de Expansión presentado como respaldo

al cálculo del VAD. Los valores límites del factor de potencia serán calculados para demanda: mínima, media y máxima. El factor de potencia se lo determinará sin tomar en cuenta el efecto de cualquier generación insertada en la red del Distribuidor.

- La información que deben entregar al CENACE es:
  - Factor de Potencia en horas de demanda mínima, media y punta, en los nodos de interconexión.
  - Puntos de interconexión donde no pueda cumplir con el factor de potencia requerido y su causa, como resultado de los estudios arriba mencionados.
  - Equipo para control de voltaje y suministro de potencia reactiva que dispongan y con los cuales puedan cumplir con el factor de potencia comprometido en los nodos de interconexión.
  - Corregir o levantar las restricciones en los nodos en donde no se pueda cumplir con el control de voltaje dentro de los plazos establecidos en los estudios.

#### **1.4.1.3 Niveles de voltaje y factor de potencia**

El CENACE deberá presentar al CONELEC, de acuerdo a lo indicado en el numeral inmediato anterior, el estudio conjunto con los agentes del MEM, a efectos de fijar los niveles de voltaje en cada barra del SNT y los valores del factor de potencia que deben presentar los Distribuidores y Grandes Consumidores en sus puntos de conexión con el Transmisor o Distribuidor, según corresponda.

El estudio deberá ser actualizado por el CENACE por lo menos una vez al año ó cuando se produzcan cambios importantes en la topología del sistema ó por la incorporación de nuevas unidades de generación al mercado.

El CENACE utilizará la mejor información disponible hasta que los Generadores, Distribuidores, Grandes Consumidores y el Transmisor cumplan con suministrar lo

señalado en este numeral. Toda la información entregada por los Agentes estará sujeta a verificación por parte del CENACE.

La fijación de los valores del nivel de voltaje y factor de potencia será realizada por el CONELEC, sobre la base del estudio mencionado en este numeral, y comunicado a la Corporación CENACE por el Director Ejecutivo del CONELEC.

#### **1.4.1.4 Suministro de potencia reactiva**

El Agente del MEM deberá suministrar la potencia reactiva, cumpliendo con lo establecido en el numeral 2, con su propio equipamiento. En caso que dicho equipamiento fuera insuficiente, o estuviera indisponible, el CENACE determinará la operación de un equipamiento adicional disponible de otros Agentes para así cumplir con el control de voltaje requerido en el SNI.

Sin perjuicio de lo anotado en el párrafo anterior, el Agente que esté incumpliendo con los valores fijados por el CONELEC, para corregir dicho incumplimiento, podrá contratar con otro Agente para sustituir su obligación de suministro de potencia reactiva.

El Agente que suministre potencia reactiva adicional, luego de cumplir con los parámetros de calidad obligatorios mencionados en el numeral 2, será remunerado por dicha producción de potencia reactiva, siempre y cuando dicha potencia reactiva adicional sea puesta a disposición del CENACE para su operación y control.

#### **1.4.1.5 Liquidación de los incumplimientos**

##### *1.4.1.5.1 Determinación del incumplimiento*

El CENACE, dentro del Despacho diario, determinará la magnitud del incumplimiento de los agentes, en el control de voltaje y potencia reactiva, en

función de lo establecido en el numeral 2 de la presente Regulación y en los procedimientos de aplicación que para el efecto elaborará el CENACE.

#### **1.4.1.6 Corrección del incumplimiento.**

- a) El CENACE determinará, del equipamiento de control de voltaje y producción de potencia reactiva declarado por los Agentes, cuáles pueden entrar para corregir el incumplimiento o faltante de potencia reactiva. El Agente propietario del equipo para control de voltaje, que entre a operar para eliminar la restricción, será remunerado de acuerdo a sus Costos de Producción de Reactivos declarado. En el caso de que el ingreso en operación sea inferior a 24 horas, se le reconocerá como remuneración mínima el equivalente a un día. Los valores serán recaudados de los Agentes que hayan incurrido en el incumplimiento conforme lo determine el CENACE.
  
- c) Los cargos fijos que abonarán los Generadores, Transmisor, Distribuidores y Grandes Consumidores, cuando no se disponga de un equipamiento sustituto y no se pueda corregir el incumplimiento, serán valorados al mayor Costo de Producción de Reactivos declarado. Estos valores se acreditarán a los Agentes que fueren afectados por el incumplimiento en el control de voltaje.

Dentro de la liquidación y facturación mensual que realice el CENACE se incluirán los valores correspondientes a las transacciones de potencia reactiva.

#### **1.4.1.7 Revisión de las bandas de variación de voltaje en barras y factores de potencia en puntos de entrega del sistema nacional interconectado.**

##### *1.4.1.7.1 Objetivos*

- 1 Determinar la banda de variación de voltajes de operación normal en las barras de 230kV y 138 kV del Sistema Nacional de Transmisión, sin afectar los voltajes a nivel de puntos de entrega, optimizando el ingreso de

generación forzada por calidad de servicio en el despacho diario programado, y cumpliendo con los criterios de seguridad operativa del sistema y de calidad de servicio a nivel de puntos de entrega.

- 2 Actualizar los estudios de “Determinación de Niveles de Voltaje, Factor de Potencia y Requerimiento de Compensación Reactiva en el S.N.I.”, realizados por el CENACE en enero de 2004 para la aplicación de la Regulación No. CONELEC-004/02.
- 3 Establecer los niveles límites de variación del voltaje en las barras para los diferentes niveles de voltaje, así como el factor de potencia en los puntos de entrega, desde un punto de vista eminentemente técnico, que conduzca a un uso racional de las instalaciones existentes en relación con la preservación de la vida útil de los equipos.

De los resultados obtenidos considerando los factores de potencia promedio de 0.96 p.u. promedio en demanda media y máxima y de 0.99 en demanda mínima se concluye que:

- En las barras de entrega del S.N.I. a los Distribuidores (69 kV, 46 kV y 34.5 kV) con voltajes entre el +3%/ - 3% del voltaje nominal, ante las diferentes contingencias analizadas, éstos se recuperan a valores entre +/- 10% del voltaje nominal.
- En las barras de 138 kV, con los voltajes entre el + 5%/-7% del voltaje nominal, ante las diferentes contingencias analizadas, éstos se recuperan a valores entre +/- 10% del voltaje nominal.
- En barras de 230 kV, con los voltajes entre + 5%/ -5% del voltaje nominal, ante las diferentes contingencias analizadas, éstos se recuperan a valores entre +/- 10% del voltaje nominal.

Con base a los resultados obtenidos, el CENACE recomienda establecer para el S.N.I. las siguientes bandas de variación de voltaje y factores de potencia en los puntos de conexión al S.N.T. de los Agentes Distribuidores y Grandes Consumidores:

BANDAS DE VARIACIÓN DE VOLTAJE		
Sistema Nacional de Transmisión		
Barras de 230 kV	Barras de 138 kV	Puntos de entrega: Barras de 69 kV, 46 kV y 34.5 kV
+/- 5% del voltaje nominal	+5% /- 7% del voltaje nominal	+/- 3% del voltaje nominal
FACTORES DE POTENCIA EN PUNTOS DE ENTREGA		
	Demanda punta	0.96 o superior inductivo
	Demanda media	0.96 o superior inductivo
	Demanda base	0.99 o menor inductivo

#### **1.4.2 REGULACION No. CONELEC – 004/01 CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION.**

Considerando:

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

Que, el regular las materias previstas en el considerando precedente, se convierte en una garantía de la prestación del servicio por parte de los Distribuidores, y en una defensa de los derechos de los Consumidores.

Resuelve expedir la siguiente Regulación sobre la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

##### **1.4.2.1 Objetivo**

El objetivo de la presente Regulación es establecer los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las Empresas Distribuidoras.



### 1.4.2.2 Definición de las Etapas de Aplicación

A fin de permitir a los Distribuidores adecuarse a las exigencias de calidad del servicio, la aplicación de la presente Regulación se ajustará a lo previsto en la Segunda Disposición Transitoria del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

Para la Etapa Final, se definen las siguientes Subetapas:

Subetapa 1: de 24 meses de duración.

Subetapa 2: tendrá su inicio a la finalización de la Subetapa 1, con una duración indefinida.

Con anterioridad al inicio de la Etapa Final no se aplicarán penalizaciones por los incumplimientos a las exigencias establecidas en la presente Regulación. El detalle de los incumplimientos y las penalizaciones correspondientes se incorporarán en los respectivos contratos de concesión.

### 1.4.2.3 CALIDAD DEL PRODUCTO

Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son el nivel de voltaje, las perturbaciones y el factor de potencia, siendo el Distribuidor responsables de efectuar las mediciones correspondientes, el procesamiento de los datos levantados, la determinación de las compensaciones que pudieran corresponder a los consumidores afectados y su pago a los mismos. Toda la información deberá estar a disposición del CONELEC al momento que se le requiera.

### 1.4.2.4 Nivel de Voltaje

#### 1.4.2.4.1 Índice de Calidad

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

Donde:

$\Delta V_k$ : variación de voltaje, en el punto de medición, en el intervalo k de 10 minutos.

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

$V_n$ : voltaje nominal en el punto de medición.

#### 1.4.2.4.2 Mediciones

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

El Distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

1. Un registro de voltaje en cada uno de los siguientes puntos de medición:
  - a) 20% de las barras de salida de subestaciones de distribución AV/MV, no menos de 3.
  - b) 0,15% de los transformadores de distribución, no menos de 5.
  - c) 0,01 % de los Consumidores de Bajo Voltaje del área de concesión, no menos de 10.
2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la Empresa Distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.
3. Simultáneamente con el registro del voltaje se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.

4. Para cada mes, el registro en cada punto de medición se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

#### 1.4.2.4.3 Límites

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 suministra incumpliendo los límites de voltaje.

Las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal se señalan a continuación:

	Subetapa 1	Subetapa 2
Alto Voltaje	± 7,0 %	± 5,0 %
Medio Voltaje	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Urbanas	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Rurales	± 13,0 %	± 10,0 %

#### 1.4.2.5 Armónicos

##### 1.4.2.5.1 Índices de Calidad

$$V_i' = \left( \frac{V_i}{V_n} \right) * 100$$

$$THD = \left( \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} (V_i)^2}}{V_n} \right) * 100$$

Donde:

$V_i'$ : factor de distorsión armónica individual de voltaje.

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

$V_i$ : valor eficaz (rms) del voltaje armónico "i" (para  $i = 2... 40$ ) expresado en voltios.

Vn: voltaje nominal del punto de medición expresado en voltios.

#### 1.4.2.5.2 Límites

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

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA $ V_i' $ o $ THD' $ (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)	
	V > 40 kV (otros puntos)	V < 40 kV (trafos de distribución)
<b>Impares no múltiplos de 3</b>		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
> 25	$0.1 + 0.6 \cdot 25/n$	$0.2 + 1.3 \cdot 25/n$
<b>Impares múltiplos de tres</b>		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3

21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
<b>Pares</b>		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores a 12	0.2	0.5
<b>THD</b>	<b>3</b>	<b>8</b>

#### 1.4.2.6 Factor de Potencia

##### 1.4.2.6.1 Índice de Calidad

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al factor de potencia, si en el 5% o más del período evaluado el valor del factor de potencia es inferior a los límites, el Consumidor está incumpliendo con el índice de calidad.

##### 1.4.2.6.2 Medición

Adicionalmente a las disposiciones que constan en el artículo 12 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, el Distribuidor efectuará registros del factor de potencia en cada mes, en el 2% del número de Consumidores servidos en AV y MV. Las mediciones se harán mediante registros en períodos de 10 minutos, con régimen de funcionamiento y cargas normales, por un tiempo no menor a siete (7) días continuos.

### 1.4.2.6.3 Límite

El valor mínimo es de 0,92.

De acuerdo a los datos actuales proporcionados por el Departamento de Pérdidas de Energía de la E.E.Q.S.A. se analizan los siguientes datos a las salidas de los alimentadores considerados con carga típica y netamente (expreso) industrial para las tres demandas mínima, media y punta de toda la concesión de dicha empresa.

1.- Alimentador 18C – S/E Cristiana – 22,8kV:

Demanda	fp	Nivel de voltaje		
		Fase A	Fase B	Fase C
		(V)	(V)	(V)
<b>Mínima</b>	<b>0,90</b>	<b>13104</b>	<b>13200</b>	<b>13296</b>
<b>Media</b>	<b>0,89</b>	<b>13136</b>	<b>13216</b>	<b>13312</b>
<b>Punta</b>	<b>0,93</b>	<b>13216</b>	<b>13312</b>	<b>13440</b>

2.- Alimentador 18E – S/E Cristiana – 22,8kV:

Demanda	fp	Nivel de voltaje		
		Fase A	Fase B	Fase C
		(V)	(V)	(V)
<b>Mínima</b>	<b>0.93</b>	<b>13312</b>	<b>13408</b>	<b>13376</b>
<b>Media</b>	<b>0.89</b>	<b>13296</b>	<b>13360</b>	<b>13344</b>
<b>Punta</b>	<b>0.94</b>	<b>13440</b>	<b>13520</b>	<b>13520</b>

3.- Alimentador 21C – S/E Epiclachima – 22,8kV:

Demanda	fp	Nivel de voltaje		
		Fase A	Fase B	Fase C
		(V)	(V)	(V)
<b>Mínima</b>	0,97	13520	13536	13616
<b>Media</b>	0,93	13168	13184	13264
<b>Punta</b>	0,96	13216	13216	13312

## 4.- Alimentador 27C – S/E San Rafael – 22,8kV:

Demanda	fp	Nivel de voltaje		
		Fase A	Fase B	Fase C
		(V)	(V)	(V)
<b>Mínima</b>	0,98	13408	13456	13456
<b>Media</b>	0,96	13104	13152	13120
<b>Punta</b>	0,99	13216	13280	13232

## 5.- Alimentador 34A – S/E Machachi – 22,8kV:

Demanda	fp	Nivel de voltaje		
		Fase A	Fase B	Fase C
		(V)	(V)	(V)
<b>Mínima</b>	0,93	13282,44	13343,72	13328,4
<b>Media</b>	0,93	13221,16	13313,08	13267,12
<b>Punta</b>	0,93	13282,44	13343,72	13328,4

## 6.- Alimentador 37B – S/E Santa Rosa – 22,8kV:

Demanda	fp	Nivel de voltaje		
		Fase A	Fase B	Fase C
		(V)	(V)	(V)
<b>Mínima</b>	<b>0,89</b>	<b>13552</b>	<b>13696</b>	<b>13648</b>
<b>Media</b>	<b>0,88</b>	<b>13312</b>	<b>13408</b>	<b>13360</b>
<b>Punta</b>	<b>0,95</b>	<b>13680</b>	<b>13648</b>	<b>13680</b>

De acuerdo a los datos anteriores se puede observar que en algunos alimentadores se incumplen valores de factor de potencia y el ligero desbalance de los niveles de voltaje entre fases, inconvenientes técnicos que pueden causar pérdidas de energía eléctrica en la red.

Posteriormente se realizará el análisis de los datos a nivel de clientes finales que permita el estudio de toda la red con el objetivo de establecer el punto óptimo en el cual deberá colocarse la carga reactiva que reduzca las pérdidas técnicas en todo el sistema cumpliendo con las regulaciones vigentes.

## CAPÍTULO 2

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 TIPOS DE CARGA

En una red o circuito eléctrico a los elementos pasivos se los conoce como cargas, ya que por medio de ellos la energía eléctrica se consume dependiendo de la intensidad de corriente que en los mismos circule, por lo que a dicha corriente se la conoce como corriente de carga de característica resistiva, inductiva o capacitiva dependiendo del tipo de carga que sea.

##### 2.1.1 RESISTENCIA (R)

Se la conoce así a la característica del tipo de carga denominado Resistor, que en honor a su nombre se opone al paso de la corriente, cuyo fenómeno se manifiesta como energía convertida en luz y calor tales como las lámparas incandescentes, fluorescentes, hornos, calefactores.

En una resistencia se cumple la siguiente relación:

$$\Delta V = R * I \quad \text{Con} \quad R > 0 \quad (2.1)$$

Sustituyendo esta expresión en la definición de potencia eléctrica se llega a:

$$P(t) = \Delta V * I \Leftrightarrow P(t) = I^2 * R \Leftrightarrow P(t) = \frac{(\Delta V)^2}{R} \quad (2.2)$$

Si se aplica ahora la expresión de la energía en función de la potencia se llega a:

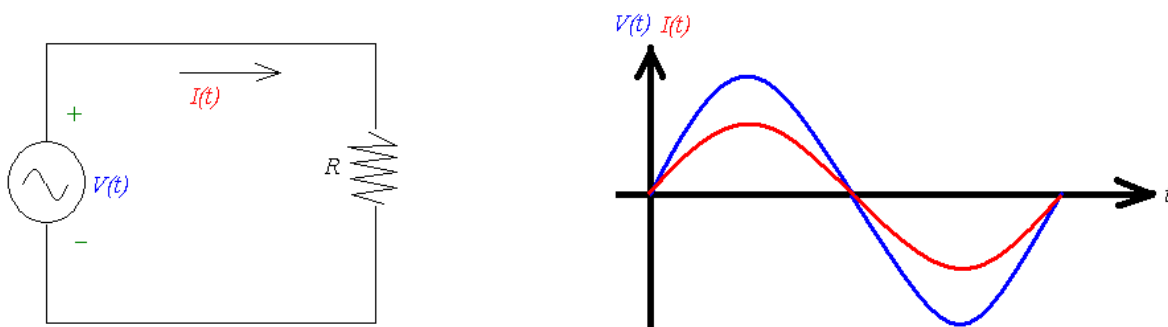


$$E(t) = \int_0^t P(\tau) * d\tau \Leftrightarrow \int_0^t I^2(\tau) * R * d\tau \Leftrightarrow \int_0^t \frac{(\Delta V(\tau))^2}{R} * d\tau \quad (2.3)$$

De la expresión anterior se puede deducir el comportamiento de una resistencia. Se puede apreciar que la función a integrar es positiva (ya que está elevada al cuadrado) y está multiplicada por un factor positivo (la resistencia). Como se consideran sistemas causales, el tiempo es positivo. ¡Esta deducción matemática se la puede apreciar a diario cuando usamos resistencias para calentar la comida o encendemos un foco! En el caso particular de que la corriente o el voltaje sean constantes, se llega a la siguiente expresión para la energía (suponiendo también que inicialmente la corriente y el voltaje valen 0):

$$E(t) = I^2 * R * t \Leftrightarrow E(t) = \frac{(\Delta V)^2}{R} * t \quad (2.4)$$

La característica de los parámetros eléctricos como el voltaje y la corriente para el tipo de carga resistivo es que no existe desfase entre ambas ondas o lo que es lo mismo, el ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente es cero como se puede apreciar en la figura 2.1 (b).



**Figura 2.1** (a) Circuito con carga resistiva, (b) Formas de onda del voltaje y corriente para una carga resistiva.

### 2.1.2 CAPACITANCIA (C)

Es la característica que tiene el condensador conocido también en el mercado como condensador, el mismo que es capaz de almacenar energía a manera de campo eléctrico generado entre sus placas cuando es energizado eléctricamente, cumpliéndose para éste la siguiente relación de voltaje y corriente:

$$\Delta V = \frac{1}{C} * I(t) \Leftrightarrow I(t) = C * \frac{dV(t)}{dt} \quad (2.5)$$

Aplicando la definición de potencia eléctrica y sustituyendo en esta la expresión anterior (2.5) se obtiene:

$$P(t) = I(t) * V(t) \Leftrightarrow P(t) = C * \frac{dV(t)}{dt} * V(t) \quad (2.6)$$

Si se aplica la definición de energía eléctrica en función de la potencia y aplicando la regla de la cadena en derivación se obtiene lo siguiente:

$$E(t) = \int_0^t P(\tau) * d\tau = \int_0^t C * \frac{dV(\tau)}{d\tau} * V(\tau) * d\tau \Rightarrow E(t) = \int_0^t C * V(\tau) * dV(\tau) \quad (2.7)$$

Y al integrar la anterior expresión (2.7) se obtiene:

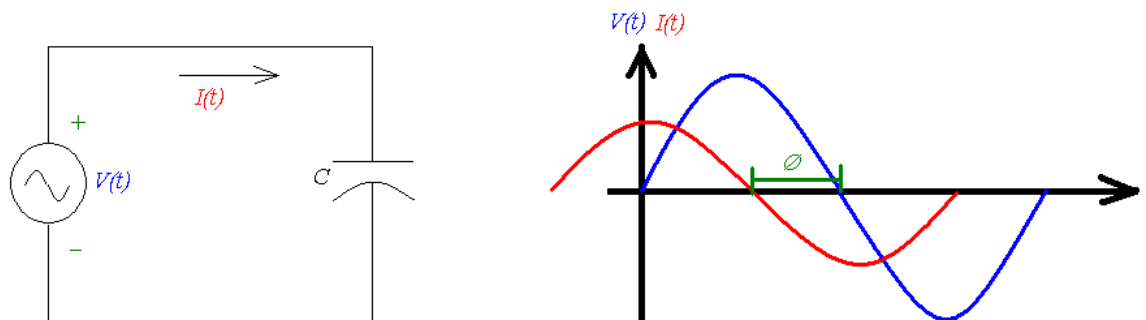
$$E(t) = \frac{1}{2} * C * [V^2(t) - V_o^2] \quad (2.8)$$

Donde  $V_o$  es el voltaje inicial del condensador. Si se supone inicialmente descargado se obtiene:

$$E(t) = \frac{1}{2} * C * V^2(t) \quad (2.9)$$

Dado que C es una constante positiva, se comprueba de la expresión anterior (2.9) que la energía eléctrica en un condensador siempre es positiva, es decir, es un elemento pasivo.

La característica en cuanto al comportamiento de los parámetros eléctricos voltaje y corriente frente a este tipo de carga es que la corriente se encuentra adelantada un ángulo  $\Phi = 90^\circ$  con respecto al voltaje, es decir que existe un defasaje positivo, tal como se puede apreciar en la figura 2.2 (b). [2]



**Figura 2.2** (a) Circuito con carga capacitiva, (b) Formas de onda del voltaje y corriente para una carga capacitiva.

### 2.1.3 INDUCTANCIA (L)

Es la característica que presenta el inductor o bobina la de almacenar y consumir la energía eléctrica convirtiéndola en energía magnética por medio del campo magnético que genera al circular corriente eléctrica por el, y que de manera análoga que el condensador aplicando el principio de dualidad se obtendría:

$$E(t) = \frac{1}{2} * L * [I^2(t) - I_o^2] \quad (2.10)$$

Donde  $I_o$  es la corriente inicial por la bobina. Si se supone que inicialmente está descargada se llega a:

$$E(t) = \frac{1}{2} * L * I^2(t) \quad (2.11)$$

Al igual que en el caso del condensador, se deduce que la bobina es un elemento pasivo.

La característica de las formas de onda del voltaje y la corriente para este elemento es que la onda de la corriente retrasa a la del voltaje un ángulo  $\Phi = -90^\circ$ , es decir que existe un desfase negativo, esto se lo puede apreciar en la figura 2.3 (b). [2]

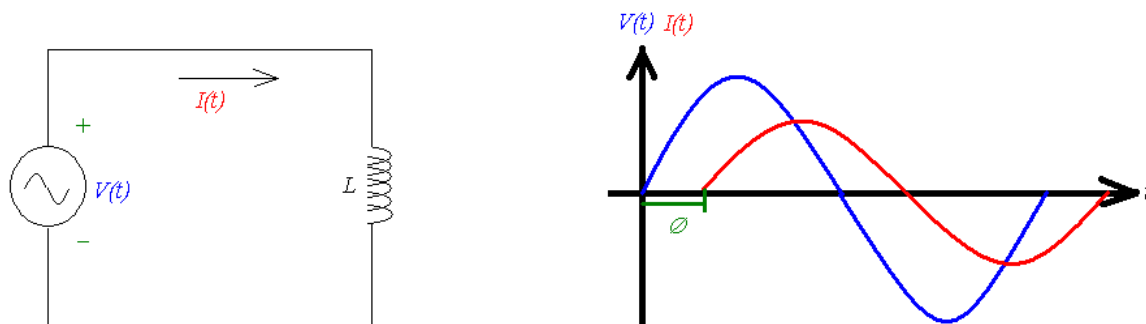


Figura 2.3 (a) Circuito con carga inductiva,

(b) Formas de onda del voltaje y corriente para una carga inductiva.

## 2.2 POTENCIA ELÉCTRICA

La potencia eléctrica capaz de realizar trabajo a manera de convertir la energía eléctrica en otro tipo de energía aprovechable físicamente hablando se denomina potencia activa  $P$ , que es la que se mide en Vatios  $W$ , la cual en una red eléctrica se puede apreciar fácilmente ya que es la que se disipa a través de la carga resistiva y se manifiesta por medio de calor en un simple resistor o en luz y calor para los elementos resistivos que ya hemos mencionado anteriormente, pero la existencia de los otros tipos de carga presentan un fenómeno de reactancia en lugar de resistencia, la misma que según el desfase de las ondas de voltaje y corriente es positiva para el inductor y negativa para el condensador. La potencia que se disipa en estas reactancias lleva el nombre de potencia reactiva, que de la misma forma es positiva para el inductor y negativa para el condensador, a ésta se la conoce por  $Q$  y su unidad de medida es el VAR que significa volta-amperios reactivos.

En la naturaleza de las redes eléctricas tanto de transmisión como de distribución se encuentran inmersos los tres tipos de cargas por lo que aparecen estas dos potencias, de las cuales, la única útil que se puede aprovechar es la potencia activa. Más adelante se podrá apreciar que habiendo las tres cargas y las dos

potencias en un circuito eléctrico, para la existencia de potencia activa es necesario que exista la reactiva.

Las ondas de voltaje y corriente funciones del tiempo dan origen de esta forma a las de las potencias activa y aparente, quedando definidas de la siguiente manera:

$$V(t) = V * \text{sen}(\omega t) \quad (2.12)$$

$$I(t) = I * \text{sen}(\omega t \pm \phi) \quad (2.13)$$

En donde se entiende que el signo  $\pm$  significa: + para el condensador y – para el inductor según los gráficos de los desfases. Se tiene entonces que:

$$P(t) = V(t) * I(t) \quad (2.14)$$

$$P(t) = V * I * \text{sen}(\omega t) * \text{sen}(\omega t \pm \phi)$$

$$P(t) = \frac{V * I}{2} [\cos(\omega t - \omega t - \phi) - \cos(2\omega t \pm \phi)]$$

$$P(t) = \frac{V * I}{2} [\cos(\phi) - \cos(2\omega t \pm \phi)]$$

$$P(t) = \frac{V * I}{2} \cos(\phi) - \frac{V * I}{2} \cos(2\omega t \pm \phi) \quad (2.15)$$

Parte Activa

Parte Reactiva

### 2.2.1 POTENCIA ACTIVA

Como se lo ha mencionado anteriormente, es aquella que relaciona al trabajo o energía útil transformada a luz, calor o potencia mecánica. La carga resistiva consume esta potencia, como ya conocemos es  $P$  y se la mide en vatios  $W$ .

Su expresión para un circuito monofásico es la siguiente:

$$P = V * I * \cos(\phi) \quad (2.16)$$

Para en circuito trifásico la expresión queda así:

$$P = \sqrt{3} * V * I * \cos(\phi) \quad (2.17)$$

### 2.2.2 POTENCIA REACTIVA

La conocida por Q como ya lo mencionamos y que puede ser de dos tipos, si es consumida por inductores como en motores y transformadores es positiva, y si es consumida por condensadores es negativa.

Esta potencia no produce ningún trabajo pero las cargas inductivas a más de consumir potencia activa necesitan de la reactiva para generar el campo magnético indispensable para su funcionamiento, su unidad de medida es el VAR.

Su expresión para un circuito monofásico es:

$$Q = V * I * \sin(\phi) \quad (2.18)$$

Para el circuito trifásico se tiene:

$$Q = \sqrt{3} * V * I * \sin(\phi) \quad (2.19)$$

### 2.2.3 POTENCIA COMPLEJA

Si suponemos que el voltaje senoidal:

$$v = V_m \cos(\omega t + \theta) \quad (2.20)$$

se aplica a una red y que la corriente resultante es:

$$i = I_m \cos(\omega t + \phi) \quad (2.21)$$

el ángulo de fase por el que el voltaje adelanta a la corriente es:

$$(\theta - \phi) \quad (2.22)$$

y la potencia entregada a la red es:

$$P = \frac{1}{2} V_m I_m \cos(\theta - \phi) = V_{eff} I_{eff} \cos(\theta - \phi) \quad (2.23)$$

Si el voltaje aplicado y la corriente hubiesen sido de corriente directa, la potencia promedio entregada a la red sería simplemente  $v \cdot i$ , si se aplica esta técnica de DC al problema senoidal, debería obtenerse un valor para la potencia absorbida que “aparentemente” está dada por el producto:

$$V_{eff} I_{eff} \quad (2.24)$$

Sin embargo, este producto no es la potencia promedio, sino que se define como la potencia aparente, dimensionalmente debe tener las mismas unidades que la potencia real, ya que  $\cos(\theta - \phi)$  es adimensional, pero para evitar confusiones se utiliza el término VOLTAMPERES, o VA; para la potencia aparente como  $\cos(\theta - \phi)$  no puede ser mayor que uno (1), la magnitud potencia real nunca puede ser mayor que la magnitud de la potencia aparente.

El factor de potencia se define como la razón de la potencia promedio o real a la potencia aparente, se simboliza por F.P:

$$F.P = \frac{\text{Potencia Pr omedio}}{\text{Potencia Aparente}} = \frac{P}{V_{eff} I_{eff}} \quad (2.25)$$

En el caso senoidal, el F.P. es:

$$\cos(\theta - \phi) \quad (2.26)$$

Donde  $\phi$  es el ángulo por el que el voltaje adelanta a la corriente; por ello se dice con frecuencia que el ángulo  $(\theta - \phi)$  es el ángulo del factor de potencia.

En una carga puramente resistiva, el voltaje y la corriente están en fase:

$(\theta - \phi) = 0$  y FP=1 Potencia Aparente = Potencia Promedio.

Una carga puramente reactiva (sin resistencias) tendrá un F.P.=0, una diferencia de fase de  $\pm 90$ .

Una carga inductiva tendrá un F.P. atrasado y una carga capacitiva un F.P. adelantado.

Si se expresa la potencia como una cantidad compleja, podemos simplificar cálculos. La potencia compleja se define en relación a un voltaje senoidal general  $V_{eff} = V_{eff} \angle \theta$  existente entre dos terminales y una corriente senoidal general  $I_{eff} = I_{eff} \angle \phi$  que entra a una de las terminales. Entonces la potencia promedio  $P$  absorbida por la red de dos terminales es:

$$P = V_{eff} I_{eff} \cos(\theta - \phi) \quad (2.27)$$

Mediante la notación compleja usando la formula de Euler:

$$P = V_{eff} I_{eff} RE[e^{j(\theta-\phi)}] \quad (2.28)$$

$$P = RE(V_{eff} e^{j\theta} I_{eff} e^{-j\phi}) \quad (2.29)$$

La corriente fasorial es:

$$I_{eff} = I_{eff} e^{j\phi} \quad (2.30)$$

por lo que en la anterior expresión se debe usar la notación del conjugado:

$$I_{eff}^* = I_{eff} e^{-j\phi} \quad (2.31)$$

Por lo tanto:

$$P = RE[V_{eff} I_{eff}^*] \quad (2.32)$$

Definimos la potencia compleja **S** como:

$$S = V_{eff} I_{eff}^* = V_{eff} I_{eff} e^{j(\theta-\phi)} \quad (*) \quad (2.33)$$



La magnitud de  $S$  es la potencia aparente, el ángulo de  $S$  es el ángulo del factor de potencia.

En forma rectangular:

$$S = P + jQ \quad (2.34)$$

Donde  $P = \text{Potencia promedio real}$ , como antes, y la parte imaginaria se simboliza por  $Q$  y recibe el nombre de Potencia Reactiva, sus dimensiones son las mismas que las de la potencia real, para evitar confundirla la unidad de  $Q$  se define como el Var (Voltamperes reactivos).

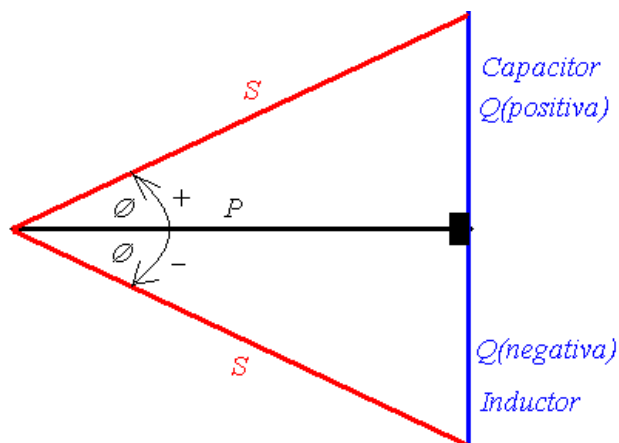
De la ecuación (\*) se observa que:

$$Q = V_{eff} I_{eff} \text{sen}(\theta - \phi) \quad (2.35)$$

Si la carga es inductiva,  $(\theta - \phi)$  es un ángulo entre 0 y 90 grados, el seno de este ángulo es positivo y la potencia reactiva es positiva. Una carga capacitiva se traduce en una potencia reactiva negativa.

#### 2.2.4 POTENCIA APARENTE

Es conocida también con el nombre de potencia total denominada  $S$  ya que es la suma de la potencia activa más la potencia reactiva y su unidad de medida es el VA que significa volta-amperio. Al dibujar de manera fasorial pasándolas a la forma polar de magnitud ángulo se puede notar que  $Q$  está perpendicular a  $P$  y que al sumarlos el resultado es  $S$  formando un triángulo rectángulo denominado el triángulo de potencias en el que  $P$  y  $Q$  son los catetos y  $S$  la hipotenusa (Figura 2.4).



**Figura 2.4** Triángulo de Potencias.

Debido a que de esta forma la potencia aparente tiene dos componentes, una real correspondiente a la potencia activa y otra imaginaria correspondiente a la potencia reactiva, para obtenerla es más fácil trabajar con fasores, es decir que el voltaje y la corriente deben estar en la forma fasorial preferentemente en coordenadas polares que son magnitud y ángulo.

Su expresión para un circuito monofásico es:

$$\bar{S} = \bar{V} * \bar{I}^* \quad (2.36)$$

Para el circuito trifásico se tiene:

$$\bar{S} = \sqrt{3} * \bar{V} * \bar{I}^* \quad (2.37)$$

Del triángulo de potencias se deduce por el teorema de Pitágoras:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.38)$$

Esta potencia es la que realmente suministra una planta generadora de energía eléctrica o un centro de transformación debido a que involucra en su proceso a todas las potencias. [3]

## 2.3 FACTOR DE POTENCIA

La conexión de las cargas inductivas y capacitivas para regulación, además del efecto capacitivo de las líneas provoca el desfase entre la onda de corriente y el voltaje.

La utilización de la energía eléctrica, distribuida mediante redes de C.A., ya sea para fines industriales, comerciales o residenciales, lleva implícita la existencia de campos magnéticos para el establecimiento de los campos rotantes que mueven a los motores, para las reactancias de las lámparas de descarga o tubos fluorescentes, etc.

Tales campos magnéticos requieren de la red de alimentación una cierta potencia reactiva (kVAr) que, si bien no significa un aumento directo de la potencia activa (kW) que se está utilizando, se traducen, en el costo económico para aquellos usuarios a los que se les factura la energía reactiva, en mala regulación de la tensión de suministro (generalmente "baja tensión") mayores pérdidas en líneas y elementos de distribución y aumento de la potencia aparente (KVA) requerida para igual potencia activa utilizada.

En el siguiente esquema (Ver figura 2.5) se puede apreciar como se encuentra distribuida la energía eléctrica que consume el sector industrial de una red de distribución.

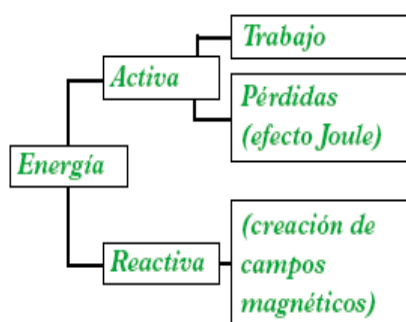
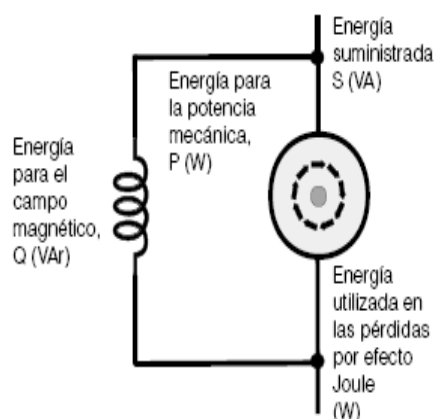


Figura 2.5 (a) Distribución de Energía Eléctrica



(b) Esquema de la distribución de energía en una maquinaria

El Factor de Potencia  $f_p$  se define como el cociente de la potencia activa o útil consumida y la potencia total o aparente suministrada a la carga en análisis, por lo que, si se puede apreciar en el gráfico del triángulo de potencias,  $f_p$  está definido por el coseno del ángulo que forma  $P$  con  $S$  llamado  $\Phi$ , que resulta ser el ángulo de desfase de los fasores voltaje y corriente, e indica la relación entre la corriente reactiva inductiva de la red y la corriente activa de la misma, por lo que indica además su rendimiento eléctrico. Según el triángulo de potencias (Figura 2.4) se puede apreciar que:

$$\text{Factor de potencia: } f_p = \cos(\phi) = \frac{P}{S} \quad (2.39)$$

Así se tiene que la energía que se transforma en trabajo, se la denomina ENERGÍA ACTIVA  $P$ , mientras que la usada por el artefacto eléctrico en generar campo magnético para su propio funcionamiento como los equipos inductivos como los motores y transformadores, se la llama ENERGÍA REACTIVA  $Q$ .

El factor de potencia es un término utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo.

El valor ideal del factor de potencia es 1, esto indica que toda la energía consumida por los aparatos ha sido transformada en trabajo. Por el contrario, un factor de potencia menor a la unidad significa un mayor consumo de energía necesaria para producir un trabajo útil.

Algunos autores consideran los cálculos usando la tangente de  $\Phi$  en vez del cos  $\Phi$ ; la tangente de  $\Phi$  representa la cantidad de potencia reactiva necesaria por vatio de consumo. Una tangente de  $\Phi$  ( $\text{tg } \Phi$ ) baja corresponde a un factor de potencia alto, es decir, poca potencia reactiva.

$$\tan \phi = \frac{\text{Energía(reactiva)}}{\text{Energía(activa)}} = \frac{Q(\text{Var})}{P(\text{W})} \quad (2.40)$$

Efectuadas las definiciones de las potencias y teniendo en cuenta que tanto en las instalaciones industriales como comerciales y residenciales, el tipo de consumo es preponderantemente inductivo puede decirse que el diagrama fasorial de un consumo tipo, teniendo en cuenta las potencias será el de la figura 2.6. [17]

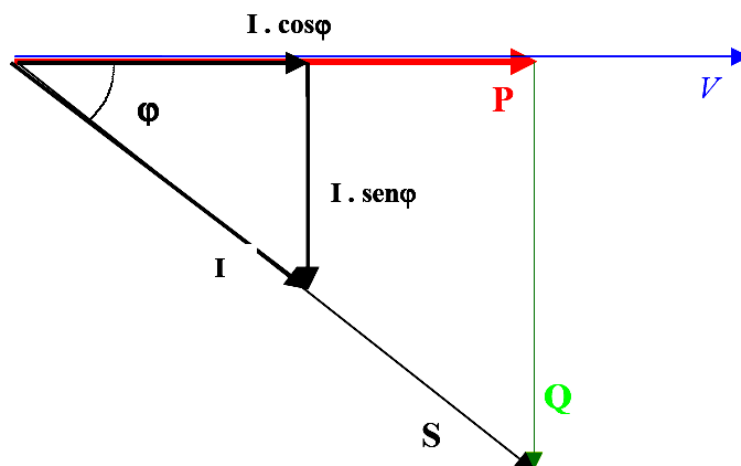


Figura 2.6 Fasores Eléctricos.

## 2.4 CURVAS DE CARGA

En la dirección de Planeamiento del CENACE uno de los principales requerimientos, es el de poseer pronósticos de las diferentes variables que afectan al Mercado Eléctrico Mayorista. Dentro de estos requerimientos tiene vital importancia, el pronóstico diario de la demanda de carga eléctrica del sistema de potencia ecuatoriano, ya que basándose en éste se realiza toda la planificación para la distribución de la energía eléctrica en el país.

En el planeamiento de operación de corto plazo es decir en la programación diaria, la previsión de la demanda de energía eléctrica influye directamente en los despachos de las unidades, de tal manera que garantice el suministro de la misma.

La curva de carga diaria del sistema eléctrico ecuatoriano, se caracteriza por tener tres bloques de demanda: base, media y máxima o de punta. Este último de gran magnitud, por lo que debe ser cubierto en forma económica. Las desviaciones de la demanda real respecto de los valores pronosticados, tanto en

exceso como en defecto, se reflejarán en la generación. Si el sistema no tiene capacidad instalada suficiente, habrá la probabilidad de que se produzcan períodos de déficit en el suministro eléctrico y para afrontarlos, será fundamental la incorporación de otros generadores al sistema.

Los parámetros característicos de la curva de carga diaria son:

**1.- Potencia máxima registrada en el día.-** Es la mayor potencia requerida por los consumidores. Representa un indicador básico para una adecuada planificación del crecimiento del sistema eléctrico. Se presenta en las zonas de consumo muy pronunciado.

**2.- Potencia mínima registrada en el día.-** Es la menor potencia requerida por los consumidores. Se presenta en las zonas de bajo consumo.

**3.- Contenido Energético.-** Se lo considera como el área de la región bajo la curva de carga diaria.

**4.- Forma de la curva de carga diaria.-** Se refiere a una cronología de sucesión de demandas.

**5.- Sectores de Consumo.-** Los sectores de consumo son: residencial, industrial, comercial, alumbrado público, etc., cada uno caracterizado por una curva de consumo.

**6.- Zonas de demanda.-** Estas son de demanda base, demanda media y demanda punta.

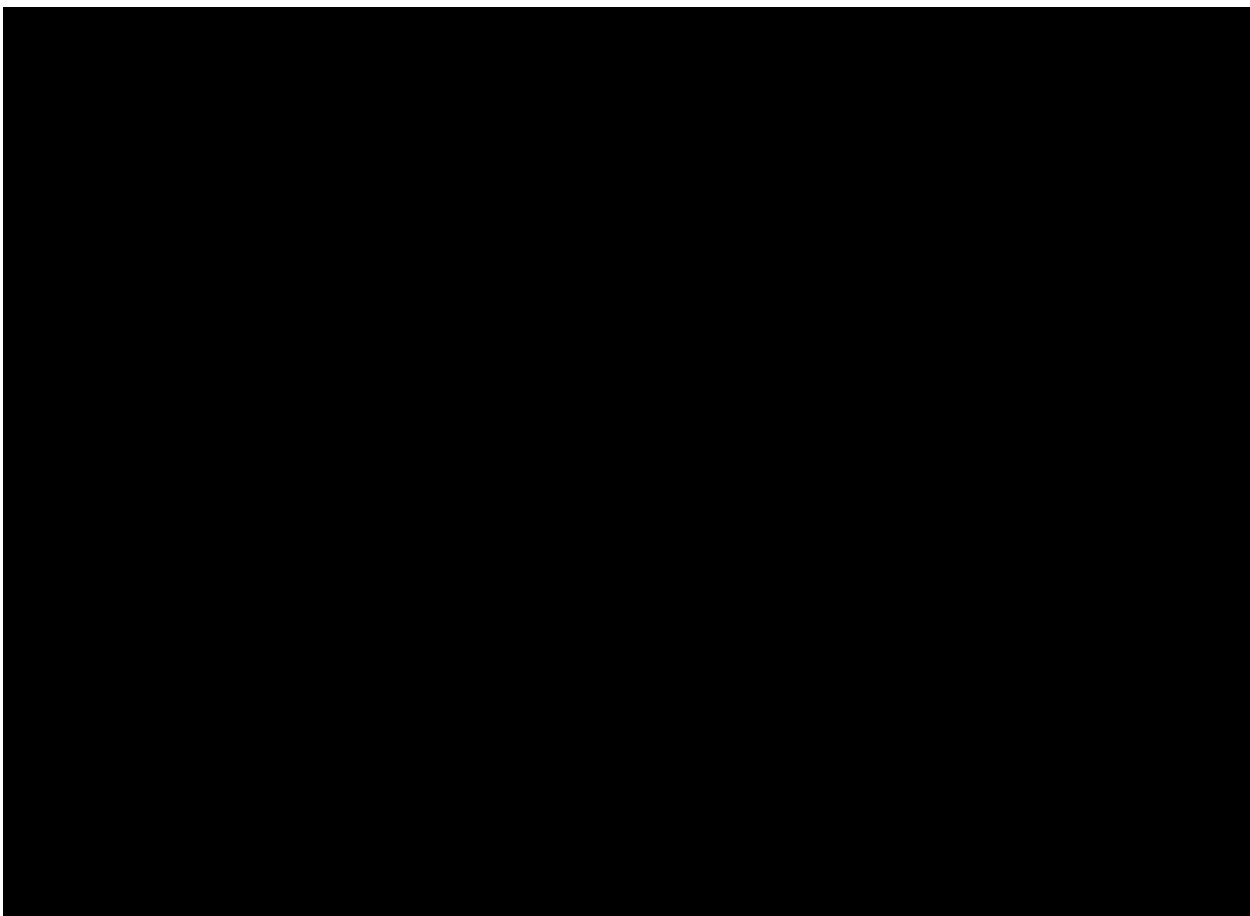
**7.- Variación periódica diaria, semanal y estacional.-** La forma de la curva de carga (cronología) varía según el período que se considere para el estudio.

**8.- Crecimiento interanual.-** La curva de carga cambia acorde con el crecimiento o recesión económica, requiriéndose en estos casos una representación de la demanda mensual.

**9.- Comportamiento aleatorio.-** Incluye todos los factores imprevisibles que puedan afectar al consumo eléctrico.

**10.- Localización geográfica.-** Este es un elemento de fundamental importancia cuando la naturaleza del estudio a efectuar, requiera de la consideración de la red, para contemplar las limitaciones desde el punto de vista de la capacidad de transporte.

La figura 2.7 presenta la curva de carga diaria del sistema de potencia ecuatoriano, caracterizándose en forma general por tener una potencia mínima ( $P_{min}$ ) en las horas de poco consumo del suministro eléctrico y una potencia máxima ( $P_{max}$ ) en la demanda punta registrada en la hora pico esto es a las 19h30.



**Figura 2.7** Curva de Carga diaria del S.N.I.

### **2.4.1 TIPOS DE CURVAS DE CARGA**

Al hablar de los tipos de curvas de carga estamos hablando de los tipos de usuarios que existen en las redes de distribución de energía eléctrica, los mismos que son suministrados por las empresas distribuidoras desde las subestaciones S/E de distribución a las ciudades, que poseen fábricas como clientes industriales, las casas como clientes residenciales y los centros comerciales, almacenes y oficinas como clientes comerciales.

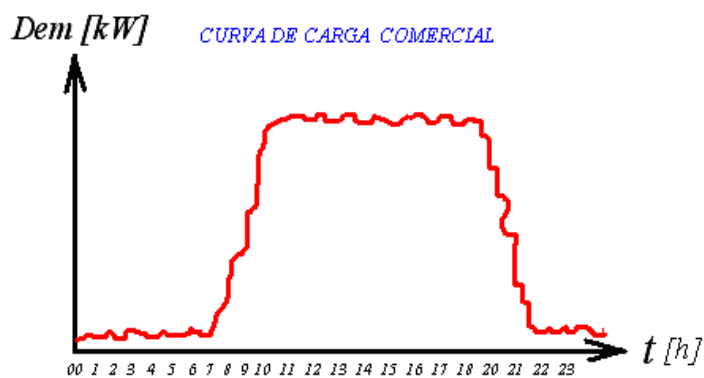
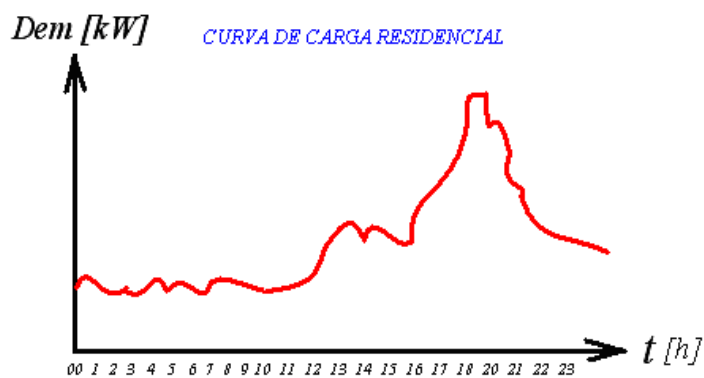
Pues como el consumo eléctrico a lo largo del tiempo en el día para este tipo de clientes difiere por su diferente naturaleza, éste se lo puede evaluar en dicha característica denominada su curva de carga. Ésta característica tiene cada usuario, sin embargo se puede apreciar la cantidad innumerable de clientes que existen, por lo que se clasifican las curvas por su tipo de característica. Pero desde las subestaciones por medio de los Alimentadores Primarios A/P, alimentan a estos tres tipos de clientes que se encuentran mezclados entre sí en las ciudades, entonces se hace necesario identificar para realizar cualquier tipo de estudio de carácter técnico, la tendencia de característica para cada A/P, clasificándolos en Residenciales, Comerciales e Industriales, tomando en cuenta que llevan estos nombres por su predominio en dicha característica.

La característica de la que hemos estado mencionando llamada curva de carga, es el gráfico de la Demanda o uso de la energía por medio de la potencia de trabajo versus el tiempo, es decir que la carga de un sistema representa la demanda eléctrica acumulada de todos los consumidores, tomando en cuenta las pérdidas existentes dentro de cada uno de los elementos que componen el sistema, de esta manera se puede apreciar la forma de consumo de estos tres tipos de clientes e identificarlos únicamente por ésta.

En lo que se refiere a planificación, la carga pico es de suma importancia debido a que será la máxima cantidad de potencia que debe entregar el sistema. En un cierto tiempo.



En los siguientes gráficos (Figura 2.8) se puede observar aproximadamente las formas que tienen las curvas de carga generalmente, en la industrial, varían de acuerdo al consumo que presenten dichos clientes de predominio:



**Figura 2.8** Curvas de Carga.

## **2.4.2 COMPORTAMIENTO DE LA CURVA DE CARGA**

Considerando cada una de las características específicas de la curva de carga de la demanda de energía eléctrica a continuación se presenta una clasificación de los días.

### **2.4.2.1 Días normales y no normales**

Días normales son aquellos en los que no ha sucedido ningún acontecimiento extraño que modifique el comportamiento de los usuarios en el consumo de energía eléctrica.

Un día no normal, será por el contrario aquel día en el que sucedió algún acontecimiento extraordinario, pero que tiene un comportamiento predecible, como por ejemplo días en los que existan paros, feriados, puentes, partidos de fútbol, y que aumentan o disminuyen el consumo de energía eléctrica, pero que dicho incremento o decremento se puede estudiar mediante un modelo matemático.

### **2.4.2.2 Datos o días atípicos**

Llamaremos datos o días atípicos a aquellos que sin ningún motivo aparente distorsionan el comportamiento normal de la curva de demanda de energía eléctrica; estos datos o días atípicos pueden darse por disparos, cortes de carga, datos mal digitados, etc.

Es importante distinguir entre lo que son los datos o días atípicos y los días no normales pues el tratamiento estadístico que se da a los unos es completamente diferente al tratamiento de los otros. La diferencia fundamental entre un día atípico y un día no normal, es que un día no normal se puede predecir mientras que los días atípicos suceden sin motivo aparente y deben ser estudiados una vez corregidos.

## 2.5 PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Este estudio se basa en las redes de distribución de la Empresa Eléctrica Quito S. A., por lo que se mencionarán los fenómenos que causan pérdidas de energía eléctrica en éstas y se analizará el sector de mayor problema como es el industrial debido a la ya conocida potencia reactiva como mayor fuente de pérdida por no ser aprovechada en energía de trabajo útil por la maquinaria. Entre los equipos que consumen energía reactiva se tienen los motores asíncronos, transformadores y otros elementos como las reactancias de las lámparas fluorescentes y de descarga, o los convertidores estáticos (rectificadores), ver figura 2.9.



**Figura 2.9** Receptores consumidores de energía reactiva.

El hecho de que exista un bajo factor de potencia en su industria produce los siguientes inconvenientes:

Al usuario (industrial):

- Aumento de la intensidad de corriente
- Pérdidas en los conductores y fuertes caídas de voltaje
- Incrementos de potencia de las plantas, transformadores, reducción de su vida útil y reducción de la capacidad de conducción de los conductores
- La temperatura de los conductores aumenta y esto disminuye la vida de su aislamiento.
- Aumentos en la factura por consumo de energía eléctrica

A la empresa distribuidora de energía:

- Mayor inversión en los equipos de generación, ya que su capacidad en KVA debe ser mayor, para poder entregar esa energía reactiva adicional.
- Mayores capacidades en líneas de transmisión y distribución así como en transformadores para el transporte y transformación de esta energía reactiva.
- Elevadas caídas y baja regulación de voltaje, lo cual puede afectar la estabilidad de la red eléctrica.

En el país, las empresas a cargo de la distribución de la energía cobran una tarifa especial a aquellas Industrias que consumen mucha energía si pasan de cierto rango ó tarifas como Potencia Reactiva, por consumo superior a lo permitido, por hora pico, cada usuario conectado a la red eléctrica pertenece a una categoría de consumo, la categoría dependerá si es para uso residencial, comercial o Industrial y así será la factura al final de cada mes.

Una forma de que las empresas de electricidad a nivel nacional e internacional hagan reflexionar a las industrias sobre la conveniencia de generar o controlar su consumo de energía reactiva ha sido a través de un cargo por demanda, facturado en Q. /KVA, es decir cobrándole por capacidad suministrada en KVA, factor donde se incluye el consumo de los KVAR que se entregan a la industria.

En el Ecuador el alto costo que significa la producción de energía eléctrica, ha obligado a las empresas transportadoras y distribuidoras a reducir los márgenes de pérdidas. Las pérdidas de energía se presentan en mayor o menor grado en todos y cada uno de los elementos que conforman un sistema eléctrico, y se producen en todo instante de tiempo.

### **2.5.1 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS.**

Existen dos tipos de pérdidas en los sistemas eléctricos y son las siguientes:

- Pérdidas técnicas.
- Pérdidas no técnicas.

### 2.5.1.1 Pérdidas Técnicas

Las pérdidas técnicas pueden clasificarse de acuerdo al tipo y la causa que las producen.

Las pérdidas técnicas son las que se producen por efecto de la resistencia física de los conductores al paso de la corriente. Estas pérdidas están presentes en todos los componentes del sistema, desde las plantas de generación hasta la llegada a los equipos de los usuarios, y crecen en proporción geométrica a la demanda.

### 2.5.1.2 Pérdidas asociadas con la variación de la demanda

Son aquellas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto joule). Su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente: [7]

$$P_L = I^2 * R \quad (2.41)$$

En donde:

$P_L$  = Pérdidas en el elemento del sistema (W).

$I$  = Corriente que circula por el elemento (A).

$R$  = Resistencia del elemento ( $\Omega$ ).

#### 2.5.1.2.1 Pérdidas independientes de la demanda

Estas pérdidas dependen principalmente de la variación del voltaje, se presentan en los transformadores y máquinas eléctricas, se deben a las corrientes de

Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación. Aquí también se incluyen las pérdidas por efecto corona. [7]

Estas pérdidas dependen principalmente de la variación del voltaje, se presentan en los transformadores y máquinas eléctricas, se deben a las corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación. Aquí también se incluyen las pérdidas por efecto corona. [7]

Considerando que las fluctuaciones de voltaje no son significativas, se consideran a las pérdidas en vacío como constantes.

### **2.5.1.3 Pérdidas No Técnicas**

Son las que se producen por robo o fraude y por deficiencias administrativas, se las denomina también pérdidas negras.

Estas pérdidas son calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales del sistema y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo.

## **2.5.2 PÉRDIDAS POR SUBSISTEMA**

Para el estudio de pérdidas técnicas en un sistema eléctrico, es conveniente dividir al sistema en un conjunto de subsistemas, para lograr ciertas simplificaciones en los cálculos.

La E.E. Quito. S.A al ser una empresa distribuidora, y para efectos del estudio a realizarse sus subsistemas serían los siguientes [7]:

Subsistema de subtransmisión

Subsistema de transformadores de subtransmisión AT/MT.

Subsistema de alimentadores primarios.

Subsistema de transformadores de distribución MT/BT.

Subsistema de alumbrado público.

### 2.5.2.1 Definiciones Básicas

En los distintos métodos que se utilizan para la evaluación de pérdidas técnicas se realizan algunas aproximaciones en base a unos conceptos básicos que se definen a continuación.

**Distribución secundaria.-** Se refieren a los circuitos de la red eléctrica que tienen la función de transportar la energía eléctrica desde el lado de baja de los transformadores de distribución, hasta el punto de conexión al usuario llamado carga.

**Carga instalada.-** Se la denomina así a la capacidad instalada como la suma de potencias nominales (datos de placa) de cada uno de los transformadores.

**Demanda.-** Es la suma de la potencia de la carga y de las pérdidas de potencia correspondientes en un instante determinado, de un usuario, conjunto de usuarios, o de un sistema [7].

**Factor de Carga.-** Es la relación entre la demanda media de la carga y la demanda máxima de la carga [7].

$$FC = \frac{\text{Demanda media}}{\text{Demanda máxima}} \quad (2.42)$$

**Factor de Pérdidas.-** Se define como la relación del promedio de las pérdidas de potencia, en un ciclo de carga dado, y las pérdidas de potencia durante la demanda máxima [8].

$$Fp = \frac{(\text{Demanda promedio})^2}{(\text{Demanda máxima})^2} \quad (2.43)$$

**Factor de utilización.-** Es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal instalada de un elemento o de un sistema [7].

$$Fu = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Capacidad nominal instalada}} \quad (2.44)$$

**Factor de diversidad.-** Se lo define como la relación entre la suma de las demandas máximas individuales y la demanda máxima total del sistema considerado.

$$Fd = \frac{\sum D_{m\acute{a}x.individuales}}{D_{m\acute{a}x.total.del.sistema}} \quad (2.45)$$

**Demanda Máxima.-** Es la mayor demanda ocurrida durante un periodo específico de tiempo, incluye la potencia de la carga y de las pérdidas [7].

**Rendimiento.-** Es la relación dada como porcentaje de la energía de entrada de un sistema y la energía de salida de este [7].

$$\eta = \frac{Energ\acute{a} \text{ entrada}}{Energ\acute{a} \text{ salida}} \quad (2.46)$$

**Coincidencia de picos.-** tomando en cuenta la demanda máxima se hace un análisis con lo que se puede decir que no todas las cargas de los clientes ocurren al mismo tiempo por lo que se genera diversos efectos en el sistema:

En primer lugar se puede decir que la carga pico en diferentes partes del sistema pueden ocurrir a diferentes tiempos.

Y en segundo lugar la carga pico del sistema siempre será menor que la suma de las cargas pico individuales.

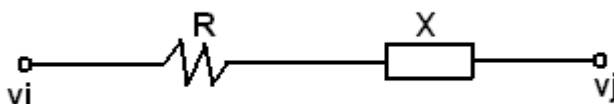
### 2.5.2.2 Pérdidas en Alimentadores Primarios

Este tipo de pérdidas están asociadas principalmente con la resistencia de los conductores, y las corrientes que circulan por los mismos.

Debido a que los voltajes son relativamente bajos (<13.8KV), las pérdidas de potencia por efecto corona son muy pequeñas, por lo que se puede despreciar,



igualmente los valores de susceptancia de las líneas de distribución son muy pequeños por lo que se desprecian, entonces el modelo de la línea de distribución se puede representar como en la figura 2.10 de la siguiente manera:



**Figura 2.10** Modelo de una línea de distribución.

En donde:

$V_i$  = Voltaje en el punto  $i$  (V)

$V_j$  = Voltaje en el punto  $j$  (V)

$R$  = Resistencia de la línea ( $\Omega$ )

$X$  = Reactancia de la línea ( $\Omega$ )

### 2.5.2.3 Pérdidas en transformadores de distribución

En los transformadores de distribución se presentan dos tipos de pérdidas:

- 1.- Las pérdidas que varían con la demanda y están relacionadas directamente con la resistencia de los arrollamientos del transformador; a estas se las denomina pérdidas en el cobre.
- 2.- Las pérdidas que están asociadas al valor del voltaje aplicado están relacionadas con las corrientes de excitación del transformador, a estas se las denomina pérdidas en el hierro o pérdidas en vacío.

A un transformador se lo puede modelar de la siguiente manera:

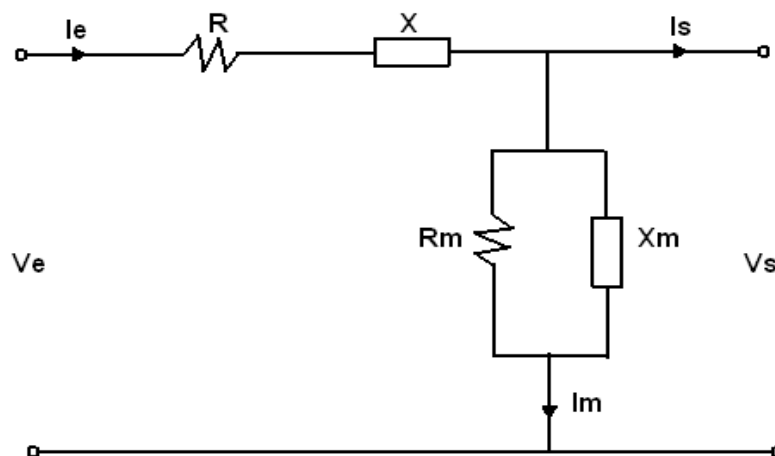


Figura 2.11 Modelo de un transformador.

En donde:

$I_e$  = Corriente de entrada (A).

$I_s$  = Corriente de salida (A).

$V_e$  = Voltaje de entrada (V).

$V_s$  = Voltaje de salida (V).

$R$  = Resistencia serie (asocia pérdidas en el cobre). ( $\Omega$ )

$X$  = Reactancia serie. ( $\Omega$ )

$R_m$  = Resistencia paralelo (asocia pérdidas en el hierro). ( $\Omega$ )

$X_m$  = Reactancia paralelo. ( $\Omega$ )

$I_m$  = Corriente asociada con la excitación del transformador (A).

#### 2.5.2.4 Pérdidas en redes secundarias

Al igual que en los alimentadores primarios, las pérdidas en redes secundarias están relacionadas con la resistencia de los conductores y las corrientes que circulan por los mismos.

#### 2.5.2.5 Pérdidas en alumbrado público

Las pérdidas en alumbrado público están relacionadas principalmente por las que se producen en las reactancias o balastos y estas son constantes, adicionalmente se tienen pérdidas en menores cantidades debido a luminarias que se encuentran

encendidas durante el día, pérdidas producidas por luminarias que no disponen de condensador, y también pérdidas por el uso de luminarias con baja eficiencia.

## 2.6 METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN

En el análisis de pérdidas técnicas existen metodologías más o menos simplificadas, las mismas que se aplican dependiendo de la información disponible.

### 2.6.1 ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA

#### 2.6.1.1 Método del OLADE

Determina las pérdidas de potencia en base a la corrida de flujos de carga y se ajusta una función que relaciona las pérdidas con la demanda total, obteniéndose un modelo de la forma [7].

$$P_{Li} = C_1 + C_2 * P_{Di} + C_3 * P_{Di}^2 \quad (2.47)$$

En donde:

$P_{Li}$  = pérdidas de potencia en el instante  $i$ .

$P_{Di}$  = Demanda del sistema en el instante  $i$ .

$C_1, C_2, C_3$  = Constantes de proporcionalidad.

#### 2.6.1.2 Método del Banco Mundial

De una muestra de alimentadores primarios de los que se obtiene las pérdidas de potencia, se calcula una constante  $K$  que depende de las características principales del circuito como son la demanda y su longitud [9].

$$K = \frac{P_{Lmax}}{MW^2 * L} \quad (2.48)$$

Donde:

$P_{Lmax}$  = pérdidas de potencia a demanda máxima (KW).

$K$  = constante de proporcionalidad (KW / Mw<sup>2</sup> \* km).

$MW$  = demanda máxima del sistema (MW).

$L$  = longitud del circuito (km).

## 2.6.2 ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

De igual manera a lo dicho anteriormente las dos organizaciones determinan las pérdidas de energía de manera diferente:

### 2.6.2.1 Método del OLADE

Conocidos los valores de pérdidas de potencia en cada instante  $i$ , se calculan las pérdidas de energía mediante un proceso de integración con la siguiente ecuación [7]:

$$P_{Ei} = P_{Li} * t_i \quad (2.49)$$

En donde:

$P_{Ei}$  = pérdidas de energía en el instante  $i$  (KWH).

$t_i$  = intervalo de tiempo en el instante  $i$ .

### 2.6.2.2 Método del Banco Mundial

Conocidos los valores de pérdidas de potencia a demanda máxima se calculan las pérdidas de energía con la siguiente ecuación [9]:

$$P_E = P_{L_{\max}} * fp * T \quad (2.50)$$

En donde:

$P_E$  = pérdidas de energía en el periodo T (KWH).

$T$  = periodo de evaluación.

$fp$  = factor de pérdidas.

### **2.6.3 METODOLOGÍA PARA ALIMENTADORES PRIMARIOS.**

La estimación de las pérdidas de energía en un circuito primario parte del conocimiento de la demanda máxima del alimentador a nivel de subestación, que se determina mediante datos medidos en hora de demanda máxima.

A continuación se presenta el resumen del procedimiento básico a seguirse para la estimación de pérdidas.

- 1.- Se debe realizar el levantamiento de la información de campo del circuito primario que se va a estudiar, en lo concerniente a: calibre de conductores, distancias entre centros de transformación, tipos de estructuras, capacidad nominal de los transformadores.
- 2.- Obtener datos de las demandas activas y reactivas, factor de potencia. Voltajes del alimentador a nivel de subestación.
- 3.- Calcular las demandas en cada punto del sistema, generalmente se lo realiza en los transformadores de distribución.
- 4.- Determinar las pérdidas de potencia activa en el alimentador primario mediante la corrida de un flujo de carga.
- 5.- Determinar las pérdidas de energía mediante la ecuación 2.2.

6.- Se determina el porcentaje de pérdidas del subsistema con la siguiente expresión.

$$P_E (\%) = \frac{P_E}{E} \times 100 \quad (2.51)$$

En donde:

$P_E$  = pérdidas de energía (KWH).

$E$  = energía disponible en el sistema (KWH).

En los alimentadores que no ha sido posible obtener los flujos de carga respectivos, las pérdidas de potencia se calcula determinando una constante de pérdidas "K" (ecuación 2.48), obtenida de la muestra de alimentadores que se corren flujos de carga.

La fórmula que relaciona las pérdidas de potencia activa con la demanda máxima del circuito, longitud y la constante K es la siguiente:

$$P = K * d^2 * L \quad (2.52)$$

En donde:

$P$  = Pérdidas de potencia. (KW)

$K$  = Constante que representa las pérdidas de la muestra  
[KW / (MW<sup>2</sup>. Km)].

$d$  = Demanda máxima (MW).

$L$  = Longitud del alimentador (km).

#### **2.6.4 PRINCIPALES CAUSAS DE BAJO FACTOR DE POTENCIA**

Existen algunos equipos eléctricos que causan un bajo factor de potencia entre los cuales se tienen a los siguientes:

**Motores operando en vacío.-** Los motores eléctricos consumen prácticamente la misma cantidad de energía reactiva necesaria para mantener su campo magnético, cuando opera en vacío o a plena carga.

Entretanto, no sucede lo mismo con la energía activa, ésta es directamente proporcional a la carga mecánica solicitada al motor. Así, cuanto menor sea la carga mecánica solicitada, menor será la energía activa consumida, consecuentemente menor el factor de potencia.

**Motores sobredimensionados.-** Este es un caso particular de lo anterior, cuyas consecuencias son análogas. Generalmente los motores que son sobredimensionados, presentan una gran conservación de energía.

Es muy común la sustitución de un motor por otro de mayor potencia, principalmente en los casos de mantenimiento y reparación que, por comodidad, la sustitución transitoria pasa a ser permanente, sin saber que un sobredimensionamiento provocará un bajo factor de potencia.

**Transformadores operando en vacío o con pequeñas cargas.-** Análogamente a los motores, los transformadores, operando en vacío o con pequeñas cargas, consumen una cantidad de energía reactiva relativamente grande, comparada con la energía activa, provocando un bajo factor de potencia.

**Transformadores sobredimensionados.-** Es un caso particular de lo anterior, donde transformadores de gran potencia son utilizados para alimentar, durante largos períodos, pequeñas cargas.

**Nivel de voltaje por encima del nominal.-** Con una tensión superior al nominal, cuando se aplica a motores de inducción, se da el aumento de consumo de energía reactiva y, por tanto, disminuye el factor de potencia.

**Lámparas de descarga.-** Las lámparas de descarga (vapor de mercurio, vapor de sodio, fluorescentes, etc.) para su funcionamiento necesitan de un reactor auxiliar. Los reactores, como los motores y los transformadores, poseen bobinas

enrolladas que consumen energía reactiva, contribuyendo a la reducción del factor de potencia de las instalaciones.

A continuación se presenta una tabla donde se muestra el factor de potencia de las cargas más usuales.

Aparato		$\cos \varphi$
Motor asíncrono	Carga a 0%	0,17
	25%	0,55
	50%	0,73
	75%	0,80
	100%	0,85
Lámparas incandescentes		1
Tubos fluorescentes no compensados		0,5
Tubos fluorescentes compensados		0,93
Lámparas de descarga		0,4 a 0,6
Hornos a resistencias		1
Hornos a inducción con compensación incorporada		0,85
Hornos a calentamiento dieléctrico		0,85
Hornos de arco		0,8
Máquinas de soldar a resistencia		0,8 a 0,9
Electrodos monofásicos, estáticos de soldadura al arco		0,5
Electrodos rotativos de soldadura al arco		0,7 a 0,9
Transformadores-rectificadores de soldadura al arco		0,7 a 0,9

**Tabla 2.1** Factores de potencia de las cargas más usuales.

La utilización de reactores de alto factor de potencia puede contribuir, en parte, en el problema de bajo factor de potencia de la instalación.



### **2.6.5 EFECTOS DEL BAJO FACTOR DE POTENCIA**

Los valores del factor de potencia están entre cero y uno, ya que el factor de potencia es la potencia que se utiliza para un trabajo útil sobre la potencia total consumida; sería ideal que el factor de potencia sea igual a la unidad para una mayor eficiencia y menor cantidad de pérdidas.

El factor de potencia puede ser igual a la unidad solo en cargas puramente resistivas donde no hay consumo de potencia reactiva, pero en la realidad las cargas tienen un comportamiento combinado entre características resistivas e inductivas que requieren potencia reactiva por lo que el factor de potencia no es igual a unidad.

Mientras menor sea el factor de potencia, mayores van a ser las pérdidas y existirán problemas tanto a nivel de usuario como de distribuidor, los cuales se citan a continuación.

#### **1.- Pérdidas en transformadores y líneas de distribución**

Mientras mayor sea el consumo de energía reactiva dentro de una instalación eléctrica el factor de potencia se irá deteriorando y como la potencia activa es constante, se necesitará mayor intensidad de corriente para satisfacer esta demanda.

Al producirse este incremento de la corriente, se incrementan también las pérdidas por efecto Joule. Este calentamiento es perjudicial especialmente para el aislamiento de los cables ya sea en instalaciones como en los bobinados de los transformadores. Con el pasar del tiempo este problema produce una reducción de la vida útil de los equipos y componentes eléctricos de la red de distribución así como de las instalaciones industriales y residenciales lo cual puede causar cortocircuitos.

#### **2.- Sobrecarga de los generadores, transformadores y líneas de distribución.**

Estos elementos eléctricos pueden trabajar con cierta sobrecarga pero durante tiempos reducidos. Una sobrecarga por bajo factor de potencia es de larga

duración por lo que sobrepasaría los límites tolerables de estos equipos produciéndose su mal funcionamiento y deterioro.

### **3.- Aumento de la caída de voltaje**

La caída de voltaje en la impedancia de una línea o cable se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta V = I(R \cdot \cos\phi + X \cdot \text{sen}\phi) \quad (2.53)$$

En la expresión anterior se puede ver que la caída de voltaje es proporcional a la corriente, es decir si aumenta la corriente se producirá una mayor caída de voltaje.

### **4.- Disminución de potencia activa en los transformadores**

La capacidad en un transformador se determina por su potencia aparente, ya que el voltaje tiene variaciones pequeñas su valor se lo puede considerar constante, el valor de la potencia activa dependerá de la corriente y por ende del factor de potencia. Cuando el factor de potencia sea cercano a la unidad la potencia aparente del transformador será la utilizable, es decir, será potencia activa. Mientras que para un factor de potencia bajo será mucho menor la potencia activa que se consiga del transformador.

### **5.- Mayor inversión en redes**

Al estar los conductores y transformadores trabajando a su máxima carga admisible y en otros casos sobrecargados, la empresa tendrá que invertir en nuevos elementos para una expansión y así satisfacer la demanda.

### **6.- Recargos económicos**

Ya que el bajo factor de potencia produce efectos negativos, las empresas distribuidoras y los organismos de control de energía han implementado penalizaciones o multas para quienes incumplan con los límites del factor de potencia.

## 2.7 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS MEDIANTE CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

De acuerdo a lo explicado anteriormente podemos decir, despreciando las pérdidas  $I^2.R$  e  $I^2.X$  en líneas y demás elementos de distribución, que la potencia aparente que recibe un consumidor se descompone en activa y reactiva pudiendo hacerse el esquema de la figura 2.12.

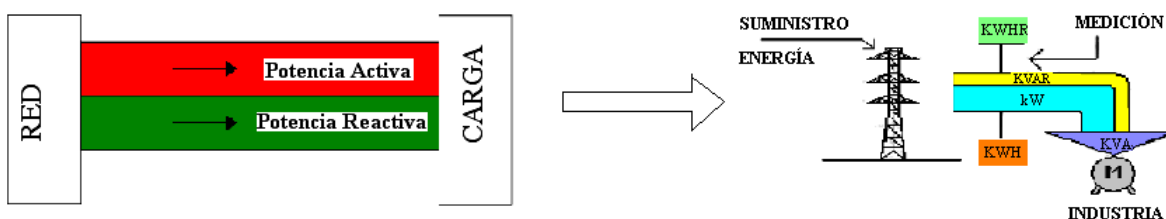


Figura 2.12 Red sin compensación reactiva capacitiva.

La potencia activa debe ser inevitablemente suministrada por la red pero no sucede lo mismo con la reactiva que, salvo los casos especiales en que se disponga de máquinas sincrónicas, puede ser compensada con la conexión de condensadores quedando el esquema como el de la figura 2.13.

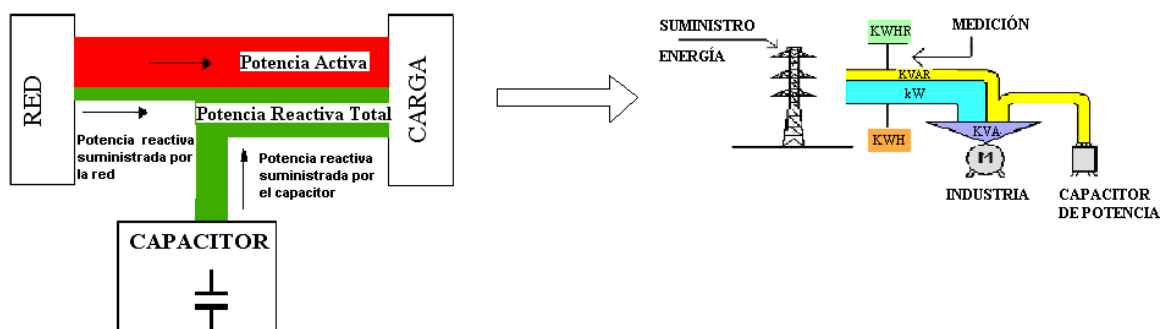


Figura 2.13 Red con compensación reactiva capacitiva.

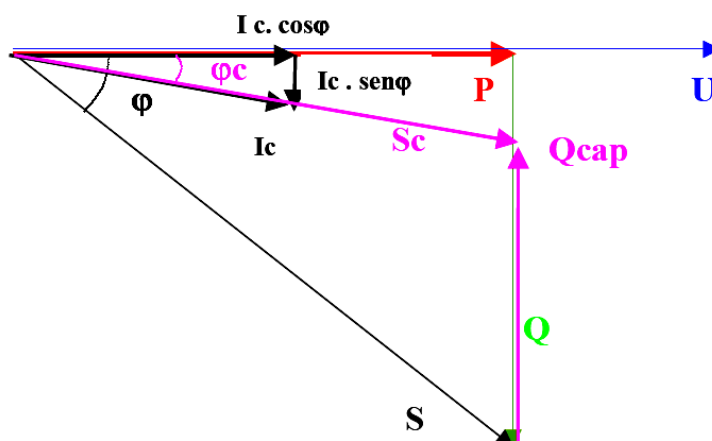
Este procedimiento de compensación de energía reactiva mediante condensadores para reducir el derroche de potencia reactiva no aprovechada, estaría mejorando el valor del factor de potencia a un valor cercano a la unidad, y lleva el nombre de corrección del factor de potencia.

Mejorar el factor de potencia resulta práctico y económico, por medio de la instalación de condensadores eléctricos estáticos, o utilizando motores

sincrónicos disponibles en la industria (algo menos económico si no se dispone de ellos).

El uso de condensadores para compensar el factor de potencia, ampliamente difundido en los países industrializados, se ha incentivado como consecuencia de la crisis energética de la actualización tarifaria y el consiguiente aumento de las penalidades también han contribuido significativamente los desarrollos de nuevos y mejores dieléctricos, el avance en los diseños y, en general al reforzamiento en el diseño y materiales, han significado condensadores de menores costos, con menores pérdidas y bajo porcentaje de fallas.

En el diagrama de la figura 2.14 se observa la incidencia de aplicar una potencia reactiva capacitiva a la instalación de valor  $Q_{cap}$ , produciéndose una disminución del ángulo  $\phi$  y con él una disminución de la corriente y la potencia aparente.



**Figura 2.14** Fasores eléctricos con compensación reactiva capacitiva.

Como claramente se lo puede apreciar, la instalación de condensadores en la red logra la disminución de vares inductivos industriales aprovechando más potencia activa y reduciendo las pérdidas provocadas por la potencia reactiva ya que esta también se reduce, consiguiendo una reducción global de energía eléctrica perdida por este motivo.

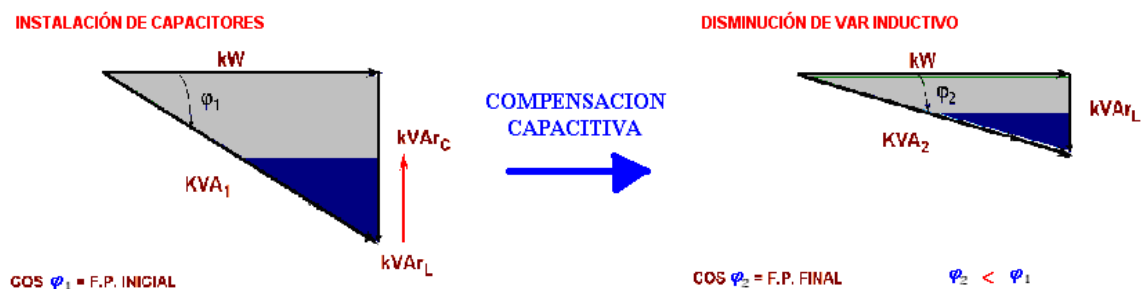


Figura 2.15 Compensación Capacitiva.

## 2.8 COMPENSACIÓN EN LAS REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

La localización de los condensadores en una red eléctrica se determina según:

- El objetivo buscado es: supresión de las penalizaciones, descarga de las líneas y transformadores, aumento del voltaje en el final de la línea.
- El modo de distribución de la energía eléctrica.
- El régimen de carga.
- La influencia previsible de los condensadores en la red.
- El coste de la instalación.

La localización de condensadores de BT sobre una red eléctrica constituye un indicio de diseño de red moderna. La compensación de una instalación puede realizarse de diferentes formas.

**La compensación puede ser:**

- Global.
- Por sectores.
- Individual.

En principio, la compensación ideal es aquella que limita el campo de actuación de la energía reactiva al entorno más próximo a su creación. Pero los criterios técnico-económicos determinarán su situación.

### 2.8.1 Compensación global

Si la carga es estable y continua, una compensación global es adecuada.

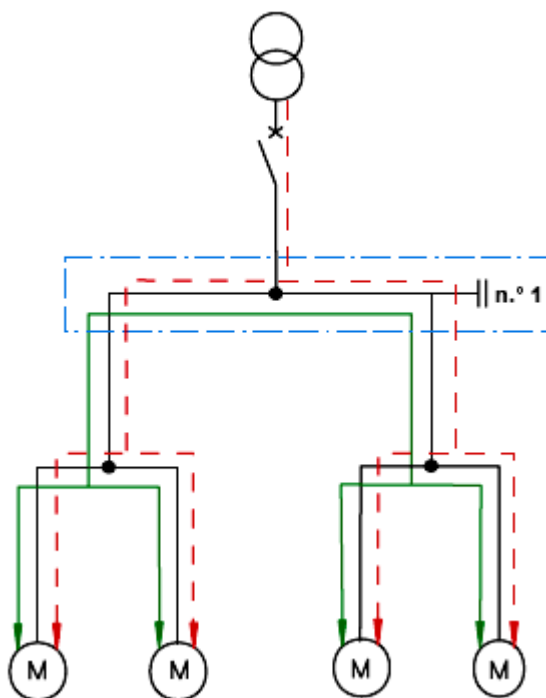


Figura 2.16 Compensación global.

#### Principios

Los condensadores son conectados en la cabecera de la instalación. Asegura una compensación global de la instalación. Estará en servicio parejo con la red a que se aplica.

#### Ventajas

- Los niveles de consumo propios de la instalación permiten dimensionar una mínima potencia de la batería y un máximo de horas de funcionamiento. Estas características permiten una rápida amortización.
- Suprime las penalizaciones por energía reactiva en el recibo de energía eléctrica.
- Disminuye la potencia aparente acercándola a la potencia activa.
- Optimiza el rendimiento del transformador de suministro.

## Inconvenientes

- La corriente reactiva circula por toda la instalación.
- Las pérdidas por calentamiento (Joule) se mantienen y no permite una reducción de su dimensionamiento, aguas abajo de la instalación de la batería.

### 2.8.2 Compensación parcial

Una compensación parcial es aconsejable cuando la distribución de cargas es muy desequilibrada y de un cuadro de distribución depende una carga importante.

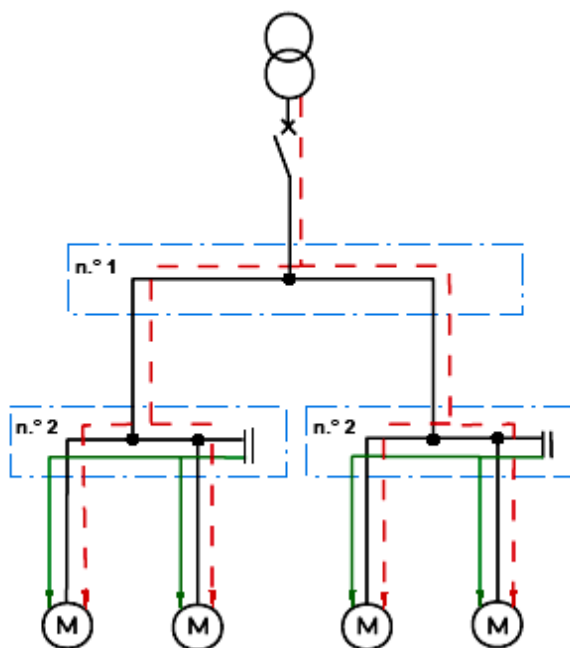


Figura 2.17 Compensación parcial.

### Principios

Los condensadores se conectan en el cuadro de distribución y genera la energía reactiva necesaria para compensar un grupo de cargas determinadas.

En una gran parte de la instalación, aligera, en particular a los cables de alimentación, las pérdidas por calentamiento.

## **Ventajas**

- Suprime las penalizaciones por energía reactiva.
- Disminuye la potencia aparente acercándola a la potencia activa.
- Optimiza el rendimiento del transformador de suministro.
- Optimiza una parte de la instalación entre los puntos 1 y 2.

## **Inconvenientes**

- La corriente reactiva circula desde el nivel 2, aguas abajo de la instalación.
- Las pérdidas por calentamiento (Joule) se mantienen a partir del nivel 2 y no permite una reducción del dimensionamiento de la instalación.

Si los escalones no están bien dimensionados, en función de la potencia y su propio reparto en cargas individuales, lleva el riesgo de sobredimensionamiento en períodos determinados.

### **2.8.3 Compensación individual**

Una compensación individual es aconsejable cuando existen cargas muy importantes en relación a la carga total. Es el tipo de compensación que aporta más ventajas.

#### **Principios**

Los condensadores se conectan a los bornes de una carga muy importante (motor de gran potencia, horno eléctrico...).

La potencia en kVAr representa un 25 % de los kW de la carga.



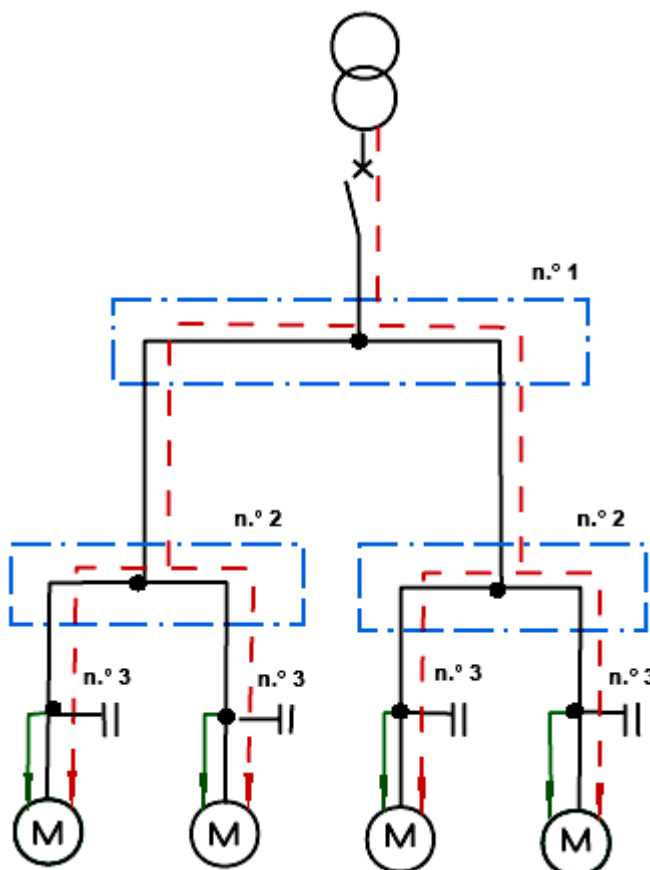


Figura 2.18 Compensación individual.

Es importante poder compensar lo más cerca posible de la fuente de energía inductiva, pero se debe complementar con una compensación general al lado de la alimentación.

### Ventajas

- Suprime las penalizaciones por energía reactiva.
- Disminuye la potencia aparente acercándola a la potencia activa.
- Optimiza el rendimiento del transformador de suministro.
- Optimiza la mayor parte de la instalación.

### Inconvenientes

- El coste de la instalación sólo es rentable con cargas muy inductivas y regulares.

## **2.9 CONDENSADORES PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN**

Hace algún tiempo los bancos de condensadores se instalaban en las subestaciones de distribución, pero en la actualidad ya se puede realizar la instalación y montaje de los bancos de condensadores en los postes de la red de distribución lo más cercano a la carga con lo que se obtienen mejores resultados en la carga, pero no se sabe que pasa en el alimentador, por lo que para obtener excelentes resultados en toda la red es preciso la ubicación de éstos a lo largo de los alimentadores primarios en un punto óptimo.

Los condensadores se clasifican de acuerdo a la maniobra en dos tipos: los fijos y los automáticos, los cuales son fabricados tanto para medio como para bajo voltaje.

### **a. Condensadores fijos en medio voltaje**

Este tipo de condensadores se utiliza para suministrar potencia reactiva constante tanto en su capacidad de reactivos como en el tiempo de utilización, por esta razón se los utiliza para compensar la potencia reactiva de base.

Los bancos fijos pueden agrupar gran cantidad de potencia reactiva con lo que se logra equipos trifásicos de bajo costo por cada KVAR.



**Figura 2.19** Banco de condensadores fijos en medio voltaje

Para realizar el mantenimiento de este equipo se debe realizar una revisión periódica de los condensadores, de los fusibles y de la pérdida del impregnante.

Para su instalación se debe contar con un seccionador fusible, un pararrayos y otros elementos propios del equipo. Su montaje se lo realiza en un poste de la red de medio voltaje, se utiliza elementos de sujeción y la puesta a tierra correspondiente.

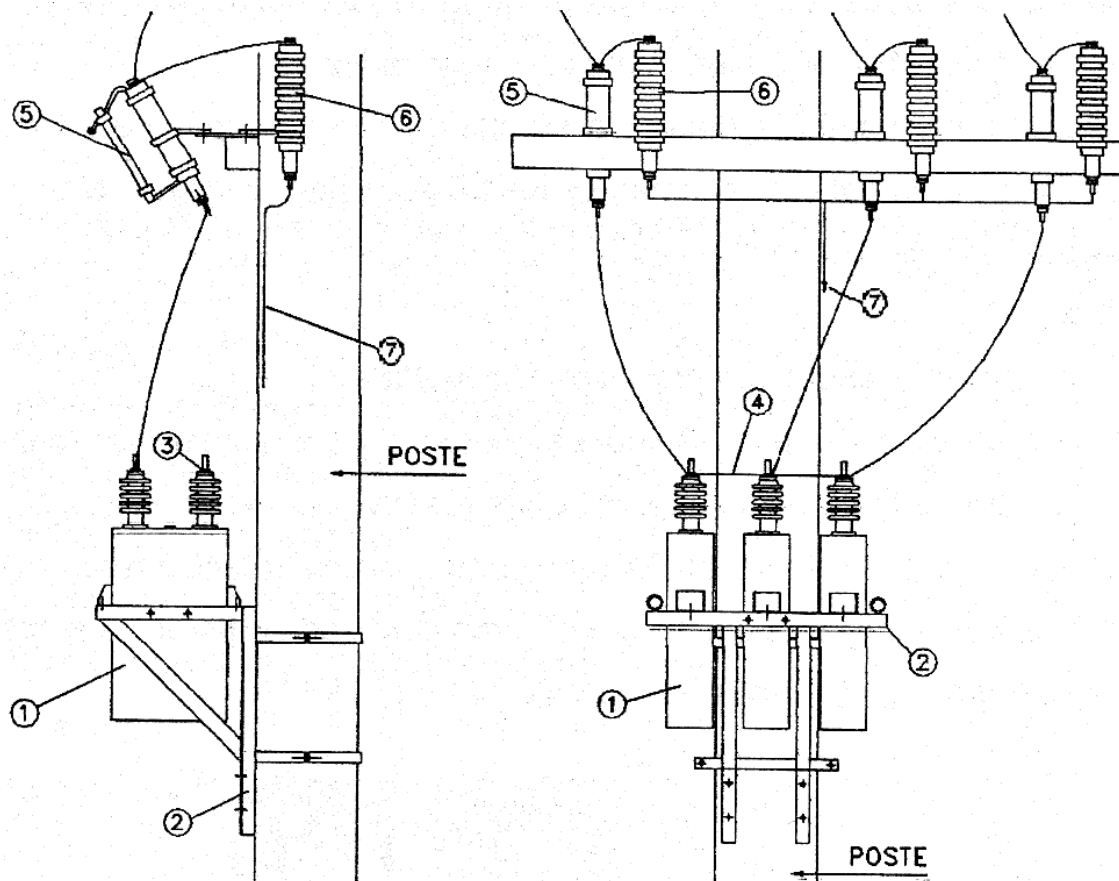


Figura 2.20 Esquema de conexión de un banco de condensadores fijo.

Descripción:

- 1) Condensador
- 2) Armazón (estructura soporte para sujeción)
- 3) Morseto de conexión (terminales)
- 4) Conductor de cobre o aluminio
- 5) Seccionador fusible
- 6) Pararrayos
- 7) Puesta a tierra

### b. Condensadores automáticos en medio voltaje

Su función es proporcionar diferentes niveles de potencia reactiva al sistema para poder compensar la deficiencia de reactivos en los períodos de demanda media y punta. La entrada o salida de bloques de potencia reactiva puede ser

controlada por una variable como la demanda de potencia reactiva, el nivel de voltaje, el día, la hora, etc.; incluso por una combinación de éstas.

Estos equipos tienen una mayor vida útil y su mantenimiento es básico por la tecnología con la que están fabricados, al igual que el bajo precio de los equipos de maniobra, lo que permite un correcto funcionamiento del equipo en conjunto.



**Figura 2.21** Banco de condensadores automáticos en medio voltaje

De igual manera se lo puede instalar en un poste de la de red de medio voltaje, los elementos adicionales con los que debe ir son entre otros: las tres llaves de corte que pueden ser en aceite o en vacío, una caja de interconexión y un relé de control programable.

De acuerdo al tipo de control que se use se puede adicionar transformadores de corriente o voltaje, para que de esta manera se pueda tener la señal de medición que se utilizará para el control del banco.

Este equipo tiene el mismo mantenimiento que los condensadores fijos, adicionándose el mantenimiento de las llaves de corte, que dependen del medio de extinción del arco eléctrico. Si la extinción se la hace por medio de aceite, éste debe cambiarse o regenerarse cada año, y si es de corte en vacío no necesita mantenimiento.

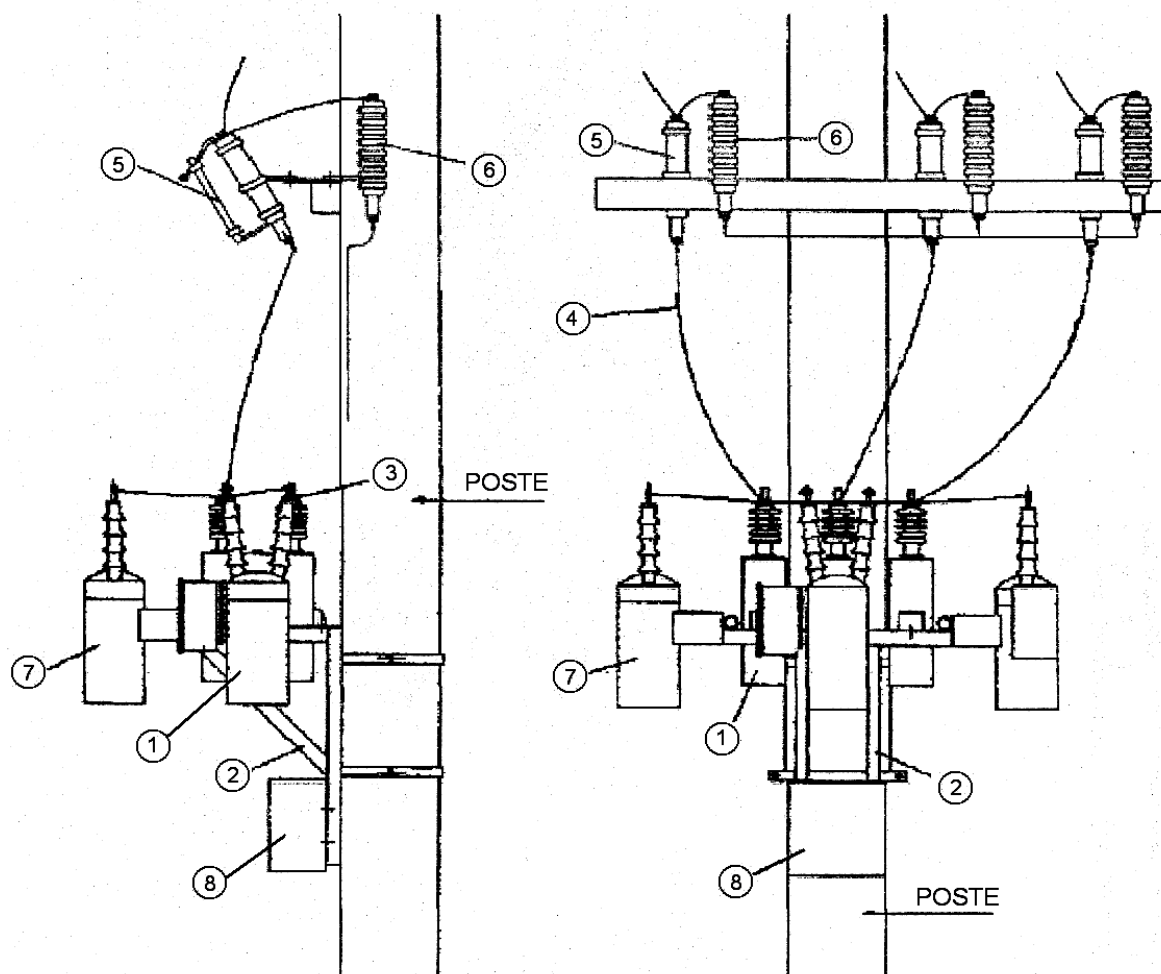


Figura 2.22 Esquema de conexión de un banco de condensadores automático.

Descripción:

- 1) Condensador
- 2) Armazón
- 3) Grapa de conexión
- 4) Conductor de cobre
- 5) Seccionador fusible
- 6) Pararrayos
- 7) Llave de corte
- 8) Caja de interconexión

### c. Condensadores en bajo voltaje

Dentro de la clasificación de este tipo de condensadores también existen fijos y automáticos, éstos no son muy utilizados por parte de las empresas

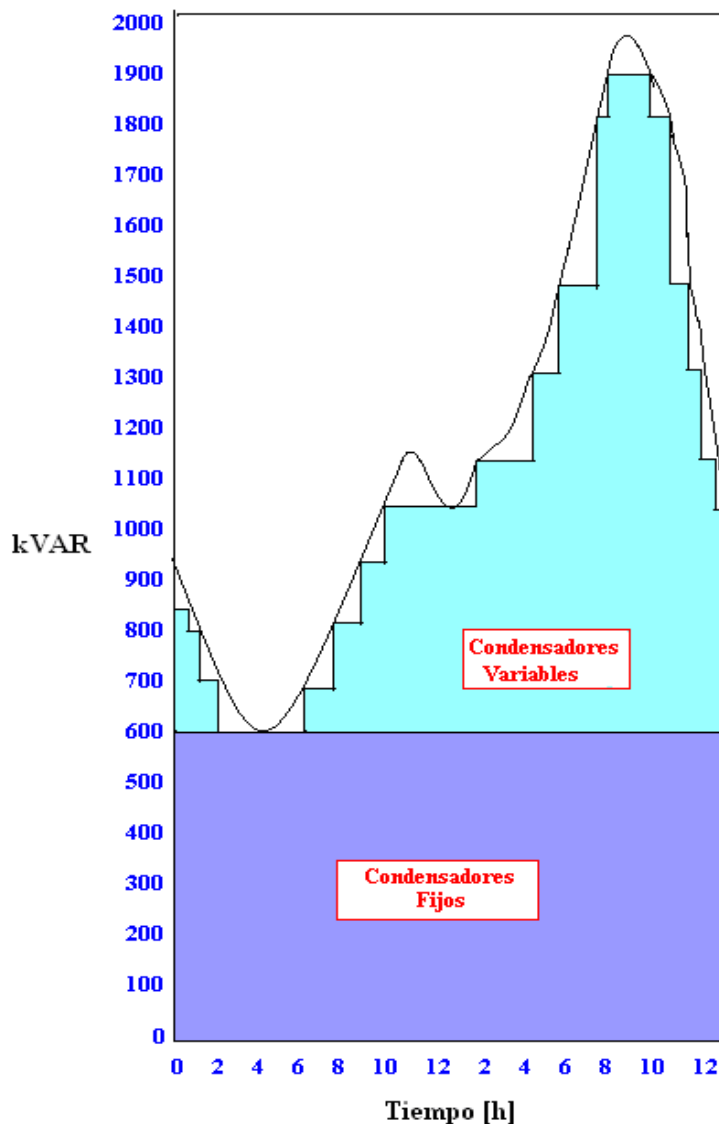
distribuidoras para compensación de potencia reactiva, ya que se necesitaría de un gran número de condensadores para lograr el efecto requerido, dado que la capacidad de cada uno de éstos no es muy grande, y se haría más dificultosa su ubicación y mantenimiento.

Este tipo de condensadores si son utilizados por los usuarios finales, especialmente aquellos que se les factura por energía activa y reactiva y tienen problemas de bajo factor de potencia, que es el caso de los clientes industriales y comerciales determinados por el tipo de tarifa y que tienen una potencia instalada por lo general de 30kVA en adelante.

La instalación de estos condensadores en bajo voltaje trae beneficios como la liberación de capacidad de un transformador de distribución pero su costo es mayor con respecto a los de medio voltaje, su instalación es más complicada y se deben colocar un número mayor de condensadores. Además en el caso de condensadores automáticos en bajo voltaje, estos necesitan de un mayor mantenimiento de sus elementos que los de medio voltaje.

### **2.9.1 Control de condensadores variables**

La operación de estos condensadores puede ser realizada mediante el control manual o automático. El control manual (en la ubicación o por mando a distancia) puede ser utilizado en las subestaciones de distribución. El control automático utiliza elementos de control cuyo principio de operación se basa en tiempo, voltaje, corriente, voltaje-corriente, y temperatura. [4]



**Figura 2.23** Dimensionamiento (tamaño) y selección del tipo de condensador adecuado para cubrir la curva de demanda.

## 2.9.2 CONDENSADORES SERIE Y PARALELO

Como ya se ha mencionado la principal función de los condensadores, sea cual fuere su naturaleza serie o paralelo, instalados como una unidad simple o en bancos, es regular el voltaje y el flujo de potencia reactiva en el punto donde son ubicados.

El condensador en derivación o paralelo (shunt) lo hace cambiando el factor de potencia de la carga, mientras que el condensador serie lo hace compensando directamente la reactancia inductiva del circuito. [4] [6]



### 2.9.2.1 Condensadores serie

Los condensadores serie son aquellos conectados en serie con las líneas, han sido usados raramente en los circuitos de distribución debido a su rango limitado de aplicación. Como se aprecia en la Figura 2.24, un condensador serie compensa la reactancia inductiva. Es decir un condensador serie es una reactancia negativa (capacitiva) conectada en serie con la reactancia positiva (inductiva) del circuito con el efecto de suprimirla total o parcialmente. En consecuencia, el efecto primario de un condensador serie es minimizar o suprimir la caída de voltaje causada por la reactancia inductiva del circuito. Considérese el circuito y diagrama fasorial de la Figura 2.24 (a) y (c) la caída de voltaje puede ser expresada como:

$$\Delta V = IR \cos \theta + IX_L \sin \theta \quad (2.54)$$

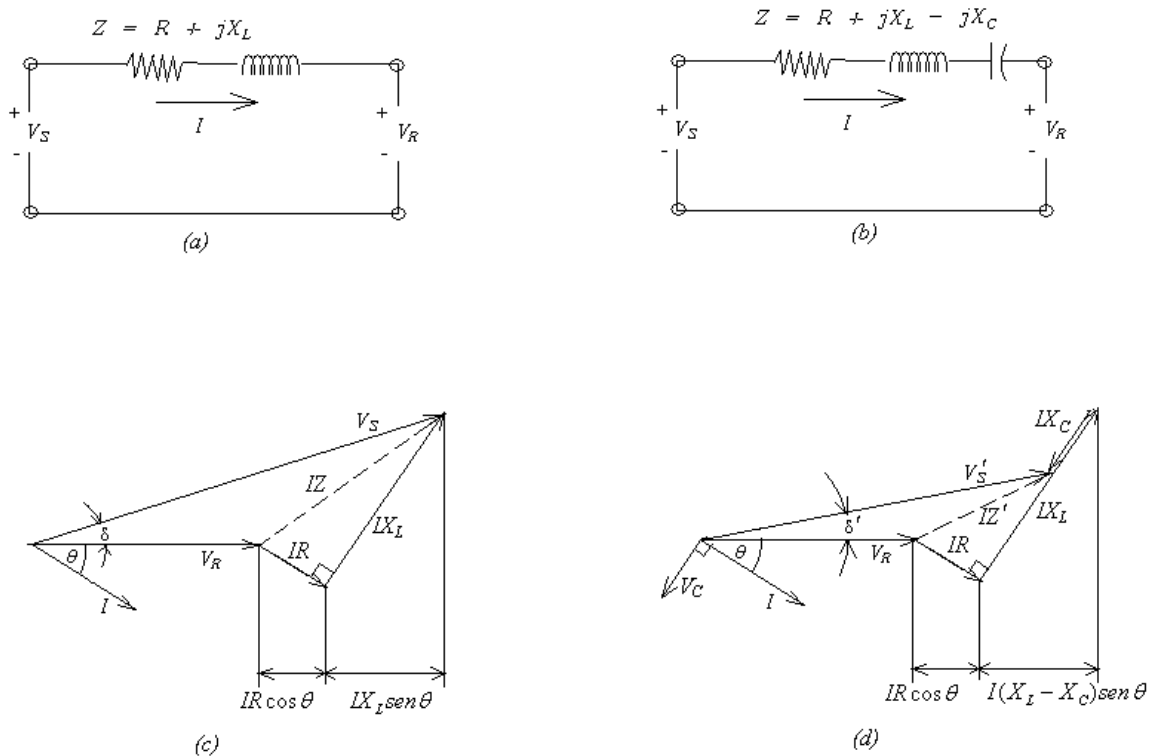
Donde:

- $R$  = resistencia del circuito
- $X_L$  = reactancia inductiva del circuito
- $\theta$  = ángulo del factor de potencia en el nodo de recepción

Como se observa en el diagrama, la magnitud del segundo término de la ecuación es mucho mayor que la del primero, diferencia que puede ser más marcada si el factor de potencia es menor y la razón  $R/X_L$  es más pequeña.

Cuando un condensador serie es aplicado, como se muestra en la Figura 2.24 (b) y (d) la caída de voltaje resultante puede ser calculada, con la siguiente expresión donde  $X_C$  es la reactancia capacitiva del condensador serie:

$$\Delta V = IR \cos \theta + I(X_L - X_C) \cdot \sin \theta \quad (2.55)$$



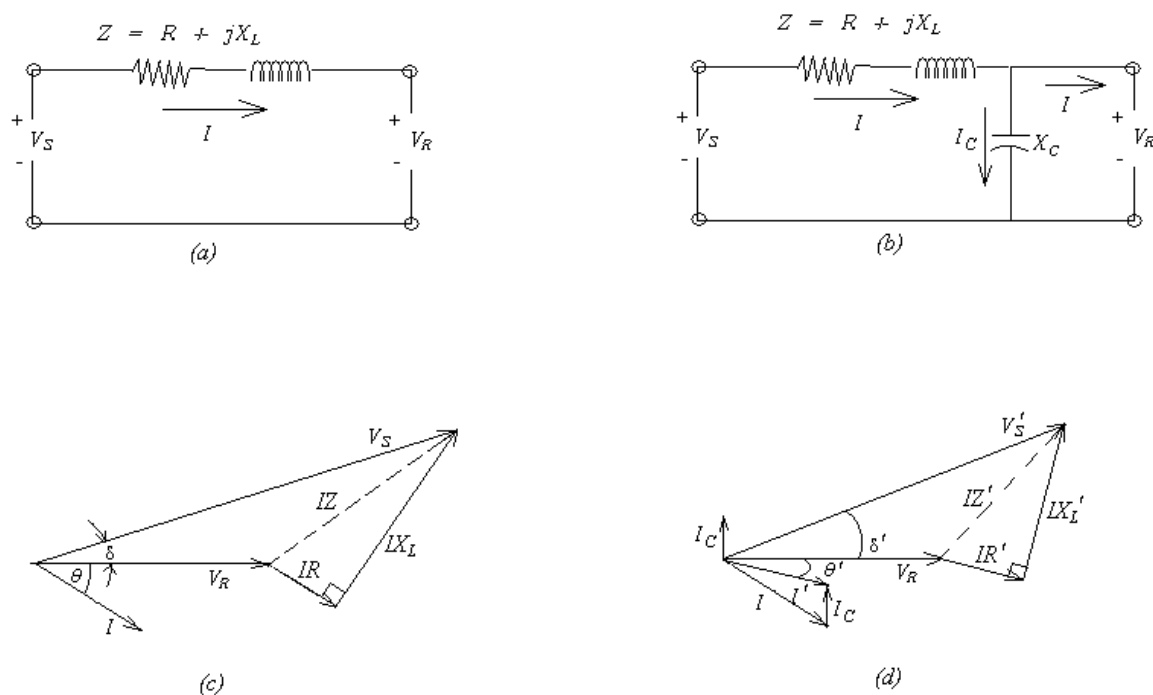
**Figura 2.24** Diagramas fasoriales de un circuito con fp en atraso: (a) y (c) sin condensador serie, (b) con condensador serie [4]

Si se desea disminuir considerablemente el voltaje entre los nodos de envío y recepción por la aplicación de un condensador serie, la corriente de carga tiene que tener un factor de potencia en atraso. Debido a este tipo de situaciones y a muchas otras, como puede ser la ferresonancia en transformadores, resonancia subsincrónica durante el arranque de motores y problemas a la hora de proteger los condensadores de las corrientes de falla del sistema, los condensadores serie no encuentran mayor aplicación sobre los sistemas de distribución.

### 2.9.2.2 Condensadores Paralelo

Los condensadores paralelo son los que más comúnmente se usan en los sistemas de distribución. Estos proveen el tipo de corriente para contrarrestar parcial o totalmente la componente fuera de fase de la corriente requerida por una carga inductiva. En la Figura 2.25 se aplica un condensador paralelo a un circuito, la magnitud de la corriente puede ser reducida, el factor de potencia mejorado, consecuentemente la caída de voltaje entre el punto de envío y la

carga es también disminuida. Sin embargo, la aplicación de condensadores paralelo no afectan la corriente o el factor de potencia detrás de su punto de instalación.



**Figura 2.25** Diagramas fasoriales que ilustran el efecto de un condensador en derivación sobre un circuito con factor de potencia en atraso. [4]

### 2.9.3 TIPOS DE CONEXIÓN

Los bancos trifásicos de condensadores pueden estar conectados en  $\Delta$  en Y o en Y con puesta a tierra (aterrizada). El tipo de conexión utilizado depende del sistema, de los requerimientos de protección y de las interferencias. Pero puede aparecer resonancia para las configuraciones de  $\Delta$  y Y (neutro flotante) cuando hay fallas de una o dos líneas abiertas en el lado de la fuente; el voltaje mantenido en las fases afectadas realimenta cualquier transformador localizado en el extremo de la carga. En resultado, se tiene que los transformadores monofásicos de un sistema de 4 conductores pueden ser averiados. [4]

De esta forma, la conexión en Y sin puesta a tierra no es recomendada bajo las siguientes condiciones:

- Sobre alimentadores con disyuntores monopolares.
- Sobre bancos de condensadores fijos
- Sobre alimentadores con transferencia de carga de emergencia
- Sobre secciones del alimentador detrás de un seccionador-fusible o un reconector monopolar

Sin embargo, este esquema puede ser recomendado si una o más de las situaciones detalladas a continuación están presentes:

- Excesivas corrientes armónicas sobre el neutro de la subestación
- Interferencias telefónicas
- Instalación del banco con dos seccionadores monofásicos en lugar de tres

Usualmente, los bancos con conexión en Y con puesta a tierra son utilizados para sistemas trifásicos de cuatro conductores. De lo contrario, si este esquema es adoptado sobre un sistema trifásico de tres conductores en  $\Delta$  o en Y, suministrará una gran corriente a tierra que podría perturbar relés de falla a tierra muy sensitivos.

#### **2.9.4 CAPACIDADES ESTÁNDAR**

Los valores estandarizados y las condiciones de servicio para condensadores de potencia están especificados en la norma IEEE Std 18-1992. La Tabla 2.2 presenta las capacidades y valores para condensadores que operan a 60 Hz. [5]

V rms (Terminal a Terminal)	kVAR	Fases	BIL kV (a nivel del mar)
2400	50, 100, 150, 200	1	75
2770	50, 100, 150, 200	1	75
4160	50, 100, 150, 200	1	75
4800	50, 100, 150, 200	1	75
6640	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
7200	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
7620	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
7960	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
8320	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
9540	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
9960	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
11400	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
12470	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95
13280	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95 y 125
13800	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95 y 125
14400	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	95 y 125
15125	50, 100, 150, 200, 300, 400	1	125
19920	100, 150, 200, 300, 400	1	125
19920 *	100, 150, 200, 300, 400	1	125 y 150
20800 *	100, 150, 200, 300, 400	1	150 y 200
21600 *	100, 150, 200, 300, 400	1	150 y 200
22800 *	100, 150, 200, 300, 400	1	150 y 200
23800 *	100, 150, 200, 300, 400	1	150 y 200
24940 *	100, 150, 200, 300, 400	1	150 y 200
4160 GrdY/2400	300, 400	3	75
4800 GrdY/2770	300, 400	3	75
7200 GrdY/4160	300, 400	3	75
8320 GrdY/4800	300, 400	3	75
12470 GrdY/7200	300, 400	3	95
13200 GrdY/7620	300, 400	3	95
13800 GrdY/7960	300, 400	3	95
14400 GrdY/8320	300, 400	3	95

\* Un bushing

**Tabla 2.2** Valores y tamaños de condensadores para 60 Hz.

## 2.10 INSTALACIÓN DE LOS CONDENSADORES

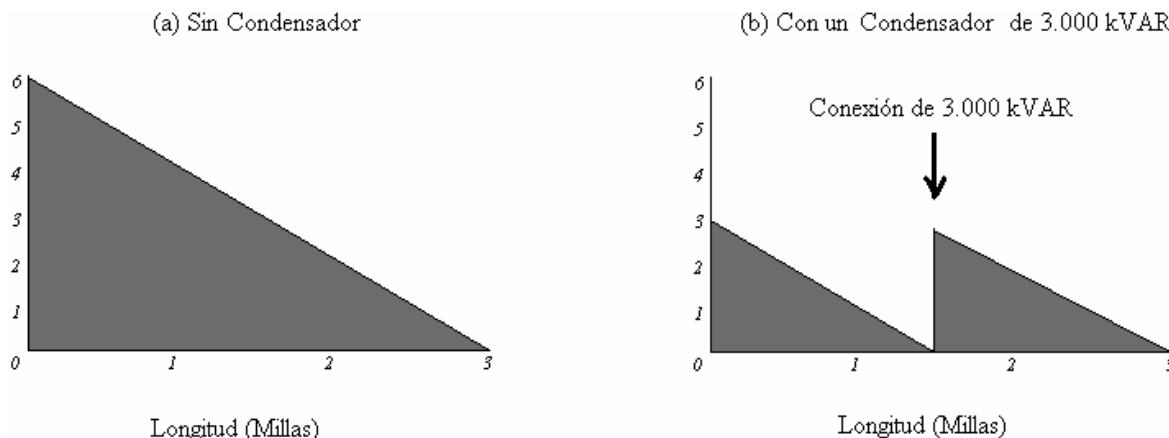
Para la instalación de los condensadores deberán tomarse en cuenta diversos factores que influyen en su ubicación como lo son: La variación y distribución de cargas, el factor de carga, tipo de curvas de carga industrial, uniformidad en la distribución de la carga, la disposición y longitud de los circuitos y la naturaleza del voltaje. No se debe efectuar una compensación excesiva de potencia reactiva

ya que, en tal caso, debido a sobre-compensación se puede establecer un aumento de voltaje de los equipos con respecto a la de la red. Los condensadores han de ser localizados en o cerca de las cargas o clientes a fin de obtener el mínimo costo y los máximos beneficios.

Pero se debe tomar en cuenta que cargas puramente resistivas, tales como alumbrado incandescente, resistencias de calentamiento, etc., no causan este tipo de problema ya que no necesitan de la corriente reactiva, y precisamente este es el caso de los A/P de la red de distribución que analizaremos, que no son netamente industriales, si no que comparten el suministro con los otros tipos de clientes comerciales y residenciales como ya lo habíamos mencionado antes, por lo que se hace indispensable encontrar un punto óptimo de toda la red para instalar la compensación capacitiva sin que afecte al distribuidor ni al cliente obteniendo la reducción de pérdidas de energía eléctrica en todo el sistema que es nuestro objetivo.

## **2.11 PRIMEROS CRITERIOS PARA UNA APLICACIÓN ÓPTIMA**

La mejor ubicación de los condensadores puede ser encontrada optimizando las pérdidas de potencia y la regulación de voltaje. En la Figura 2.26 se muestra la demanda de potencia reactiva para un alimentador troncal de tres millas de longitud con carga distribuida uniformemente a razón de 2 MVAR por millas. En (a) el alimentador, opera sin compensación, con un factor de potencia de 70.71%, es decir 2 MW y 2 MVAR por milla, la potencia reactiva total demandada es de 9 MVAR (área total sombreada). En (b), el mismo alimentador, compensado con un banco de 3MVAR localizado a la mitad de la línea desde la subestación, corrigiendo el factor de potencia en ese punto a 100%, el cual, visto desde la subestación, es del 89%.[10]



**Figura 2.26** Demanda de potencia reactiva de un alimentador troncal de 3 millas con carga distribuida uniformemente.

La aplicación del condensador al alimentador troncal, ilustrada en la figura, permite observar los siguientes detalles citados en las secciones previas:

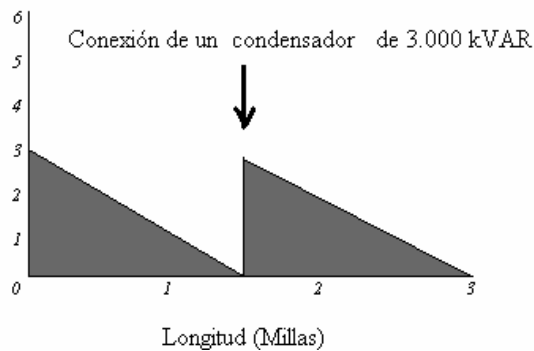
- El flujo de potencia reactiva antes del condensador se reduce a 2.25 MVAR.
- El flujo de potencia reactiva después del condensador no es afectado.
- Se obtiene un ahorro en la demanda de reactivos de 4.5 MVA.

### 2.11.1 DETERMINACIÓN DE LA UBICACIÓN Y CAPACIDAD ÓPTIMOS A PARTIR DE UNA APROXIMACIÓN GRÁFICA

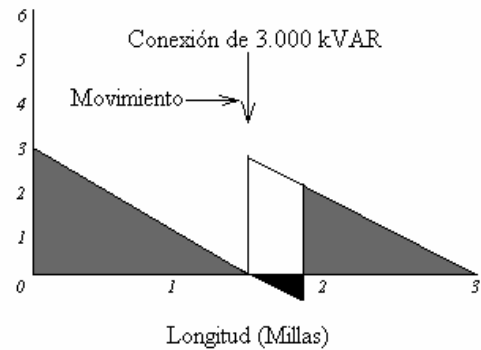
El desempeño eléctrico de un sistema se ve afectado mayormente por el impacto acumulado del flujo de potencia reactiva a lo largo del alimentador (VAR totales) [10]. El método gráfico descrito en la Figura 2.26 mide esto directamente, siendo muy usado par estimar el efecto sobre un alimentador al mover bancos de condensadores a otros lugares de la línea, como lo ilustra la Figura 2.27. El movimiento en el lugar de instalación del condensador de 3000 kVAR desde un punto a la mitad de la línea, hacia el final del alimentador permite agregar los MVAR mostrados en la figura como una sombra oscura, y quitar los MVAR mostrados sin sombrear.

La red resultante muestra una reducción global de MVAR y una mejora del factor de potencia.

(a) Conexión de 3.000 kVAR en un punto intermedio

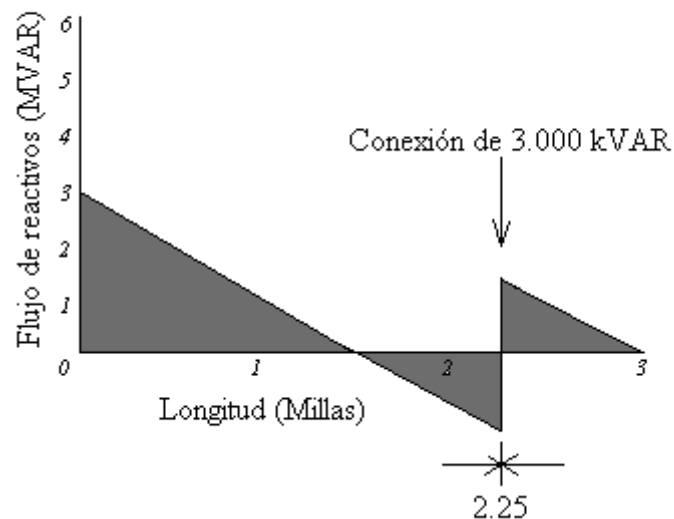


(b) Desplazamiento hacia el final del alimentador

**Figura 2.27** Movimiento del lugar de instalación del condensador.

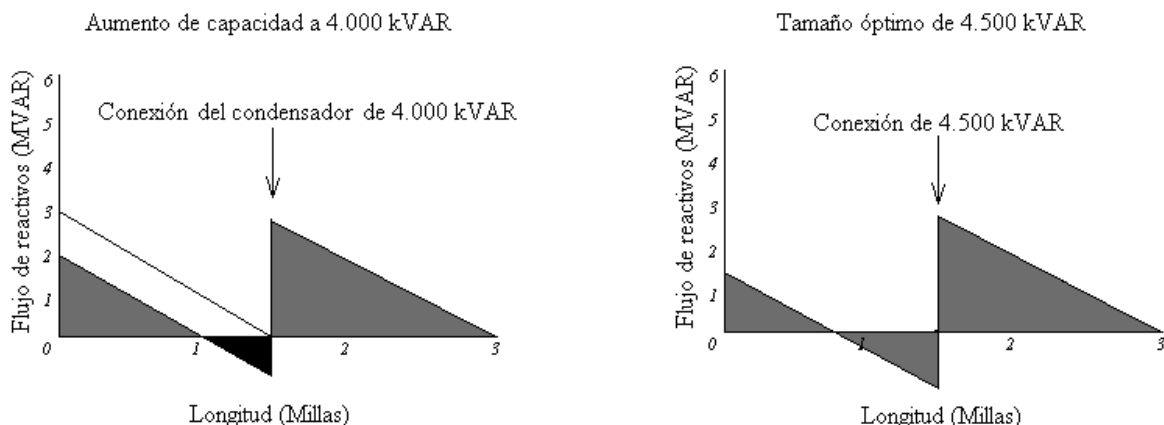
EL análisis de los incrementos puede usarse como una guía para determinar el “lugar óptimo” en donde instalar el banco, de manera que minimice la potencia reactiva del alimentador. El mejor lugar, para este ejemplo, es a  $\frac{3}{4}$  del alimentador. [10]

Localización óptima del Condensador de 3.000 kVAR

**Figura 2.28** Aplicación del método gráfico para la ubicación óptima de condensadores.

Además, el análisis de las variaciones en la capacidad puede ayudar a identificar el mejor tamaño de los condensadores en cualquier lugar en particular, como se muestra en la Figura 2.29. El “tamaño óptimo” del condensador a la mitad del trayecto en el alimentador puede encontrarse comparando los MVAR ganados (sombreados) y los entregados (sin sombrear), conforme el tamaño del condensador es cambiado.



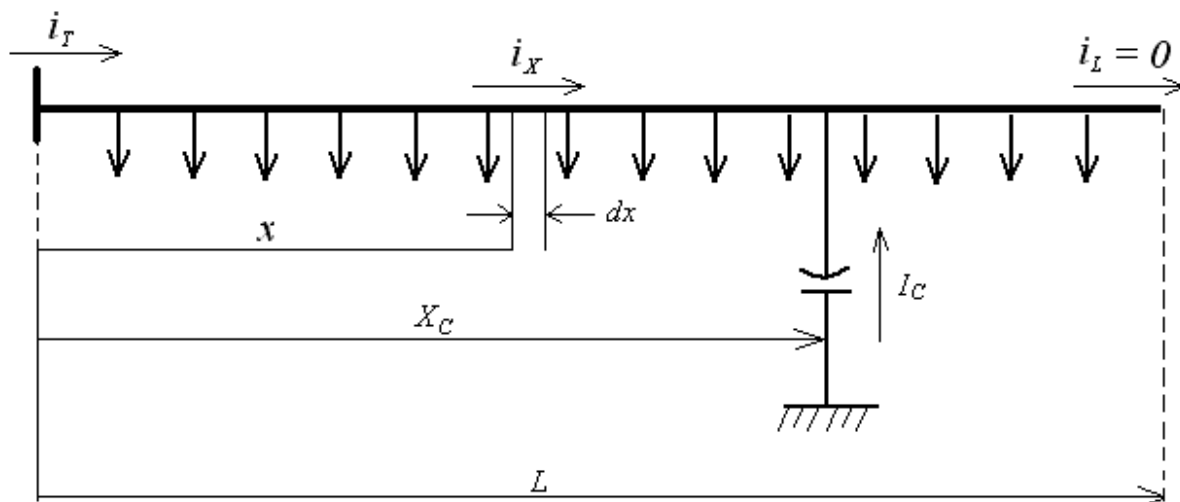


**Figura 2.29** Variación en tamaño del banco.

Simultáneamente, variando tanto el lugar como el tamaño del banco de condensadores, se identifica su mejor combinación; en este caso un banco igual a 4 MVAR (2/3 de la carga total de reactivos) instalado a dos millas desde la subestación (2/3 de la distancia desde la subestación al alimentador). [10]

### 2.11.2 ENFOQUE ANALÍTICO PARA LA LOCALIZACIÓN DE CONDENSADORES, FUNDAMENTO DEL CRITERIO DE LOS 2/3

En la gran parte de publicaciones relacionadas con el tema de la aplicación de condensadores en sistemas de distribución, es la de ubicar a 2/3 de distancia a partir de la subestación, un condensador igual a 2/3 de la carga reactiva total del alimentador con el objeto de minimizar las pérdidas de potencia.



**Figura 2.30** Carga uniformemente distribuida a lo largo de un alimentador.

La Figura 2.30 muestra un alimentador primario con carga uniformemente distribuida a lo largo del mismo. Si  $i_T$  es la carga (corriente) total del alimentador,  $i_x$  la carga circulante en el punto  $dx$  a una distancia  $x$ ,  $I_C$  la corriente inyectada por el condensador ubicado en  $X_C$ , e  $i_L$  la carga al final de la longitud  $L$  del primario; se pueden establecer las siguientes ecuaciones para los casos en que: a) no se ha instalado el condensador y, b) se aplica un condensador sobre un alimentador. [11]

a) Sin condensador:

$$i_T = I_T \cdot \cos \phi + j I_T \sin \phi = I_A + j I_R \quad (2.56)$$

$$|i_T| = \sqrt{I_A^2 + I_R^2}; \quad i_x = i_T \left( \frac{L-x}{L} \right) \quad (2.57)$$

Psc= Pérdidas sin condensador

$$dP_{sc} = 3 \cdot |i_x|^2 \cdot dR = 3 \cdot |i_x|^2 \cdot r dx = 3 \cdot (I_A^2 + I_R^2) \cdot \frac{(L-x)^2}{L^2} \cdot r dx \quad (2.58)$$

$$P_{sc} = 3 \cdot (I_A^2 + I_R^2) \cdot \frac{r}{L^2} \int_0^L (L-x)^2 dx \quad (2.59)$$

$$P_{sc} = 3 \cdot (I_A^2 + I_R^2) r \cdot \frac{L}{3} \quad (2.60)$$

b) Con condensador:

$$i_x = I_A \left( \frac{L-x}{L} \right) + j \left[ I_R \frac{L-x}{L} - I_C \right] \quad \text{para } 0 \leq x \leq X_C \quad (2.61)$$

$$i_x = (I_A + jI_R) \frac{L-x}{L} \quad \text{para } X_C \leq x \leq L \quad (2.62)$$

$P_{cc}$  = pérdidas con condensador

$$P_{cc} = 3 \int_0^{X_C} \left\{ I_A^2 \frac{(L-x)^2}{L^2} + \left[ I_R \frac{(L-x)}{L} - I_C \right]^2 \right\} r dx + 3 \int_{X_C}^L (I_A^2 + I_R^2) \frac{(L-x)^2}{L^2} r dx \quad (2.63)$$

Se considera  $\Delta P$  como la disminución (ahorro) de pérdidas debido a la instalación del banco de condensadores a una distancia  $X_C$  desde la subestación:

$$\Delta P = P_{sc} - P_{cc} = 3 \int_0^{X_C} \left[ 2I_R I_C \left( \frac{L-x}{L} \right) - I_C^2 \right] r dx \quad (2.64)$$

$$\Delta P = 6r I_C I_R X_C - 3r I_C I_R \frac{X_C^2}{L} - 3r I_C^2 X_C \quad (2.65)$$

El ahorro será maximizado siempre y cuando  $X_C$  (localización del banco) e  $I_C$  (tamaño del banco) tomen valores tales que:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial X_C} = \frac{\partial \Delta P}{\partial I_C} = 0 \quad (2.66)$$

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial X_C} = 0 \Rightarrow 2I_R - 2I_R \frac{X_C}{L} - I_C = 0 \quad (2.67)$$

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial I_C} = 0 \Rightarrow 2I_R - I_R \frac{X_C}{L} - 2I_C = 0 \quad (2.68)$$

Del sistema de ecuaciones formado por 2.65 y 2.66 se obtiene los valores para  $X_C$  e  $I_C$ :

$$X_C = \frac{2L}{3} \Rightarrow \text{Localización} \quad (2.69)$$

$$I_C = \frac{2I_R}{3} \Rightarrow \text{Tamaño (capacidad)} \quad (2.70)$$

$$\left(\sqrt{3} \cdot V_{nom} \cdot I_C\right) = \frac{2}{3} \left(\sqrt{3} \cdot V_{nom} \cdot I_R\right) \quad (2.71)$$

$$Kva. (\text{condensador}) = \frac{2}{3} Kva. (\text{totales de la carga}) \quad (2.72)$$

### 2.11.3 UNA VISIÓN DE ANÁLISIS GENERAL

La regla de los 2/3 es aplicada solamente en situaciones en las cuales la carga reactiva en el alimentador es continua y uniformemente distribuida. La mayoría de los alimentadores no tienen una distribución uniforme de cargas reactivas, así que la regla de los 2/3 no es completamente aplicable.

Mientras que la regla de 2/3 no es útil para estos casos, el método gráfico (o su equivalente algebraico) el cual aplica el concepto de minimización de reactivos por unidad de longitud, puede ser usado para desarrollar pautas en situaciones típicas de cargas no uniformes. Según [10] el método gráfico de la minimización de VAR es un mecanismo muy utilizado para ilustrar las bases de los efectos de la compensación, y definir recomendaciones de “primer orden”, al igual que la regla de 2/3, sin embargo, en ambos casos un número de factores importantes no es considerado, como los siguientes:

*Flujo de potencia compleja.* La potencia fluyendo a lo largo de un alimentador es compleja. El análisis de MVA trata solo con una dimensión VAR sin reconocer el impacto o importancia del flujo de potencia activa.

*Economía.* El valor de la reducción de VAR depende de los costos de pérdidas y la necesidad de capacidad adicional alcanzada por el mejoramiento del factor de potencia. La aplicación de condensadores debe estar basada en el beneficio económico contra el análisis de costos.

*Impedancia de Líneas.* Tanto la respuesta del alimentador a cambios en el flujo de reactivos y la importancia de reducir la variación de flujos de potencia reactiva, dependen de la impedancia de varios segmentos de la línea, mientras que el método aproximado esencialmente trata todas las porciones del alimentador de manera uniforme.

*Carga discontinua.* En realidad la carga en kW y KVAR en un alimentador es discontinua, mientras que en todas las representaciones dadas aquí, son modeladas como continuas.

Una de las condiciones más relevantes dentro de las metodologías propuestas, es la de restringir la circulación de corrientes con factor de potencia en adelanto. Se puede advertir que tanto el criterio de los 2/3 como el ejemplo gráfico ilustrado, no toman en cuenta este hecho, al punto que en el primero de éstos, un tercio del alimentador posee corrientes capacitivas.

Debido a los factores anteriores, es notable, que estas aproximaciones no pueden resolver el problema de localización de condensadores óptimamente, esto justifica el uso de técnicas más elaboradas mediante algoritmos de programación lineal entera, cuadrática o dinámica implementados en métodos numéricos, heurísticos o basados en inteligencia artificial.

## **2.12 BENEFICIOS DE MEJORAR EL FACTOR DE POTENCIA**

Mediante la implementación de bancos de condensadores tanto fijos como automáticos en medio voltaje, se pueden obtener beneficios tanto para la empresa distribuidora como para los usuarios; a continuación se enumeran los más importantes.

### **1.- Liberación de capacidad en las centrales de generación.**

Al lograrse una reducción de pérdidas en los alimentadores, esto se ve reflejado en el transformador en la subestación de distribución, esto también beneficia a las centrales de generación, ya que la potencia que queda por reducción de pérdidas está disponible para ser entregada a otros sectores.

### **2.- Liberación de capacidad en las subestaciones**

El transformador de la subestación al ya no tener que inyectar toda la potencia reactiva a los alimentadores, éste va a contar con un margen de potencia que puede ser liberada para otros alimentadores que la necesiten.

### **3.- Liberación de capacidad en los alimentadores**

Al reducirse la potencia reactiva, por los conductores hay una menor circulación de corriente con lo cual se produce la disminución de pérdidas por calentamiento, y esto facilita la transmisión de la energía.

### **4.- Mejorar los niveles de voltaje**

Al instalarse bancos de condensadores se provoca una subida en el nivel de voltaje con lo que la caída de este no se presenta tan comúnmente y la regulación de voltaje está dentro de los límites permitidos.

### **5.- Mejora la calidad del producto**

Tanto el nivel de voltaje como el factor de potencia, están dentro de los índices de calidad del producto. Al mejorar estos parámetros el usuario final contará con una energía de calidad y asegurará el correcto funcionamiento de sus equipos así como el cumplimiento de la vida útil de los mismos.

### **6.- Finalización del pago de multas**

Al cumplir ya con los límites del factor de potencia se terminarán las multas y sanciones por incumplimientos por parte de los organismos de control. Todo este dinero cubrirá en corto plazo la implementación de los condensadores e incluso se utilizará para la realización de nuevos proyectos.

### 2.13 LOS ARMÓNICOS Y SU INFLUENCIA EN LOS BANCOS DE CONDENSADORES.

Los armónicos hoy en día son un problema que afecta a las redes eléctricas, debido a la presencia de un gran número de equipos electrónicos que se instalan. A nivel de distribución las ondas de corrientes armónicas ocasionan un calentamiento excesivo en los equipos provocando pérdidas de energía mientras que los voltajes armónicos deterioran el aislamiento de los equipos, en ambos casos se afecta a la vida útil del banco de condensadores.

Además de esto existe un problema aún mayor ya que al conectarse un banco de condensadores en paralelo con la red eléctrica se produce una resonancia entre la capacitancia del condensador y la inductancia de la red, a una frecuencia determinada que es mayor a 60 Hz. Esta frecuencia es peligrosa ya que puede generar sobrevoltajes al amplificar las armónicas presentes en la red con frecuencias cercanas a la frecuencia de resonancia.

La frecuencia de resonancia es igual a:

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L \cdot C}} \quad (2.73)$$

Dado que la inductancia  $L$  corresponde a la inductancia de cortocircuito de la red equivalente, el armónico de la frecuencia de resonancia puede calcularse con la expresión siguiente:

$$h_0 = \sqrt{\frac{S_{SC}}{S_{BC}}} \quad (2.74)$$

Donde:

$h_0$  = orden armónico de la frecuencia de resonancia.

$S_{SC}$  = Potencia de cortocircuito en [kVA]

$S_{BC}$  = Potencia del banco de condensadores en [kVAR]

## 2.14 EQUIPO DE CORTE

El parámetro de mayor consideración en el cuidado de los equipos primero que nada es la corriente que circula o va a circular por ellos, de allí depende el control de protección y maniobra de la energización de los mismos, por lo consiguiente, se toman en cuenta la corriente en estado estable, la corriente de avalancha (inrush) durante la energización, el voltaje nominal del sistema y el voltaje transitorio del restablecimiento durante la desenergización. Estos parámetros son analizados a mayor detalle por la normativa de disyuntores IEEE Std C37.06-1987 y IEEE Std C37.012-1979. Estos estándares sugieren usar para el breaker una corriente 1.25 veces la corriente nominal del condensador a voltaje nominal en una conexión sin el neutro aterrizado, y 1.35 veces la corriente nominal en la operación con el neutro puesto a tierra. [5]

## 2.15 PROTECCIÓN

El tamaño relativamente pequeño de los bancos de condensadores usados en el sistema de distribución, permite que los métodos de protección sean en general más simples que aquellos usados para bancos en subestaciones. La protección del tipo pole-mounted para montaje en postes comprende el empleo de fusibles y pararrayos como los elementos de protección ante eventualidades de falla.

### 2.15.1 Fusibles

Son utilizados dependiendo de su ubicación para esto se tiene dos alternativas: la primera es para todo el banco de condensadores, y la segunda alternativa es para cada unidad individual a la hora de proteger los bancos. La protección grupal



del banco consiste en un fusible en serie con todos los condensadores instalados en la fase considerada. Para el uso individual, cada unidad es tratada en forma separada del resto.

Para los alimentadores de distribución precisamente es utilizado el método más común como es la primera alternativa, ya que su función es detectar la falla sobre un condensador y remover al grupo en su totalidad con la mayor rapidez a fin de prevenir el daño en las unidades restantes. [5]

### **2.15.2 Pararrayos**

Las descargas atmosféricas y la conexión de los bancos presentan sobrevoltajes significativos en el sistema y sus descargas causar daños irreversibles en los equipos, por lo que, la aplicación de pararrayos en los bancos de condensadores puede ser válida para limitar estos fenómenos transitorios. Generalmente, estos equipos son instalados lo más cerca posible de las unidades sobre el lado en que los fusibles han sido ubicados. Si el pararrayos precede al fusible, la corriente a través de este último puede ser reducida, lo cual es importante para pequeños bancos en sistemas que manejen alto voltaje donde el dimensionamiento común de los fusibles es cercano a los 15 A. [5]

### **2.15.3 Consideraciones Armónicas**

Los problemas que atrae la presencia de los armónicos en la red con el sistema de protección es que pueden ocasionar la quema de fusibles, unidades averiadas y la operación incorrecta de relés. Aunque los transformadores pueden ser los mayores productores de armónicos en el sistema de distribución, los dispositivos que utilizan arcos (hornos, soldas), o convertidores eléctricos de potencia (computadores, reguladores de velocidad de motores, UPS) han llegado a ser fuentes armónicas sobre algunos alimentadores. Por lo consiguiente, un problema de armónicos debería ser tomado en cuenta e investigado en el supuesto que el equipo falle inexplicablemente o presente mal funcionamiento.

Los armónicos se definen habitualmente con los dos datos más importantes que les caracterizan, que son:

- su amplitud: hace referencia al valor de la tensión o intensidad del armónico,
- su orden: hace referencia al valor de su frecuencia referido a la fundamental (60 Hz). Así, un armónico de orden 3 tiene una frecuencia 3 veces superior a la fundamental, es decir  $3 * 60 \text{ Hz} = 180 \text{ Hz}$ .

El orden el armónico, también referido como el rango del armónico, es la razón entre la frecuencia de un armónico  $f_n$  y la frecuencia del fundamental (60 Hz).

$$n = \frac{f_n}{f_1} \quad (2.75)$$

(Por principio, la fundamental  $f_1$  tiene rango 1).

Cualquier fenómeno periódico puede ser representado por una serie de Fourier:

$$y(t) = Y_0 + \sum_{n=1}^{n=\infty} Y_n \sqrt{2} \sin(n\omega t - \delta_n) \quad (2.76)$$

Donde:

$Y_0$  = Es la componente de corriente directa, la cual es generalmente cero en sistemas eléctricos de distribución.

$Y_n$  = Valor rms de la componente (nth) armónica.

$\phi_n$  = Angulo de fase de la componente (nth) armónica cuando  $t = 0$ .

Los armónicos por encima del orden 23 son despreciables.

La cantidad de armónicos es generalmente expresada en términos de su valor rms dado que el efecto calorífico depende de este valor de la onda distorsionada.

Para una onda sinusoidal el valor eficaz es el máximo valor dividido por raíz de 2.

Para una onda distorsionada, bajo condiciones de estado estable, la energía disipada por el efecto Joule es la suma de las energías disipadas por cada una de las componentes armónicas:

$$RI^2 t = RI_1^2 t + RI_2^2 t + \dots + RI_n^2 t \quad (2.77)$$

Donde:

$$I^2 = I_1^2 + I_2^2 + \dots + I_n^2$$

O también:  $I = \sqrt{\sum_{n=1}^{n=\infty} I_n^2}$  (suponiendo que la resistencia se tome como una constante)

Este cálculo permite intuir uno de los principales efectos de los armónicos que es el aumento de la intensidad eficaz que atraviesa una instalación debido a las componentes armónicas que lleva asociada una onda distorsionada.

El por ciento de armónico y la distorsión total armónica cuantifican la disturbancia armónica que puede existir en una red de suministro eléctrico.

La tasa de armónicos o por ciento de armónicos, expresa la magnitud de cada armónico con respecto a la fundamental.

La distorsión total armónica (THD), cuantifica el efecto térmico de todos los armónicos. La CIGRE propone la siguiente expresión para el cálculo de esta magnitud:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} Y_n^2}}{Y_1} \quad (2.78)$$

Donde:

$Y_n$  : Magnitud de la armónica n

$Y_1$ : Magnitud de la onda de frecuencia fundamental.

La no linealidad de un elemento eléctrico, da como resultado una corriente no sinusoidal periódica y susceptible de ser expandida en una serie de Fourier, dicha

representación se la puede dar a la corriente, voltaje, potencia activa, potencia aparente y potencia de distorsión.

Considerando un voltaje  $v(t)$  y una corriente  $i(t)$  expresados en sus términos de sus componentes armónicos, el voltaje y la corriente pueden ser expresados por:

$$v(t) = a_0 + \sum_{k=1}^{\infty} a_k \cdot \text{sen}(kW_0 t + \theta_k) \quad (2.79)$$

$$i(t) = c_0 + \sum_{k=1}^{\infty} c_k \cdot \text{sen}(kW_0 t + \phi_k) \quad (2.80)$$

La potencia activa está dada por el producto entre el voltaje y la corriente por el coseno de la diferencia de los ángulos de fase de  $v(t)$  e  $i(t)$  respectivamente y viene expresado por P:

$$P = a_0 \cdot c_0 + \sum_{k=1}^{\infty} a_k \cdot c_k \cdot \cos(\theta_k - \phi_k) \quad (2.81)$$

El término “voltamperios reactivos” o “Q” es usado como un concepto matemático que no debería ser confundido con la potencia activa. Esta cantidad no posee la propiedad de conservación de P, la potencia reactiva está dada asimismo por el producto entre el voltaje y la corriente por el seno de la diferencia entre el ángulo de fase de  $v(t)$  e  $i(t)$  y viene expresado por Q:

$$Q = \sum_{k=1}^{\infty} a_k \cdot c_k \cdot \text{sen}(\theta_k - \phi_k) \quad (2.82)$$

La potencia aparente S, está dada por:

$$S = \sqrt{(\sum_{k=0}^{\infty} a_k^2) (\sum_{i=0}^{\infty} c_i^2)} \quad (2.83)$$

Esta potencia tampoco posee la propiedad de conservación.

En estado puramente sinusoidal, la potencia aparente se la puede hallar usando el triángulo de potencia como muestra la siguiente ecuación:

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (2.84)$$

Pero en el caso en el cual existe distorsión armónica, la ecuación anterior no es aplicable, debido a la aparición de la potencia de distorsión  $D$  la cual viene dada por:

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2} \quad (2.85)$$

Teniendo conocidos  $S$ ,  $P$  y  $Q$  se puede obtener  $D$ .

Un concepto muy usado en estudio de armónicos y que es el parámetro con el cual se establecen las Normas en varios países con respecto a los límites de distorsión armónica permitidos es la distorsión armónica total, THD, cuya expresión es la siguiente:

$$THD = \frac{[\sum_{k=2}^{\infty} I_{km}^2]^{1/2}}{I_1} \quad (2.86)$$

Esta expresión puede ser usada tanto para voltaje como para corriente e indica la cantidad de distorsión armónica presente en una señal.

## 2.16 INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO

Todos los bancos de condensadores deberían ser inspeccionados y sus características eléctricas medidas en el momento de su instalación y periódicamente como sea requerido a lo largo de su vida de servicio. Ya que estos aparatos son sistemas cerrados, una revisión visual no puede determinar la condición individual de los equipos. La seguridad del personal debe ser analizada para el desarrollo de estas actividades.

## CAPÍTULO 3

### ANÁLISIS DE LOS ALIMENTADORES CON CARGA DE CARACTERÍSTICA INDUSTRIAL

Al realizar una visión retrospectiva de la pérdida de energía eléctrica en un sistema de distribución, se llega a determinar muchos factores causantes de dicho problema, como por ejemplo la inadecuada topología de la red, el incorrecto calibre de los conductores entre los más mencionados, y primando en las estadísticas se tiene al bajo factor de potencia en todo el sistema, causante de la pérdida de energía eléctrica mediante el exceso de potencia reactiva inductiva que no es aprovechada como energía de trabajo mecánico, por lo que los responsables de aquello son las cargas inductivas del sistema, los mismos que pertenecen a maquinaria eléctrica rotativa y bobinados en general.

De esta forma se llegó a la conclusión que para el enfoque principal a este problema, este estudio deberá centrarse a la minimización del flujo reactivo inductivo en la red primaria de distribución mediante la compensación capacitiva en puntos óptimos a lo largo de todo el alimentador a fin de obtener una reducción significativa en cuanto a las pérdidas técnicas del sistema y que exista viabilidad en la recuperación económica de la inversión en un período de tiempo relativamente corto. Para lo cual el estudio se reduce al análisis de los clientes especiales por ser industriales ya que tienen carga inductiva. Por lo tanto se planteó a la E.E.Q.S.A. el análisis por alimentadores ya que según el gráfico de su curva de carga se puede determinar cuál de ellos tiene predominio industrial en su carga general y se encontró que existen cuatro tipos de alimentadores industriales clasificados por su característica:

- Netamente Industrial (Expreso)
- Industrial - Residencial
- Industrial - Comercial
- Industrial - Residencial - Comercial

Para este estudio se consideraron los alimentadores industriales más conflictivos del sistema de la Quito y que según el Departamento de Pérdidas Técnicas de la E.E.Q.S.A. éstos son: 27C (Expreso), 37B (Industrial - Comercial - Residencial), 18C (Industrial - Comercial - Residencial), y el 18E (Industrial - Comercial - Residencial) por estadísticas de reclamos en servicio y bajo factor de potencia.

Se considerará soluciones estratégicas para corregir el problema de la calidad de servicio eléctrico a los clientes cercanos ante variaciones de carga en las industrias vecinas al estar servidas por el mismo alimentador.

Este análisis conlleva a un estudio del flujo de potencia reactiva por todo el sistema eléctrico de distribución, basado en el apoyo teórico que la ingeniería eléctrica proporciona al mundo físico en el que vivimos.

Mediante los métodos matemáticos de Gauss Seidel y de Newton Rhapsion se calculan todos los parámetros eléctricos que posee una red eléctrica que contenga varios nodos. Este análisis en papel llevaría un sin número de hojas y horas de cálculos que no deberían ser erróneos. Para esta magnitud de estudios existen algunos programas computacionales los mismos que en fracción de segundos realizan todos los cálculos para muchos nodos y sin lugar a algún equívoco en los cálculos. El Departamento de Pérdidas Técnicas de la E.E.Q.S.A. posee tres licencias desde Estados Unidos para manejar el programa FeederAll, el mismo que utiliza para los cálculos de las corridas de flujo diseñado para sistemas de distribución estos dos métodos matemáticos de cálculo mencionados anteriormente.

### **3.1 ALIMENTADORES PRIMARIOS**

El nivel de Voltaje de los alimentadores 18E, 18C, 27C y 37B es de 22.8kV. A continuación se presenta los datos técnicos de los mismos.

S/E	ID A/P	Voltaje (kV)	Longitud de Alimentador (km)				Nº de Transformadores			P. Instalada (MVA)		
			1F	2F	3F	Total	1F	3F	Total	1F	3F	Total
S/E 18 Cristiania	18E	22.8	10,57	0,089	21,11	31,77	128	177	305	4,2	17,4	21,6
S/E 18 Cristiania	18C	22.8	0,82	0,04	24,32	25,18	51	222	273	1,73	26,25	27,98
S/E 37 Santa Rosa	37B	22.8	9,1	–	10,66	19,76	33	40	73	0,78	7,89	8,67
S/E 27 San Rafael	27C	22.8	0,019	–	12,07	12,026	2	3	5	0,06	3,64	3,7

**Tabla 3.1** Datos Técnicos de los Alimentadores en estudio.

A continuación se describe cada uno de los alimentadores.

## 3.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

### 3.2.1 ALIMENTADOR 18E

Este alimentador pertenece a la subestación N° 18 Cristianía que está ubicada en la parroquia Carcelén. El nivel de voltaje al cual opera es de 22.9 kV tiene ramales principalmente aéreos con una configuración radial.

Este alimentador se caracteriza por ser muy extenso, su ramal principal se dirige hacia el norte por la avenida Eloy Alfaro, luego se deriva hacia el oriente en las calles de Los Aceitunos y de Los Arupos hasta llegar a la Urbanización Puerta del Sol, continua luego por la calle Chediak hasta la Panamericana Norte, de aquí se divide en dos ramales el primero de ellos va hacia Jardines de Carcelén, Urbanización Carretas, Urbanización Urabia, Conjunto San Andrés, mientras que el otro ramal toma la Avenida Álvaro Pérez y la vía a Marianitas con sus transversales llega a sectores como La Piedra, Carapungo, El Arenal, San Camilo, Calderón. En el anexo 1.1 se presenta el recorrido de este alimentador.



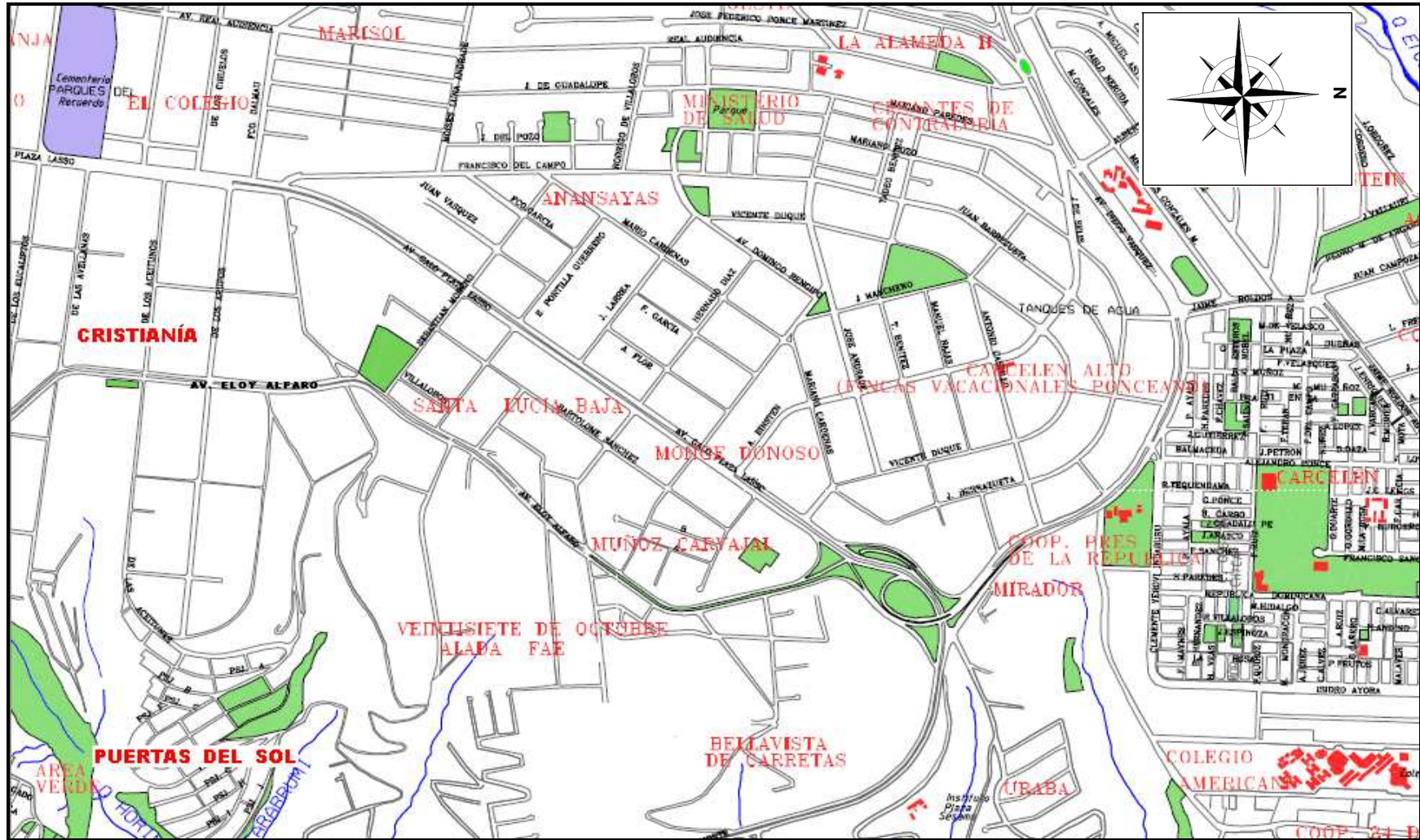


Figura 3.1 Ubicación Geográfica Alimentador 18E

### **3.2.2 ALIMENTADOR 37B**

Este alimentador pertenece a la subestación N° 37 Santa Rosa, ubicada en la parroquia Cutuglahua del cantón Mejía, el nivel de voltaje al que opera es de 22.9 kV con una configuración de tipo radial.

El recorrido de este alimentador se dirige principalmente al norte de la subestación, a través de las avenidas Turubamba, Panamericana Sur y las transversales ubicadas entre estas dos vías principales por las cuales se deriva este alimentador, y alimenta a sectores como El Pedregal, San Juan de Turubamba, La Victoria, Plywood, Manuela Sáenz. En el anexo 1.2 se presenta el recorrido de este alimentador.

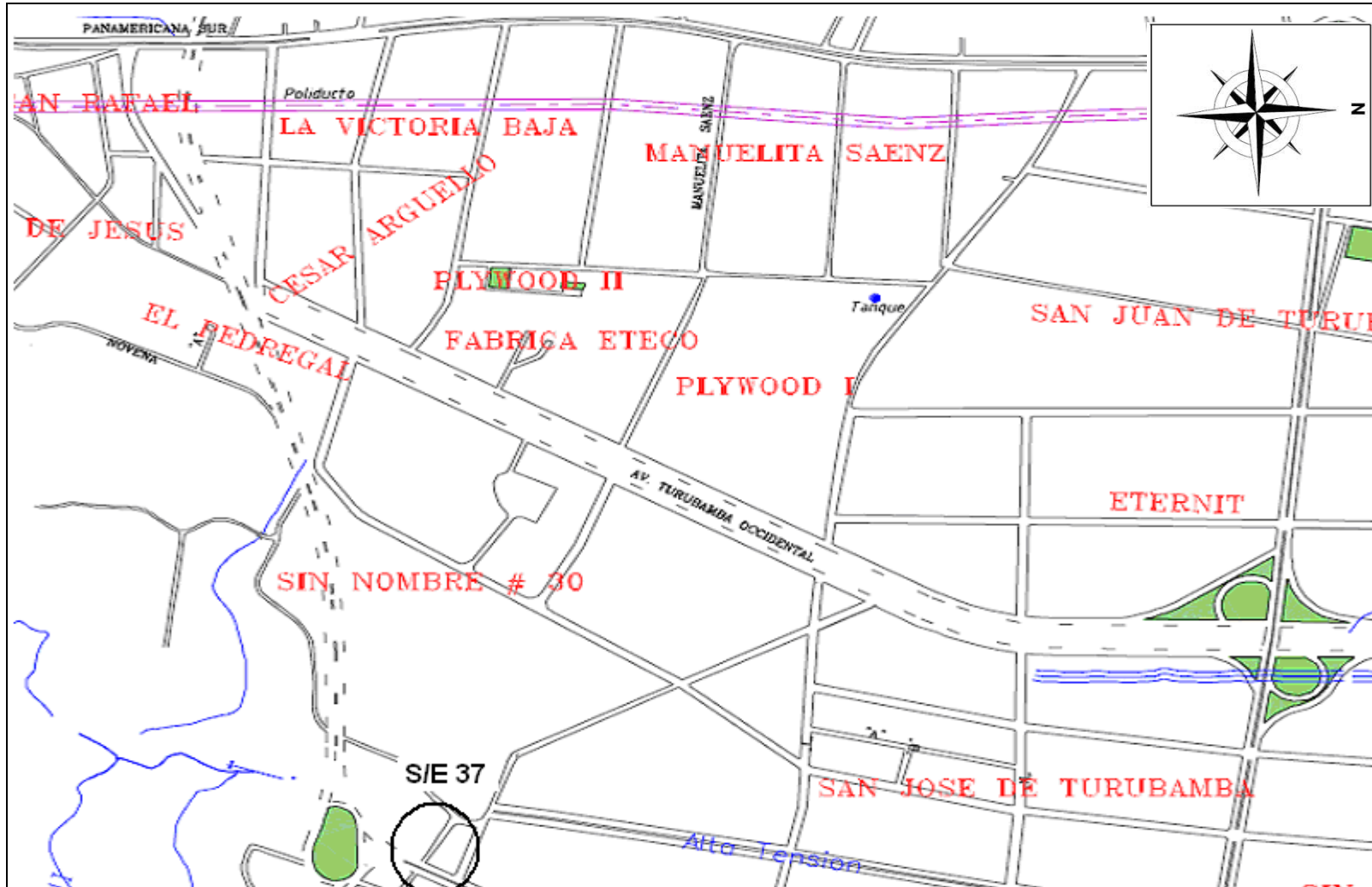
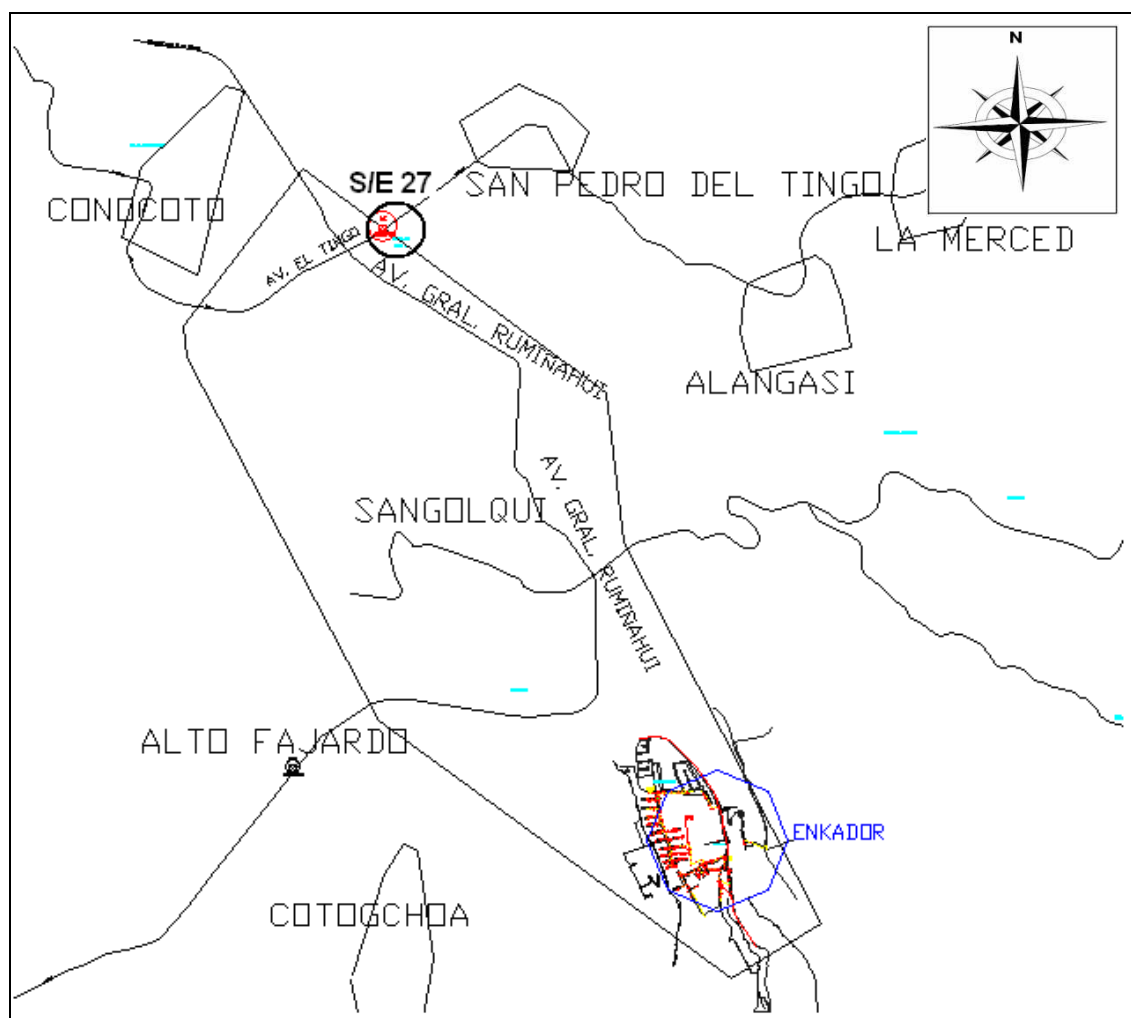


Figura 3.2 Ubicación Geográfica Alimentador 37B

### 3.2.3 ALIMENTADOR 27C

Este alimentador pertenece a la subestación N° 27 San Rafael, ubicada en el cantón Rumiñahui, vía al Tingo, el nivel de voltaje al que opera es de 22.9 kV con una configuración de tipo radial.

El recorrido de este alimentador se dirige principalmente al sur de la subestación, paralelo a la Av. General Rumiñahui en el sector de Sangolquí hasta dichas cercanías en donde llega a su cliente principal Enkador. En el anexo 1.3 se presenta el recorrido de este alimentador.



**Figura 3.3** Ubicación Geográfica Alimentador 27C

### **3.2.4 ALIMENTADOR 18C**

Este alimentador pertenece a la subestación N° 18 Cristiania, ubicada en Carcelén, opera a un voltaje nominal de 22.9kV, sus redes son en su mayoría aéreas y tiene configuración radial.

El recorrido de este alimentador es hacia el norte y noreste a partir de la subestación, avanza por las avenidas Galo Plaza, Juan Berrezueta, de Las Avellanas, Mario Cardenal, Vicente Duque, José Ordóñez entre otras. Este alimentador da servicio a barrios como El Colegio, Ponciano, Urbanización Carcelén, Agua Clara, Los Cipreses, El Condado. En el anexo 1.4 se presenta el recorrido de este alimentador.



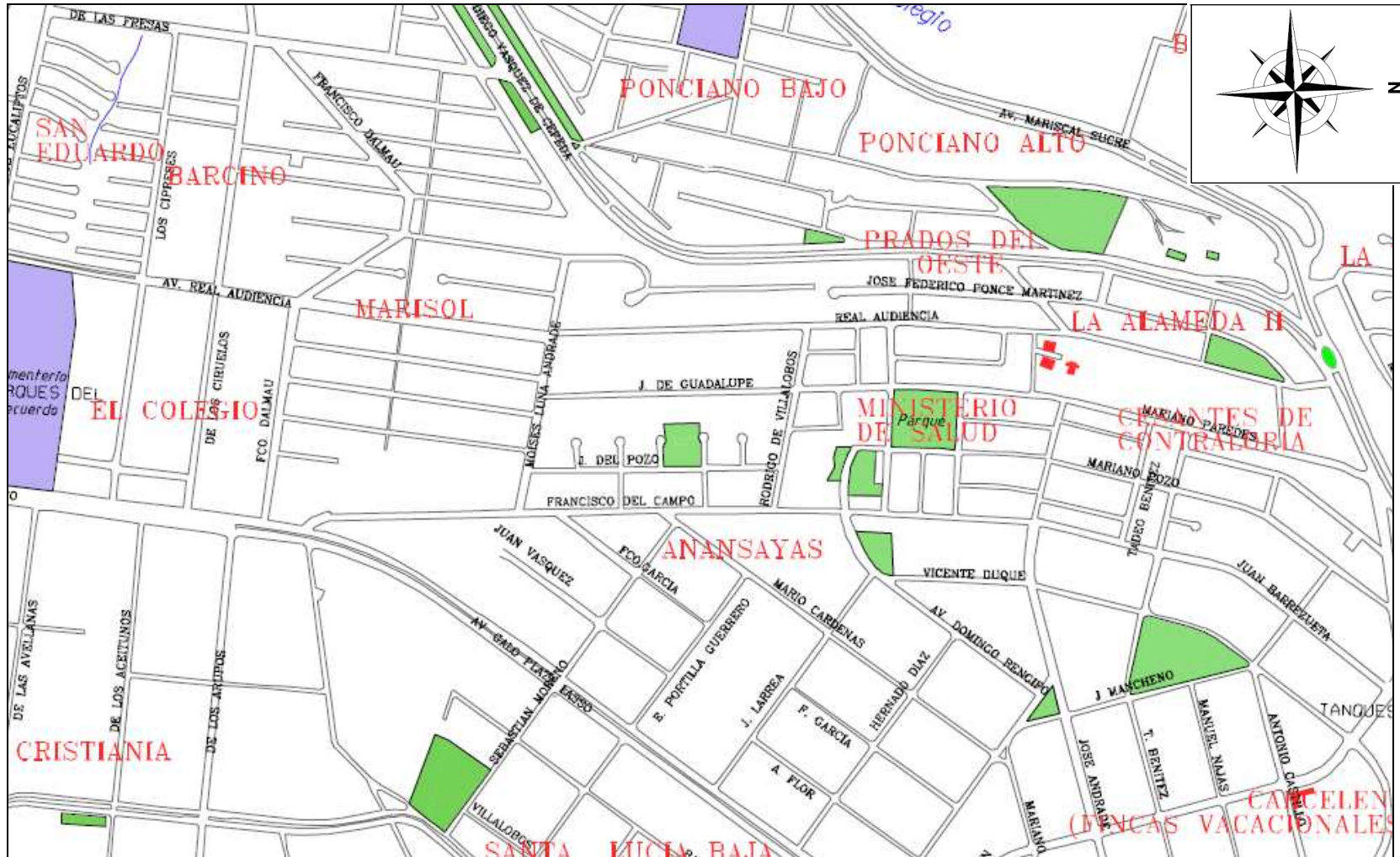


Figura 3.4 Ubicación Geográfica Alimentador 18C

### 3.3 SUBESTACIONES

En el caso de estudio se analiza las subestaciones de las cuales salen cada uno de los alimentadores que han sido escogidos por su característica de carga industrial, los datos de dichas subestaciones se muestran en la siguiente tabla.

Nombre S/E	Tipo	# de trafos	Capacidad Instalada (MVA)			Voltaje (kV)			# A/P
			Aceite y Aire (OA)	Aceite Forzado (FA)	Aire y Aceite Forzados (FOA)	1	2	3	
S/E 18 Cristiania	Reducción	T1	20	27	33	138	23	-	7
		T2	20	27	33	138	23	-	
S/E 37 Santa Rosa	Reducción	T1	15	20	-	46	23	-	4
		T2	45	60	75	138	46	13.8	
S/E 27 San Rafael	Reducción	T1	20	27	33	46	23	-	5
		T2	7,50	-	-	46	22	6.3	

**Tabla 3.2** Datos Técnicos de las subestaciones involucradas

A continuación se hace un resumen de su ubicación así como de las curvas de carga características de sus alimentadores.

#### 3.3.1 SUBESTACIÓN SANTA ROSA N° 37

La subestación Santa Rosa está ubicada en el cantón Mejía, sus alimentadores trabajan con un nivel de voltaje de 22.9 kV, de ellos los primarios 37A, 37C y 37D tienen una curva de carga de tipo residencial mientras que el alimentador 37B tiene una curva de carga con un comportamiento netamente industrial.

A continuación se presenta el diagrama unifilar de esta subestación.

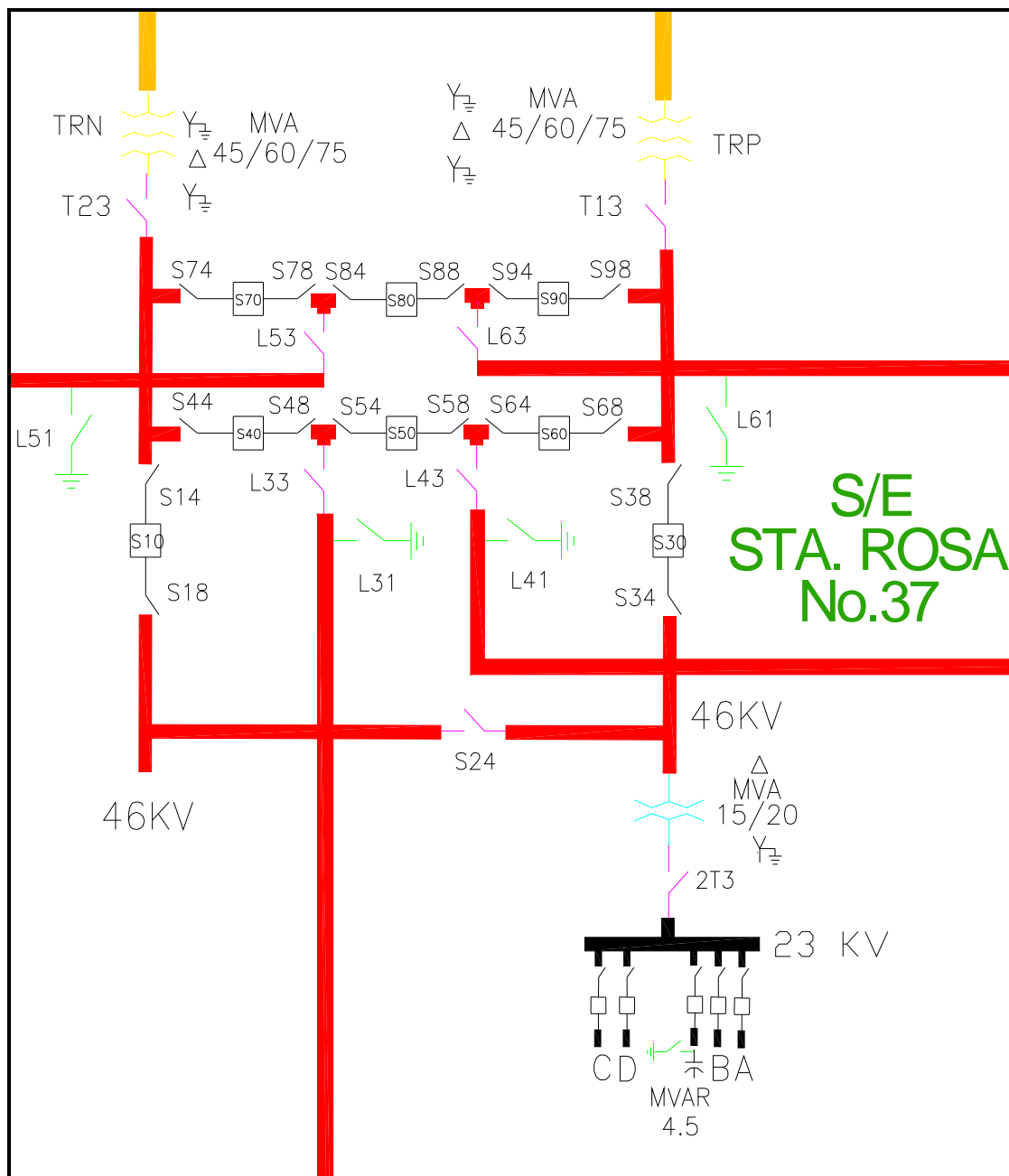


Figura 3.5 Diagrama Unificar de la Subestación Sta. Rosa.

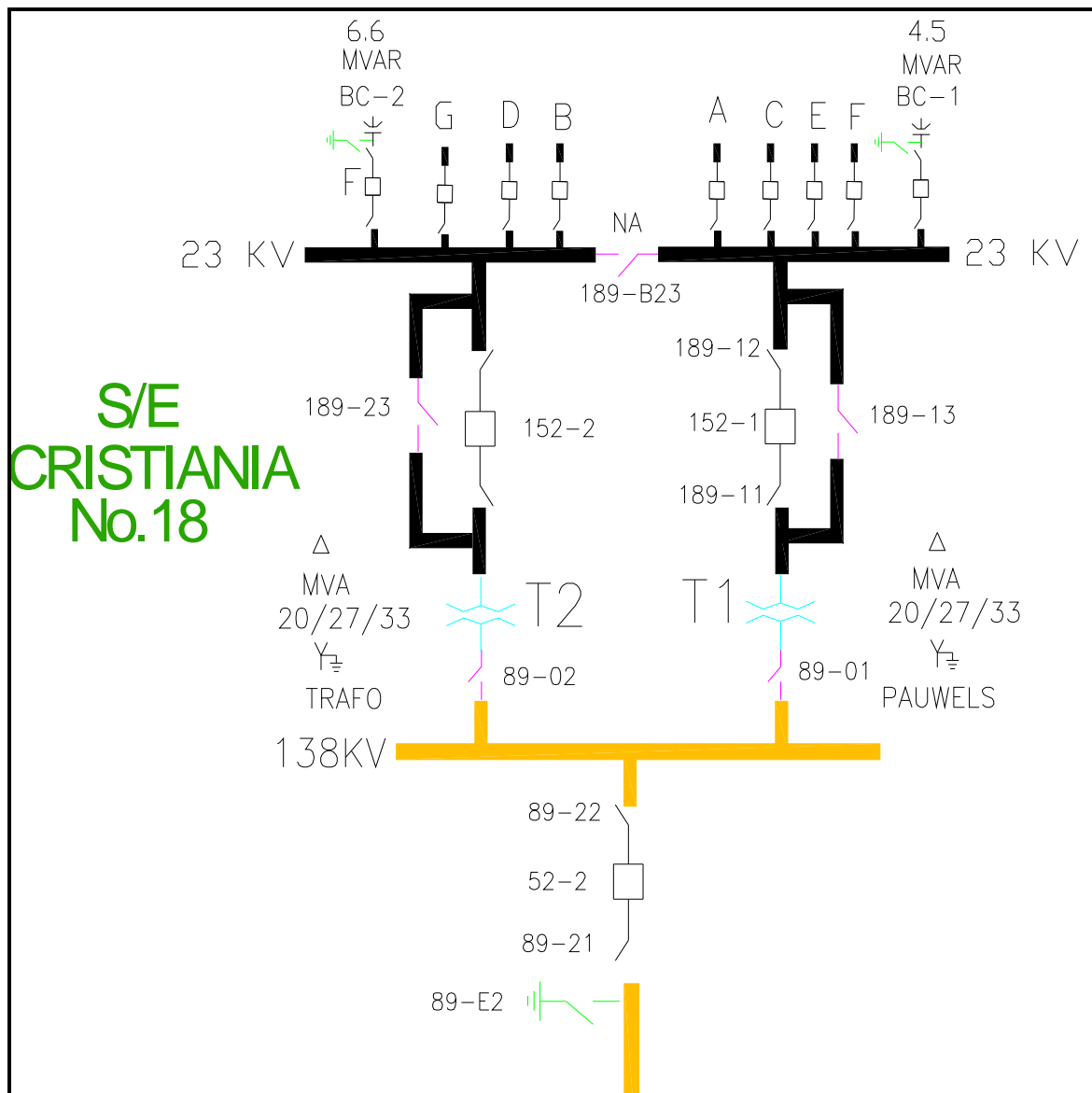
### 3.3.2 SUBESTACIÓN CRISTIANÍA N° 18

La subestación Cristianía está ubicada al norte del cantón Quito en la parroquia Carcelén, el nivel de voltaje al cual operan sus alimentadores primarios es de 22.9 kV. Tiene cinco alimentadores de los cuales el 18B y 18D presentan una carga de



tipo residencial, mientras que el alimentador 18E y 18C tiene un tipo de carga de tipo comercial con industrial.

A continuación se presenta el diagrama unificar de esta subestación.



**Figura 3.6** Diagrama Unificar de la Subestación Cristianía.

### 3.3.3 SUBESTACIÓN SAN RAFAEL N° 27

La subestación San Rafael está ubicada en la parroquia Sangolquí, cantón Rumiñahui, la misma que tiene cinco alimentadores primarios que operan a un nivel de voltaje de 22.9 kV. Al analizar las curvas de carga se llega a determinar que los alimentadores 27A, 27B, 27D y 27F son de tipo residencial, mientras que

la curva de carga del alimentador 27C es de tipo industrial, ya que se encuentra conectado el gran consumidor Enkador.

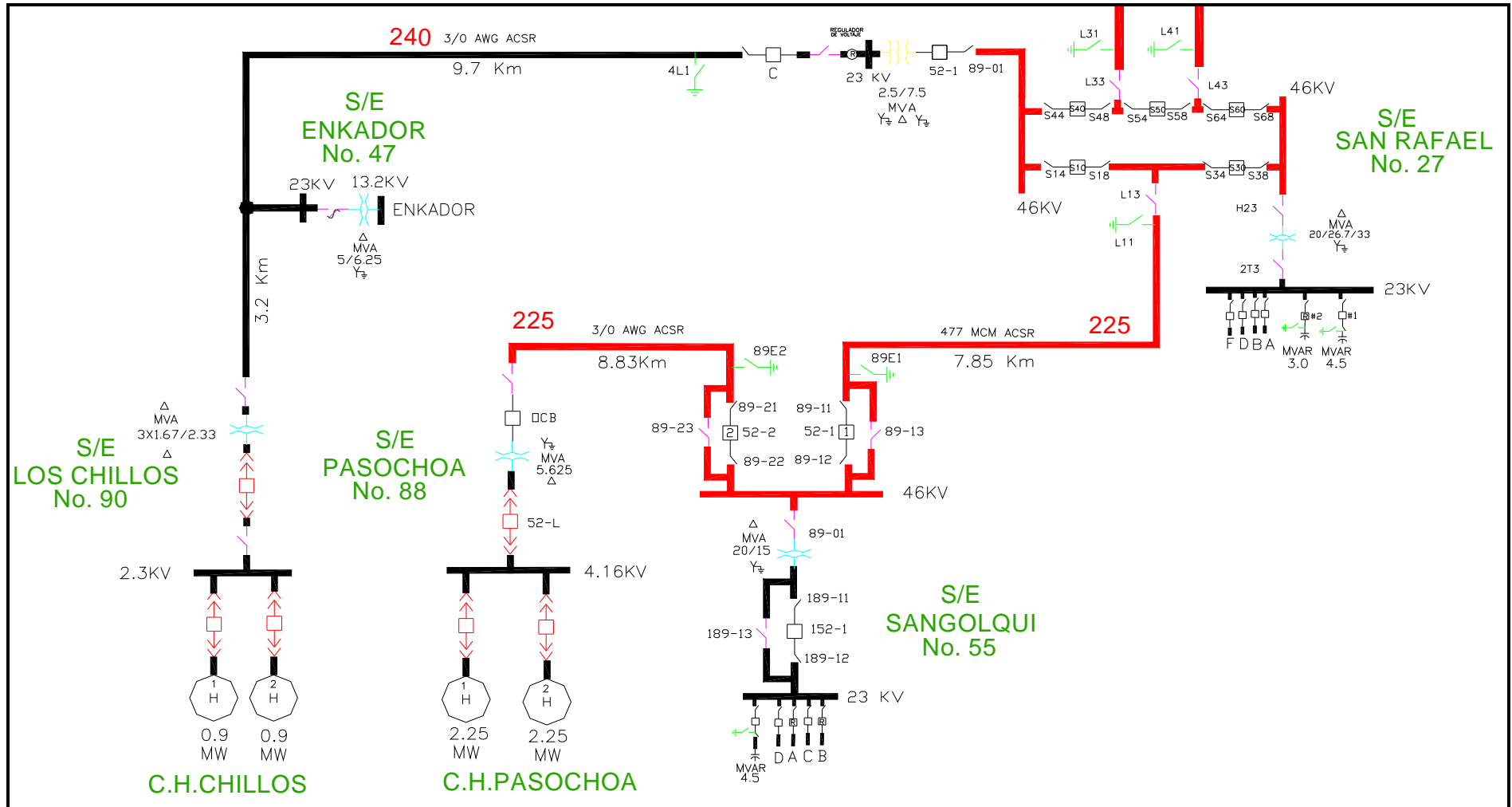


Figura 3.7 Diagrama Unificar de la Subestación San Rafael.

### **3.4 IDENTIFICACIÓN DE LOS CLIENTES CON TARIFA INDUSTRIAL**

La información para determinar los clientes que tienen tarifa industrial, se la obtuvo de la Unidad de Planificación Inventarios y Avalúos de la EEQ S.A. "PIA", mediante el sistema de información geográfica "GIS" y de la herramienta computacional ORACLE.

#### **3.4.1 ALIMENTADOR 37B**

Este alimentador sirve al sector sur de la ciudad de Quito, los principales lugares por los que se extiende son San José de Turubamba, Plywood, recorre también las calles Panamericana Sur, Turubamba, entre otros.

Según la programación realizada en la base de datos del PIA" se encontraron 31 clientes representativos con tarifa industrial los cuales se muestran en detalle en el siguiente cuadro:

**Tabla 3.3** Clientes Industriales Representativos del Alimentador 37B

NOMBRE	DIRECCIÓN	TARIFA	DESCRIPCIÓN
Vallejo Berrones Leoncio	Rio Saloya N° S51-63	922	Ind.Demanda con reg.horario
Talleres Consorcio Santos Cmi	Panamericana Sur km. 15	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fca De Matrices( Indumeca Plas	Calle L 582	922	Ind.Demanda con reg.horario
Industria Acero Los Andes	Panam Sur km. 8	922	Ind.Demanda con reg.horario
Elegant Fashion	Calle H S/N	922	Ind.Demanda con reg.horario
Eternit Ecuatoriana S.A.	Pana Sur Km.14.5 S59 N° 495	922	Ind.Demanda con reg.horario
Radio Reloj	Pana Sur km. 17	921	Indust.Demanda con registrador
Borden Ecuatoriana	Pana Sur km.15	922	Ind.Demanda con reg.horario
Prod.Flia. Sancela Del Ecuador	Panamericana Sur	922	Ind.Demanda con reg.horario
Radio Vigia (La Voz Del Trans)	Pana Sur km.17	922	Ind.Demanda con reg.horario
Proquimsa S.A.	Pana Sur km. 14	922	Ind.Demanda con reg.horario
Perfilam Cia.Ltda.	Pana Sur S60164	921	Indust.Demanda con registrador
Novacero S.A.	Panamericana Sur km. 14 1/2	922	Ind.Demanda con reg.horario
Industria Arsilco	Calle L- Km.14.5 LTE 88	922	Ind.Demanda con reg.horario
Campamento Inabronco(Coandes)	Pana.Sur km. 10	922	Ind.Demanda con reg.horario
Industrias Conchitex (1)	Pana Sur km. 16	922	Ind.Demanda con reg.horario
Industrias Conchitex (2)	Pana Sur km. 16	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fundic.Rasales Yela Cia. Ltda.	PanaSur km. 16.5	921	Indust.Demanda con registrador
Duraflex	Pana Sur km. 14 1/2	922	Ind.Demanda con reg.horario
Optimus Andina(Topesa)	Pana.Sur(Sect.Rieles) ENTR km. 16	922	Ind.Demanda con reg.horario

Offshore Marketng Inc.	Pana Sur km. 11	922	Ind.Demanda con reg.horario
Secadero De Madera Ing.Almeida	Calle H EI 85	922	Ind.Demanda con reg.horario
Mapresa	Pana.Sur(Durallanta) km. 13	922	Ind.Demanda con reg.horario
Ligna	Pana.Sur(Jto.Mapresa km.11 S4327	922	Ind.Demanda con reg.horario
Tecnoesa S.A.(Fermin Minga)	El Conde-Pana. Sur km. 10.5	922	Ind.Demanda con reg.horario
Perlabi	Calle Bermejo N° 42	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fabrica Cromac (Ruiz Galo )	Panam.Sur km.15 N° 71	922	Ind.Demanda con reg.horario
Calefones A Gas Yang	Panamericana Sur S/N	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fabrica Tecmet	Jardin De Turubamba	922	Ind.Demanda con reg.horario
Alambrec	Panam. Sur km.15	922	Ind.Demanda con reg.horario
Invalexcon(Marcia Teran)	Panam.Sur km 17	922	Ind.Demanda con reg.horario

### **3.4.2 ALIMENTADOR 18E**

Este alimentador se extiende por sector norte de la ciudad de Quito, sirviendo a lo largo de las avenidas Eloy Alfaro, Panamericana Norte, a varios barrios y ciudadelas ubicadas por estos sectores.

En la actualidad se han hecho modificaciones en topología de este alimentador, ya que ciertos sectores que pertenecían a éste, han sido transferidos a otros alimentadores para alivio de carga según se ha verificado en el departamento de Proyecto de Reducción de Pérdidas Técnicas PRPT de la EEQ. S.A.

Según la programación realizada en la base de datos del PIA” se encontraron 89 clientes representativos con tarifa industrial los cuales se muestran en detalle en el siguiente cuadro:

**Tabla 3.4** Clientes Industriales Representativos del Alimentador 18E

<b>NOMBRE</b>	<b>DIRECCIÓN</b>	<b>TARIFA</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
Panificadora San Carlos	Panam. Norte Km.5	906	Industr. con Demanda
Ingeniería Y Geosintéticos SA	Av Eloy Alfaro N72 -230	921	Indust.Demanda con registrador
Supercauchos Waldorij	Las Aceitunas(Lt.54) E3-143	921	Indust.Demanda con registrador
Cemise(Superser)	De Los Aceitunos LTE 18	921	Indust.Demanda con registrador
Bkb Maquinaria Industrial CIA Ltda.	Pana Norte Km. 12 ½	921	Indust.Demanda con registrador
Servicios Técnicos Industriales	Pana Norte Km. 10 ½	921	Indust.Demanda con registrador
Grafinal S.A.	N67 De Los Aceitunos E1-131	921	Indust.Demanda con registrador
Ind. Metálicas Canon Bautista	Los Aceitunos 22	921	Indust.Demanda con registrador
Promecyf	Alfonso Moncayo km. 10.7	921	Indust.Demanda con registrador
Caucho Superior-Miguel Cobos	Aceitunas E3-126	921	Indust.Demanda con registrador
Artime Cia.Ltda.	Andrade Dueñas LOTE E7-188	921	Indust.Demanda con registrador
Intragmet S.A.(Tall.Sifrin )	Chediak E5280	921	Indust.Demanda con registrador
Talleres Yacelga ( Flexpack)	Calle D N73-41	922	Ind.Demanda con reg.horario
Plastiflan (Ing. Larrea Francis	De Los Aceitunos E2-27	922	Ind.Demanda con reg.horario
Consertec S.A.	De Los Grupos E5-50	922	Ind.Demanda con reg.horario
Falcon Fausto	Las Aceitunas(Lt.40) E1-165	922	Ind.Demanda con reg.horario
Ecuamangueras	Av. 10 De Agosto E1 59	922	Ind.Demanda con reg.horario
Bueno Eduardo (Rhenania)	Av. Eloy Alfaro N67108	922	Ind.Demanda con reg.horario
Licuors Cia Ltda.	Pasaje DESP CONJ	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fabrica Incrementar	Av.Eloy Alfaro N7374	922	Ind.Demanda con reg.horario
Cauchos Andinos	De Los Aceitunos E7-101	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fabrica M.C.S.Fredy Gualoto	Calle E 102	922	Ind.Demanda con reg.horario
Neumac Parkenor Bodega 69	Av.Eloy Alfaro S/N ½	922	Ind.Demanda con reg.horario
Metaltronic	Los Cipreses	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fabrical Cia. Ltda.	De Los Arupos E1-136	922	Ind.Demanda con reg.horario
Inselec Cia Ltda.	Los Arupos E1-170	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fideos La Favorita	Andrade Dueñas E3-41	922	Ind.Demanda con reg.horario



Tintorex Cia. Ltda.	Andrade Dueñas E3-167	922	Ind.Demanda con reg.horario
Industrias Rambal Cia.Ltda.	De Los Arupos E3-184	922	Ind.Demanda con reg.horario
Contaggio S Confecciones	De Los Arupos E3-98	922	Ind.Demanda con reg.horario
Molduras Industriales Moldinsa	De Los Aceitunos E5-160	922	Ind.Demanda con reg.horario
Productos Panda	Mon. Leonidas Proaño km. 3.5	922	Ind.Demanda con reg.horario
Industrias Govaira S.A.	Los Aceitunos E1-176	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fundación Natura	Pintag-Pifo	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fabrica Notria S.A. Mobiliario	De Los Grupos E7-121	922	Ind.Demanda con reg.horario
Xavier Alarcón	De Los Aceitunos E3-183	922	Ind.Demanda con reg.horario
Nilotex(Jorge Nicolalde)	Eloy Alfaro N 71 -106	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fabrica Yambal Del Ecuador	Panamericana Norte km. 9 1/2	922	Ind.Demanda con reg.horario
Arboleda Rivadeneira Julio	Aceitunos E6-08	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fabrica Almarti	Los Aceitunos E5-180	922	Ind.Demanda con reg.horario
Planta Ind Bagant Ecuatoriana	Alfonso Moncayo LOTE 56	922	Ind.Demanda con reg.horario
Verdezoto T Klever M	De Los Aceitunos E-786	922	Ind.Demanda con reg.horario
Pladelfin S.A.	Leonidas Proaño ESQ	922	Ind.Demanda con reg.horario
Decosa	Panamericana Norte	922	Ind.Demanda con reg.horario
Industria Maderera Ivan Leon	San José	922	Ind.Demanda con reg.horario
Plascencia Carlos Lcdo	De Los Aceitunos N67-12	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fabrica Fundiec S.A.	Alfonso Moncayo 455	922	Ind.Demanda con reg.horario
Proyectos Mecánicos Promec	Pana Norte Km 10 ½	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fabrica Oyempagues	De Los Grupos E5-143	922	Ind.Demanda con reg.horario
Reyes Rómulo ( Herguplas Cia Ltda)	Calle E9 LTE. N67-34	922	Ind.Demanda con reg.horario
Indualca	De Los Grupos E7-154	922	Ind.Demanda con reg.horario
Magdalena Molina Pillajo	Av. De Los Grupos N5-221	922	Ind.Demanda con reg.horario
Montesdeoca Luna Silvia	Prolong.Las Aceituna S 56 N68-56	922	Ind.Demanda con reg.horario
Guachamin N. Juan De Dios	De Los Grupos E7-189	922	Ind.Demanda con reg.horario
Alarcón Mieles Juan Fernando	Panamericana Norte km. 11.5	922	Ind.Demanda con reg.horario
Panadería La Chilenita	San Camilo. Ent.Plumr S/N	922	Ind.Demanda con reg.horario
Estructuras De Acero Esacero	Panamericana Norte km. 14 1/2	922	Ind.Demanda con reg.horario
Imfrisa	Panamericana Norte S/N	922	Ind.Demanda con reg.horario
Decortextiles Cia Ltda.	Panamericana Norte	922	Ind.Demanda con reg.horario

Microempaques S.A.	San Camilo (Carapungo) S/N	922	Ind.Demanda con reg.horario
Semacar(De La Fuente Illanes &	Vía Marianitas 780	922	Ind.Demanda con reg.horario
Sudamericana Brochas Y Cerdas	De Las Avellanas E5-107	922	Ind.Demanda con reg.horario
Artopec	Calderón S/N	922	Ind.Demanda con reg.horario
Royalcargo S.A.	Av.Eloy Alfaro N72-266	922	Ind.Demanda con reg.horario
Pastificio Alpes	Eloy Alfaro N72-86	922	Ind.Demanda con reg.horario
Prima	Bartolomé Sánchez N71116	922	Ind.Demanda con reg.horario
Salazar Ivan (Zaimella Ecuador	Bartolomé Sánchez ESQ km. 6	922	Ind.Demanda con reg.horario
Vasconez Ch.Carlos A.	Los Grupos E5-187	922	Ind.Demanda con reg.horario
Confecciones Fibran Cia.Ltda.	Cipreses N-68-177	922	Ind.Demanda con reg.horario
Escandimodas	Aceitunas E5162	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fabrica Foresman	De Las Aceitunas E5-136	922	Ind.Demanda con reg.horario
Pitex S.A	De Las Aceitunas E3-220	922	Ind.Demanda con reg.horario
Yarad Ricardo	Enrique Guerrero E2-71	922	Ind.Demanda con reg.horario
Enox S.A.	Calle E E3-60	922	Ind.Demanda con reg.horario
Nilotex (Nicolalde Erazo Jorge	10 De Agosto N75 E6-200	922	Ind.Demanda con reg.horario
Ind. Hormigonera Equinoccial	Chediak 100	922	Ind.Demanda con reg.horario
Ecuatoriana De Rotulacion	Av. Eloy Alfaro N72-20	922	Ind.Demanda con reg.horario
Jaramillo B Cristian Y Hnos	Eloy Alfaro N71-10	922	Ind.Demanda con reg.horario
Ennotex Cia.Ltda. (1)	Fernando De Vera N71113	922	Ind.Demanda con reg.horario
Conaves (Filypartes F Y P)	J. Antonio Gross km.14	922	Ind.Demanda con reg.horario
Decortextiles Cia Ltda.	Calderon JTO.	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fabrica Yanbal Del Ecuador S.A	Panamericana Norte km. 9 1/2	922	Ind.Demanda con reg.horario
Rhenania S.A.	Av. Eloy Alfaro N67-108	922	Ind.Demanda con reg.horario
Molinos Aviforte(Freire Ernest	San José S/N	922	Ind.Demanda con reg.horario
Sociedad Civil-Jet-Tractor	Mon. Leonidas Proaño	922	Ind.Demanda con reg.horario
Galpones Industriales(G.Sanche	De Los Aceitunos	922	Ind.Demanda con reg.horario
Wood Group De Ecuador S.A.	Pan.Norte Km. 12 ½	922	Ind.Demanda con reg.horario
Carlisnacks Cia. Ltda.	Fernando Vera LTE 42	922	Ind.Demanda con reg.horario

### **3.4.3 ALIMENTADOR 18C**

Este alimentador al igual que el 18E sirve al sector Norte de la ciudad de Quito, los principales lugares por los que se extiende son: Carcelén, Ponciano, Huertos Familiares entre otros. Recorre avenidas tales como Las Avellanas, Diego de Vásquez, Vicente Duque entre otras

Según los proporcionados datos por el “PIA” de la E.E.Quito se encontraron 57 clientes representativos con tarifa industrial los cuales se muestran en detalle en el siguiente cuadro:

**Tabla 3.5** Clientes Industriales Representativos del Alimentador 18C

<b>NOMBRE</b>	<b>DIRECCIÓN</b>	<b>TARIFA</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
Fabrica De Alimentos Fortesan	Domingo Rengifo N74-21	922	Ind.Demanda con reg.horario
Codi-Empaques Cia. Ltda.	Fco. Garcia N71-80	922	Ind.Demanda con reg.horario
Sarmiento Luis O (Inlecar Cia Ltda)	Domingo Rengifo N73-108	922	Ind.Demanda con reg.horario
Quimipac (Sijersey Ecuatoriano)	De Los Cerezos OE1-321	922	Ind.Demanda con reg.horario
Medina Jose Luis	Av.Diego De Vasquez N77-360	921	Indust.Demanda con registrador
Fca.Produccion Alimentos Y Mue	Domingo Rengifo N74-29	922	Ind.Demanda con reg.horario
Oso Llantera Nacional S.A.	Juan Barrezueta OE1-143A	922	Ind.Demanda con reg.horario
Dide S.A.	De Los Cipreses	922	Ind.Demanda con reg.horario
Creaciones Dap	Asturias OE4-262	921	Indust.Demanda con registrador
Decortextiles Cia Ltda.	Tadeo Benitez 970	922	Ind.Demanda con reg.horario
Nnanta Ingen.Experim.G. Motors	Enrique Guerrero	922	Ind.Demanda con reg.horario
Empresa Metalquimica Galvano	Juan Barrezueta 158	922	Ind.Demanda con reg.horario
Plazjorge S.A.	Juan Barrezueta N77-74	922	Ind.Demanda con reg.horario
Cevallos Galo (Metaller)	Joaquin Mancheno OE1-725	921	Indust.Demanda con registrador
Sigmaplast Cia. Ltda. (1)	Juan De Selis OE1-25	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fabrica Ing.Gino Capelo	Juan Berrazueta N77-131	921	Indust.Demanda con registrador
Herdoiza Crespo Construcciones	Juan Berrazueta	922	Ind.Demanda con reg.horario
Manufacturas Americanas Cia Lt	Los Ciruelos OE1-127	922	Ind.Demanda con reg.horario
Maxigraf S.A.	Los Ciruelos OE1-217	922	Ind.Demanda con reg.horario
Brenntag Ecuador S.A.	De Los Cerezos OE1-191	922	Ind.Demanda con reg.horario
Pollo Supremo	Vicente Duque N75 -107	922	Ind.Demanda con reg.horario
Cromo Niquel Del Ecuador	Vicente Duque OE-LT1	922	Ind.Demanda con reg.horario
Martal (Bellantani )	Vicente Duque N76-101	922	Ind.Demanda con reg.horario
Marathon Sport (Talleres)	De Los Cerezos S/N	922	Ind.Demanda con reg.horario
Cobo Jimenez Hernan Patricio	Juan Vasquez OEA1 N7027	922	Ind.Demanda con reg.horario
Decortextiles Cia Ltda	Tadeo Benitez 970	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fibratex	Juan Barrezueta N73-68	922	Ind.Demanda con reg.horario
Faemproca La Suiaza Cia Ltda	Juan Barrezueta N75-1332	922	Ind.Demanda con reg.horario

Bodegas Ferreteria Orbea	Vicente Duque 8	922	Ind.Demanda con reg.horario
Conelsa Conductores Electricos	Juan Barrezueta KM6 N59147	922	Ind.Demanda con reg.horario
Agospinos C.A.(Ant.Recalde Jor	10 De Agosto N67-103 KM5	921	Indust.Demanda con registrador
Bela Botar(Omnibus-(2))	Panam Norte KM 5 1/2	922	Ind.Demanda con reg.horario
Inecauchos(Mannke Kurt)	Jose De La Rea OE1-422	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fca. Reascos	Juan Berrazueta N70146	921	Indust.Demanda con registrador
Util Plasco (Edif.Dieter Dick)	Sebastian Moreno OE-182	922	Ind.Demanda con reg.horario
Expocomex Ingenierios Cia Ltda	Panamericana Norte LTE 153	922	Ind.Demanda con reg.horario
Ecuavalvula	Juan Vásquez N70-164	922	Ind.Demanda con reg.horario
Bela Botar(Omnibus-(1))	Panam Norte KM 5 1/2	922	Ind.Demanda con reg.horario
Incame S.A. (Cristobal Cobo)	Av.Luis Tufinio OE1-131	922	Ind.Demanda con reg.horario
Perfilplast Del Ecuador S.A.	De Los Cerezos OE342	922	Ind.Demanda con reg.horario
General Motors Del Ecuador S.A.	Francisco Garcia ESQ	922	Ind.Demanda con reg.horario
Rebollo Rodríguez Hector	Juan Barrezueta LT 158	922	Ind.Demanda con reg.horario
Autec S.A.	Av.Galo Plaza Lazo ESQ	922	Ind.Demanda con reg.horario
Rueda Arias Telmo Alfredo	Vicente Duque N73-123	922	Ind.Demanda con reg.horario
Mavesa	Juan Vasquez KM. 6 1/2	922	Ind.Demanda con reg.horario
Sj Jersey Ecuatoriano	De Los Cerezos OE1-321	922	Ind.Demanda con reg.horario
Reciclajes M Y S	Juan Vasquez LTE 149	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fopeca S.A.	De Los Cerezos OE1-212	922	Ind.Demanda con reg.horario
Coronel Herrera Aurelio Rafael	Juan Berrezueta LT.158	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fabrica Soltintex	Vicente Duque N73-85	922	Ind.Demanda con reg.horario
Fca.Produccion Alimentos Y Mue	Domingo Rengifo N74-21	922	Ind.Demanda con reg.horario
Escobar Westfalia C.A.	Fco. Garcia N71-56	922	Ind.Demanda con reg.horario
Planta Industrial Govaira S.A.	De Los Cerezos OE3130	922	Ind.Demanda con reg.horario
Industrial Prodemsas Cia.Ltda	Juan Vasquez OEA1 N7027	922	Ind.Demanda con reg.horario
Matrimaq Cia.Ltda.	Antonio Basantes OE1-279	922	Ind.Demanda con reg.horario
Alimentos Fortificados Fortesa	Antonio Basantes OE1-45	922	Ind.Demanda con reg.horario
Asistencia Tecnica Industrial	Antonio Basantes N74	922	Ind.Demanda con reg.horario

### 3.5 ESTRUCTURAS UTILIZADAS

Para redes de distribución las estructuras de media tensión mayormente utilizadas de acuerdo al nivel de voltaje se presentan en los cuadros siguientes, incluyendo una breve descripción de las mismas.

**Tabla 3.6** Estructuras Utilizadas en 22.9 kV

<b>Código de la estructura</b>	<b>Descripción</b>
RVA1	Estructura Tangencial Trifásica Centrada
RVA2	Estructura Angular Trifásica Centrada
RVA3	Estructura Retención Trifásica Centrada
RVA4	Estructura Terminal Trifásica Centrada

### 3.6 MONTAJES DE TRANSFORMADORES

En la red aérea de distribución para la instalación de los transformadores es necesario utilizar estructuras o montajes considerando el nivel de voltaje de operación, la potencia nominal de los transformadores, el número de fases, entre otros parámetros. A continuación se presenta en los siguientes cuadros el código y descripción de la estructura, así como las potencias de los transformadores que se pueden utilizar con cada uno de los montajes.

**Tabla 3.7** Montajes Utilizados en trafos de 22.9 kV

<b>Código de la estructura</b>	<b>Descripción</b>	<b>Potencias de Transformadores</b>
MVT3-Z	Mont. Trafo. Monof. Abrazadera	X: 5,10,15,25,37.5,50
MVT4-XX	Mont. Trafo. Trif. Plataforma	Y: 15,30,45,50,60,75,90,100,125,150
MVT5-A	Mont. Trafo. Monof. Plataforma	XXX: 15,30,45,50,60,75
MVT6-30	Mont. Trafo. Trif. Abrazadera	30
SNT1	Cámara de Trafo.	

### 3.7 FACTOR DE POTENCIA EN LOS CLIENTES FINALES INDUSTRIALES.

Luego de la identificación de los clientes industriales de cada uno de los alimentadores en estudio, se procedió a clasificar a cada uno de ellos para así saber cuales son los clientes que incumplen con la regulación 004 – 01 de calidad del servicio eléctrico de distribución y por lo tanto están sujetos a la respectiva penalización. Con la ayuda del Departamento de Clientes Especiales se obtuvo la información de los clientes penalizados en cada uno de los alimentadores, determinando que en promedio tienen un factor de potencia que va de 0,6 a 0,91.

#### 3.7.1 CLIENTES INDUSTRIALES PENALIZADOS

1.- Alimentador 18E – S/E Cristiana – 22,9kV:

A continuación se presenta la lista de los clientes que de Septiembre del 2007 a Enero del 2008 han tenido penalizaciones por bajo factor de potencia.

**Tabla 3.8** Clientes Penalizados del Alimentador 18E

CUARTOS FRIOS FLOWER CARGO
AUTOSERVICIO CALDERON
INGENIERIA Y GEOSINTETICOS SA
BKB MAQUINARIA INDUSTRIAL CIA
PROMEYF
FABRICA INCREMAR
FABRICA M.C.S.FREDY GUALOTO
METAL TRONIC
TINTOREX CrA. L TDA.
PRODUCTOS PANDA
FUNDACION NATURA
XAVIER ALARCON
FABRICA ALMARTI
DECOSA
REYES NUNEZ ROMULO ( HERGUPLAS )
INDUALCA
MAGDALENA MOLINA PILLAJO
MONTESDEOCA LUNA SILVIA
GUACHAMIN N. JUAN DE DIOS

ALARCON MIELES JUAN FERNANDO
PANADERIA LA CHILENITA
MICROEMPAQUES S.A.
SEMACAR(DE LA FUENTE ILLANES &
SUDAMERICANA BROCHAS Y CERDAS
ROYALCARGO SA
PRIMA
PITEX S.A
JARAMILLO B CRISTIAN y HNOS
DECORTEXTILES CIA L TDA.
SOCIEDAD CIVIL-JET-TRACTOR

2.- Alimentador 18C – S/E Cristiana – 22,9kV:

A continuación se presenta la lista de los clientes que de Septiembre del 2007 a Enero del 2008 han tenido penalizaciones por bajo factor de potencia.

**Tabla 3.9** Clientes Penalizados del Alimentador 18C

CORONEL HERRERA AURELIO RAFAEL
COBO JIMENEZ HERNAN PATRICIO
CONELSA CONDUCTORES ELÉCTRICOS
REBOLLO RODRIGUEZ HECTOR
FCA. PRODUCCIÓN DE ALIMENTOS
PLAZ JORGE S.A
CREACIONES DAP
QUIMIPAC (SJ JERSEY ECUATORIANO)
SARMIENTO LUIS O (INLECAR CIA)
BODEGAS FERRETERIA ORBEA
MARTAL (BELLANTANI)

3.- Alimentador 37B – S/E Sta. Rosa – 22,9kV:

A continuación se presenta la lista de los clientes que de Septiembre del 2007 a Enero del 2008 han tenido penalizaciones por bajo factor de potencia.



**Tabla 3.10** Clientes Penalizados del Alimentador 37B

RADIO RELOJ
LIGNA
FCA DE MATRICES ( INDUMECA PLAS)
ELEGANT FASHION
DURAFLEX
CAMPAMENTO INABRONCO (COANDES)
CALEFONES A GAS YANG

#### 4.- Alimentador 27C – S/E San Rafael – 22,9kV:

Este alimentador por ser Expreso, solamente cuenta con un cliente industrial (Fábrica Enkador), el cual cumple con la regulación del factor de potencia y voltaje, se lo tomó en consideración por su estructura circuitalmente la más sencilla, con el objetivo de que sirva como base fundamental del análisis planteado en este proyecto, así como también para comparar su comportamiento con el otro tipo de alimentadores industriales.

El alimentador 27C funciona de tal manera que abastece de energía a la fábrica Enkador en el caso de que la Central Hidroeléctrica Los Chillos no la abastezca, ya que normalmente esta central es la que alimenta a la fábrica.

### 3.7.2 DESVÍOS DE REACTIVOS EN LOS PUNTOS DE ENTREGA

Los desvíos de reactivos se miden en kVARh y son la diferencia que hay entre la energía reactiva inductiva registrada con la energía reactiva inductiva referencial según el período de demanda.

Si el factor de potencia es menor que 0,96 para demanda media y punta se resta la energía reactiva inductiva medida menos la que se debería tener con un factor de potencia referencial igual a 0,96; esa diferencia es los desvíos de reactivos. Para demanda base se lo calcula de igual manera, cuando el factor de potencia sea mayor a 0,99 se resta la energía reactiva inductiva menos la energía que se tendría con el factor de potencia igual a 0,99.

Las penalizaciones por no cumplir con los límites del factor de potencia en cada punto de entrega se asignan a la empresa distribuidora. El valor de estas multas consta de dos partes: un cargo fijo y un cargo variable.

En la regulación 004/02 se indica el cálculo de los costos fijos y variables para los agentes que poseen equipos para el control de voltaje y que además pongan a disposición del CENACE esos excedentes de potencia reactiva.

Por parte de los distribuidores y grandes consumidores la penalización que se paga por compensación de reactivos tiene un cargo fijo que es igual a la suma de costos fijos de los agentes declarados como compensadores de reactivos, que se lo divide proporcionalmente para cada agente distribuidor y gran consumidor del MEM de acuerdo a la energía activa retirada del sistema por los mismos. Y el cargo variable es pagado conforme a la proporción de los desvíos de reactivos que se midieron al agente durante el mes con respecto al total de los desvíos de reactivos de todos los agentes del MEM.

De acuerdo a los datos proporcionados por el CONELEC la Empresa Eléctrica Quito S.A para el año 2007 se canceló al MEM por concepto de desvío de reactivos un total de 354982,117 dólares. Comparando estos pagos realizados por esta distribuidora con los pagos que realizan las otras distribuidoras existentes en el país se ve que la E.E. Quito es una de las empresas distribuidoras que más paga por desvío de reactivos conjuntamente con las distribuidoras EMELGUR, COTOPAXI, MANABÍ, EMELEC, Y EMELNORTE. En la tabla 3.11 se puede apreciar los desvíos de reactivos de los agentes así como los pagos a compensadores en función de los desvíos de reactivos, para el mes de agosto del 2007.

Analizando la tabla 3.12 en la que se puede apreciar los pagos por desvío de reactivos realizados durante el año 2007 por parte de la E.E. Quito se concluye que esta distribuidora todos los meses es penalizada, es decir tiene problemas de bajo factor de potencia, lo cual es producto de que en sus alimentadores existe

este problema. Teniendo en cuenta que los causantes del bajo factor de potencia son por lo general las cargas con característica industrial, y que Quito es una de las ciudades que tiene una concentración de gran cantidad de industrias es lógico suponer que debe existir el problema de pago por desvío de reactivos.

Por lo dicho anteriormente el presente estudio se enfoca al análisis de los alimentadores con carga de característica industrial, los cuales son causantes del bajo factor de potencia del sistema de la distribuidora Quito. Ya que en el presente estudio se realizará la compensación reactiva es lógico que se tenga una reducción en el pago mensual por desvío de reactivos lo cual hará que este proyecto sea aún más rentable si se analiza los beneficios económicos del mismo.

EMPRESA DISTRIBUIDORA	DESVIOS DE REACTIVOS DE LOS AGENTES						PAGOS A COMPENSADORES EN FUNCION DE LOS DESVIOS DE REACTIVOS							
	DEMANDA BASE		DEMANDA MEDIA		DEMANDA PUNTA		C. V. BASE	C. V. MEDIA	C. V. PUNTA	C. V. BASE DE IMPOR Y EXPOR	C.V. TOTAL	ENERGIA DEMANDADA	C. FIJO	TOTAL PAGO
	REACTIVOS	%	REACTIVOS	%	REACTIVOS	%	USD	USD	USD	USD	USD	KWH	USD	USD
<b>AMBATO</b>	169.835	1,11	0	0,00	0	0,00	476,52	-	-	1.135,76	1.612,28	40.014.723	103,39	<b>1.715,67</b>
<b>AZOGUES</b>	927	0,01	-310	0,00	0	0,00	2,60	2,41	-	98,71	103,73	3.477.842	8,99	<b>112,71</b>
<b>BOLIVAR</b>	0	0,00	-65.267	0,66	-83.567	1,77	-	508,74	570,51	131,53	1.210,78	4.634.069	11,97	<b>1.222,76</b>
<b>COTOPAXI</b>	0	0,00	-1.136.018	11,53	-355.492	7,52	-	8.855,01	2.426,93	415,80	11.697,74	14.649.328	37,85	<b>11.735,59</b>
<b>ESMERALDAS</b>	0	0,00	-672.972	6,83	-285.230	6,04	-	5.245,66	1.947,25	900,95	8.093,86	31.741.905	82,01	<b>8.175,88</b>
<b>LOS RIOS</b>	0	0,00	-415.068	4,21	-67.604	1,43	-	3.235,36	461,53	616,08	4.312,97	21.705.488	56,08	<b>4.369,05</b>
<b>MANABI</b>	651.783	4,25	-703.012	7,14	-381.986	8,08	1.828,77	5.479,82	2.607,80	2.483,20	12.399,60	87.487.633	226,05	<b>12.625,65</b>
<b>MILAGRO</b>	23.590	0,15	-5.908	0,06	-73	0,00	66,19	46,05	0,50	918,77	1.031,51	32.369.788	83,64	<b>1.115,14</b>
<b>QUITO</b>	356.732	2,33	-1.059.995	10,76	-739.120	15,64	1.000,92	8.262,42	5.045,95	7.280,79	21.590,08	256.515.046	662,77	<b>22.252,84</b>
<b>CENTRO SUR</b>	739.032	4,82	-67.360	0,68	0	0,00	2.073,58	525,06	-	1.369,81	3.968,45	48.260.755	124,69	<b>4.093,14</b>
<b>REGIONAL SUR</b>	29.503	0,19	-43.314	0,44	-1.587	0,03	82,78	337,63	10,83	517,27	948,51	18.224.446	47,09	<b>995,60</b>
<b>EL ORO</b>	24.344	0,16	-411	0,00	0	0,00	68,30	3,20	-	1.263,54	1.335,05	44.516.792	115,02	<b>1.450,07</b>
<b>RIOBAMBA</b>	259.197	1,69	-15.238	0,15	-1.082	0,02	727,26	118,77	7,39	447,31	1.300,73	15.759.518	40,72	<b>1.341,45</b>
<b>STA. ELENA</b>	232.695	1,52	-5	0,00	-12	0,00	652,90	0,04	0,08	718,90	1.371,92	25.328.066	65,44	<b>1.437,36</b>
<b>STO. DOMINGO</b>	0	0,00	-255.791	2,60	-44.805	0,95	-	1.993,83	305,88	790,81	3.090,52	27.861.748	71,99	<b>3.162,51</b>
<b>EMELEC</b>	222.933	1,45	-4.656	0,05	-3.107	0,07	625,51	36,29	21,21	8.557,94	9.240,95	301.511.164	779,03	<b>10.019,98</b>
<b>ELMELGUR</b>	133.892	0,87	-2.522.772	25,61	-1.301.835	27,55	375,67	19.664,44	8.887,57	1.961,28	30.888,96	69.099.208	178,53	<b>31.067,50</b>
<b>EMELNORTE</b>	1.272	0,01	-1.016.883	10,32	-242.243	5,13	3,57	7.926,37	1.653,78	916,66	10.500,39	32.295.612	83,44	<b>10.583,83</b>

**Tabla 3.11** Pago por Desvío de Reactivos por parte de las Empresas Distribuidoras a los compensadores sincronos para el mes de agosto del2007

**DISTRIBUCION DE LOS PAGOS POR REACTIVOS (COSTOS FIJOS Y VARIABLES) A LOS AGENTES POR PARTE DE LA E.E.QUITO AÑO 2007**

MES	DESVIOS DE REACTIVOS DE LOS AGENTES						PAGOS A COMPENSADORES EN FUNCION DE LOS DESVIOS DE REACTIVOS							
	DEMANDA BASE		DEMANDA MEDIA		DEMANDA PUNTA		C. V. BASE	C. V. MEDIA	C. V. PUNTA	C. V. BASE DE IMPOR Y EXPOR	C.V. TOTAL	ENERGIA DEMANDADA	C. FIJO	TOTAL PAGO
	REACTIVOS (kVARh)	%	REACTIVOS (kVARh)	%	REACTIVOS (kVARh)	%	USD	USD	USD	USD	USD	KWH	USD	USD
<b>Enero</b>	1.072.700	8,52	-212.491	1,94	-373.643	6,67	6.777,38	2.746,18	8.439,64	11.591,28	29.554,48	247.776.579,63	-	<b>29.554,48</b>
<b>Febrero</b>	338.051	2,44	-20.360	0,25	-381.757	8,92	1.170,16	72,95	1.867,58	7.476,28	10.586,97	220.860.866,58	-	<b>10.586,97</b>
<b>Marzo</b>	23.606	0,15	-258.664	2,66	-495.742	10,68	70,29	2.473,18	6.771,87	7.634,12	16.949,45	250.310.179,59	708,60	<b>17.658,05</b>
<b>Abril</b>	162.508	1,04	-773.613	7,57	-566.124	11,18	631,37	8.899,41	6.640,85	9.369,94	25.541,57	238.169.438,04	695,72	<b>26.237,29</b>
<b>Mayo</b>	187.587	1,24	-1.108.511	9,37	-912.276	15,46	902,86	8.373,41	4.816,30	11.927,01	26.019,57	251.875.922,05	704,97	<b>26.724,54</b>
<b>Junio</b>	261.083	1,82	-1.415.206	13,78	-927.408	18,95	782,85	15.145,14	6.252,23	7.035,14	29.215,36	243.404.975,22	734,34	<b>29.949,70</b>
<b>Julio</b>	256.588	1,93	-1.065.827	10,99	-736.109	16,08	453,05	6.575,55	3.114,40	3.792,06	13.935,06	260.037.768,52	586,79	<b>14.521,85</b>
<b>Agosto</b>	356.732	2,33	-1.059.995	10,76	-739.120	15,64	1.000,92	8.262,42	5.045,95	7.280,79	21.590,08	256.515.046,10	662,77	<b>22.252,84</b>
<b>Septiembre</b>	0	0,00	-1.719.658	17,60	-1.933.212	33,84	-	16.953,89	12.230,71	13.722,51	42.907,11	252.596.451,96	644,43	<b>43.551,53</b>
<b>Octubre</b>	41.545	0,26	-2.353.515	20,64	-1.736.896	30,90	188,40	22.453,98	24.618,41	11.831,08	59.091,87	268.177.499,73	-	<b>59.091,87</b>
<b>Noviembre</b>	61.839	0,53	-862.168	8,28	-1.113.426	20,69	727,13	12.118,47	11.886,90	20.391,42	45.123,92	261.645.119,32	-	<b>45.123,92</b>
<b>Diciembre</b>	103.667	0,71	-329.850	3,57	-1.210.972	20,83	645,35	2.046,17	13.347,32	13.690,22	29.729,06	260.392.769,29	-	<b>29.729,06</b>
<b>TOTAL</b>														<b>354982,117</b>

**Tabla 3.12** Distribución De Los Pagos Por Reactivos (Costos Fijos Y Variables) A Los Agentes Por Parte De La E.E.QUITO Año 2007

Los datos proporcionados por el CONELEC nos permiten apreciar que en promedio la E.E. Quito paga por desvío de reactivos alrededor de 29.581,84 dólares, teniendo en cuenta que en algunos meses el pago superó los 50000 dólares, esto se aprecia en la tabla 3.13.

MESES	TOTAL PAGO USD
Enero	29.554,48
Febrero	10.586,97
Marzo	17.658,05
Abril	26.237,29
Mayo	26.724,54
Junio	29.949,70
Julio	14.521,85
Agosto	22.252,84
Septiembre	43.551,53
Octubre	59.091,87
Noviembre	45.123,92
Diciembre	29.729,06
<b>Promedio</b>	<b>29.581,84</b>

**Tabla 3.13** Pago por Desvío de Reactivos por parte De la E.E. Quito a los compensadores sincronos.

Los datos anteriores nos indican que existen problemas de bajo factor de potencia en los puntos de entrega, pero este problema se presenta con distintos valores en los diferentes meses, en las siguientes tablas se presenta la situación actual de las subestaciones, ver tabla 3.14 y 3.15.

Demanda	kVARs	fp
Punta	14396.38	0.958
Media	18926.89	0.912
Base	11452.24	0.918

**Tabla 3.14** Potencia reactiva y factor de potencia del caso inicial para la S/E 18 Cristianía

Demanda	kVARs	fp
<b>Punta</b>	<b>5055.45</b>	<b>0.96</b>
<b>Media</b>	<b>5444.38</b>	<b>0.883</b>
<b>Base</b>	<b>4667.29</b>	<b>0.876</b>

**Tabla 3.15** Potencia reactiva y factor de potencia del caso inicial para la S/E 37 Santa Rosa.

## **CAPÍTULO 4**

### **METODOLOGÍA**

Considerando el análisis del flujo de potencia reactiva para el presente proyecto, se encuentra la necesidad de realizar las corridas de flujo de carga en cada alimentador industrial en estudio mediante el programa FeederAll de la E.E.Q.S.A., en la condición Inicial tanto a demanda Mínima como a demanda Máxima, es decir cómo se encuentra actualmente el sistema para ambos escenarios, con la finalidad de tener una base a manera de sustento del problema a solucionar. Para lo cual se encontró un bajo factor de potencia como valor general para todo el alimentador analizado y niveles de voltaje aceptables según las normas, pero como es normal, decreciendo en función de la distancia.

Para no perder de vista el objetivo del análisis, se centró el enfoque a la temática, consiguiendo los datos de factor de potencia, niveles de voltaje y las penalizaciones por exceder los límites de las normas en estos parámetros de los clientes especiales de cada alimentador en estudio, mediante el resultado de las mediciones periódicas realizadas por el Área de Clientes Especiales con el afán de localizar en cada alimentador los nodos que producen conflicto y por ende provocan pérdidas técnicas en el sistema. Como causantes del bajo factor de potencia de estos alimentadores, se obtuvo en un archivo plano de Excel los datos de cada cliente especial por alimentador, registrados por meses en el período de un año, los mismos que pertenecen a registros actuales correspondientes al año 2007.

Con la finalidad de cumplir con los objetivos de este trabajo, se presenta también el análisis de la influencia que producen los clientes industriales sobre los clientes residenciales y comerciales, para de esta manera verificar la calidad de servicio eléctrico de los usuarios.

#### **4.1 COSTO POR LA SUSPENSIÓN DEL SERVICIO**

Para la instalación de los condensadores en los alimentadores que tienen problemas de bajo factor de potencia se deben tomar en cuenta los costos de montaje, ya sea en poste o cámara, en nuestro caso se lo hace en poste, así también se toma en cuenta el costo por la suspensión del servicio eléctrico durante la instalación y montaje del banco, que de acuerdo al departamento de pérdidas técnicas de la E.E.Q.S.A, es de 1 dólar el kWh.

#### **4.2 ESTUDIO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN LOS CLIENTES COMERCIALES Y RESIDENCIALES EN LOS ALIMENTADORES CON PREDOMINIO INDUSTRIAL**

Los alimentadores escogidos para el estudio tienen mayor consumo industrial, por lo que se ha realizado mediciones en cada alimentador, tomando un gran cliente industrial y un cliente residencial o comercial cercano, para de esta manera poder conocer en tiempo real la magnitud de los parámetros eléctricos de estos clientes y de esta manera poder generalizar un comportamiento similar para los demás.

Los parámetros considerados para hacer la toma de mediciones son: potencia activa (P), potencia reactiva (Q), corrientes (A), niveles de voltaje (V), factor de potencia (fp), contenido armónico, con lo cual se puede tener una idea de la calidad de servicio eléctrico que tiene cada consumidor, y que influencia tienen los grandes clientes sobre los pequeños durante las distintas horas del día.

#### **4.3 ANÁLISIS DEL BENEFICIO - COSTO DE LA INSTALACIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES.**

Para la evaluación de la rentabilidad, se utilizará el método Beneficio/Costo, para ello es necesario identificar de forma muy precisa cuáles son los costos y cuáles los beneficios y compararlos a lo largo de la vida útil del proyecto. Lógicamente, el proyecto se realizará sólo si los beneficios son mayores que los costos.



Es importante aclarar ciertos conceptos que permitan entender de mejor manera cómo funciona este método, en el capítulo cinco se hará el estudio económico para este proyecto.

#### **4.3.1 COSTO DEL PAGO DE LOS DEVÍOS DE REACTIVOS**

Este costo es el que la empresa está cancelando por incumplir con los límites del factor de potencia en los puntos de entrega. En el presente estudio se obtienen estos valores para los puntos de entrega Santa Rosa y Pomasqui.

Se considerarán como constantes los valores monetarios obtenidos por el pago de desvíos de reactivos durante el período de análisis y su valor total se lo va a descomponer en anualidades con una tasa igual a la inflación anual.

#### **4.4 PASOS A SEGUIR PARA LA INSTALACIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.**

Para lograr el esquema de compensación de potencia reactiva que permita mejorar el factor de potencia y la reducción de pérdidas técnicas, se debe seguir ciertos pasos en forma ordenada, tomando en cuenta conceptos y soluciones técnicas lo cual está también relacionado con los aspectos económicos que conllevan a una solución satisfactoria. Estos pasos son los siguientes:

1. Lectura de datos.
2. Definición de las restricciones de compensación.
3. Cálculo de parámetros de compensación.
4. Estudio de flujos de carga.
5. Selección de la acción de control.
6. Actualización del sistema.
7. Despliegue de resultados.

#### **4.4.1 LECTURA DE DATOS**

Este es el primer paso en el cual se hace la recopilación de todos los datos del sistema de distribución. Se debe conocer la topología de la red y su estado actual estado de funcionamiento. También se debe conocer las curvas de carga, tanto de potencia activa como de reactiva de todos los días de la semana para cada uno de los alimentadores primarios

Al realizar las mediciones de potencia activa, reactiva, energía y factor de potencia se puede medir el contenido armónico y cuáles son las armónicas que en mayor medida se encuentran en cada alimentador primario. Estos datos de igual manera sirven para la modelación en el software de simulación de redes de distribución como datos de entrada para el estudio de flujos de carga.

#### **4.4.2 DEFINICIÓN DE LAS RESTRICCIONES DE COMPENSACIÓN**

Como restricciones de compensación se encuentra el límite máximo de compensación, los bancos de condensadores disponibles y el número de pasos de conexión para cada condensador.

En cuanto a la determinación de la compensación máxima, ésta se la fija a partir de la curva de demanda de potencia reactiva, ya que la compensación no puede ser mayor que el mínimo valor obtenido de la curva de demanda de potencia reactiva, ya que si esto sucede se puede causar un sobrevoltaje lo cual produciría efectos negativos en la red.

Se debe conocer los datos técnicos de los equipos a instalarse, en el caso de los condensadores se debe tomar en cuenta la capacidad, nivel de voltaje, nivel de aislamiento, pérdidas, medios de control, etc. En el caso de condensadores automáticos o variables, se debe considerar y saber la forma de operación de estos equipos.

Además de los datos técnicos, se debe contar con una información detallada de los costos implicados en la implementación de cada equipo como son: adquisición, instalación, operación, mantenimiento y retiro del equipo.

#### **4.4.3 CÁLCULO DEL PARÁMETRO DE COMPARACIÓN**

Para este proyecto el parámetro de comparación utilizado para establecer el grado de aceptación o rechazo de una acción de compensación se basará en tres métodos de evaluación económica que son: la relación beneficio-costos, el valor actual neto, y la tasa interna de retorno.

Para esto se deben calcular los parámetros utilizados para encontrar estas relaciones, como son los costos referentes a la instalación del banco de condensadores, los costos debido a penalizaciones por no cumplir con los límites del factor de potencia y los costos que se tiene por las pérdidas de potencia.

Utilizando todos estos datos más la variación de las pérdidas de potencia activa debido a la instalación del banco de condensadores se encuentra la relación beneficio-costos, este parámetro es el que justifica económicamente a la compensación capacitiva.

#### **4.4.4 ESTUDIO DE FLUJOS DE CARGA**

Los flujos de carga se los debe realizar antes de cualquier acción de compensación para de esta manera saber el estado inicial de la red y luego realizar las correspondientes compensaciones hasta encontrar la más óptima.

EL programa FeederAll como la mayoría de software utilizado para la simulación de redes de distribución cuenta con dos tipos de análisis para la corrida de flujos de carga que son el análisis balanceado y el análisis por fase.

Con el estudio de flujos de carga se puede conocer el estado de cada alimentador primario, ya que se obtiene los valores de voltaje en cada nodo, la potencia activa y reactiva que está circulando y las pérdidas del sistema actual.

Se va a utilizar el análisis balanceado para encontrar las posibles ubicaciones de los condensadores en cada alimentador, ya que es necesario saber la potencia reactiva trifásica que existe en cada nodo para su posible compensación. El flujo se lo realiza para demanda mínima y máxima.

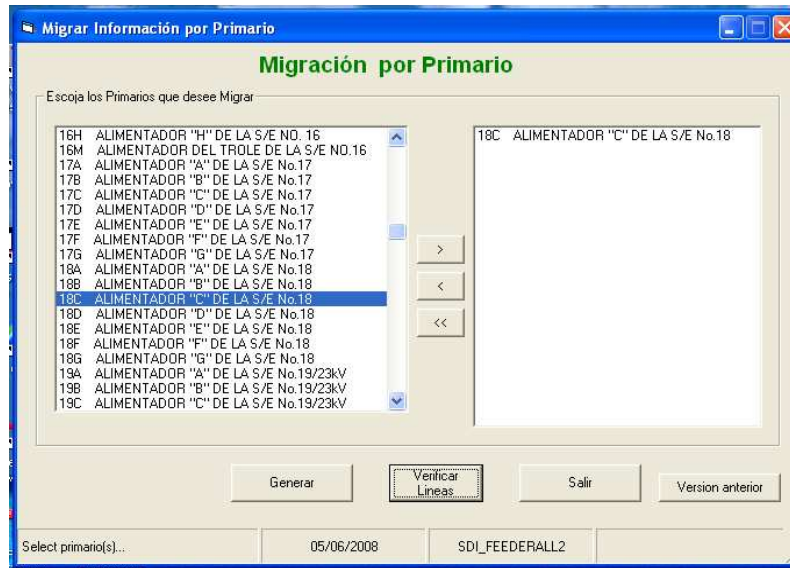
**NOTA:** Las corridas de flujo de carga para los distintos casos se encuentran **anexos** en archivo magnético.

#### **4.5 HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES UTILIZADAS EN EL ANÁLISIS**

La E.E.Q S.A cuenta con el programa computacional FeederAll de la firma ABB, el cual es utilizado como herramienta computacional para el cálculo de caídas de voltaje y pérdidas de energía mediante la corrida de flujos de carga.

El FeederAll utiliza la base de datos del GIS mediante una interfaz realizada mediante programación, la cual convierte la información geográfica que se tiene en el GIS en información eléctrica en el FeederAll, con lo cual se puede ya realizar la corrida de los flujos de carga. Esta interfaz nos permite tener un modelo de red más real con lo que los resultados de los flujos también serán más cercanos a la realidad.

Para la migración de la información se escoge el primario a ser estudiado, esta opción se la puede apreciar en la figura 4.1.



**Figura 4.1** Migración por primario utilizada en el FeederAll

Luego de escoger el primario, aparece una opción la cual indica el número de disyuntores a la salida de los primarios después de lo cual se inicia el proceso de migración de datos y finalmente se visualiza el porcentaje de migración realizado, en la figura 4.2 se puede apreciar este reporte.

	Capacidad Instalada (KVA)				Longitud (m)			
	S/E	GIS	FEEDER ALL	%	GIS	FEEDER ALL	%	
1	18C	29470	29470.26	100.001	25983.69	25944.766	99.85	

**Figura 4.2** Porcentaje de migración del GIS al FeederAll del alimentador 18C

En la pantalla del reporte del gráfico 4.2 se muestra que porcentaje migró del GIS al FeederAll y en el caso de existir errores ya sea en la conexión de los conductores, en transformadores o en cualquier otro elemento, éstos pueden ser

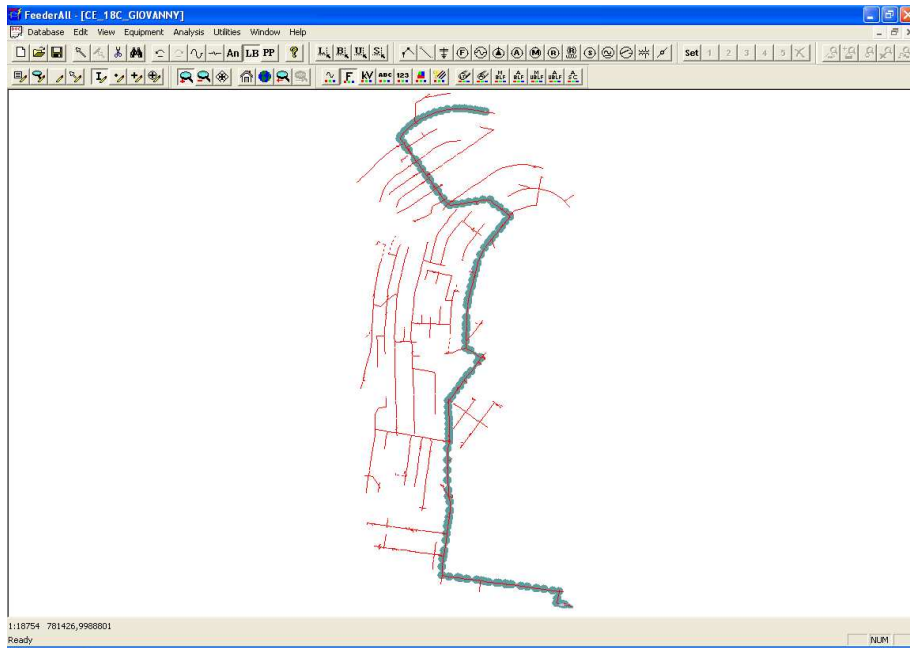
revisados en forma gráfica o en reportes en Excel, con lo cual se puede realizar una nueva migración ya con el 100% de elementos migrados.

#### CREACIÓN DEL CASO BASE

Luego de realizar la migración, se puede crear un caso base en el FeederAll activando la opción “Convert Unix” del menú “Database” del FeederAll , en la opción Base Case, posterior a lo cual aparece una nueva opción la cual nos permite asignar un nombre y una ubicación al caso base. En la tercera opción se puede ubicar el caso en el que se va a trabajar, después de hecho esto se ingresa a “Use Structure and Conductor Format” con lo que se asigna las estructuras actuales con los distintos formatos de conductores, se pulsa aceptar y con esto se empieza a crear el caso base, y una vez terminado el proceso aparece la pantalla Base Case Conversión Completed.

#### CREACIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

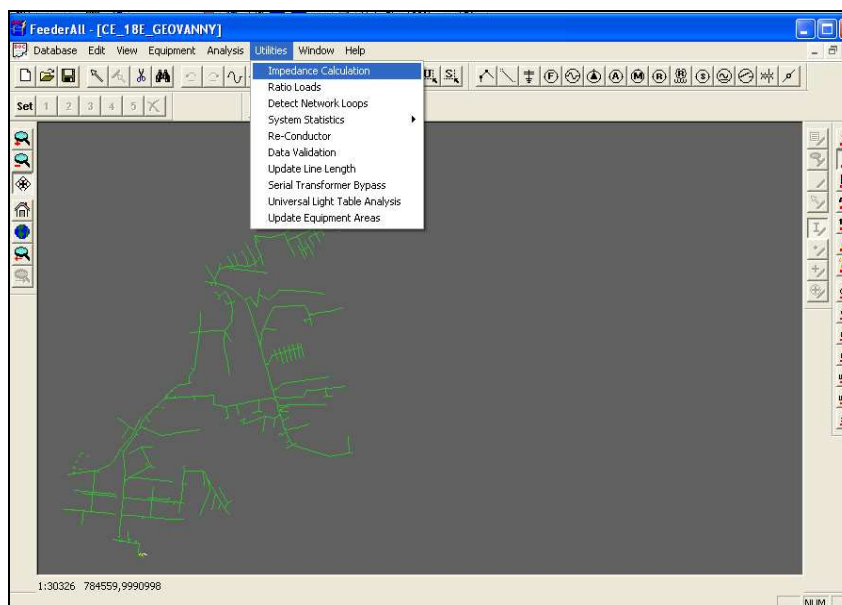
Luego de haber creado el caso base se procede a crear el caso de estudio para lo cual se ingresa al menú “Database” en donde está la opción “Study Cases” que al escogerla aparece una ventana en la que se despliega un submenú en el que se indica los distintos estudios que se pueden hacer en el FeederAll , se escoge la opción New con lo que se está activando la pantalla de creación del caso de estudio y se procede a llenar los campos correspondientes: en el primero el nombre del caso de estudio, en el segundo la localización del caso base y en el tercero la ubicación del caso de estudio; luego de realizar esto aparecen las distintas áreas de las subestaciones, se asigna todas las áreas y se pulsa OK y finalmente se ha creado el caso de estudio quedando abierto dicho caso ya para empezar a trabajar en éste. Esto se puede apreciar en la figura 4.3.



**Figura 4.3** Migración completa del primario 18C en el FeederAll

## FLUJO DE CARGA BALANCEADO

Se ingresa al menú “Utilities” donde se escoge “Impedance Calculation” la cual permite realizar el cálculo de impedancias de los componentes del sistema necesarios para establecer los parámetros para el flujo de carga, como producto de esta acción aparece la ventana que se muestra en la figura 4.4, aquí se cargan las distintas estructuras disponibles en la base de datos para una fase, dos fases y tres fases. Luego de hacer clic en OK aparece un mensaje de finalización del cálculo.



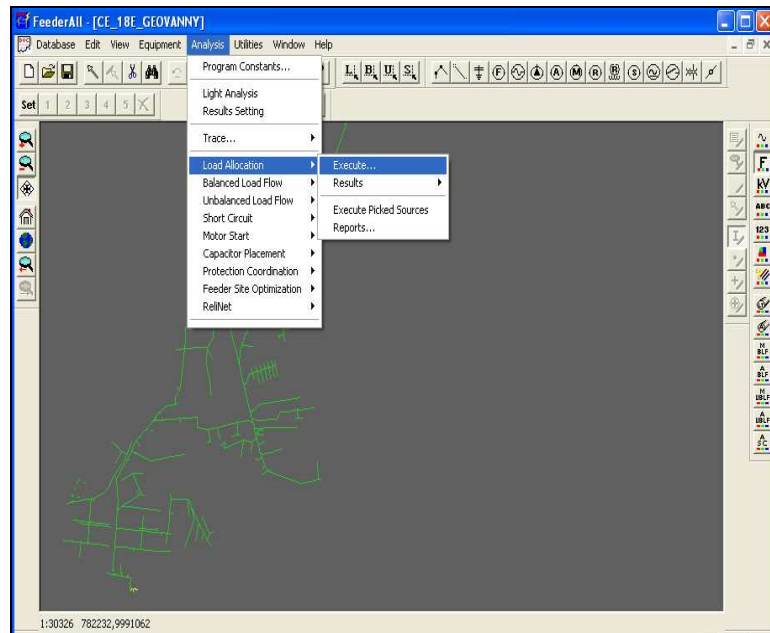
**Figura 4.4** Cálculo de impedancias en el FeederAll del alimentador 18E.

A continuación se procede a la asignación de cargas. La demanda máxima registrada por los medidores representados en la subestación de distribución a la salida de cada alimentador será asignada a cada transformador.

Al programa se ingresaron los datos del día de mayor demanda registrada en el alimentador en el mes de Diciembre del 2007 para la realización del flujo de carga.

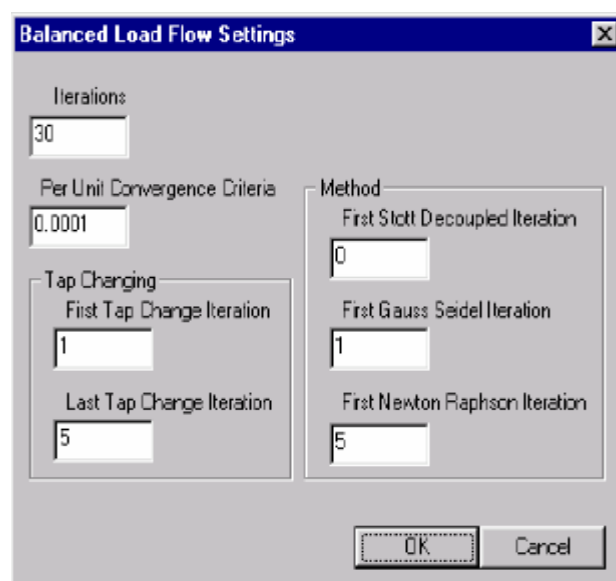
Al realizar la activación de la opción de asignación de cargas con “Execute” se muestra una ventana representada en la figura 4.5, en este se puede apreciar varios parámetros tomados en cuenta para la asignación de cargas, de estos se escoge la opción “With Loss Correction” con lo cual se corrige las pérdidas en cada una de las cargas, luego de esto se generan dos tablas una sobre el informe de las cargas y la otra sobre el medidor de la subestación para luego emitir el informe final.





**Figura 4.5** Asignación de cargas en el FeederAll del alimentador 18E

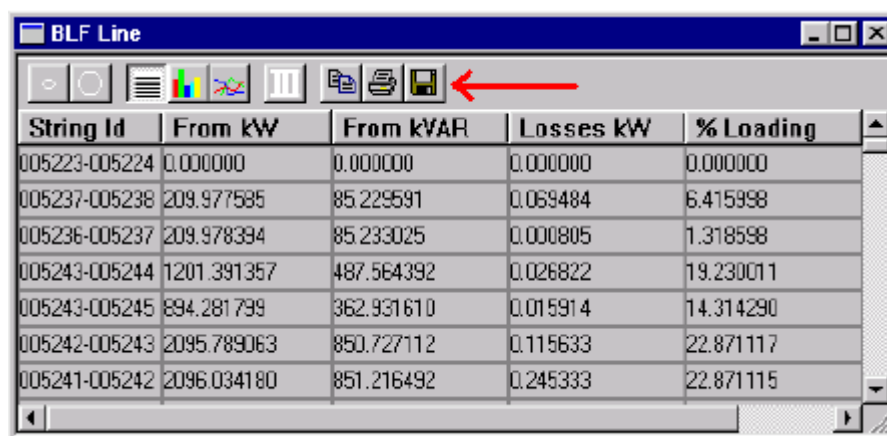
Una vez realizada la asignación de cargas, aparece una ventana que se presenta en la figura 4.6 en la cual se encuentra especificado el método utilizado para el cálculo, es decir el tipo de algoritmo, aquí se presentan dos métodos: el de Gauss Seidel y el de Newton Raphson con los cuales se realizará el análisis de flujo de carga en las iteraciones especificadas en estas ventanas. Al finalizar el proceso se generan tres tablas técnicas que nos dan la información de flujo de carga en el análisis de nodos, líneas y transformador.



**Figura 4.6** Métodos de cálculo utilizados por el FeederAll.

En la opción “Utilities” también existen otras opciones como son: “Unbalanced load flow” (flujo desbalanceado de carga), “short circuit” (corto circuitos), “Motor Start” (arranque de motores), “condensador placement” (ubicación de condensadores), “protection coordination” (coordinación de protecciones), “feeder site optimization” (optimización de primarios); en todos estos se puede sacar reportes en Excel o en archivos Html.

Para exportar los resultados en un archivo en Excel se debe pulsar el icono de disquete que se presenta en cada tabla de reporte generada tal como se muestra en la figura 4.7, en esta ventana se escoge el destino de cada archivo.



String Id	From kW	From kVAR	Losses kW	% Loading
005223-005224	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
005237-005238	209.977595	85.229591	0.069484	6.415998
005236-005237	209.978394	85.233025	0.000805	1.318598
005243-005244	1201.391357	487.564392	0.026822	19.230011
005243-005245	894.281799	362.931610	0.015914	14.314290
005242-005243	2095.789063	850.727112	0.115633	22.871117
005241-005242	2096.034180	851.216492	0.245333	22.871115

**Figura 4.7** Reporte de resultados FeederAll posteriormente enviados a Excel.

En el flujo de carga balanceado se puede generar un reporte resumen, “Reports”, éste emite un resumen global del flujo de carga que al habilitar la opción “Source” se despliega el resumen de todos los datos del flujo de carga. Es muy importante mencionar que en este reporte se presenta un informe de pérdidas en kW y KVAR, así como los kWh anuales lo cual se aprecia en la figura 4.8.

#### System Losses Summary

Demand Losses		Energy Losses	Cost of Losses
Real (kW)	Reactive (kVAR)	kWH/Year	k\$/Year
104.274	106.287	394607.750	17.556

**Figura 4.8** Reporte del sumario de pérdidas obtenido del alimentador 18C.

El dato de pérdidas en kW es utilizado para el cálculo de pérdidas resistivas en los conductores de media tensión, con los datos de demanda que se tiene a la salida de cada primario.

## UBICACIÓN DE CONDENSADORES

### Principios de la aplicación de condensadores

La ubicación óptima de condensadores mejora la corriente reactiva de distribución para reducir las pérdidas y corregir el voltaje

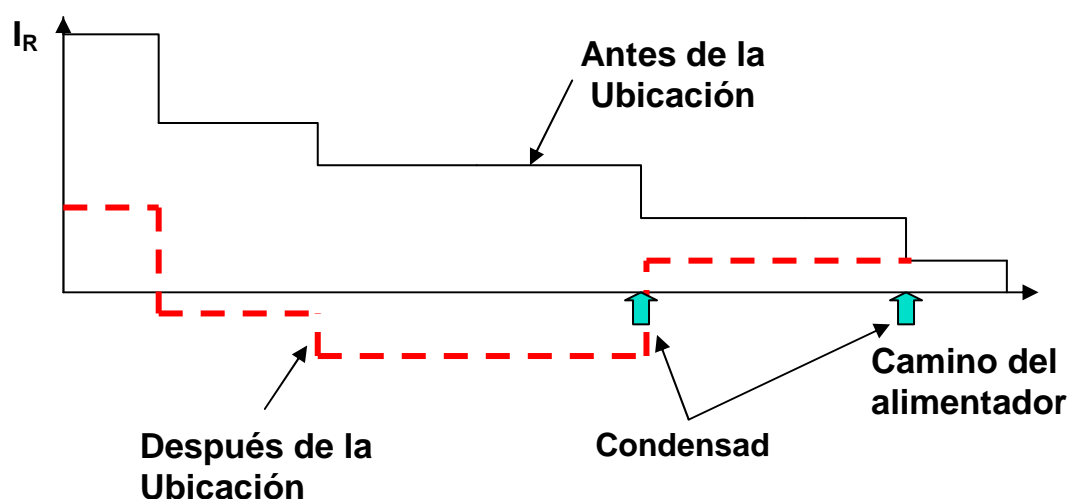


Figura 4.9 Principios de la aplicación de condensadores

### Datos requeridos en la Aplicación de Condensadores

Constantes del Programa

- Criterios de Convergencia: Use las constantes del BLF
- Factor de Carga
- Costos de Pérdidas (Demanda & Energía)

Tipos de Condensadores - Fixed & Switched

- Tamaño, Costo, Fases (3 phases)

Datos de Barra

- Existencia de Condensadores
- Límites de Capacitancia
- Voltaje y Factor de Potencia límites

## Carga

- Se requieren ambas, cargas alta y baja (Pico y Fuera de Pico)

## Configuración de las Constantes del Programa

El usuario puede modificar las constantes en la Configuración de las Constantes del Programa:

- Demand Cost (\$/kW)
- Energy Cost (\$/kWh)
- Factor de Carga (Load Factor) (%)

Parameter	Value
Frequency (hz)	60
Demand C Losses (\$/kW)	168
Power Base (MVA/phase)	33.333
Energy C Losses (\$/kWh)	0.04449
Consumer Volts	120
Earth Resistance (ohms)	100
Load Factor (%)	57.14
Loss Factor (%)	0.54

**Figura 4.10** Configuración de las Constantes del Programa.

## Datos de restricciones para un nodo

Tres tipos de restricciones se almacenan en los datos de Tipo de Nodo para cada nodo:

- Límites de voltaje (pu)
- Límites de Capacitancia (kVAR)
- Límites de Factor de Potencia

The 'Component Types' dialog box features a tabbed interface with the following tabs: Line, Load, Meter, Motor, Recloser, Relay, Sectionalizer, Source, Switch, Transformer, Locked Rotor Code, Voltage Level, Node, Capacitor, Fuse, Conductor, and Structure. The 'Node' tab is currently selected, showing a dropdown menu with '0 [DEFAULT]' and a 'New Type' button. Below this, there are several input fields for defining component characteristics:

Type Name	Voltage Level
DEFAULT	
Manufacturer	Model
N/A	N/A
Capital Cost (k\$)	Operation Cost (k\$/yr)
0	0
Max Per Unit Voltage	Max Leading Power Factor
1.05	0.98
Min Per Unit Voltage	Max Lagging Power Factor
0.95	0.98
Max Capacitor Bank Size (kVAR)	
1200	
Min Capacitor Bank Size (kVAR)	
0	

Figura 4.11 Datos de restricciones para un nodo

## Opciones de la Aplicación de Condensadores

Al seleccionar la Opción Condensador Placement aparecerá una ventana de diálogo

Condensador Placement Settings:

Automatic: El programa determina el número, tamaño y localización de condensadores bajo las restricciones definidas por el usuario.

Manual: El programa evalúa los condensadores ingresados por los usuarios.

The 'Capacitor Placement Settings' dialog box shows the 'Capacitor Installation' section with two radio buttons: 'Manual' and 'Automatic'. The 'Automatic' option is selected. Below this, there are two columns of input fields for 'Fixed' and 'Switched' costs:

	Fixed	Switched
Fixed cost per site (\$)	100	100
Incremental cost (\$/kVAR)	0.7	0.7

Figura 4.12 Opciones de la Aplicación de Condensadores

## Configuración Manual AC

Permite que se coloquen condensadores manualmente.

String Id: Se seleccionan los nodos en los que se instalarán condensadores. Estos nodos pueden añadirse por Ctrl / click derecho del mouse en los nodos designados antes de configurar la ventana de diálogo Ubicación de Condensadores

Fixed: Los valores son fijados en el sitio kVARs

Switched: El valor de KVARs conectados en el sitio

Include: Para incluir los condensadores en análisis o no incluirlos (doble click para cambiar varios valores)

Capacitor Placement Settings

Capacitor Installation

Manual  
 Automatic

BLF Settings...

	Fixed	Switched
Fixed cost per site (\$)	100	100
Incremental cost (\$/kVAR)	0.7	0.7

Manual Install

String Id	Include	Fixed kVAR	Swithed kVAR
005567	Not Included	600.000000	300.000000
005452	Include	600.000000	300.000000

Figura 4.13 Configuración Manual AC

## Resultados de la Aplicación de Condensadores

Seis resultados tabulares están disponibles:

- Economic Summary: Cambios de pérdidas y ahorro económico
- Constraints Summary: Resumen estadístico de violaciones antes y después

- Line Results: cambios en los flujos de líneas antes y después
- Node Results: voltaje del nodo y cambios en el factor de potencia aguas arriba
- Placements: muestra el tamaño, localización y costo de los condensadores
- Violations: muestra los detalles de violaciones de parámetros eléctricos (localización y tipos)

Las tablas de resultados están disponibles para dos componentes (para nodos y líneas)

## **4.6 SELECCIÓN DE LA ACCIÓN DE CONTROL**

Por teoría se sabe que la ubicación de condensadores en el sistema es que no exista una sobre compensación de potencia reactiva, de este modo no se podrá colocar un banco de condensadores en nodos con potencia reactiva menor a la capacidad del banco.

Se sabe además que en cada período de demanda existe variación en los valores de potencia reactiva para las diferentes horas que comprende dicho período, por lo que se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones para la ubicación de bancos de condensadores fijos y variables.

### **4.6.1 UBICACIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES FIJOS**

- a) Se escoge un banco de condensadores de capacidad igual o menor a la potencia reactiva mínima en demanda base
- b) Utilizando los resultados del flujo balanceado de carga a demanda base con valores mínimos, se encuentra el nodo que tenga una potencia reactiva similar pero mayor a la del banco de condensadores.

- c) El nodo encontrado anteriormente se constituye en el límite para la ubicación de la compensación, es decir, que el banco solo se podrá instalar en este nodo o en los nodos aguas arriba de este.
- d) Una vez seleccionado la capacidad del banco de condensadores se corre el flujo balanceado de carga para cada una de las ubicaciones seleccionadas a partir del nodo límite, para obtener el valor de las pérdidas de potencia activa para cada caso.
- e) Determinar la variación de las pérdidas debidas a la instalación de condensadores, mediante la siguiente expresión:

$$\Delta P_L = |P_L^1 - P_L^0| \quad (4.1)$$

Donde:

$\Delta P_L$  Es el cambio en las pérdidas por la instalación del banco de condensadores en (kW).

$P_L^1$  Son las pérdidas de potencia activa al instalar condensadores en (kW).

$P_L^0$  Son las pérdidas iniciales de la potencia activa en (kW).

Como las pérdidas finales van a ser menores que las iniciales la variación en las pérdidas es menor que cero. Para fines posteriores se necesita sólo su valor absoluto.

#### 4.6.2 UBICACIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES VARIABLES

- a) Seguir los pasos a, b y c para la ubicación de bancos de condensadores fijos.
- b) De las curva de carga, determinar la potencia reactiva mínima para el período de demanda media y compararla con la suma de las potencias reactivas del banco de condensadores fijo y la del banco variable se pueden tener dos casos.
  - i. El primero es que la potencia reactiva mínima sea mayor que la suma de las capacidades de los bancos.



- ii. El segundo caso es que suceda lo contrario, es decir, que la potencia reactiva mínima sea menor o igual que la suma de las capacidades de los bancos.

En el primer caso, se puede analizar la incorporación de otro banco variable o aumentar la capacidad del banco hasta igualar o superar a la potencia reactiva mínima, es decir, hasta llegar al segundo caso.

En el segundo se analiza el tiempo en que se va a utilizar la compensación variable y dependiendo de este tiempo se justificará la utilización o no de los bancos de condensadores variables.

Se ha determinado que a demanda media se tienen problemas con el factor de potencia, esta demanda consta de 10 horas. Se asume 8 horas como tiempo mínimo para el funcionamiento de los condensadores variables, ya que éste es el tiempo de la jornada de trabajo que en mayor medida interviene en la demanda media.

Para determinar el tiempo de utilización del banco, de las mediciones se calcula la potencia reactiva mínima, promedio y máxima, así como el número de mediciones y el tiempo en que las mismas se ubican entre los valores mínimo y promedio, y entre los valores promedio y máximo.

Si las mediciones que se encuentran entre los valores mínimo y promedio no superan el 20% y el horario en que éstas suceden son horas seguidas, entonces se considera aceptable la instalación del banco de condensadores variable. De lo contrario no será factible la instalación del nuevo banco variable y se acepta el anterior banco variable o sólo la instalación de un banco fijo de condensadores.

- c) Para la ubicación del banco variable se utiliza los resultados del flujo de carga a demanda media con valores promedio. De estos resultados se identifica a los nodos con una potencia reactiva mayor y similar a la capacidad del banco de condensadores variable y a la suma de las capacidades de los bancos fijos y variables.
- d) Los nodos en donde la potencia reactiva es mayor y similar a la suma de capacidades de todos los bancos, deberá ser aguas arriba del nodo límite encontrado para demanda base.

- e) Se realiza el flujo de carga balanceado para cada nodo seleccionado anteriormente para determinar la variación en las pérdidas de potencia activa.

#### **4.6.3 ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA**

Una vez efectuada y validada la acción de control, es decir que cumpla con la relación beneficio-costos; esta acción debe incorporarse a la red para realizar el pertinente estudio de flujo de carga, para de esta manera conocer los nuevos valores de estado del sistema de distribución con los cuales se va a calcular la mejora del factor de potencia y caída de voltaje.

#### **4.6.4 DESPLIEGUE DE RESULTADOS**

Se va a tener dos resultados: uno a nivel de distribución y el segundo a nivel del sistema de subtransmisión y en el punto de entrega.

Para el sistema de distribución se debe presentar los resultados del último flujo de carga y la información de la capacidad y la ubicación del banco de condensadores que se utilizó para lograr estos resultados.

Se hará la comparación entre los valores iniciales del factor de potencia y los nuevos valores que se obtuvieron.

También se puede mostrar el efecto que tiene los condensadores con respecto a la mejora del nivel de voltaje, comparar las regulaciones del estado inicial con los resultantes del último flujo de carga.

#### **4.7 DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA**

Para encontrar la cantidad de reducción de pérdidas debido a la instalación de condensadores en el alimentador primario, es necesario primero conocer las pérdidas actuales de potencia y energía en cada alimentador. Utilizando la

expresión (4.2) formulada en [24] se puede conocer la demanda de pérdidas en cualquier intervalo y a partir de ahí, la curva de demanda de pérdidas resistivas ( $I^2R$ ).

$$D_{RL-i} = D_{RL-\max} \left( \frac{D_{Pi} \cdot \cos \varphi_{\max}}{D_{P \max} \cdot \cos \varphi_i} \right)^2 \quad (4.2)$$

Donde:

$D_{RL-i}$	Demanda de pérdidas resistivas
$D_{RL-\max}$	Pérdidas en el intervalo de demanda máxima
$D_{P \max}$	Demanda máxima
$D_{Pi}$	Demanda en cualquier intervalo
$\cos \varphi_{\max}$	Factor de potencia a demanda máxima
$\cos \varphi_i$	Factor de potencia en cualquier intervalo

De esta manera se obtiene el valor de las pérdidas de potencia en cualquier instante y si se multiplica por el intervalo de demanda se pueden obtener las pérdidas de energía.

El término  $D_{RL-\max}$  se lo obtiene a partir del flujo de carga a demanda máxima y el resto de términos de las mediciones realizadas en el alimentador en un período mínimo de 7 días.

Al instalar los condensadores van a cambiar los valores del factor de potencia y de las pérdidas máximas, con lo que se va a conseguir una nueva curva de demanda de pérdidas y por ende otro valor de energía perdida.

Con estos nuevos valores y los valores iniciales se puede calcular la reducción de pérdidas tanto en potencia como en energía durante un período de un mes o de un año para que se pueda evaluar y pasar a valores monetarios.

## **CAPÍTULO 5**

### **IMPLEMENTACIÓN EN LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO**

Luego de realizar el análisis de pérdidas de energía en los distintos alimentadores con carga de característica industrial, así como del factor de potencia en cada uno de estos, se determinó cuales son los más representativos tanto en pérdidas como por su bajo factor de potencia, tomando en cuenta también que estos alimentadores son los ideales para realizar el estudio de la influencia por parte de las industrias sobre otros clientes como son los residenciales verificándose de esta manera si existe o no una adecuada calidad de energía a nivel de usuario final.

Para el presente estudio se toma en cuenta dos análisis:

El primero es la instalación de bancos de condensadores a lo largo del alimentador, aquí se tiene dos condiciones, se analiza el alimentador en condiciones actuales, luego para la otra condición se debe inyectar los reactivos necesarios en puntos específicos a lo largo de cada alimentador para que el factor de potencia mejore y este dentro de los límites permitidos, y así determinar los beneficios que trae esta mejora.

En el segundo análisis se simulará la mejora del factor de potencia en forma global dentro de las instalaciones de cada uno de los clientes industriales con bajo factor de potencia, y aquí también determinar los beneficios en cuanto a reducción de pérdidas de energía y niveles de voltaje.

#### **5.1 CORRIDA DE FLUJOS Y DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN CONDICIONES INICIALES**

Tomando a cada uno de los alimentadores en sus condiciones iniciales, se realiza la corrida de flujo de carga para determinar las pérdidas de energía en estas condiciones, así como también las máximas caídas de voltaje, para de esta manera poder dar una solución aceptable mediante compensación reactiva.

### 5.1.1 SITUACIÓN INICIAL DEL ALIMENTADOR 37B

De acuerdo a los datos de toma de mediciones realizados por los técnicos de la Empresa Eléctrica Quito se presenta a continuación, en la tabla 5.1, las condiciones iniciales del alimentador antes de la instalación del banco de condensadores en las distintas demandas horarias. En la tabla se puede apreciar que existe problemas de bajo factor de potencia en las demandas horarias mínima y media.

Demanda	fp	Nivel de voltaje		
		Fase A	Fase B	Fase C
		(V)	(V)	(V)
Mínima	0.89	13552	13696	13648
Media	0.88	13312	13408	13360
Punta	0.95	13680	13648	13680

**Tabla 5.1** Condiciones iniciales del A/P 37B.

Luego de realizar la corrida de flujo se determinó las pérdidas iniciales, dicha corrida se la hace en las condiciones de demanda máxima y mínima del alimentador que en este caso coincide con las demandas horarias media y mínima del sistema respectivamente. Además el programa nos da una proyección de las pérdidas de energía anuales, todo esto se puede apreciar en la tabla 5.2.

Demanda	fp	Máxima Caída de Voltaje (%)	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kWh/año)
Mínima	0.89	1	15.5	66,771.43
Máxima	0.88	2	37.54	159,349.79

**Tabla 5.2** Resultados de la corrida de flujo en condiciones iniciales del A/P 37B.

De los resultados de la corrida de flujo de carga se obtiene el perfil de voltaje para el alimentador 37B, figura 5.1, en el cual se puede ver claramente que el nivel de voltaje de este alimentador no se sale de los límites establecidos en las normas.

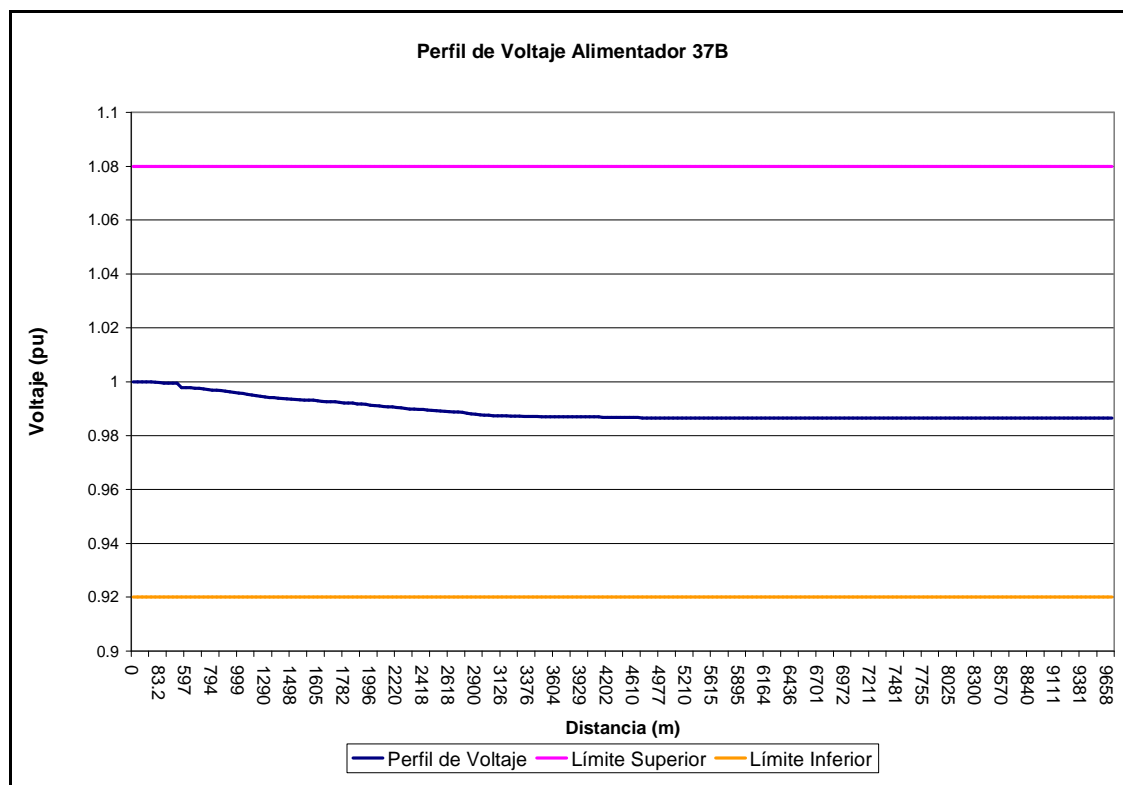


Figura 5.1 Perfil de voltaje del A/P 37B

### 5.1.2 SITUACIÓN INICIAL DEL ALIMENTADOR 18E

Con el respaldo de los datos tomados de mediciones realizadas por los técnicos de la Empresa Eléctrica Quito se presenta a continuación, en la tabla 5.3, las condiciones iniciales del alimentador en las distintas demandas horarias.

Demanda	fp	Nivel de voltaje		
		Fase A	Fase B	Fase C
		(V)	(V)	(V)
Mínima	0.93	13312	13408	13376
Media	0.89	13296	13360	13344
Punta	0.94	13440	13520	13520

Tabla 5.3 Condiciones iniciales del A/P 18E.

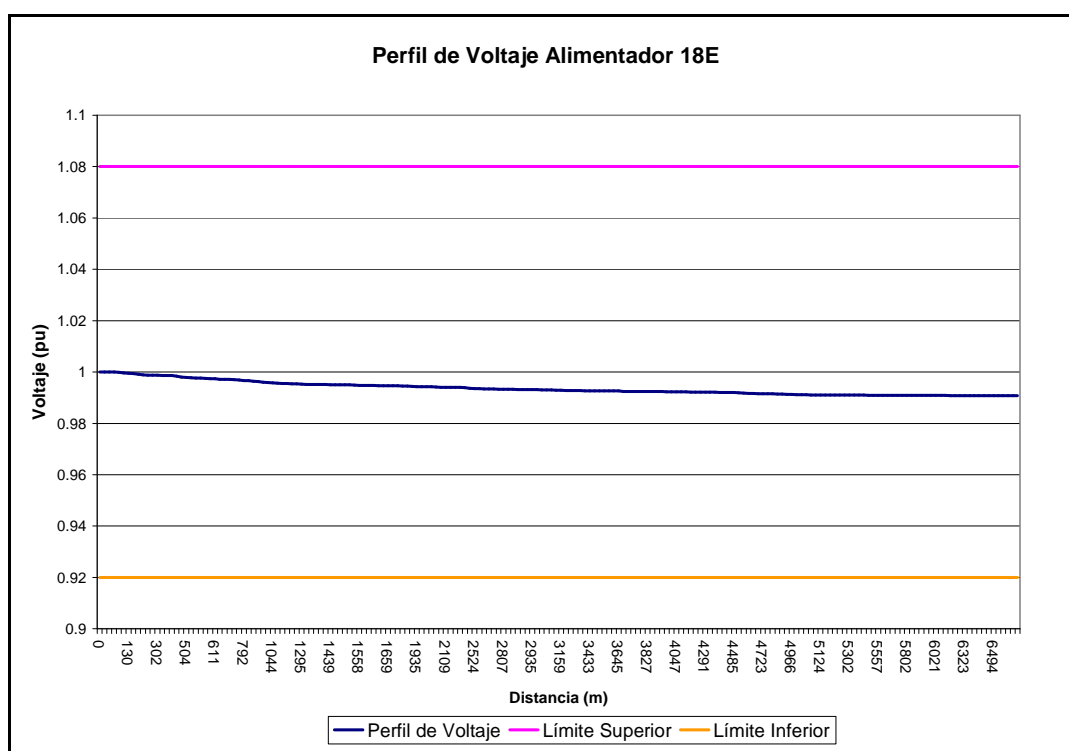
Luego de realizar la corrida de flujo se determinó las pérdidas iniciales, dicha corrida se la hace en las condiciones de demanda máxima y mínima del alimentador que en este caso coincide con las demandas horarias media y

mínima del sistema respectivamente. Además el programa nos da una proyección de las pérdidas de energía anuales, todo esto se puede apreciar en la tabla 5.4.

<b>Demanda</b>	<b>fp</b>	<b>Máxima Caída de Voltaje (%)</b>	<b>Pérdidas (kW)</b>	<b>Pérdidas (kWh/año)</b>
Mínima	0.93	1	5.04	19,103.30
Media	0.89	1	19.21	61,285.40

**Tabla 5.4** Resultados de la corrida de flujo en condiciones iniciales del A/P 18E.

De los resultados de la corrida de flujo de carga se obtiene el perfil de voltaje para el alimentador 18E, figura 5.2, en el cual se puede ver claramente que el nivel de voltaje de este alimentador no se sale de los límites establecidos en las normas, y la instalación de los condensadores serían primordialmente para la reducción de las pérdidas de energía.



**Figura 5.2** Perfil de voltaje del A/P 18E

### 5.1.3 SITUACIÓN INICIAL DEL ALIMENTADOR 18C

Con el respaldo de los datos tomados de mediciones realizadas por los técnicos de la Empresa Eléctrica Quito se presenta a continuación, en la tabla 5.5, las condiciones iniciales del alimentador en las distintas demandas horarias.

Demanda	fp	Nivel de voltaje		
		Fase A	Fase B	Fase C
		(V)	(V)	(V)
Mínima	0.90	13104	13200	13296
Media	0.89	13136	13216	13312
Punta	0.93	13216	13312	13440

**Tabla 5.5** Condiciones iniciales del A/P 18C.

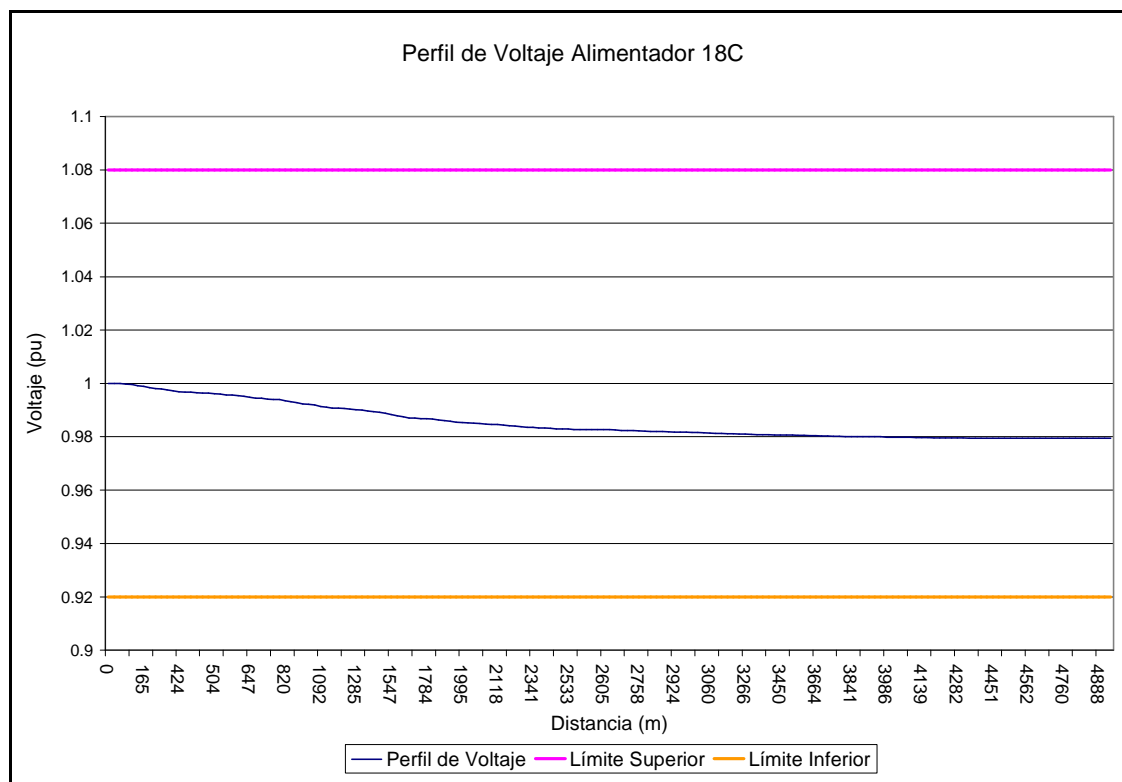
Luego de realizar la corrida de flujo se determinó las pérdidas iniciales, dicha corrida se la hace en las condiciones de demanda máxima y mínima del alimentador que en este caso coincide con las demandas horarias media y mínima del sistema respectivamente. Además el programa nos da una proyección de las pérdidas de energía anuales, todo esto se puede apreciar en la tabla 5.6.

Demanda	fp	Máxima Caída de Voltaje (%)	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kWh/año)
Mínima	0.9	1	48.34	182,939.03
Media	0.9	2.1	104.27	430,375.43

**Tabla 5.6** Resultados de la corrida de flujo en condiciones iniciales del A/P 18C.

De los resultados de la corrida de flujo de carga se obtiene el perfil de voltaje para el alimentador 18C, figura 5.3, en el cual se puede ver claramente que el nivel de voltaje de este alimentador no se sale de los límites establecidos en las normas, y la instalación de los condensadores serían primordialmente para la reducción de las pérdidas de energía.





**Figura 5.3** Perfil de voltaje del A/P 18C.

#### 5.1.4 SITUACIÓN INICIAL DEL ALIMENTADOR 27C

Con el respaldo de los datos tomados de mediciones realizadas por los técnicos de la Empresa Eléctrica Quito se presenta a continuación, en la tabla 5.7, las condiciones iniciales del alimentador en las distintas demandas horarias.

Demanda	fp	Nivel de voltaje		
		Fase A	Fase B	Fase C
		(V)	(V)	(V)
<b>Mínima</b>	0.98	13408	13456	13456
<b>Media</b>	0.96	13104	13152	13120
<b>Punta</b>	0.99	13216	13280	13232

**Tabla 5.7** Condiciones iniciales del A/P 27C.

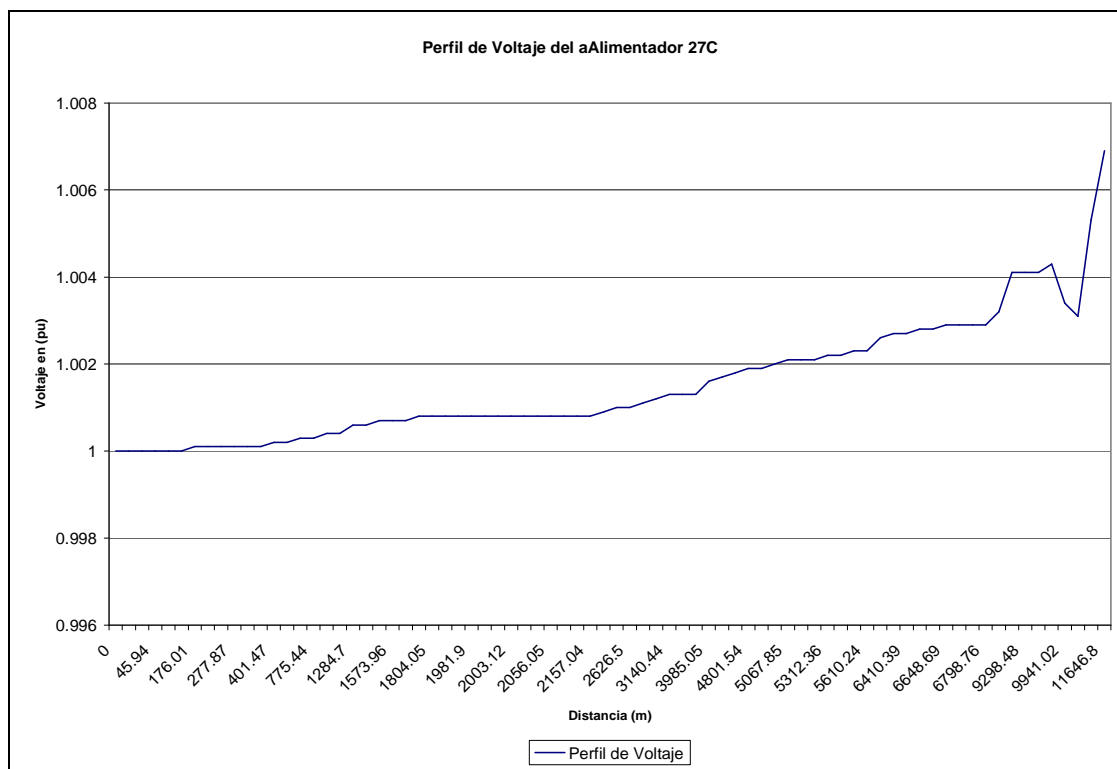
Luego de realizar la corrida de flujo se determinó las pérdidas iniciales, dicha corrida se la hace en las condiciones de demanda máxima y mínima del alimentador que en este caso coincide con las demandas horarias media y mínima del sistema respectivamente. Además el programa nos da una proyección de las pérdidas de energía anuales, todo esto se puede apreciar en la tabla 5.8.

<b>Demanda</b>	<b>fp</b>	<b>Máxima Caída de Voltaje (%)</b>	<b>Pérdidas (kW)</b>	<b>Pérdidas (kWh/año)</b>
Mínima	0.98	0.9	19.14	72,434.38
Media	0.98	0.9	10.68	40,434.73

**Tabla 5.8** Resultados de la corrida de flujo en condiciones iniciales del A/P 27C.

En la tabla anterior se puede observar que en demanda mínima las pérdidas de energía son mayores a las de demanda media, ya que a demanda mínima la fábrica Enkador necesita menos energía por lo que la generadora los Chillos abastece en estas condiciones a la subestación 27, recorriendo una mayor distancia de conductor por lo cual se producen mayores pérdidas.

De los resultados de la corrida de flujo de carga se obtiene el perfil de voltaje para el alimentador 27C, figura 5.4, en el cual se puede ver claramente que el nivel de voltaje de este alimentador no se sale de los límites establecidos en las normas, lo que si se ve es un efecto el cual entre más lejos se esté de la subestación 27 el voltaje aumenta, esto se debe a que la mayoría del tiempo la fábrica Enkador se abastece de la Central Hidroeléctrica Los Chillos, y cuando la fábrica tiene su demanda mínima esta central hidroeléctrica abastece con su energía a la subestación 27, razón por la cual en esta demanda se tiene mayores pérdidas como ya se dijo anteriormente.



**Figura 5.4** Perfil de voltaje del A/P 27C.

## 5.2 SELECCIÓN DE LA ACCIÓN DE CONTROL

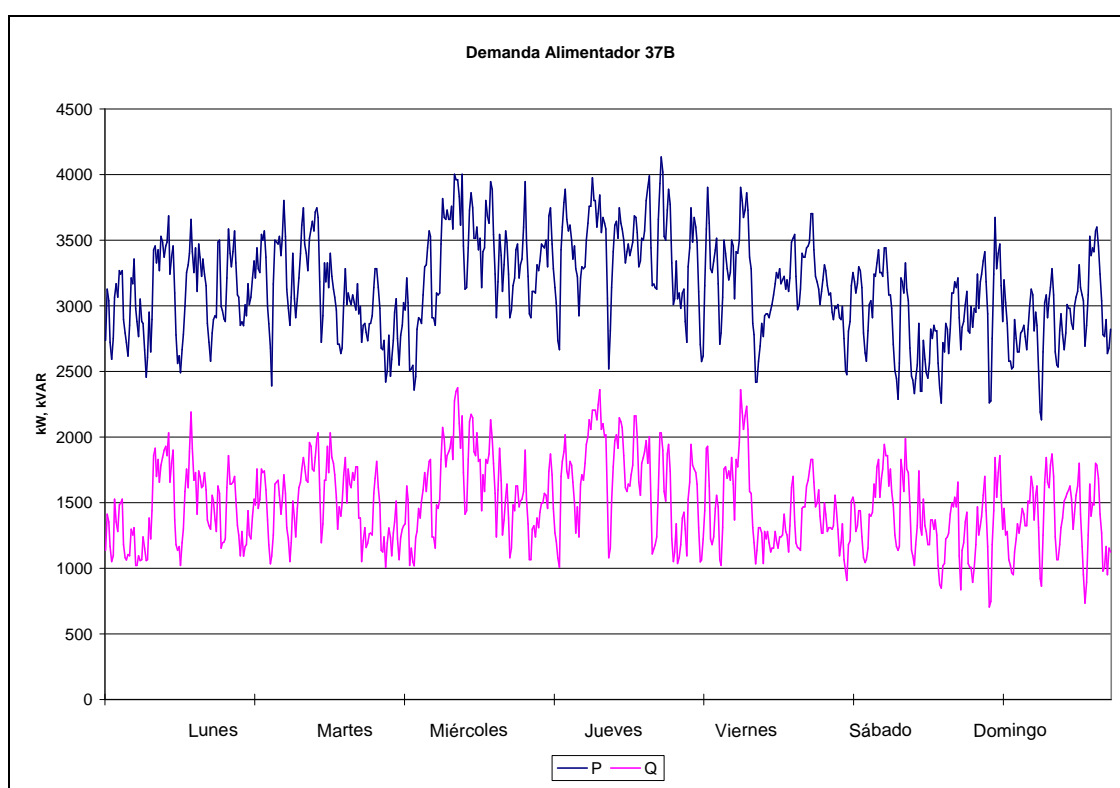
Luego de realizar el análisis de las condiciones iniciales de cada uno de los alimentadores en estudio, se puede apreciar que éstos no tienen problemas en cuanto a nivel de voltaje, ya que todos cumplen con lo especificado en las normas. De esto se concluye que la acción de control será fundamentalmente la implementación de los bancos de condensadores con el fin de mejorar el factor de potencia, reducir las pérdidas de energía así como el pago mensual por desvío de reactivos.

### 5.2.1 ALIMENTADOR 37B

Este alimentador pertenece a la subestación Santa Rosa, el mismo que es urbano con un número total de 3,136 clientes los cuales encuentran distribuidos en 2,804 clientes residenciales, 224 clientes comerciales y 88 clientes industriales, pero según la curva de carga de este alimentador el predominio es industrial. Su demanda máxima es registrada en 4,262.4 kW y tiene un factor de

potencia promedio en el mes de máxima demanda de 0.911 y en días laborables éste fluctúa de 0.88 hasta 0.92 motivo por el cual se lo considera bajo, según la Regulación N° CONELEC-004/01 de calidad de servicio eléctrico de distribución.

En la curva de carga para los días de la semana que se muestra en la figura 5.5 se puede apreciar que este alimentador tiene un comportamiento bastante variado lo que nos indica aun más el predominio industrial en sus clientes, ya que éstos presentan un consumo aleatorio e irregular en general.



**Figura 5.5** Curva de carga diaria del A/P 37B

De las curvas diarias de carga se obtiene la información necesaria para los límites de compensación capacitiva que se requiere en el primario en estudio, la misma que se detalla en la tabla 5.9.

POTENCIA REACTIVA	DEMANDA		
	BASE	MEDIA	PUNTA
Q Mínimo (kVAR)	1,627.20	1,652.74	1,526.40
Q Medio (kVAR)	1,629.90	1,713.60	1,554.67
Q Máximo (kVAR)	1,656.00	2,188.80	1,555.20
fp Promedio	0.90	0.89	0.91

**Tabla 5.9** Potencia reactiva por período de demanda para el alimentador 37B.

Se consideró para ello tres tipos de demanda según su horario, es decir demanda horaria, las mismas que están divididas en demanda base que va desde las 00h00 hasta las 08h00, demanda media que va desde 08h00 hasta las 17h00 y la demanda punta que va desde las 17h00 hasta las 00h00. De este modo se tiene que el valor mínimo de la potencia reactiva es la que nos indica el valor máximo de la compensación capacitiva fija que puede ser instalada, ya que en el caso de una compensación mayor se estaría violando los límites del factor de potencia para demanda base que debe ser menor a 0.99 inductivo. La compensación debe ser muy cercana o igual al valor mínimo de la demanda de potencia reactiva para tener valores de factor de potencia inferiores a ese límite.

Luego de obtener de la curva de carga los límites para la compensación de reactivos, los que se presentan en la tabla 5.9 y con las restricciones de la capacidad comercial del banco de condensadores se determina realizar una compensación de potencia reactiva fija de 1,125 kVAR dado que la potencia reactiva mínima para demanda base es en promedio de 1,627.2 kVAR.

La potencia mínima para demanda media es 1,652.74 por lo cual se puede agregar un paso de compensación variable de 300 kVAR sin ningún problema. Es posible adicionar otro paso de compensación variable ya que de acuerdo al número de mediciones realizadas se tiene que se necesitaría de este nuevo paso en todas las horas correspondientes a este período de demanda, de tal manera que se instalará un paso más de 300 kVAR. Debido a que la curva de demanda de este alimentador tiene una tendencia a variar para intervalos cortos de tiempo, se podría usar la entrada del nuevo paso de compensación mediante un sistema

de control de detección de demanda, tecnología que ya se encuentra disponible en la actualidad.

Se realiza el flujo balanceado de carga el cual se lo hace en dos condiciones: a demanda máxima del alimentador la cual coincide con la demanda media horaria del sistema de la E.E. Quito, y a demanda mínima la cual coincide con la demanda mínima del sistema. Del flujo balanceado se determinó los posibles nodos en donde se puede realizar esta compensación. Estos nodos en principio son aquellos capaces de soportar la compensación reactiva, es decir que la potencia reactiva total en ese nodo es mayor o igual a la potencia reactiva que inyectará el banco de condensadores. Luego de realizar varias corridas de flujo se encontró el punto más óptimo en el que se logró la mayor reducción de pérdidas.

En la Tabla 5.10 se muestra este nodo, la capacidad del banco a instalarse y la variación en las pérdidas de potencia activa, y en el anexo 5.1 se puede apreciar su ubicación geográfica.

Nodo	Banco (kVAR)		$\Delta PL$ (kW)
	Fijo	Variable	
23949339	1050	600	7.10
13085349	75	–	

**Tabla 5.10** Variación de las pérdidas de potencia debido a la instalación de condensadores en el A/P 37B.

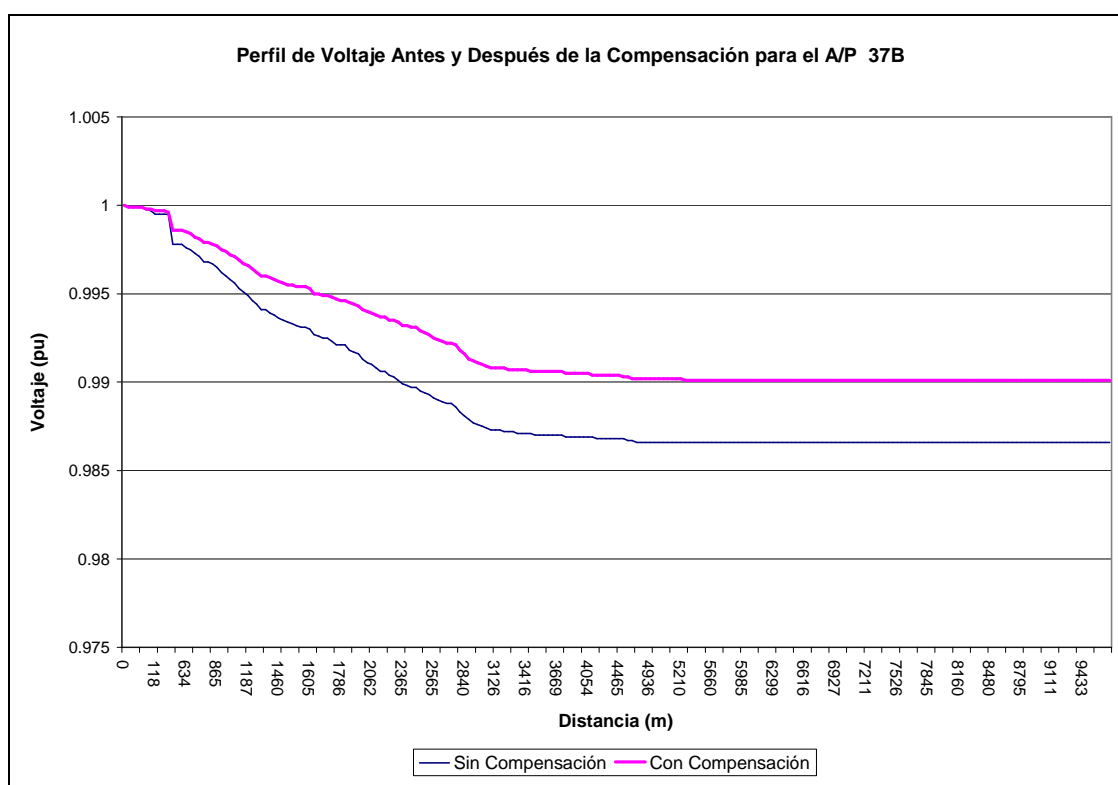
Como muestra la tabla 5.10 se necesita instalar un banco de condensadores fijo de 1050 kVAR en el nodo ID23949339 y otro fijo en el nodo ID13085349, así también se instalará un banco variable de dos pasos de 300 kVAR cada paso en el nodo ID23949339 y otro variable de 120 kVAR en el nodo ID13085349. Debido a que la curva de carga de este alimentador nos muestra la irregularidad en su demanda de reactivos éste funcionará mediante el sistema de detección de demanda reactiva programado en el modo de control de cada banco variable. La nueva tecnología que poseen los bancos de condensadores que están disponibles en el mercado nos permite controlar o programar el banco ya sea por horas o por detección de demanda reactiva.

A continuación se presenta las condiciones finales y porcentaje de reducción de pérdidas de energía luego de la simulación de la implementación de los bancos de condensadores en el alimentador, tabla 5.11.

Fp Inicial (pu)	Fp Final (pu)	Pérdidas Inicio (kWh/año)	Pérdidas Final (kWh/año)	% Reducción de Pérdidas de Energía (%)
0.88	0.95	159,349.79	130,413.72	18.16

**Tabla 5.11** Condiciones finales del A/P 37B.

El nivel de voltaje no tiene una mejora significativa, pero como en condiciones iniciales el alimentador tenía un buen nivel de voltaje que está dentro de los límites permitidos, su nivel sigue siendo bueno. A continuación se presenta el perfil de voltaje antes y después de la compensación reactiva, figura 5.6.

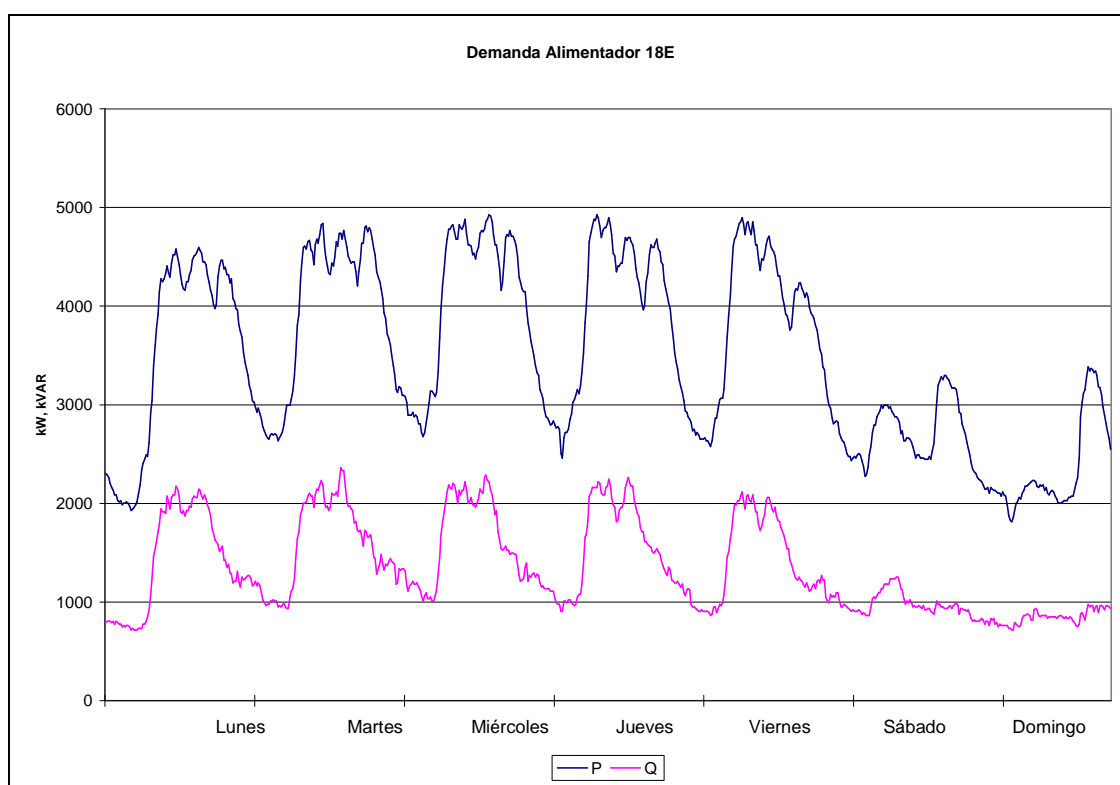


**Figura 5.6** Perfil de Voltaje antes y después de la compensación para el A/P 37B

### 5.2.2 ALIMENTADOR 18E

Éste es el otro alimentador considerado como industrial de la subestación Cristianía denominado E, el mismo que es urbano con un número total de 3,820 clientes los mismos que se encuentran distribuidos en 3143 clientes residenciales, 360 clientes comerciales y 263 clientes industriales, pero según la curva de carga de este alimentador, el predominio es industrial. Su demanda máxima es registrada en 4,133 kW y tiene un factor de potencia promedio en el mes de máxima demanda de 0.95 según registro, pero que en días laborables éste fluctúa de 0.7 hasta 0.967.

Se va a utilizar la curva de carga para los días de la semana que se puede apreciar en la figura 5.7 en la cual se puede ver que este alimentador tiene un comportamiento bastante variado ya que tiene predominio de consumo industrial en sus clientes, notándose una variación de la curva en los días correspondientes al fin de semana.



**Figura 5.7** Curva de carga diaria del A/P 18E



De las curvas diarias de carga se obtiene los datos necesarios establecer los límites de compensación capacitiva que se requiere en el primario en estudio, la tabla 5.12 detalla esta información.

POTENCIA REACTIVA	DEMANDA		
	BASE	MEDIA	PUNTA
Q Mínimo (kVAR)	950.40	1,382.40	1,080.00
Q Medio (kVAR)	1,104.30	1,792.61	1,238.40
Q Máximo (kVAR)	1,411.20	1,987.20	1,396.80
fp Promedio	0.94	0.90	0.95

**Tabla 5.12** Potencia reactiva por período de demanda para el alimentador 18E.

Para los datos de la tabla anterior se considera tres demandas horarias, las mismas que están divididas en demanda base, demanda media y la demanda punta. De este modo se tiene que el valor mínimo de la potencia reactiva es la que nos indica el valor máximo de la compensación capacitiva fija que puede ser instalada. La compensación deberá ser muy cercana o igual al valor mínimo de la demanda de potencia reactiva para evitar que el sistema se vuelva capacitivo.

Determinados ya los límites de compensación reactiva, que se los obtuvo de las curvas de carga diarias para una determinada semana y cuyos valores se encuentran en la tabla 5.12, y además tomando en cuenta las restricciones en cuanto a las capacidades estándares del banco de condensadores disponibles en el mercado se determinó que se realizará una compensación reactiva variable de 810 kVAR; en este caso la demanda mínima no tiene problemas de bajo factor de potencia, por lo cual se instala solamente bancos automáticos.

Con los resultados del flujo balanceado de carga se determinó los posibles nodos en donde se puede realizar esta compensación. Luego de realizar varias corridas de flujo se encontró el punto más óptimo en el que se logró la mayor reducción de pérdidas.

En la Tabla 5.13 se muestra este nodo, la capacidad del banco a instalarse y la variación en las pérdidas de potencia activa, y en el anexo 5.2 se puede ver su ubicación geográfica.

Nodo (ID)	Banco (kVAR)		$\Delta P_L$ (kW)
	Fijo	Variable	
759889		360	2.30
760631		150	
760398		300	

**Tabla 5.13** Variación de las pérdidas de potencia debido a la instalación de condensadores en el A/P 18E.

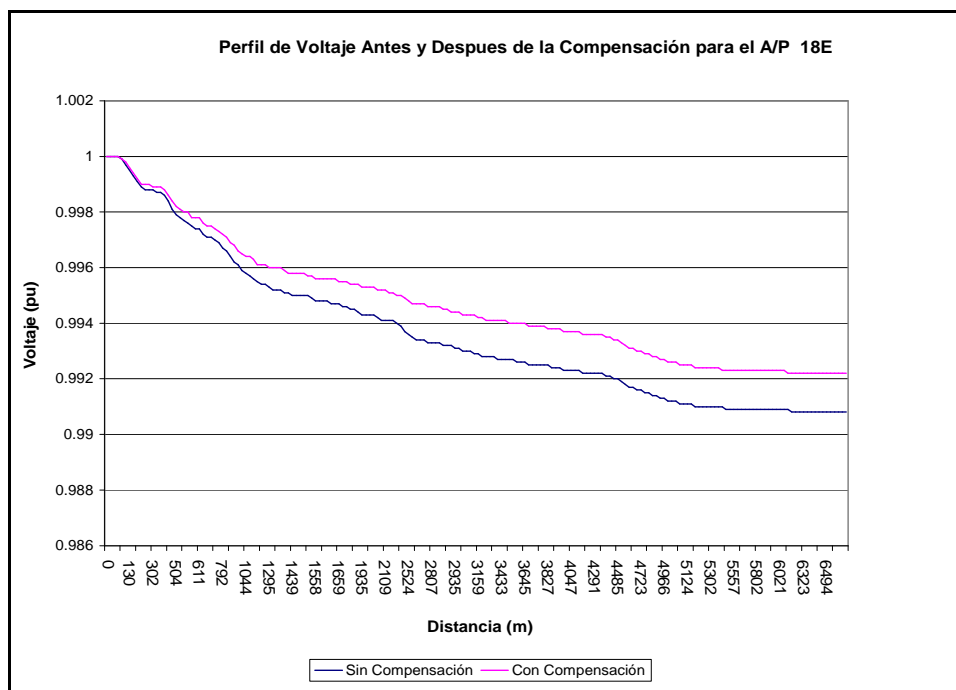
Como muestra la tabla 5.13 se necesita instalar bancos de condensadores variables en los siguientes puntos: uno de 360 kVAR en el nodo 759889, uno de 150 kVAR en el nodo ID760631 y un banco variable de 300kVAR en el nodo ID760398. Este banco funcionará en las condiciones para las cuales fue calibrado o programado el equipo de control y operación, esto en el caso de los variables. Estos bancos funcionarán desde las 8:00 hasta 17:00 para los días laborables.

A continuación se presenta las condiciones finales y porcentaje de reducción de pérdidas de energía luego de la simulación de la implementación de los bancos de condensadores en el alimentador, tabla 5.14.

Fp Inicial (pu)	Fp Final (pu)	Pérdidas Inicio (kWh/año)	Pérdidas Final (kWh/año)	% Reducción de Pérdidas de Energía (%)
0.89	0.95	61,285.40	53,960.50	11.95

**Tabla 5.14** Condiciones finales del A/P 18E.

El nivel de voltaje no tiene una mejora significativa, ya que en las condiciones iniciales el alimentador tiene un nivel de voltaje que está dentro de los límites permitidos, por lo que conserva dicho nivel mejorado en una cantidad mínima. A continuación se presenta el perfil de voltaje antes y después de la compensación reactiva, figura 5.8.

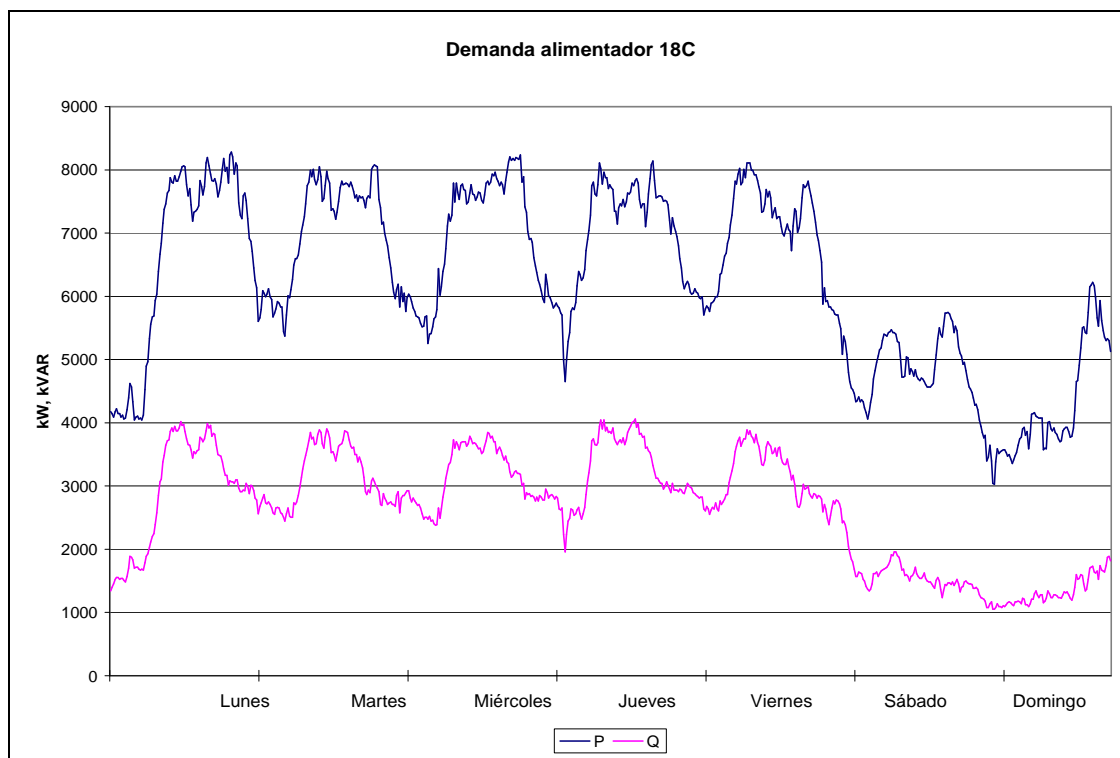


**Figura 5.8** Perfil de Voltaje antes y después de la compensación para el A/P 18E

### 5.2.3 ALIMENTADOR 18C

Conocido como el alimentador C de la subestación Cristianía, el mismo que es urbano con un número total de 4,131 clientes los mismos que se encuentran distribuidos en 3,348 clientes residenciales, 421 clientes comerciales y 165 clientes industriales, y de acuerdo a la curva de carga este alimentador tiene predominio industrial. Su demanda máxima es registrada en 7,344 kW y tiene un factor de potencia promedio en el mes de máxima demanda de 0.91 y que en días laborables éste fluctúa de 0.82 hasta 0.97 por lo que existen ciertos intervalos en los que el factor de potencia no cumple con las normas.

De acuerdo a los requerimientos de potencia reactiva que se observa en la curva de carga para los días de la semana en la figura 5.9 se puede apreciar que este alimentador tiene un comportamiento con predominio de consumo industrial, y que la forma de la curva varía en el fin de semana debido a que en estos días sólo laboran ciertas industrias.



**Figura 5.9** Curva de carga diaria del A/P 18C

De acuerdo a las curvas diarias de carga se obtiene la información necesaria para los límites de compensación capacitiva que se instalará en este alimentador, la misma que se detalla en la tabla 5.15.

POTENCIA REACTIVA	DEMANDA		
	BASE	MEDIA	PUNTA
Q Mínimo (kVAR)	1,339.20	2,851.20	2,664.00
Q Medio (kVAR)	1,759.05	3,696.52	2,929.07
Q Máximo (kVAR)	2,577.60	4,017.60	3,254.40
fp Promedio	0.91	0.90	0.92

**Tabla 5.15** Potencia reactiva por período de demanda para el alimentador 18C.

Se considera de igual manera las tres demandas horarias para de este modo obtener el valor mínimo de la potencia reactiva que nos indica el valor máximo de la compensación capacitiva fija que puede ser instalada para de esta manera evitar problemas en el alimentador y en el sistema. Deberá más bien la compensación ser muy cercana o igual al valor mínimo de demanda de potencia reactiva para tener valores de factor de potencia inferiores a ese límite.

Con la información de la curva de carga para los días de la semana escogidos se obtiene los límites de compensación reactiva, los cuales se muestran en la tabla 5.15, y con las restricciones en cuanto a la capacidad comercial del banco de condensadores disponibles se determinó que se realizará una compensación reactiva fija de 750 kVAR dado que la potencia reactiva mínima para demanda base es de 1,339.2 kVAR.

Se puede incorporar un paso de compensación variable ya que de acuerdo a los datos de las mediciones de demanda de potencia reactiva, existe un porcentaje mayor al 20% de mediciones en las cuales se registra la demanda de valores de energía reactiva que están entre el mínimo y el promedio, y que ocurren en horas continuas. Por consiguiente se adiciona una compensación variable de 450 kVAR, no se compensó a este alimentador con una capacidad mayor ya que ciertos tramos de la red se sobre compensaban.

Con los resultados del flujo balanceado de carga se determinó los posibles nodos en donde se puede realizar esta compensación. Luego de realizar varias corridas de flujo se encontró el punto más óptimo en el que se logró la mayor reducción de pérdidas.

En la Tabla 5.16 se muestra este nodo, la capacidad del banco a instalarse y la variación en las pérdidas de potencia activa, y en el anexo 5.3 se puede apreciar su ubicación geográfica.

Nodo	Banco (kVAR)		$\Delta$ PL (kW)
	Fijo	Variable	
863748	750	450	10.37

**Tabla 5.16** Variación de las pérdidas de potencia debido a la instalación de condensadores en el A/P 18C.

Como muestra la tabla 5.16 se necesita instalar un banco de condensadores fijo de 750 kVAR en el nodo ID863748 y un banco variable de un solo paso de 450 kVAR en el nodo ID863748. Este banco funcionará en las condiciones para las

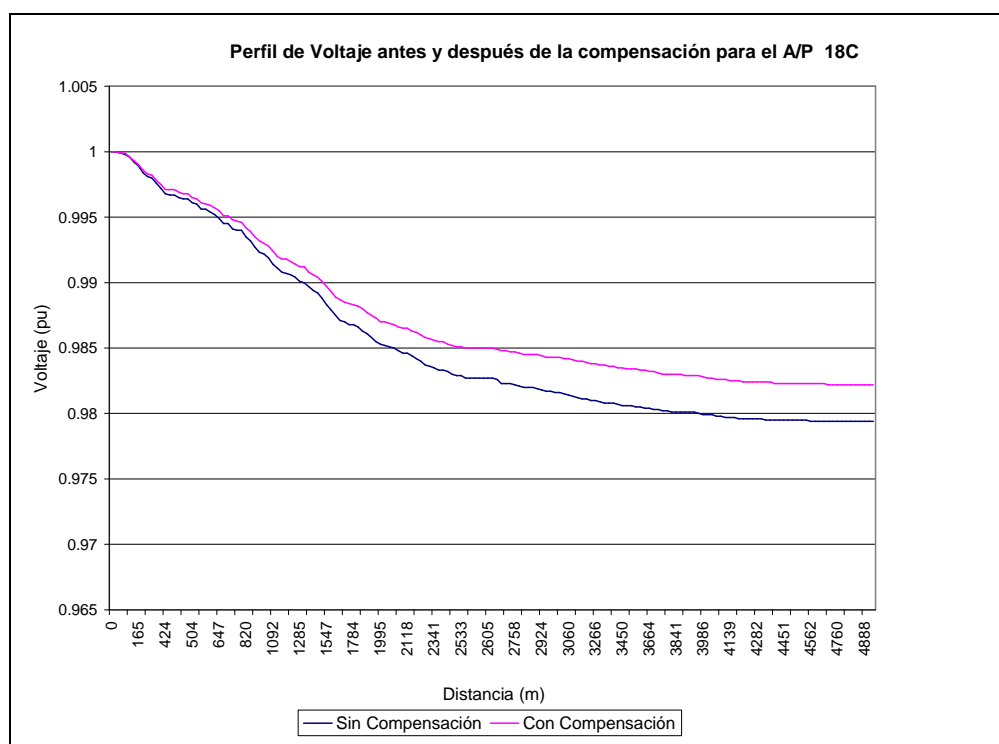
cuales fue calibrado o programado el equipo de control y operación del banco, en este caso el banco estará conectado desde las 8:00 hasta las 17:00 para los días laborables.

A continuación se presenta las condiciones finales y porcentaje de reducción de pérdidas de energía luego de la simulación de la implementación de los bancos de condensadores en el alimentador, tabla 5.17.

Fp Inicial (pu)	Fp Final (pu)	Pérdidas Inicio (kWh/año)	Pérdidas Final (kWh/año)	% Reducción de Pérdidas de Energía (%)
0.9	0.95	430,375.43	387,593.79	9.94

**Tabla 5.17** Condiciones finales del A/P 18C.

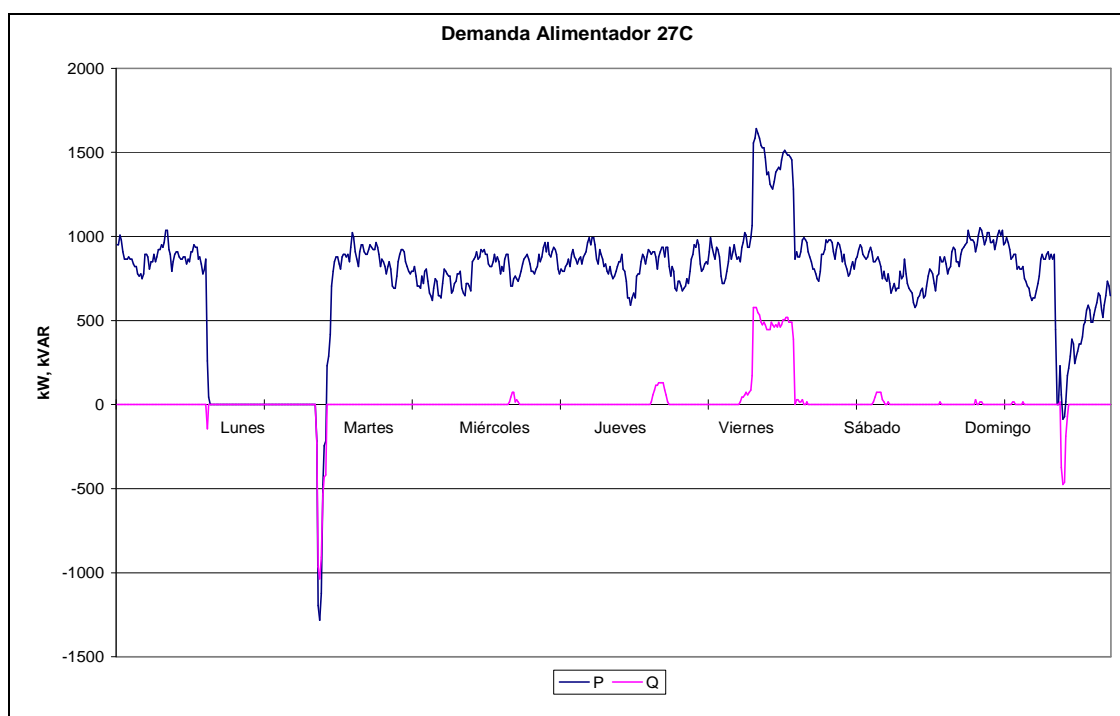
En cuanto al nivel de voltaje no se tiene una mejora significativa, ya que en las condiciones iniciales el alimentador tenía un buen nivel de voltaje dentro de los límites permitidos. A continuación se presenta el perfil de voltaje antes y después de la compensación reactiva, figura 5.10.



**Figura 5.10** Perfil de Voltaje antes y después de la compensación para el A/P 18C

### 5.2.4 ALIMENTADOR 27C

De acuerdo a la curva de carga para los días de la semana que se muestra en la figura 5.11, y con los datos de medición de factor de potencia así como de niveles de voltaje, este alimentador no tiene problemas de caídas de voltaje ni de bajo factor de potencia, ya que tiene un factor de potencia promedio de 0.97pu y un nivel de voltaje de 0,98pu. En cuanto a su curva de demanda se observa que es irregular en algunos días, esto se debe a que Enkador la mayor parte del tiempo se alimenta de la central Los Chillos y al abastecerse en algún momento de la subestación 27 se produce variaciones en cuanto a la demanda de potencia activa y potencia reactiva.



**Figura 5.11** Curva de carga diaria del A/P 27C

Para este alimentador no se aplica la instalación de bancos de condensadores para reducir las caídas de voltaje ni para la mejora del factor de potencia, ya que éste funciona con buenos niveles tanto de voltaje como de factor de potencia. Este cliente está tramitando para incorporarse como un gran consumidor, en este caso dejaría de pertenecer al área de distribución de la E.E. Quito, y compraría la

energía directamente al Mercado Eléctrico Mayorista, lo cual le resulta mucho más rentable a esta empresa.

Luego de realizar la corrección del factor de potencia a nivel de media tensión, se puede hacer una comparación de los resultados de cálculo de pérdidas presentado por el FeederAll con los valores de pérdidas resultantes de tomar en cuenta la curva de demanda, para de esta manera visualizar el porcentaje de diferencia existente entre estos valores. En la tabla 5.18 se puede ver dicha comparación.

<b>A/P</b>	<b>Consideración</b>	<b>Condición</b>	<b>Pérdidas (kWh/año)</b>	<b>Reducción Pérdidas (kWh/año)</b>	<b>Diferencia (%)</b>
18C	Cálculo con Curva de carga	Inicio	430,375.43	42,781.64	8.3
		Final	387,593.79		
	Cálculo FeederAll	Inicio	394,607.75	39,241.78	
		Final	355,365.97		
18E	Cálculo con Curva de carga	Inicio	61,285.40	7,324.89	18.9
		Final	53,960.50		
	Cálculo FeederAll	Inicio	72,719.12	8,711.88	
		Final	64,007.23		
37B	Cálculo con Curva de carga	Inicio	159,349.79	28,936.07	1.5
		Final	130,413.72		
	Cálculo FeederAll	Inicio	161,581.17	29,384.43	
		Final	132,196.74		

**Tabla 5.18** Comparación entre los resultados de pérdidas del FeederAll y la utilización de la curva de demanda para cada alimentador.

Como se puede ver en la tabla, anterior, la diferencia que existe entre los resultados de pérdidas de energía dados por el FeederAll y los valores de pérdidas calculados tomando en consideración la curva de carga, es apreciable a excepción del caso del alimentador 37B.



### **5.3 COMPENSACIÓN REACTIVA EN CADA CLIENTE**

Como se conoce la corrección del factor de potencia tiene su mejor opción cuando se hace lo más cerca de la carga debido que se tienen beneficios en toda la red. La instalación de condensadores en los clientes industriales que tienen problemas de bajo factor de potencia se la ha puesto en práctica en los que tienen consumos significativos como lo es Ideal Alambrec ya que sus penalizaciones serían muy altas. Esto no pasa con los clientes industriales pequeños ya que estos prefieren pagar la penalización a la distribuidora que hacer una inversión para instalar condensadores en sus instalaciones. A continuación se hará una simulación de la corrección del factor de potencia dentro de las instalaciones de cada uno de los clientes que tienen el problema de pago de penalizaciones por violaciones de los límites permitidos por las regulaciones del CONELEC, para de esta manera determinar el impacto que causa en la red.

Luego de que el Departamento de Clientes Especiales de la E.E. Quito S.A clasificara los datos proporcionados por la Unidad de Planificación Inventarios y Avalúos PIA, para saber cuales son los clientes industriales pertenecientes a este alimentador que están incumpliendo con los límites del factor de potencia, se procedió a localizarlos en el GIS y de esta manera saber su ubicación en la red migrada en el FeederAll para luego proceder a la simulación de la corrección del factor de potencia dentro de cada industria.

Estando cada cliente con su factor de potencia inicial se realizó una corrida de flujo de carga balanceado para saber las condiciones iniciales del alimentador, con lo cual se conocen los resultados de pérdidas de potencia, caídas de voltaje y otros parámetros eléctricos de la red. Se procede entonces a mejorar el factor de potencia de cada cliente subiéndolo hasta 0.95, y luego nuevamente se realiza la corrida de flujo de carga para tener las nuevas condiciones del alimentador.

### 5.3.1 CLIENTES DEL ALIMENTADOR 18C

A continuación se presenta los datos obtenidos luego de realizar la corrida de flujo de carga con el factor de potencia inicial, tabla 5.18.

<b>Demanda</b>	<b>fp</b>	<b>Máxima Caída de Voltaje (%)</b>	<b>Pérdidas (kW)</b>	<b>Pérdidas (kWh/año)</b>
Media	0.9	2	106.75	440,611.65

**Tabla 5.19** Resultados de la corrida de flujo en condiciones iniciales del A/P 18C.

En la tabla anterior se muestra los resultados a demanda media horaria que coincide con la demanda máxima del alimentador. Además se sabe que la demanda media horaria es cuando los clientes industriales que tienen problemas de bajo factor de potencia es decir los pequeños industriales trabajan a su demanda máxima. No se hace el análisis a demanda mínima horaria ya que son las horas en las que los clientes industriales penalizados no demandan reactivos ya que no son sus horas habituales de trabajo.

Procediendo a la simulación de la corrección del factor de potencia dentro de la industria, se obtiene los resultados de la corrida de flujo de carga para las nuevas condiciones, tabla 5.19.

<b>Demanda</b>	<b>fp</b>	<b>Máxima Caída de Voltaje (%)</b>	<b>Pérdidas (kW)</b>	<b>Pérdidas (kWh/año)</b>	<b>% Reducción de Pérdidas</b>
Media	0.91	2	103.39	426,743.22	3.15

**Tabla 5.20** Resultados de la corrida de flujo con corrección del factor de potencia para el A/P 18C.

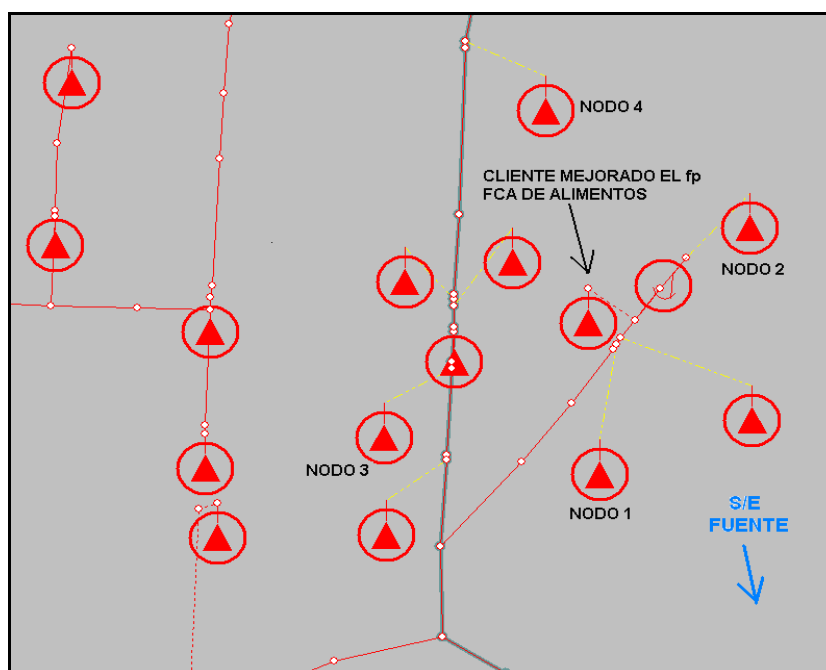
Según la tabla anterior se observa que existe una reducción de pérdidas de energía del 3.15%, el factor de potencia sube de 0.9 a 0.91, y en cuanto al nivel de voltaje del alimentador en general no se ve mejoras significativas.

### 5.3.1.1 Análisis de la influencia en clientes cercanos por mejora del factor de potencia en los clientes industriales.

Para este análisis se consideró al cliente industrial cuyo nombre es FCA. Producción de Alimentos el cual tiene un factor de potencia promedio de 0.73, y que con la corrección que ya se realizó a todos los clientes tendría un factor de potencia de 0.95. Se tomó para dicho análisis cuatro nodos cercanos a este cliente, dos en el mismo ramal y dos en un ramal aledaño, ver figura 5.12, para de esta manera ver la influencia que causa a estos clientes residenciales y comerciales, tabla 5.20.

Nodo	Voltaje (pu)	Factor de potencia
FCA. Producción de Alimentos	0.9829	0.73
Nodo 1 (Sarmiento)	0.9825	0.7528
Nodo 2	0.9825	0.8991
Nodo 3	0.9823	0.9024
Nodo 4 (Vector)	0.9819	0.9037

**Tabla 5.21** Análisis en condiciones iniciales de los nodos cercanos al cliente FCA .Producción de Alimentos en el A/P 18C.



**Figura 5.12** Cliente analizado y clientes cercanos del A/P 18C

Se puede observar además que los nodos que se encuentran en el mismo ramal aguas arriba del cliente con bajo factor de potencia, son influenciados por dicho cliente, por lo general a los cuatro o cinco nodos más cercanos, esto en cuanto al valor del factor de potencia.

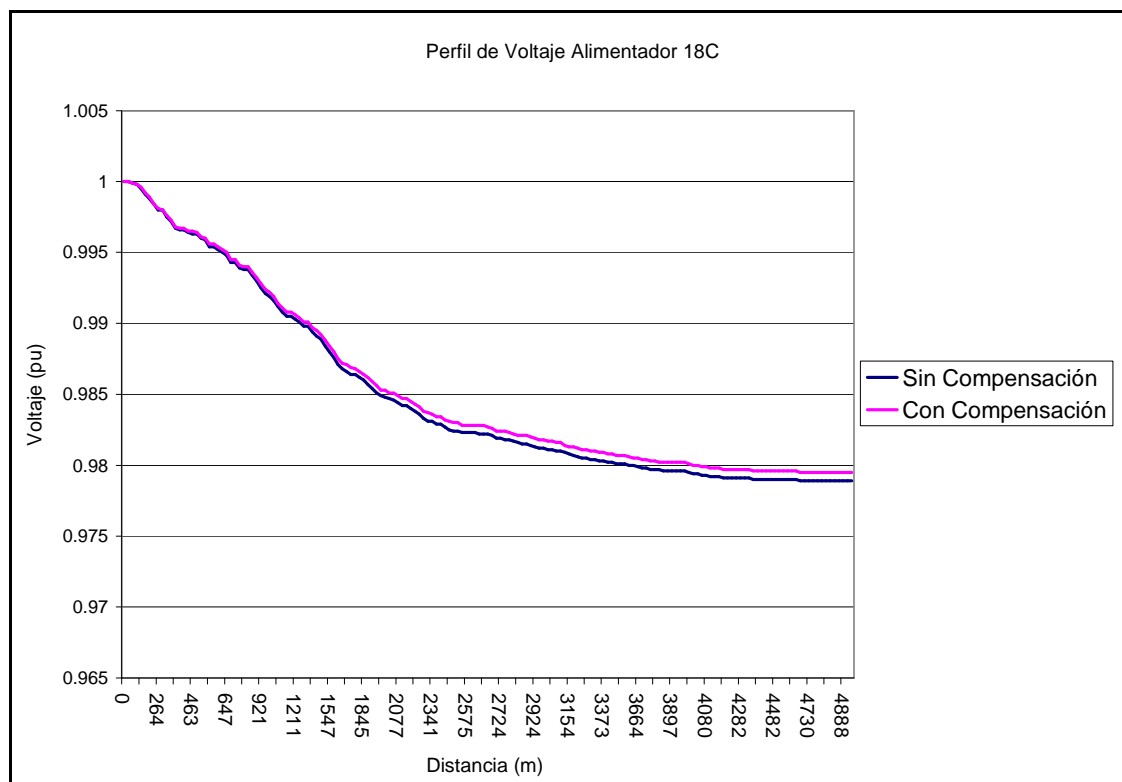
Luego de la compensación reactiva en cada uno de los clientes que tenían un factor de potencia bajo, se observa que tanto el voltaje como el factor de potencia mejora, pero esta no es muy significativa, por tratarse de clientes de bajo consumo, ver tabla 5.21.

<b>Nodo</b>	<b>Voltaje (pu)</b>	<b>Factor de potencia</b>
FCA. Producción de Alimentos	0.983	0.9033
Nodo 1 (Sarmiento)	0.983	0.9033
Nodo 2	0.983	0.9033
Nodo 3	0.9828	0.9114
Nodo 4 (Vector)	0.9824	0.9118

**Tabla 5.22** Análisis en condiciones finales de los nodos cercanos al cliente FCA .Producción de Alimentos en el A/P 18C.

El factor de potencia presentado en la tabla es el que tiene el cliente analizado en el lado primario, o sea en media tensión, ya que dentro de su industria tiene un factor de potencia de 0.95.

Al graficar el perfil de voltaje del alimentador, figura 5.13 se puede observar que la mejora en cuanto al nivel de voltaje no es significativa, lo que nos lleva a concluir que la compensación en los clientes con bajo factor de potencia no trae beneficios significativos en la red ya que estos no tienen gran consumo, y que los clientes industriales que tienen gran consumo ya tienen instalados condensadores en su industria.



**Figura 5.13** Perfil de voltaje antes y después de la compensación en los clientes con bajo factor de potencia A/P 18C

### 5.3.2 CLIENTES DEL ALIMENTADOR 18E

A continuación se presenta los datos obtenidos luego de realizar la corrida de flujo de carga con el factor de potencia inicial, tabla 5.22.

<b>Demanda</b>	<b>fp</b>	<b>Máxima Caída de Voltaje (%)</b>	<b>Pérdidas (kW)</b>	<b>Pérdidas (kWh/año)</b>
Media	0.89	1	20.93	66,772.70

**Tabla 5.23** Resultados de la corrida de flujo en condiciones iniciales del A/P 18E.

En la tabla anterior se muestra los resultados a demanda media, como son factor de potencia, caída de voltaje, y pérdidas de potencia. De igual manera no se hace el análisis a demanda mínima horaria ya que son las horas en las que los clientes industriales penalizados no demandan reactivos ya que no son sus horas habituales de trabajo.

Procediendo a la simulación de la corrección del factor de potencia en cada uno de los clientes industriales, se obtiene los resultados de la corrida de flujo de carga para las nuevas condiciones, tabla 5.23.

<b>Demanda</b>	<b>fp</b>	<b>Máxima Caída de Voltaje (%)</b>	<b>Pérdidas (kW)</b>	<b>Pérdidas (kWh/año)</b>	<b>% Reducción de Pérdidas</b>
Media	0.9	1	20.47	65,305.17	2.2

**Tabla 5.24** Resultados de la corrida de flujo con corrección del factor de potencia para el A/P 18E.

Según la tabla anterior se observa que existe una reducción de pérdidas de energía del 2.2%, el factor de potencia sube de 0.89 a 0.9, y en cuanto al nivel de voltaje del alimentador en general no se ve mejoras significativas.

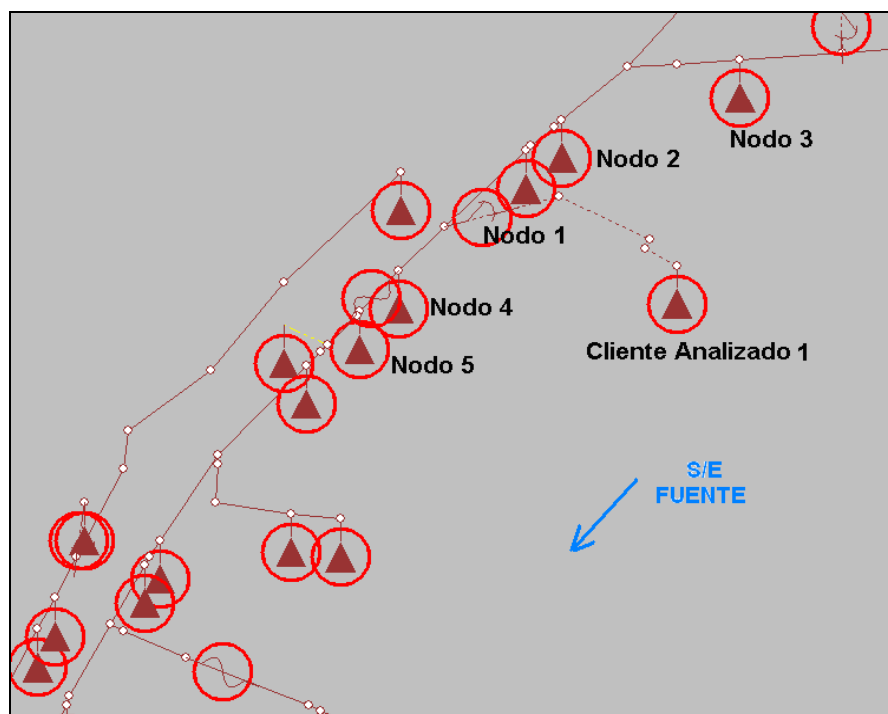
### **5.3.2.1 Análisis de la influencia en clientes cercanos por mejora del factor de potencia en los clientes industriales.**

En este alimentador se consideró para el análisis al cliente industrial cuyo nombre es Royal Cargo el cual tiene un factor de potencia promedio de 0.79, y que con la corrección que ya se realizó a todos los clientes tendría un factor de potencia de 0.95. Se tomó para dicho análisis cinco nodos cercanos a este cliente, cuatro en el mismo ramal y uno en un ramal aledaño, ver figura 5.14, para de esta manera ver la influencia que causa a estos clientes residenciales y comerciales, los resultados se presentan en la tabla 5.24.

Nodo	Voltaje (pu)	Factor de potencia (pu)
Royal Cargo	0.9946	0.79
Nodo 1	0.9946	0.8998
Nodo 2	0.9945	0.8998
Nodo 3	0.9944	0.904
Nodo 4	0.9947	0.8974
Nodo 5	0.9947	0.8975

**Tabla 5.25** Análisis en condiciones iniciales de los nodos cercanos al cliente FCA .Producción de Alimentos en el A/P 18E.

Según los datos anteriores y de acuerdo a la topología de la red se ve que el cliente industrial se encuentra a una cierta distancia de la troncal principal lo cual hace que la influencia que causa en los nodos más cercanos no llegue a la troncal, de igual manera el nodo 3 se encuentra en otro ramal más lejano lo que implica que tenga un factor de potencia un tanto diferente al del grupo ubicado en la troncal.



**Figura 5.14** Cliente analizado y clientes cercanos del A/P 18E

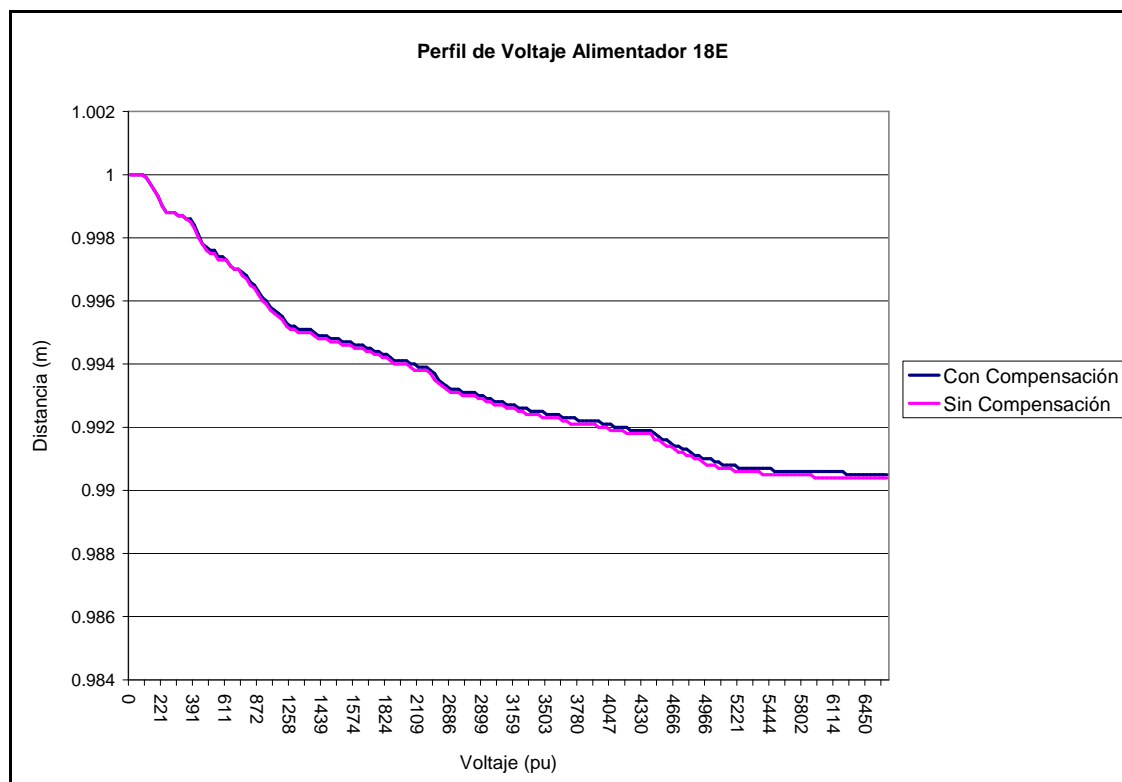
Luego de la compensación reactiva en cada uno de los clientes que tenían un factor de potencia bajo, se observa que tanto el voltaje como el factor de potencia mejora, pero esta no es muy significativa, ver tabla 5.25. La influencia o mejora que existe al compensar en un cierto nodo o cliente se verá reflejada aguas arriba de dicho nodo de acuerdo al principio teórico con el que actúan los condensadores al inyectar reactivos en un cierto punto en la red.

<b>Nodo</b>	<b>Voltaje (pu)</b>	<b>Factor de potencia</b>
Royal Cargo	0.9947	0.8991
Nodo 1	0.9947	0.9
Nodo 2	0.9946	0.9
Nodo 3	0.9945	0.9
Nodo 4	0.9948	0.9
Nodo 5	0.9948	0.9

**Tabla 5.26** Análisis en condiciones finales de los nodos cercanos al cliente Royal Cargo de Alimentos en el A/P 18C.

Al graficar el perfil de voltaje del alimentador, figura 5.15 se puede observar que la mejora en cuanto al nivel de voltaje no es significativa, lo que nos lleva a concluir que la compensación en los clientes con bajo factor de potencia no trae beneficios significativos en la red ya que estos no tienen gran consumo, y que los clientes industriales que tienen gran consumo ya tienen instalados condensadores en su industria.





**Figura 5.15** Perfil de voltaje antes y después de la compensación en los clientes con bajo factor de potencia A/P 18E.

### 5.3.3 CLIENTES DEL ALIMENTADOR 37B

A continuación se presenta los datos obtenidos luego de realizar la corrida de flujo de carga con el factor de potencia inicial, tabla 5.26.

<b>Demanda</b>	<b>fp</b>	<b>Máxima Caída de Voltaje (%)</b>	<b>Pérdidas (kW)</b>	<b>Pérdidas (kWh/año)</b>
Media	0.88	1.34	37.13	157,609.42

**Tabla 5.27** Resultados de la corrida de flujo en condiciones iniciales del A/P 37B.

En la tabla anterior se muestra los resultados a demanda media, como son factor de potencia, caída de voltaje, y pérdidas de potencia. De igual manera no se hace el análisis a demanda mínima horaria ya que son las horas en las que los clientes industriales penalizados no demandan reactivos ya que no son sus horas habituales de trabajo.

Procediendo a la simulación de la corrección del factor de potencia en cada uno de los clientes industriales, se obtiene los resultados de la corrida de flujo de carga para las nuevas condiciones, tabla 5.27.

<b>Demanda</b>	<b>fp</b>	<b>Máxima Caída de Voltaje (%)</b>	<b>Pérdidas (kW)</b>	<b>Pérdidas (kWh/año)</b>	<b>% Reducción de Pérdidas</b>
Media	0.88	1.33	36.86	156,463.32	0.73

**Tabla 5.28** Resultados de la corrida de flujo con corrección del factor de potencia para el A/P 18E.

Según la tabla anterior se observa que existe una reducción de pérdidas de energía del 0.73%, el factor de potencia casi no sufre mejoras, esto se debe a que los clientes en los que se mejoró el factor de potencia son pocos, y en cuanto al nivel de voltaje del alimentador en general no se ve mejoras significativas.

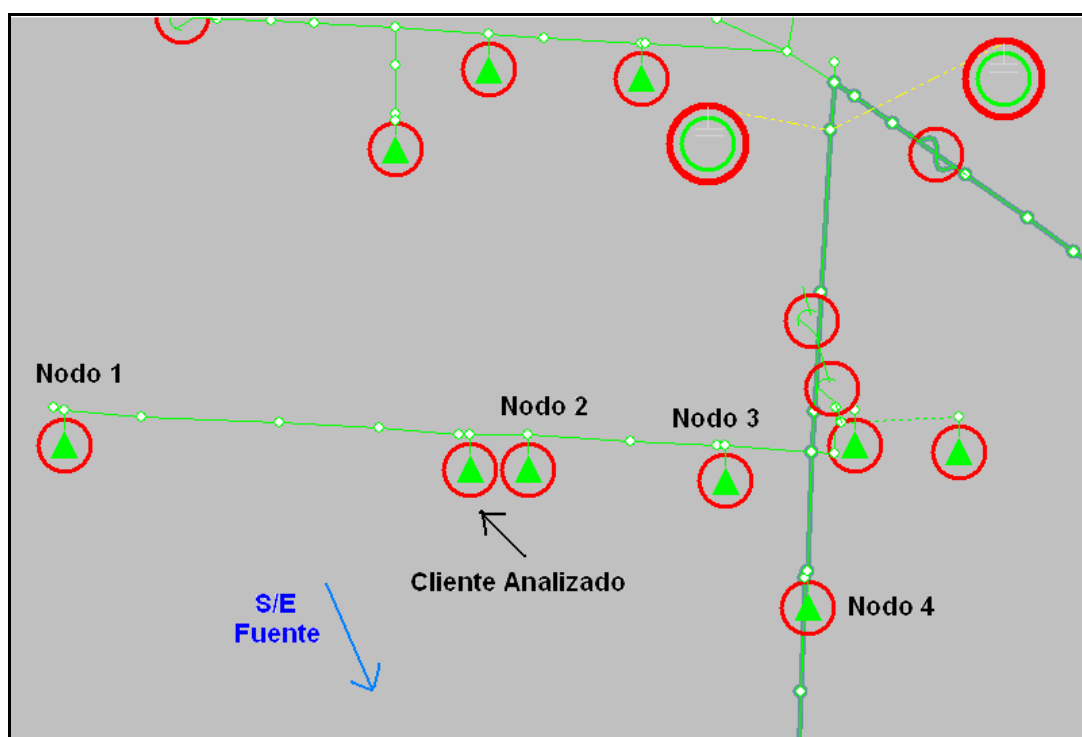
### **5.3.3.1 Análisis de la influencia en clientes cercanos por mejora del factor de potencia en los clientes industriales.**

En este alimentador se consideró para el análisis al cliente industrial cuyo nombre es Elegant Fashion el cual tiene un factor de potencia promedio de 0.81, y con la corrección a los pocos clientes que tienen bajo factor de potencia, este tendría un factor de potencia de 0.95. Se tomó para dicho análisis cuatro nodos cercanos a este cliente, tres en el mismo ramal y uno en un ramal aledaño, ver figura 5.16, para de esta manera ver la influencia que causa a estos clientes residenciales y comerciales, los resultados se presentan en la tabla 5.28.

Nodo	Voltaje (pu)	Factor de potencia (pu)
Elegant Fashion	0.9903	0.81
Nodo 1	0.9903	0.8881
Nodo 2	0.9903	0.7869
Nodo 3	0.9904	0.7869
Nodo 4	0.9906	0.884

**Tabla 5.29** Análisis en condiciones iniciales de los nodos cercanos al cliente FCA .Producción de Alimentos en el A/P 37B.

Según los datos anteriores y de acuerdo a la topología de la red se ve que el cliente industrial influencia a los nodos aguas arriba especialmente a los que están en el mismo ramal, lo que esta de acuerdo a la teoría. El nodo 1 y el nodo 4 no se ven influenciados, por estar aguas abajo y por estar en otro ramal respectivamente.



**Figura 5.16** Cliente analizado y clientes cercanos del A/P 37B

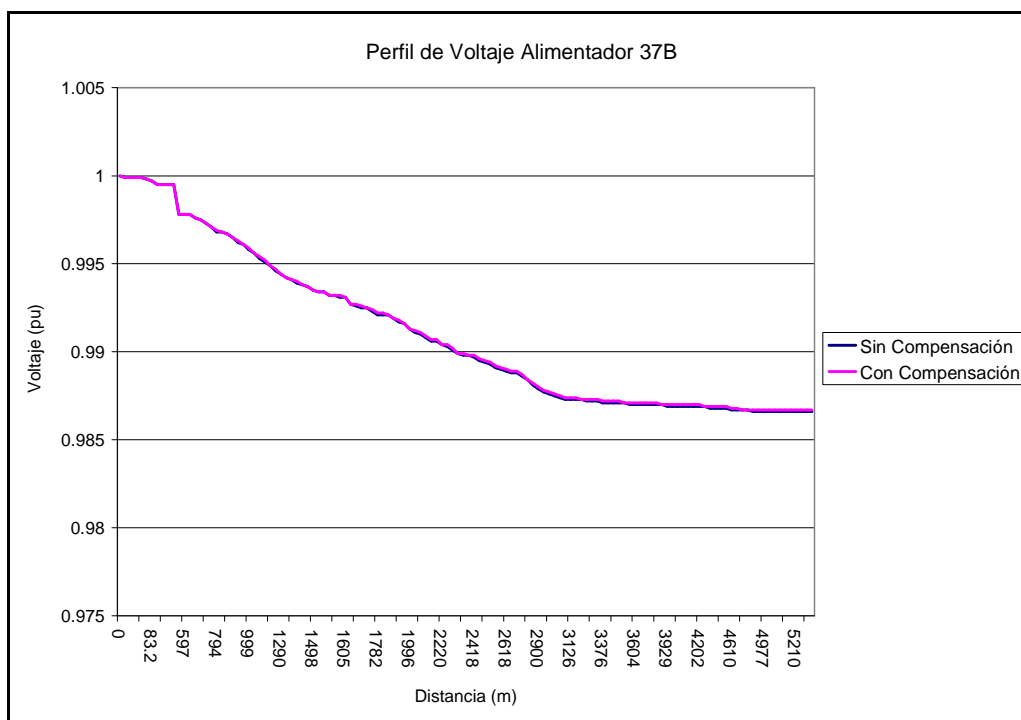
Luego de la compensación reactiva en cada uno de los clientes que tenían un factor de potencia bajo, se observa que tanto el voltaje como el factor de potencia mejora, pero no significativamente, ver tabla 5.29. La influencia o mejora que

existe al compensar en un cierto nodo o cliente se verá reflejada aguas arriba de dicho nodo de acuerdo al principio teórico con el que actúan los condensadores al inyectar reactivos en un cierto punto en la red.

Nodo	Voltaje (pu)	Factor de potencia
Elegant Fashion	0.9904	0.8875
Nodo 1	0.9904	0.88
Nodo 2	0.9904	0.8873
Nodo 3	0.9904	0.8871
Nodo 4	0.9907	0.8875

**Tabla 5.30** Análisis en condiciones finales de los nodos cercanos al cliente Elegant Fashion de Alimentos en el A/P 37B.

Al graficar el perfil de voltaje del alimentador, figura 5.17 se puede observar que la mejora en cuanto al nivel de voltaje no es significativa, lo que nos lleva a concluir que la compensación en los clientes con bajo factor de potencia y bajo consumo no trae beneficios significativos en la red.



**Figura 5.17** Perfil de voltaje antes y después de la compensación en los clientes con bajo factor de potencia A/P 37B.

## **5.4 ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE ENERGÍA**

Uno de los objetivos de estudio es precisamente verificar que la calidad de energía a nivel de usuario final este dentro de las normas y regulaciones, de igual manera se verá si existe o no influencia de un cliente industrial hacia un cliente residencial o comercial que se encuentre en las cercanías de la industria en cuanto se refiere a las variaciones de voltaje así como de las armónicas. Para verificar si existe influencia o no se procedió a realizar las mediciones tomando un caso específico en cada alimentador, considerando que para los demás casos se tendrá resultados similares, estas mediciones se las realiza instalando los equipos en baja tensión simultáneamente en cada uno de los clientes, permaneciendo instalados durante siete días como lo señala las normas. La toma de medición las realiza el equipo cada 10 minutos.

A continuación se presenta las mediciones en cada uno de los alimentadores, las cuales fueron realizadas con ayuda del equipo del Departamento de Pérdidas Técnicas de la E.E.Quito.

### **5.4.1 ALIMENTADOR 37B**

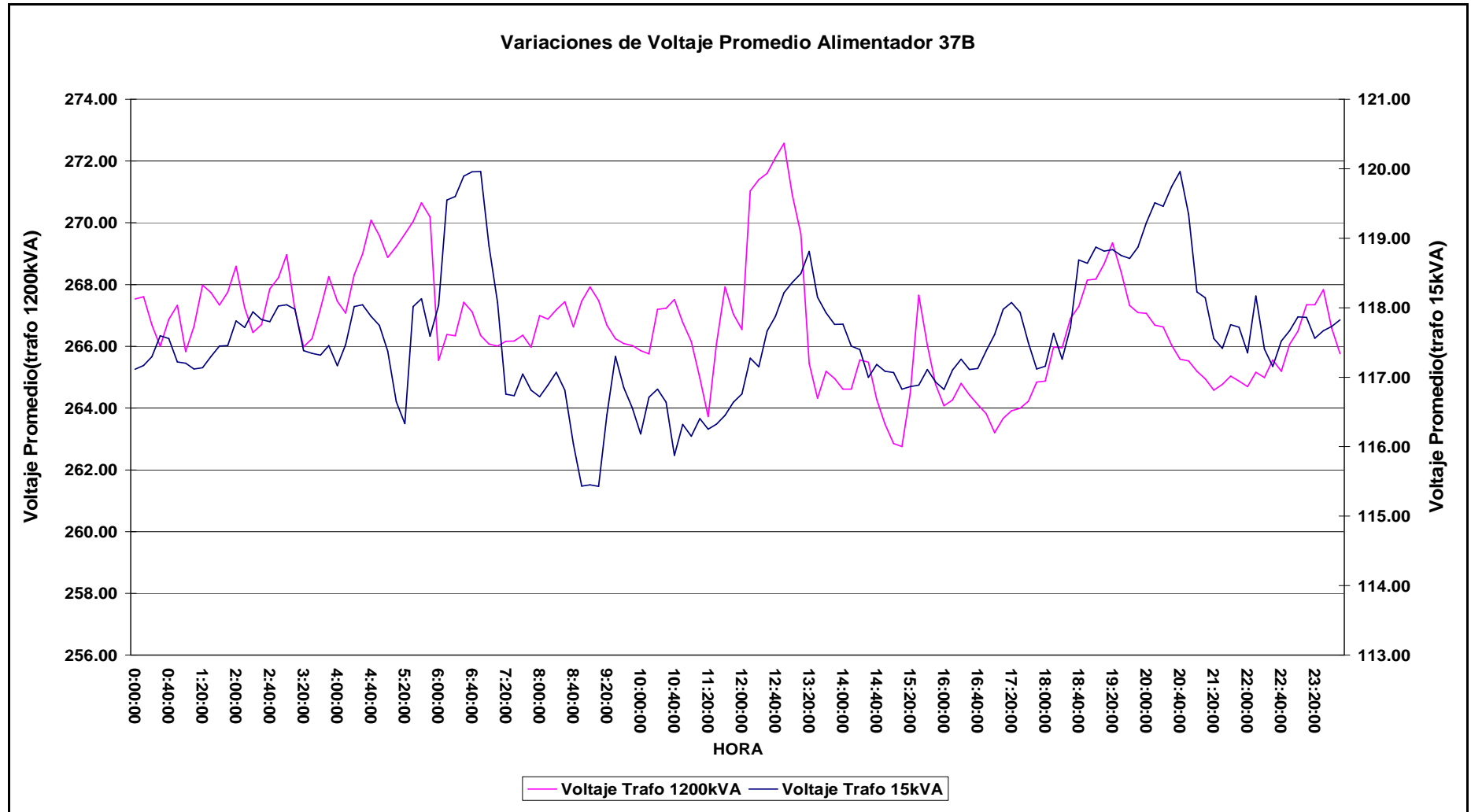
Para realizar la verificación de la calidad de energía en este alimentador se escogió un transformador de 1200kVA que alimenta a un cliente industrial ubicado en S60 y calle 5 simultáneamente con otro transformador de 15kVA que alimenta a un cliente residencial ubicado en S60 y calle 6.

En el anexo 2.1 se presenta el análisis del la calidad de energía en cuanto a nivel de voltaje y armónicos el cual es realizado por los técnicos de la E.E.Quito, y en la cual se puede apreciar si se está cumpliendo con los límites establecidos por las regulaciones.

La verificación de la influencia del cliente industrial hacia el cliente residencial o comercial se la hace mediante las mediciones realizadas cada 10 minutos durante un día escogido, éste debe ser el más típico posible, para con esto tener una

curva de voltaje de cada uno de los transformadores con lo que se realiza la comparación de las variaciones de voltaje o de armónicos de cada uno durante todo el día. La verificación del nivel de voltaje se la realizó con la toma de voltajes promedio es decir el voltaje promedio de las fases en conjunto, y se escogió la medición del día Jueves 29 de mayo.

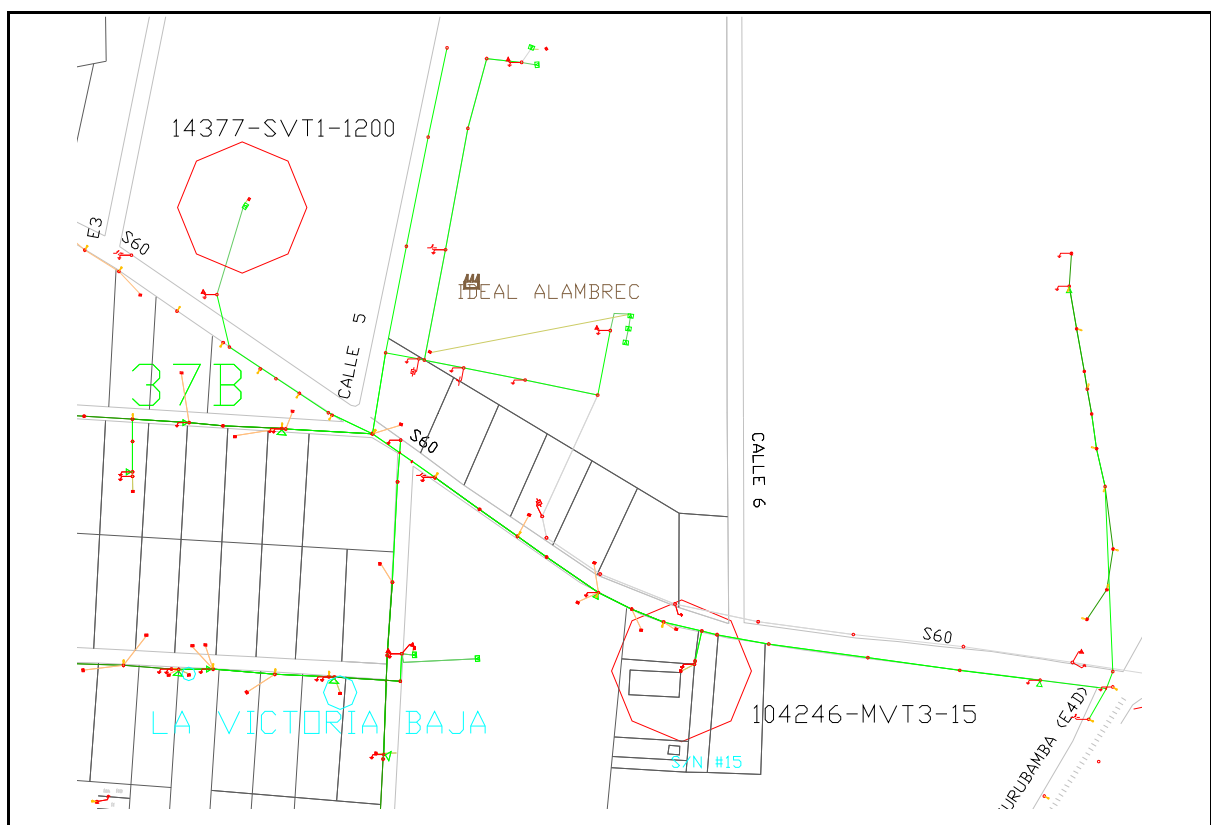
A continuación se representa la comparación de las variaciones de voltaje de cada cliente ver figura 5.18, mediante la superposición de las curvas de voltaje de cada uno de los transformadores con los datos de las mediciones registradas a un mismo intervalo de tiempo.



**Figura 5.18** Curva de las variaciones de voltaje promedio en el transformador industrial (1200kVA) y residencial (15kVA) para el Alimentador 37B

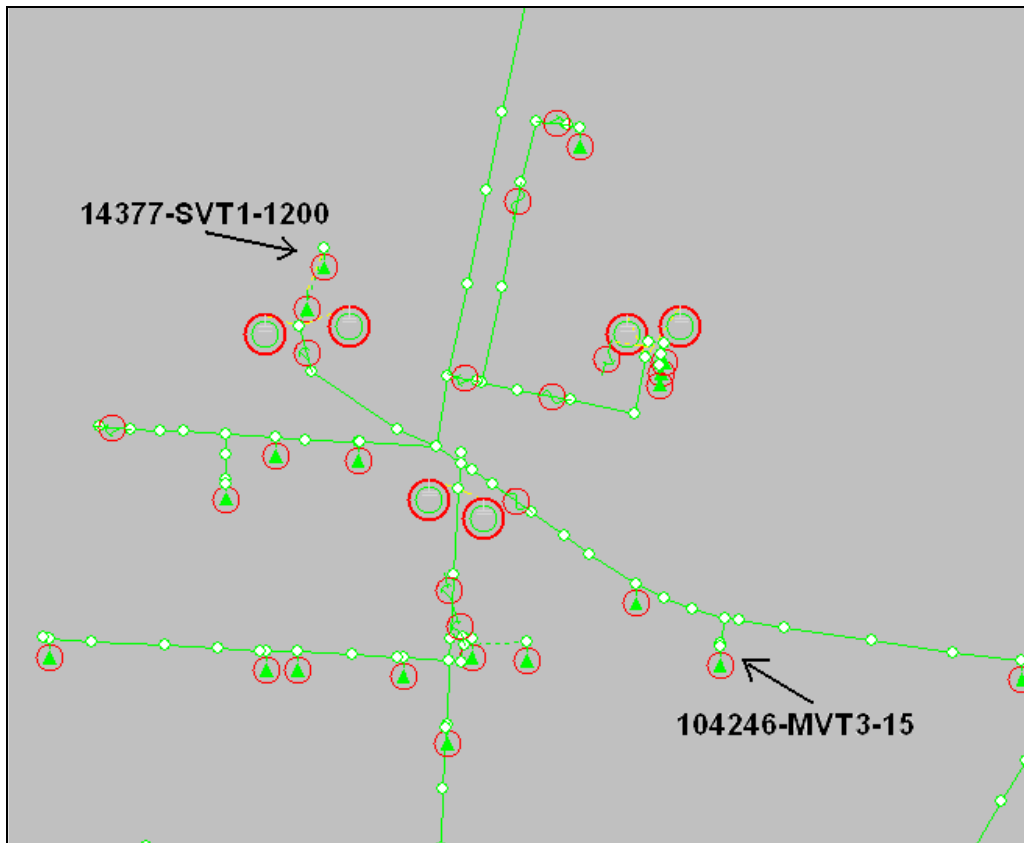
Como se puede observar en la figura 5.18 la comparación de las mediciones realizadas tanto en el transformador que alimenta al cliente industrial como al residencial nos indica que no existe una influencia hacia el cliente residencial, ya que la curva nos muestra claramente que mientras el industrial sufre variaciones de caída de voltaje, el residencial o no sufre variación o presenta variaciones contrarias.

Observando la separación que existe entre el transformador industrial y el transformador residencial a nivel de distribución se ve que están eléctricamente lejos, ver figura 5.19 y figura 5.20, ya que desde el transformador de 1200kVA hasta llegar al transformador de 15kVA existen varias bifurcaciones, lo cual hace que exista una alta impedancia entre ellos, razón por la cual la influencia del industrial hacia el residencial va a ser casi imperceptible.



**Figura 5.19** Ubicación en el GIS de las mediciones realizadas en el transformador industrial (1200kVA) y residencial (15kVA) para el Alimentador 37B





**Figura 5.20** Ubicación en el FeederAll de las mediciones realizadas en el transformador industrial (1200kVA) y residencial (15kVA) para el Alimentador 37B

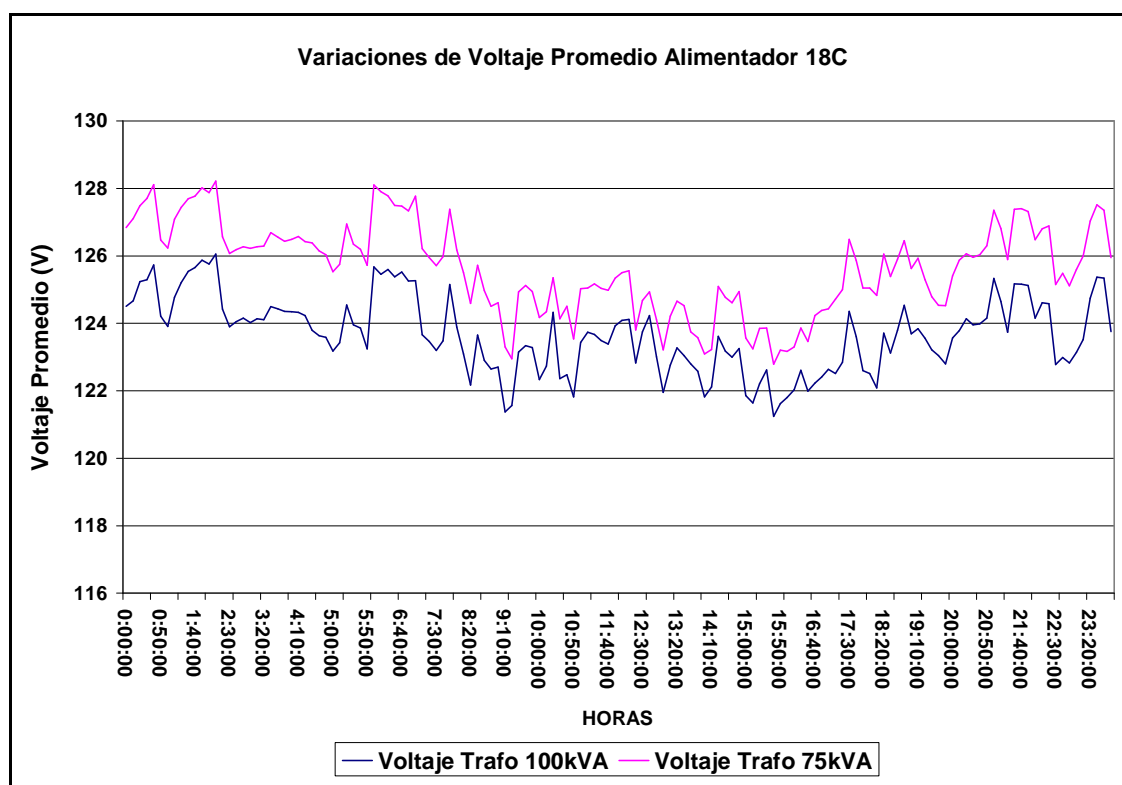
#### 5.4.2 ALIMENTADOR 18C

En este alimentador para realizar la verificación de la calidad de energía se escogió un transformador de 100kVA que alimenta a un cliente industrial ubicado en Domingo Rengifo y Antonio Basantes simultáneamente con otro transformador de 75kVA que alimenta a un cliente residencial ubicado en la misma dirección muy cerca del industrial.

En el anexo 2.2 se presenta el análisis de la calidad de energía en cuanto a nivel de voltaje y armónicos realizado por los técnicos de la E.E. Quito, en la cual se puede apreciar si se está cumpliendo con los límites establecidos por las regulaciones.

La verificación del nivel de voltaje se la realizó con la toma de voltajes promedio es decir el voltaje promedio de las fases en conjunto, y se escogió la medición del día Martes 29 de septiembre.

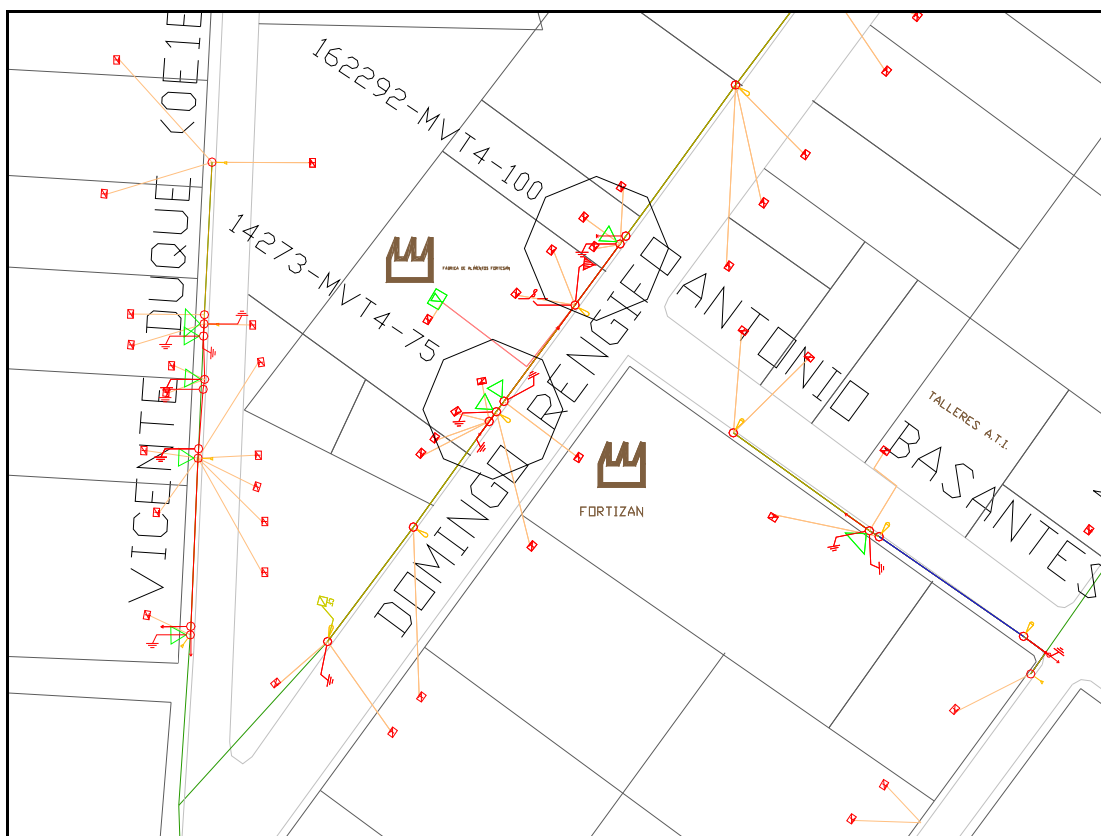
A continuación se representa la comparación de las variaciones de voltaje de cada cliente ver figura 5.21, mediante la superposición de las curvas de voltaje de cada uno de los transformadores con los datos de las mediciones registradas a un mismo intervalo de tiempo.



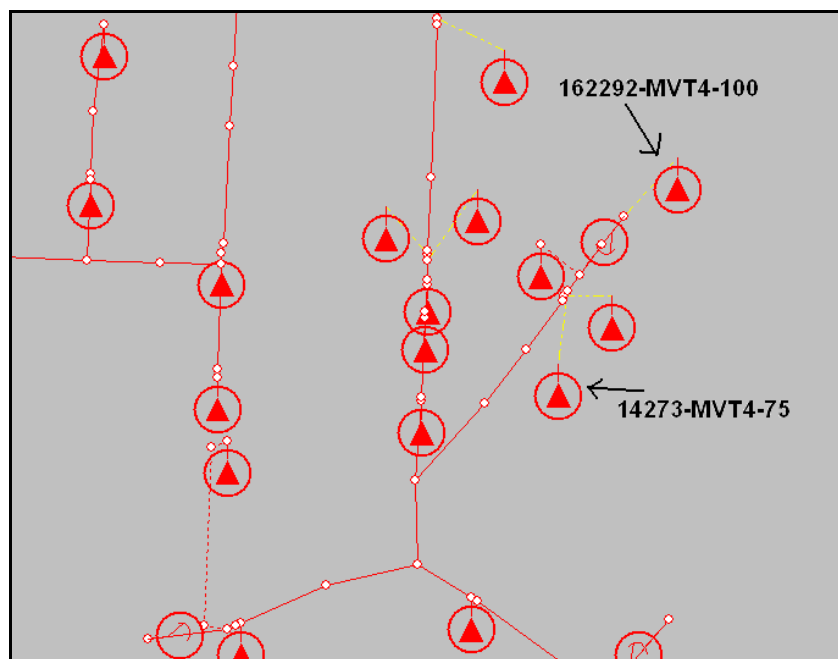
**Figura 5.21** Curva de las variaciones de voltaje promedio en el transformador industrial (100kVA) y residencial (75kVA) para el Alimentador 18C.

Como se puede observar en la figura 5.21 la comparación de las mediciones realizadas tanto en el transformador que alimenta al cliente industrial como al residencial nos indica que la curva de variación de voltaje toma una forma típica con ciertas variaciones una de la otra, y que dichas variaciones seguramente se deben a la demanda de energía de cada cliente en cuanto a las necesidades que tenga durante todo el día.

Observando la separación que existe entre el transformador industrial y el transformador residencial a nivel de distribución estos se encuentran eléctricamente cerca, ver figura 5.22 y figura 5.23, lo cual hace que exista una baja impedancia entre ellos, razón por la cual existe una influencia del uno hacia el otro, pero que dicha influencia o variación es de 2 a 4 voltios, lo que significa que está dentro de las variaciones permitidas por las normas.



**Figura 5.22** Ubicación en el GIS de las mediciones realizadas en el transformador industrial (100kVA) y residencial (75kVA) para el Alimentador 18C.



**Figura 5.23** Ubicación en el FeederAll de las mediciones realizadas en el transformador industrial (100kVA) y residencial (75kVA) para el Alimentador 18C.

Además se puede observar que los dos clientes se encuentran en un mismo ramal, y se sabe que en este ramal existe otro cliente industrial lo cual lleva a concluir que, la forma de la curva de variación de voltaje será típica para todo el ramal y estará dada por la influencia del grupo de clientes industriales que existan en dicho ramal.

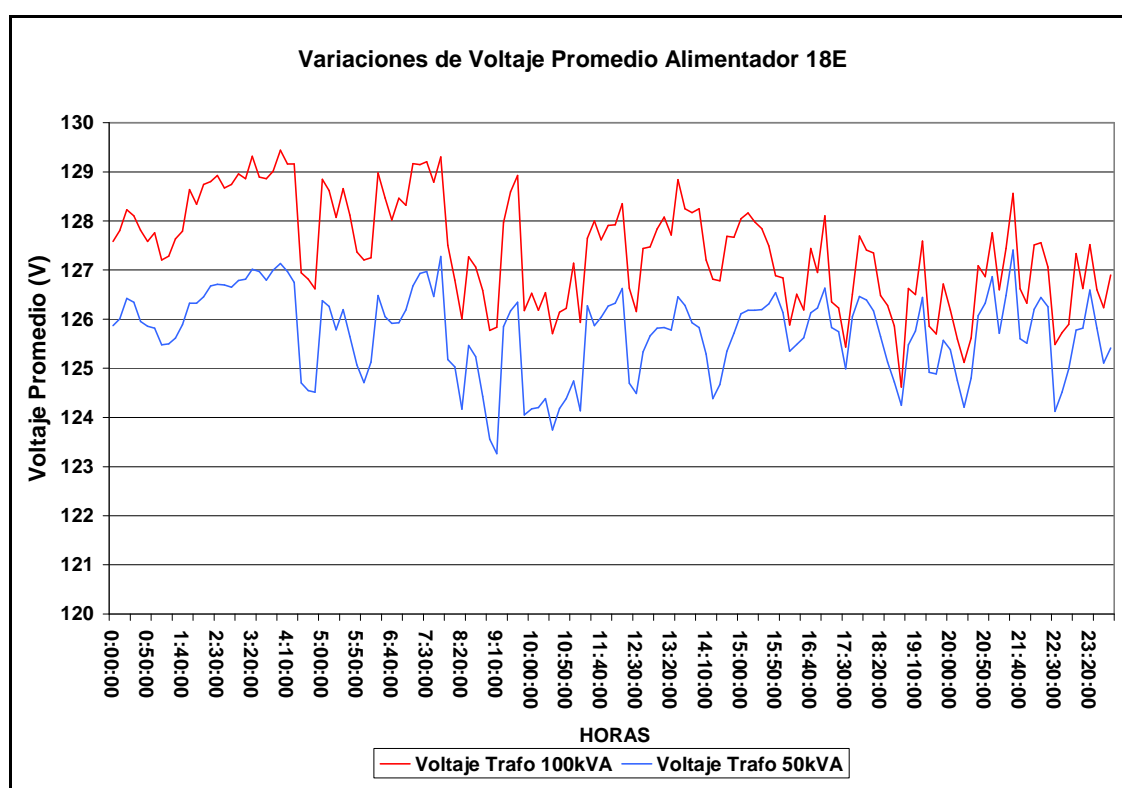
### 5.4.3 ALIMENTADOR 18E

En este alimentador para realizar la verificación de la calidad de energía se escogió un transformador de 100kVA que alimenta a un cliente industrial ubicado en AV. Eloy Alfaro y Antonio Pasantes simultáneamente con otro transformador de 50kVA que alimenta a un cliente residencial ubicado en la misma dirección muy cerca del industrial.

En el anexo 2.3 se presenta el análisis de la calidad de energía en cuanto a nivel de voltaje y armónicos el cual es realizado por los técnicos de la E.E. Quito, y en la cual se puede apreciar si se está cumpliendo con los límites establecidos por las regulaciones.

La verificación del nivel de voltaje se la realizó con la toma de voltajes promedio es decir el voltaje promedio de las fases en conjunto, y se escogió la medición del día Miércoles 17 de septiembre.

A continuación se representa la comparación de las variaciones de voltaje de cada cliente ver figura 5.24, mediante la superposición de las curvas de voltaje de cada uno de los transformadores con los datos de las mediciones registradas a un mismo intervalo de tiempo.

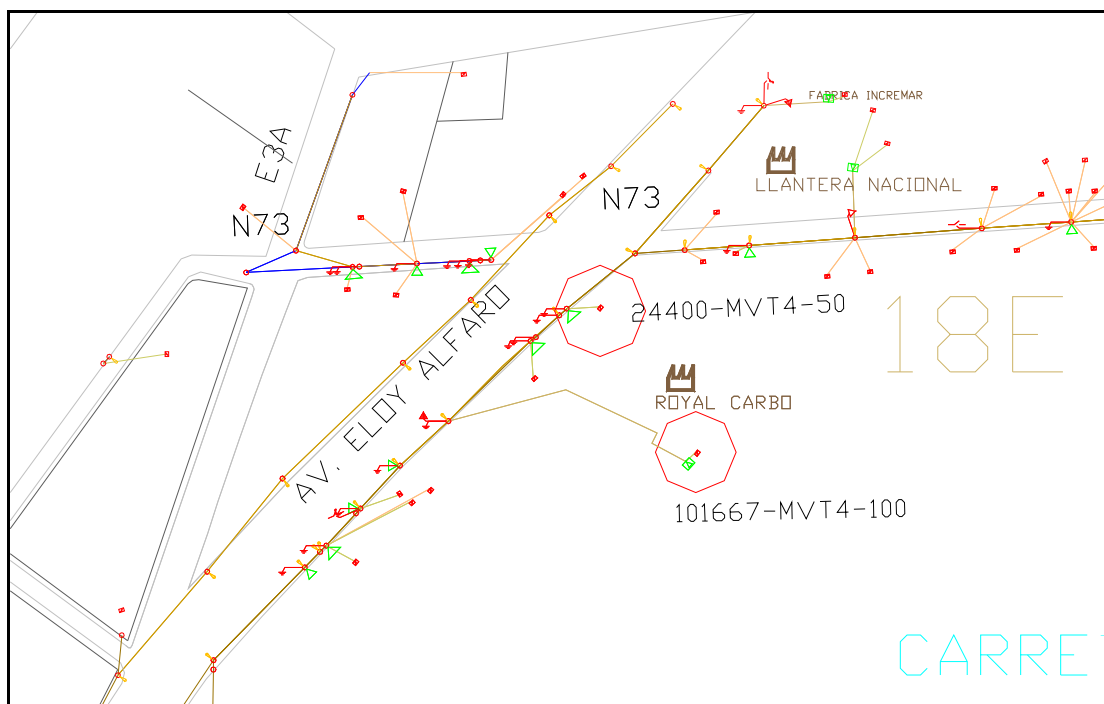


**Figura 5.24** Curva de las variaciones de voltaje promedio en el transformador industrial (100kVA) y residencial (75kVA) para el Alimentador 18E.

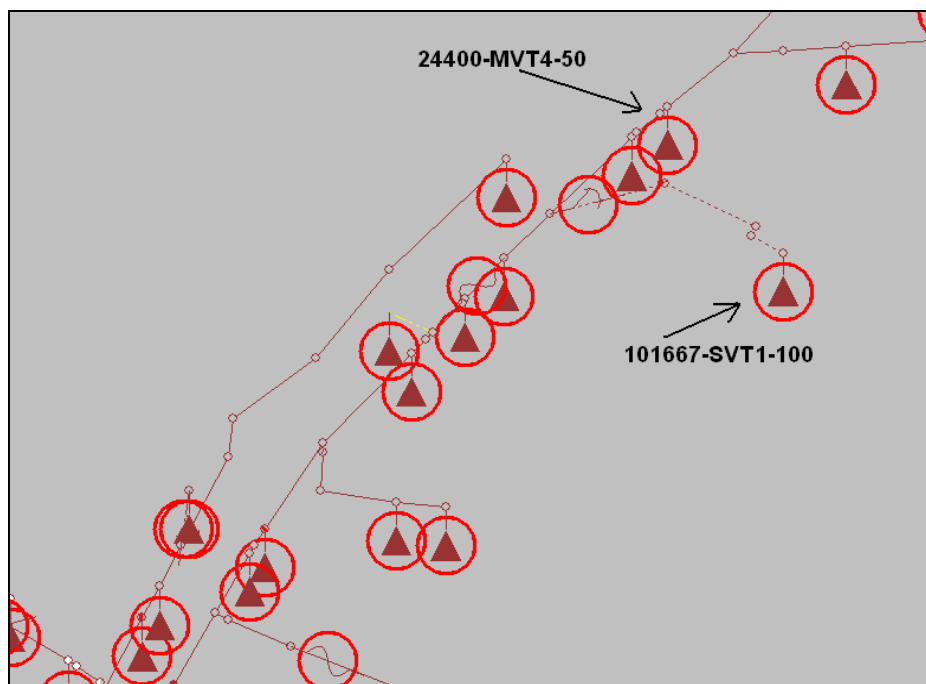
Como se puede observar en la figura 5.24 la comparación de las mediciones realizadas tanto en el transformador que alimenta al cliente industrial como al residencial nos indica resultados similares a los de las mediciones en el alimentador 18C, es decir que la curva de variación de voltaje toma una forma típica con ciertas variaciones una de la otra, y que dichas variaciones

seguramente se deben a la demanda de energía de cada cliente en cuanto a las necesidades que tenga durante todo el día.

De igual manera como se dijo anteriormente la separación que existe entre el transformador industrial y el transformador residencial a nivel de distribución es pequeña, ver figura 5.25 y figura 5.26, lo cual hace que exista una alta impedancia entre ellos, razón por la cual puede existir una influencia del cliente industrial hacia el residencial o comercial cercano, pero que dicha influencia o variación es de 2 a 4 voltios, lo que significa que está dentro de las variaciones permitidas por las normas.



**Figura 5.25** Ubicación en el GIS de las mediciones realizadas en el transformador industrial (100kVA) y residencial (50kVA) para el Alimentador 18E.



**Figura 5.26** Ubicación en el FeederAll de las mediciones realizadas en el transformador industrial (100kVA) y residencial (50kVA) para el Alimentador 18E.

Además se puede observar que los dos clientes se encuentran en un mismo ramal ubicado en la troncal principal, y se sabe que en este ramal existen otros clientes industriales lo cual lleva a concluir que la forma de la curva de variación de voltaje será típica para todo el ramal y estará dada por la influencia del grupo de clientes industriales que existan en dicho ramal.

## 5.5 DESPLIEGUE DE RESULTADOS EN SUBTRANSMISIÓN

Luego de realizar la corrección del factor de potencia del alimentador 37B de la subestación Santa Rosa y de los alimentadores 18C y 18E de la subestación Cristiana, es necesario analizar el efecto de la compensación a nivel de la subestación de distribución y de esta manera confirmar que el factor de potencia cumple con los límites establecidos en los diferentes períodos de demanda para estas subestaciones que son los puntos de entrega. La influencia que puede causar la compensación reactiva realizada puede ser significativa considerando que los alimentadores en los cuales se realizó la corrección del factor de potencia

tienen gran demanda de energía reactiva por ser industriales y además son bastante extensos.

En el capítulo tres se hizo el análisis de la situación actual del factor de potencia para estas subestaciones, aquí se pudo comprobar que la E.E. Quito paga por desvíos de reactivos alrededor de treinta mil dólares, lo que significa que se está incumpliendo con los límites del factor de potencia que establece la regulación del CONELEC 004-02.

Para el análisis se considerará las tres demandas, tomando en cada intervalo de demanda el valor pico durante todo el mes en el caso de la demanda media y punta, y el menor valor para el caso de la demanda mínima.

### 5.5.1 SUBESTACIÓN SANTA ROSA

La subestación Santa Rosa antes de la compensación reactiva tiene una potencia reactiva máxima de 5,055.45 kVAR que ocurrió el día miércoles en el horario de demanda media.

Con la compensación reactiva realizada en el alimentador 37B se hizo una compensación fija de 1,125 kVAR y un banco de 600kVAR y uno de 120kVAR variables, que hacen una compensación total de 1,845 KVAR.

Los nuevos valores estimados de potencia reactiva y de factor de potencia para los tres períodos de demanda para esta subestación son los presentados en la tabla 5.30.

Demanda	kVARs		fp	
	inicio	final	inicio	final
Punta	5,055.45	4,739.68	0.96	0.966
Media	5,444.38	4,791.22	0.883	0.9
Base	4,667.29	3,843.22	0.876	0.896

**Tabla 5.31** Potencia reactiva y factor de potencia del caso inicial y final para la subestación Santa Rosa.



Como se observa en la tabla 5.30 con la instalación de los bancos de condensadores en el alimentador 37B se logra subir el factor de potencia de manera mínima ya que se trata de un solo alimentador, pero esto es significativo económicamente hablando, analizando mensualmente y anualmente.

### 5.5.2 SUBESTACIÓN CRISTIANÍA

La subestación Cristianía antes de la compensación reactiva tiene una potencia reactiva máxima de 14,396.38 kVAR que ocurrió el día miércoles en el horario de demanda media.

Con la compensación reactiva realizada en los alimentadores 18C y 18E se hizo una compensación fija de 750 kVAR y bancos de condensadores variables de 810kVAR en el 18E y de 450kVAR en el 18C, haciendo un total de 1,260 kVAR de compensación de potencia reactiva.

Los nuevos valores estimados de potencia reactiva y de factor de potencia para los tres períodos de demanda para esta subestación son los presentados en la tabla 5.31.

Demanda	kVARs		fp	
	inicio	final	inicio	final
Punta	5,055.45	4,739.68	0.96	0.966
Media	5,444.38	4,791.22	0.883	0.9
Base	4,667.29	3,843.22	0.876	0.896

**Tabla 5.32** Potencia reactiva y factor de potencia del caso inicial y final para la subestación Cristianía.

De acuerdo a los resultados anteriores se ve que la mejora del factor de potencia en las subestaciones en las cuales se encuentran los puntos de entrega no es tan grande como si se hubiera hecho la corrección del factor de potencia en todos los alimentadores con este problema. En cuanto a los valores obtenidos anteriormente se puede decir también que éstos fueron obtenidos para un cierto día en un instante en el que se registró el valor pico en el caso de la demanda punta y media, y el menor valor para el caso de la demanda base, lo cual significa

que en los distintos días del mes especialmente en demanda punta y media habrá intervalos de tiempo en los cuales los puntos de entrega no cumplan con el factor de potencia que exige las regulaciones del CONELEC.

Según los datos proporcionados por el CONELEC nos permiten apreciar que en promedio la E.E.Quito paga por desvío de reactivos alrededor de 29,581.84 dólares, lo que significaría un pago anual de 354.97 dólares.

Para determinar la influencia que tiene la compensación realizada por los bancos de condensadores instalados en los alimentadores en estudio se realizó corridas de flujo en el programa computacional ETAP con el que cuenta la empresa en el cual se encuentra modelado todo el sistema de la Quito.

Las corridas de flujo se las realizó en dos condiciones: la primera sin compensación reactiva, y luego con la compensación reactiva en cada alimentador y de esta manera se pudo observar el impacto que causa en los puntos de entrega del SNI a la E.E.Quito.

Las figuras 5.27 y 5.28 nos permiten ver los resultados obtenidos en el programa ETAP al inicio sin compensación y luego ya implementado los bancos de condensadores.

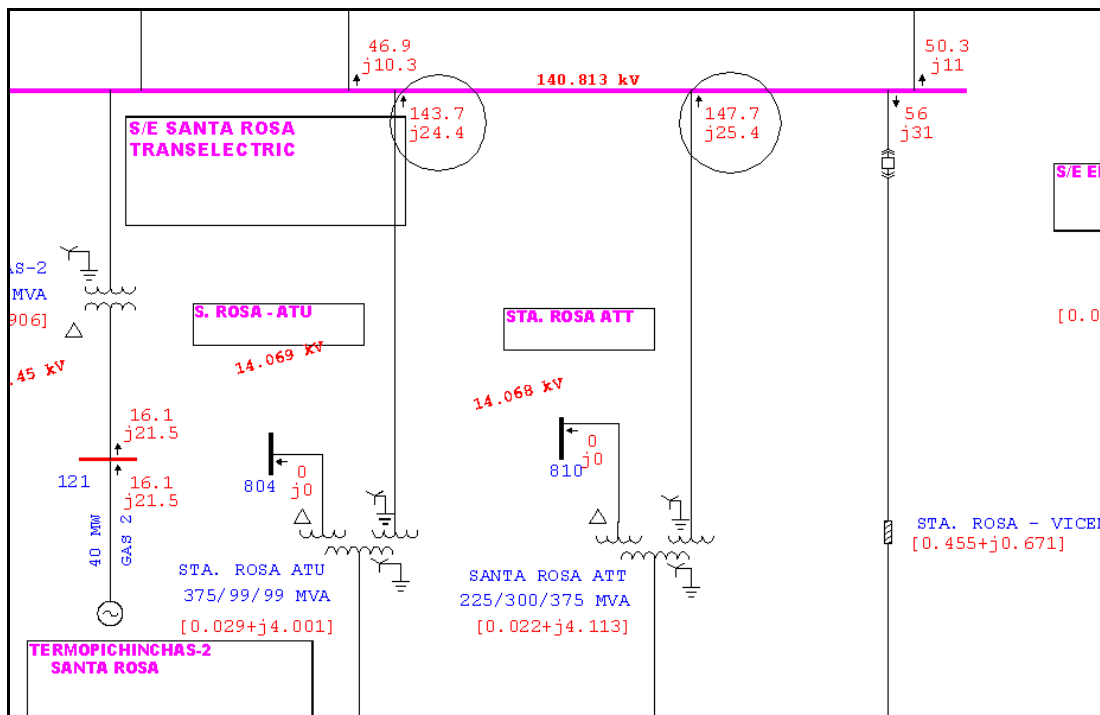


Figura 5.27 Flujo de potencia para demanda punta sin compensación punto de entrega Santa Rosa.

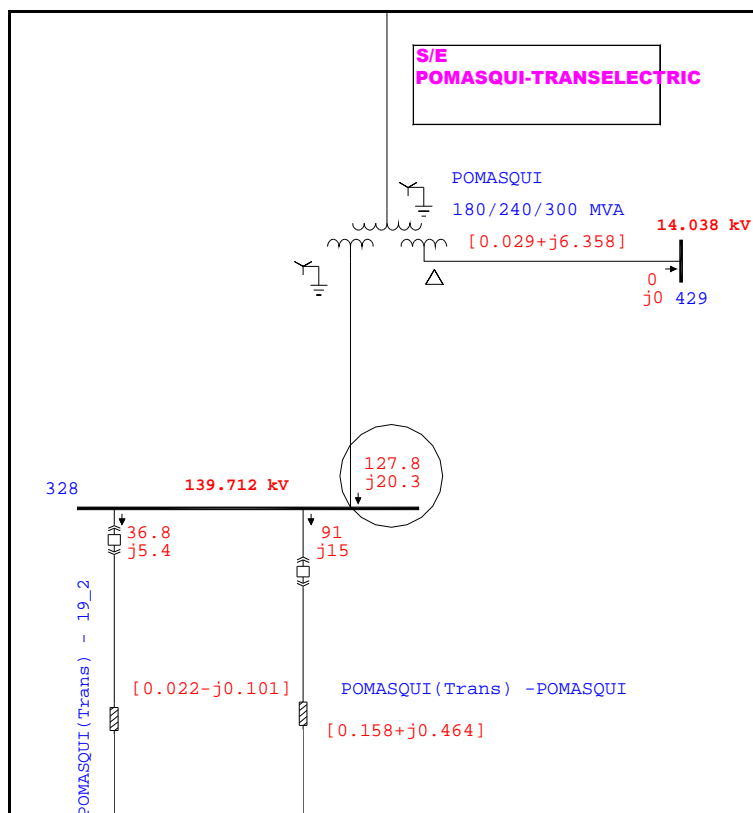


Figura 5.28 Flujo de potencia para demanda punta sin compensación punto de entrega Pomasqui.

Realizando la compensación reactiva en un alimentador perteneciente a la subestación 37 y en dos alimentadores en la subestación 18 se logra una reducción en los desvíos de reactivos, a continuación se presenta los resultados de la corrida de flujo luego de la compensación reactiva, figura 5.29 y 5.30.

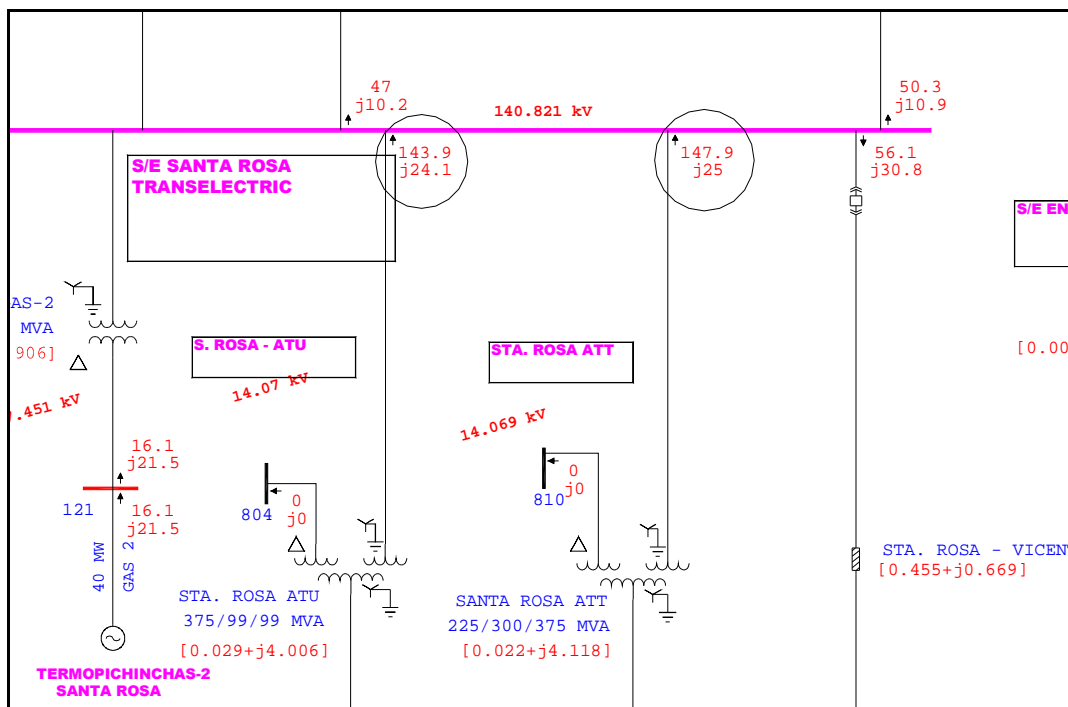
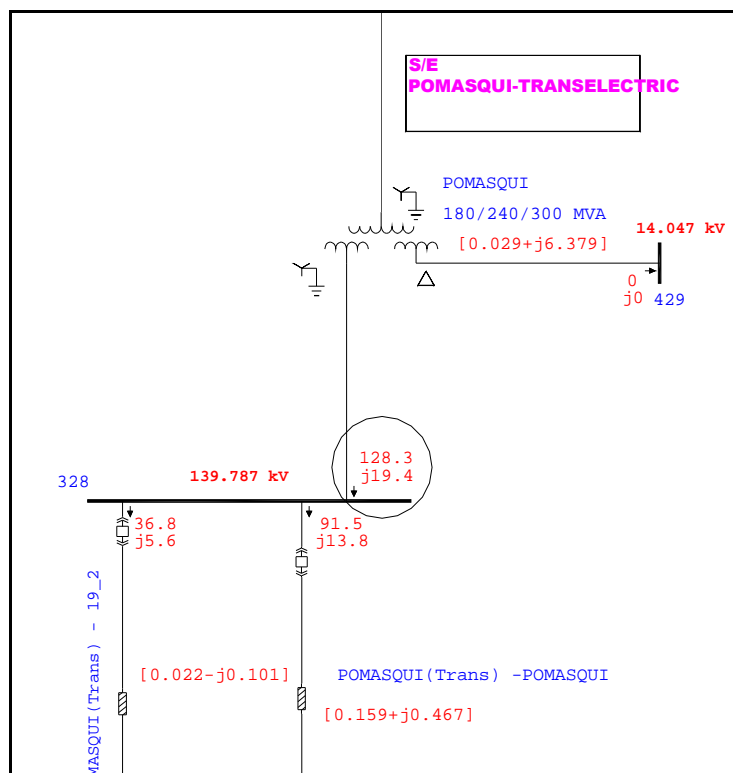


Figura 5.29 Flujo de potencia para demanda punta con compensación punto de entrega Santa Rosa.



**Figura 5.30** Flujo de potencia para demanda punta con compensación punto de entrega Pomasqui.

Luego de la corrida de flujo a demanda media y punta que son las que más conflicto tienen y son comúnmente las penalizadas, se obtienen los siguientes resultados, tabla 5.32.

Demanda	Demanda Media		Demanda Máxima	
	Pomasqui	Santa Rosa	Pomasqui	Santa Rosa
<b>S/E</b>				
<b>Reactivos Inicio (kVAR)</b>	44.4	52.5	20.3	49.8
<b>Reactivos Final (kVAR)</b>	44.1	51.1	19.4	49.1
<b>Reducción Desvío de Reactivos (kVAR)</b>	0.3	1.4	0.9	0.7

**Tabla 5.33** Reactivos en los puntos de entrega antes y después de la compensación.

En la anterior tabla se puede observar que la reducción de reactivos en los puntos de entrega son en total 1.7 kVAR en demanda media y 1.6 KVAR en demanda punta, con lo cual se puede estimar un valor promedio referencial de reducción mensual de desvío de reactivos y de esta manera poder determinar el valor monetario de la misma.

## **CAPÍTULO 6**

### **EVALUACIÓN ECONÓMICA**

#### **6.1 ANÁLISIS DEL BENEFICIO -COSTO DE LA INSTALACIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES.**

Para la evaluación de la rentabilidad, se utilizará el método Beneficio/Costo, para ello es necesario identificar de forma muy precisa cuáles son los costos y cuáles los beneficios y compararlos a lo largo de la vida útil del proyecto. Lógicamente, el proyecto se realizará sólo si los beneficios son mayores que los costos.

##### **6.1.1 MÉTODO BENEFICIO/COSTO**

Para la evaluación de la rentabilidad, se utilizará el método Beneficio/Costo, para ello es necesario identificar de forma muy precisa cuáles son los costos y cuáles los beneficios y compararlos a lo largo de la vida útil del proyecto. Lógicamente, el proyecto se realizará sólo si los beneficios son mayores que los costos.

Es importante aclarar ciertos conceptos que permitan entender de mejor manera cómo funciona este método:

###### **6.1.1.1 Valor futuro del dinero**

Es el valor futuro que alcanzará un capital (P), a una tasa de interés compuesto anual (i), durante un periodo (n) de años, esto se expresa en la siguiente ecuación:

$$F = P (1 + i)^n \quad (6.1)$$

Donde:

F = valor futuro

$P$  = valor presente

$i$  = tasa de interés

$n$  = número de años

$F = P (F/P, i, n)$

$(F/P, i, n)$  = factor de capitalización por pago único para la tasa  $i$  y  $n$  años.

### 6.1.1.2 Valor Presente del dinero

Es el valor actual de un monto de dinero futuro ( $F$ ); es decir, es el monto que se debe colocar hoy a una tasa de interés ( $i$ ) durante ( $n$ ) años para obtener luego de ese tiempo el monto  $F$ . Se expresa en la siguiente fórmula:

$$P = \frac{F}{(1+i)^n} \quad (6.2)$$

$P = F.(P/F, i, n)$

Donde:

$(P/F, i, n)$  = factor de actualización por pago único.

El valor del factor de actualización se puede obtener de tablas financieras elaboradas para diversas tasas de interés y periodos de tiempo.

### 6.1.1.3 Valor presente de una serie de amortizaciones iguales

Es el valor actual ( $P$ ) equivalente a una serie de  $n$  pagos periódicos e iguales ( $A$ ), a una tasa de interés  $i$ .

Se expresa por:

$$P = \frac{A \cdot (1+i)^n}{(1+i)} \quad (6.3)$$

$P=A(P/A,i,n)$

Donde:

$(P/A, i, n)$  = factor de amortización

El factor de amortización se puede obtener de tablas financieras para diversas tasas de interés y periodos de tiempo.

Debido a que los costos y beneficios ocurren en años distintos es necesario, para poder compararlos, actualizarlos a una misma tasa de interés y a un año que normalmente es el primero.

#### **6.1.1.4 Regla de decisión para la relación Beneficio-Costo (B/C)**

Se la entiende como el cociente de la suma total de los beneficios actualizados sobre la suma total de los costos o egresos actualizados a una misma tasa de descuento  $i$ . Si esta relación es mayor que uno, significará que los beneficios son mayores que los costos, mientras que si es menor que la unidad, los costos serán mayores que los beneficios.

La regla sencilla que se debe seguir para saber si un proyecto de inversión es rentable o no, se muestra a continuación:

- .  $B/C > 1$  implica que los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es aconsejable.
- .  $B/C = 1$  implica que los ingresos son iguales que los egresos, entonces el proyecto es indiferente.



.  $B/C < 1$  implica que los ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es aconsejable.

### **6.1.2 MÉTODO DEL VALOR ACTUAL NETO (VAN)**

Este método es muy utilizado debido a dos grandes razones, la primera es la facilidad de su aplicación y la segunda es que los ingresos y los egresos deben transformarse a valor presente, logrando de ésta manera distinguirse fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos; por lo que, si el VAN es mayor que cero significará que existe una ganancia, con base en una cierta tasa de interés y por el contrario cuando el VAN es menor que cero, ello implicará que hay una pérdida. Cuando el VAN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente.

Por lo tanto el VAN es la diferencia entre la suma total de los beneficios actualizados, y la suma total de los costos actualizados, a una misma tasa de descuento y la regla indica que si el valor actual del flujo de beneficios es positivo, éste será rentable para quien este realizando el proyecto.

### **6.1.3 MÉTODO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)**

Este método consiste en encontrar una tasa de interés en la cual se cumplen con las condiciones buscadas el momento de iniciar o aceptar un proyecto de inversión.

Es la tasa de descuento con la cual la suma de todos los beneficios, sean igual a la suma de todos los costos, actualizados a esa tasa de descuento, si los costos son iguales a los beneficios, el proyecto sólo cubrirá sus costos y no existirá utilidad (en este caso  $VAN = 0$  Y  $BIC = 1$ ); por lo que se deduce, que el proyecto será rentable, en el caso en que la tasa de descuento ó interés sea menor que la tasa interna de retorno.

El cálculo de la TIR se lo puede realizar de manera iterativa o con la ayuda de una hoja electrónica.

#### **6.1.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

El análisis de sensibilidad indica las variables que más afectan en el resultado económico de un proyecto y las que tienen poca incidencia en el resultado final del mismo.

Es recomendable realizar el análisis de sensibilidad en variables en las que no se tenga un valor completamente definido.

## **6.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO DE INSTALACIÓN DE BANCO DE CONDENSADORES**

De acuerdo a los resultados obtenidos, los mejores beneficios técnicos se obtiene al instalar los bancos de condensadores a lo largo del alimentador primario en media tensión, por esta razón se realizará la evaluación económica para este caso.

### **6.2.1 RESTRICCIONES DE COMPENSACIÓN**

La potencia reactiva capacitiva debe ajustarse a las capacidades comerciales de los condensadores, pues la fabricación de condensadores con capacidades específicas conllevaría a un alto costo para la adquisición del equipo y la dificultad de conseguir repuestos de manera inmediata. Por esta razón las capacidades comerciales de los bancos de condensadores que se puedan adquirir en el medio es la principal restricción que se va a tener para la ejecución del proyecto.

Además de contar con la capacidad comercial del banco de condensadores, este debe cumplir ciertas características técnicas para una operación confiable y que preste seguridad al resto de equipos eléctricos así como al medio ambiente y a las personas.

La compensación se la realizará a través de bancos de condensadores trifásicos formados por unidades monofásicas de dos bushing conectadas en estrella con neutro flotante y protegidas con fusibles externos. Este esquema de conexión se lo adopta para evitar que la corriente que circularía por el neutro ante la falla de una unidad del banco provoque la activación de la protección de falla a tierra instalada en la subestación y corte la energía a todo el alimentador.

En el anexo 3 se muestra las especificaciones técnicas con las que se puede adquirir un banco de condensadores fijo y también constan las especificaciones de los accesorios para convertirlo en un banco variable.

El costo de adquisición proviene del valor de mercado de los bancos de condensadores para las diferentes capacidades y diferenciados para condensadores fijos y variables. Para estos costos de adquisición de los condensadores se obtuvo una cotización de la empresa argentina Leyden, con las capacidades comerciales disponibles en su empresa, en el anexo 4, se presenta dicha propuesta económica.

Para el estudio económico en el costo por instalación intervienen los gastos por mano de obra y material adicional para la conexión del banco, además de otros rubros como operación y retiro del equipo. El costo por operación y mantenimiento se considerará en un 6% del valor del banco de condensadores. En cuanto al costo de retiro del equipo intervienen los costos por mano de obra y de los materiales necesarios para retirar el banco de condensadores.

Se analizará un flujo de caja para un equipo cuya vida útil es de 15 años, considerando un desembolso en el año 5 por reposición de una unidad del banco de condensadores. Este valor representa un seguro a los daños que podrían darse en una unidad del banco en los primeros años de funcionamiento. Para los costos de reposición de una unidad se considera el valor de adquisición de una unidad más los gastos de instalación del banco.

En cuanto a los costos de montaje del banco a continuación se presenta los diferentes rubros proporcionados por la Dirección de Distribución de la E.E. Quito, ver la tabla 6.1.

Grua	30
Canastilla Grande	29.51
Ingeniero	800
Grupo de operaciones	90
<b>TOTAL</b>	<b>949.51</b>

**Tabla 6.1** Costo de utilización de equipo y mano de obra para montaje de banco de condensadores.

## 6.2.2 PARÁMETROS DE COMPARACIÓN

Los gastos que intervienen en la incorporación de equipos de compensación de potencia reactiva deben ser comparados con el dinero que se ahorraría por los beneficios de una mejora en el valor del factor de potencia, como son la reducción de las pérdidas de potencia y energía, y el dejar de pagar multas por el desvío de reactivos.

La reducción de pérdidas de energía se considerará constante durante 15 años que es el período de análisis.

Haciendo referencia a los costos por desvíos de reactivos, estos son los costos fijos y los costos variables, estos últimos son los que siempre se encuentran presentes en cada mes. El valor por desvío de reactivos para cada kVARh es en promedio de 0.025 dólares, valor que se tomó para nuestro análisis luego de analizar los datos proporcionados por el Departamento de Dirección de Supervisión y Control del CONELEC.

Luego de la corrida de flujo en el programa Etap para demanda media y punta que son las que más conflicto tienen y son comúnmente las penalizadas, se obtienen los siguientes resultados, tabla 6.2.

Demanda	Demanda Media		Demanda Máxima	
	Pomasqui	Santa Rosa	Pomasqui	Santa Rosa
S/E				
Reactivos Inicio (kVAR)	44.4	52.5	20.3	49.8
Reactivos Final (kVAR)	44.1	51.1	19.4	49.1
Reducción Desvío de Reactivos (kVAR)	0.3	1.4	0.9	0.7

**Tabla 6.2** Reactivos en los puntos de entrega antes y después de la compensación.

En la anterior tabla se puede observar que la reducción de reactivos en los puntos de entrega son en total 1.7 kVAR en demanda media y 1.6 KVAR en demanda punta, con lo cual se puede estimar un valor promedio referencial de reducción mensual de desvío de reactivos y de esta manera poder determinar el valor monetario de la misma.

Según los datos proporcionados por el Departamento de Despacho de Carga de la E.E. Quito.S.A, se sabe que el punto de entrega en la subestación Santa Rosa éste incumple con los límites del factor de potencia en demanda media en ciertos días de cada mes, ya que la mayor parte del tiempo esta sobre 0.96; lo que no sucede con el punto de entrega ubicado en la subestación Pomasqui, que para demanda media y punta incumple con los límites del factor de potencia la mayor parte de los días del mes.

Para el punto de entrega ubicado en la subestación Santa Rosa, ya que este incumple con los límites del factor de potencia en intervalos de tiempo pequeños en la mayoría de meses del año, se tomará un valor referencial del 10% del total de su influencia en la reducción en los desvíos de reactivos, en base a la simulación del sistema de la E.E. Quito realizado en el programa Etap, con esto se asegura que en el caso que haya desvío el valor monetario que dejará de ser pagado por la distribuidora anualmente se suma a los beneficios obtenidos por la realización de este proyecto.

Para encontrar la energía no suministrada se estudia el caso extremo en el cual deba de salir de servicio todo el alimentador primario para la instalación del banco

de condensadores. Para el costo de suspensión del servicio eléctrico no existe una tarifa definida por el CONELEC por lo que se considera un precio por la energía no suministrada de 1,00 \$/kWh y el tiempo que durará será máximo de 3 horas, estos valores son tomados de acuerdo a trabajos anteriores realizados por la E.E.Quito.

Además se considera que la instalación o retiro se la realizará en el horario de 9:00 a 12:00 horas para un día laborable. Para cada alimentador se encontrará la energía no suministrada de las mediciones efectuadas en el horario indicado.

Se toma como ejemplo el caso del alimentador 18C, que según el registro de mediciones realizadas por el equipo cada 15 minutos en el horario de 9:00 a 12:00 horas se toma un valor promedio de 7581.05 kW, este valor se multiplica por 0.25 (equivalente a 15 minutos de una hora) y por 3 horas, de esta manera se obtiene el consumo del alimentador en 3 horas dado en kWh. Su valor es de 5,685.78 kWh. En la tabla 6.3, se muestra los costos por energía no suministrada.

<b>Alimentador</b>	<b>18C</b>	<b>18E</b>	<b>37B</b>
<b>Energía no suministrada (kWh)</b>	5,685.78	3,581.45	2,485.76
<b>Energía no suministrada (\$)</b>	5,685.78	3,581.45	2,485.76

**Tabla 6.3** Costo por la suspensión de servicio para los alimentadores de las S/E Santa Rosa y Cristiana.

De acuerdo a la cotización presentada por la empresa Leyden, y a todos los parámetros económicos y técnicos mencionados en este proyecto se presenta a continuación la evaluación económica en base a la relación Beneficio-costos para cada alimentador en el que se instaló los bancos de condensadores, ver tabla 6.4.

A/P	Nodo (ID)	Banco (kVAR)		$\Delta P$ (kW)	$\Delta E$ (kWh/año)	Beneficio-Costo
		Fijo	Variable			
18E	759889	–	360	2.30	7,324.89	2.72
	760631	–	150			
	760398	–	300			
18C	863748	750	450	10.37	42,781.64	5.89
37B	23949339	1050	600	7.1	28,936.07	2.41
	13085349	75	–			

**Tabla 6.4** Relación Beneficio-Costo para instalación de bancos de condensadores.

### 6.2.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Se va a observar el impacto que existe en la relación beneficio-costo debido a la variación de las variables que intervienen en el cálculo de dicha relación. Las variables seleccionadas para el análisis son la variación en las pérdidas de energía, los pagos por desvíos de reactivos y el costo debido a la instalación de los condensadores, en tabla 6.5, se presentan estas variables.

Alimentador	Unidad	18C	18E	37B
Condensadores fijos	kVAR	750	0	1125
Condensadores variables	kVAR	450	810	600
Costo condensadores fijos	\$	3,700	0.00	6,690
Costo condensadores variables	\$	12800	26090	9,350
Variación energía perdida	kWh/año	42,781.64	7,324.89	28,936.07
Reducción energía perdida	\$/año	2,727.76	467.04	1,844.97
Pagos por desvíos de reactivos	\$/año	27,188.06	18,351.94	9702
Energía no suministrada	kWh	5,685.78	3,581.45	2,485.76
Costo energía no suministrada	\$	5,685.78	3,581.45	2,485.76
B/C	–	5.89	2.72	2.41

**Tabla 6.5** Factores para el cálculo de la relación Beneficio-Costo de los A/P 18C, 18E y 37B

La sensibilidad se analizará en las variables mencionadas para tres escenarios, bajo riesgo, mediano riesgo, y alto riesgo. Estos escenarios se presentan mediante los porcentajes 10%, 25% y 50% respectivamente, que serán en disminución para los beneficios y en aumento para los costos de inversión.

### 6.2.3.1 Variación en la Reducción de Pérdidas

Debido a que la reducción de pérdidas de potencia al instalar los condensadores fue estimado mediante simulaciones, este valor es susceptible de cambios y en especial la disminución en esta cantidad provocaría una situación de riesgo.

a) Disminución del 10% en la reducción de pérdidas.

Alimentador	Unidad	18C	18E	37B
Beneficio de Reducción pérdidas	\$/año	2,454.98	420.33	1,660.47
Beneficio-Costo	–	5.84	2.72	2.38

**Tabla 6.6** Sensibilidad a la disminución del 10% en la reducción de pérdidas.

b) Disminución del 25% en la reducción de pérdidas.

Alimentador	Unidad	18C	18E	37B
Beneficio de Reducción pérdidas	\$/año	2,045.82	350.28	1,383.72
Beneficio-Costo	–	5.76	2.72	2.32

**Tabla 6.7** Sensibilidad a la disminución del 25% en la reducción de pérdidas.

c) Disminución del 50% en la reducción de pérdidas.

Alimentador	Unidad	18C	18E	37B
Beneficio de Reducción pérdidas	\$/año	1,363.88	233.52	922.48
Beneficio-Costo	–	5.62	2.69	2.22

**Tabla 6.8** Sensibilidad a la disminución del 50% en la reducción de pérdidas.



Según los datos anteriores para todos los casos de riesgo, la relación beneficio-costo sigue siendo mayor a uno, por lo que el proyecto sigue siendo beneficioso.

### 6.2.3.2 Variación en los Pagos por Desvíos de Reactivos

Los valores cancelados por concepto de desvíos de reactivos varían de mes a mes por lo que el valor del pago promedio utilizado para este estudio puede verse afectado. De tal manera que se hará el análisis para una posible reducción en los beneficios que se obtendrían al dejar de pagar estas multas.

a) Disminución del 10% en los beneficios por dejar de pagar desvíos de reactivos.

Alimentador	Unidad	18C	18E	37B
Beneficio de no pago por desvíos de reactivos	\$/año	24,469.25	16,516.75	8,732
Beneficio-Costo	–	5.35	2.46	2.21

**Tabla 6.9** Sensibilidad a la disminución del 10% en los beneficios por dejar de pagar desvíos de reactivos.

b) Disminución del 25% en los beneficios por dejar de pagar desvíos de reactivos.

Alimentador	Unidad	18C	18E	37B
Beneficio de no pago por desvíos de reactivos	\$/año	20,391.05	13,763.96	7,277
Beneficio-Costo	–	4.55	2.06	1.91

**Tabla 6.10** Sensibilidad a la disminución del 25% en los beneficios por dejar de pagar desvíos de reactivos.

c) Disminución del 50% en los beneficios por dejar de pagar desvíos de reactivos.

Alimentador	Unidad	18C	18E	37B
Beneficio de no pago por desvíos de reactivos	\$/año	13,594.03	9,175.97	4,851
Beneficio-Costo	–	3.21	1.39	1.40

**Tabla 6.11** Sensibilidad a la disminución del 50% en los beneficios por dejar de pagar desvíos de reactivos.

De acuerdo a lo anterior para todos los casos de riesgo, la relación beneficio-costo sigue siendo mayor a uno, por lo que el proyecto sigue siendo beneficioso.

### 6.2.3.3 Variación en los costos de los condensadores

Los bancos de condensadores no son fabricados en el país en nuestro caso se obtuvo una cotización de la empresa argentina Leyden, por esto el costo de éstos depende de variables económicas del mercado internacional que pueden cambiar modificando este valor. Para el análisis se considera un incremento en el costo total debido a la adquisición, instalación, operación, mantenimiento y cambio de una unidad del banco.

a) Incremento del 10% en el costo de los condensadores.

<b>Alimentador</b>	<b>Unidad</b>	<b>18C</b>	<b>18E</b>	<b>37B</b>
Costo de condensadores	\$/año	14,080	26,980	1,8493
Beneficio-Costo	–	5.51	2.66	2.20

**Tabla 6.12** Sensibilidad al incremento del 10% en los costos de los condensadores.

b) Incremento del 25% en el costo de los condensadores.

<b>Alimentador</b>	<b>Unidad</b>	<b>18C</b>	<b>18E</b>	<b>37B</b>
Costo de condensadores	\$/año	16,000	28,315	22,172.5
Beneficio-Costo	–	5.02	2.56	1.94

**Tabla 6.13** Sensibilidad al incremento del 20% en los costos de los condensadores.

c) Incremento del 50% en el costo de los condensadores.

<b>Alimentador</b>	<b>Unidad</b>	<b>18C</b>	<b>18E</b>	<b>37B</b>
Costo de condensadores	\$/año	19,200	30,540	28,305
Beneficio-Costo	–	4.38	2.42	1.62

**Tabla 6.14** Sensibilidad al incremento del 50% en los costos de los condensadores.

Según los datos anteriores para todos los casos de riesgo, la relación beneficio-costo sigue siendo mayor a uno, por lo que el proyecto sigue siendo beneficioso.

#### 6.2.3.4 Sensibilidad en la Relación Beneficio-Costo Total

Finalmente se calcula la relación beneficio-costo total del proyecto para analizar las sensibilidades que afectan a esta relación.

<b>Factores</b>	<b>Unidad</b>	<b>Total</b>
Costo total condensadores fijos	\$	10,390.00
Costo total condensadores variables	\$	44,540.00
Beneficio total de la reducción de energía perdida	\$/año	7,606.80
Reducción en los pagos por desvíos de reactivos	\$/año	55,242.00
Costo total de la energía no suministrada	\$	11752.99
<b>Beneficio-Costo Total</b>	—	<b>3.63</b>

**Tabla 6.15** Cálculo de la relación beneficio-costo total del proyecto.

De acuerdo a la tabla anterior el proyecto de corrección del factor de potencia mediante la utilización de bancos de condensadores a lo largo de los alimentadores primarios es rentable pues tiene una relación beneficio-costo mayor a uno.

## CAPÍTULO 7

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 7.1 CONCLUSIONES

- Con la instalación de los bancos de condensadores a lo largo del alimentador se logra mejorar el factor de potencia y reducir las pérdidas de potencia y energía aguas arriba del punto de instalación ya que la corriente en la troncal principal disminuye.
- Se logró mejorar el factor de potencia hasta 0.95 en cada uno de los alimentadores, debido a que con una compensación mayor se sobre compensaban ciertos tramos de la red.
- Al instalar los bancos de condensadores sólo en los alimentadores industriales de las subestaciones en estudio, los desvíos de reactivos se redujeron pero no tan significativamente como lo hubiera sido al instalar en todos los alimentadores con bajo factor de potencia de la empresa distribuidora.
- En cuanto a los valores obtenidos de la mejora del factor de potencia en los puntos de entrega se puede decir también que estos se obtuvieron para un cierto día en un instante en el que se registró el valor pico en el caso de la demanda punta y media, y el menor valor para el caso de la demanda base, lo cual significa que en los distintos días del mes especialmente en demanda punta y media habrá intervalos de tiempo en los cuales los puntos de entrega no cumplan con el factor de potencia que exige las regulaciones del CONELEC, razón por la cual se tiene registros de pagos por desvíos de reactivos todos los meses siendo este pago mayor en los meses de mayor consumo de energía.

- Pese a que la reducción de los desvíos de reactivos es mínima, económicamente es el factor que más beneficios trae para que el proyecto de compensación reactiva mediante instalación de condensadores sea factible.
- Los clientes industriales que tienen problemas de bajo factor de potencia son aquellos de media a pequeña demanda de energía, ya que los grandes industriales ya han realizado la instalación de condensadores dentro de su industria en baja tensión para de esta manera evitar pagar grandes penalizaciones.
- Los clientes finales no se ven influenciados mayormente por la compensación reactiva a lo largo de los alimentadores, ya que sólo se logra mejorar el factor de potencia y reducir las pérdidas en el alimentador, pero las penalizaciones las tienen que seguir pagando los clientes industriales que tenían problemas de bajo factor de potencia . Se dejaría de pagar las penalizaciones a la distribuidora en el caso de que se instale los bancos de condensadores dentro de cada industria.
- Al realizar la simulación de la compensación reactiva dentro de cada industria se llegó a determinar que las penalizaciones por bajo factor de potencia las dejaría de pagar el cliente, pero a nivel de media tensión no se obtienen mejoras significativas tanto en reducción de pérdidas como en niveles de voltaje.
- Dentro de la calidad de energía a nivel de cliente final, la influencia del cliente industrial hacia los clientes de tipo residenciales o comerciales cercanos se hace presente pero de manera mínima. Para clientes ubicados en un mismo ramal la curva de voltaje toma una misma forma la cual está dada de acuerdo a los clientes industriales localizados en dicho ramal, esto se debe a que la distancia eléctrica entre los clientes es pequeña es decir existe una alta impedancia entre ellos.
- En el caso en que el cliente industrial se halle en un ramal derivado del cliente residencial o comercial la impedancia entre estos será alta, lo que conlleva a que la influencia entre ellos sea mínima casi imperceptible.

- En el alimentador 27C se tiene que los niveles de voltaje como de factor de potencia están dentro de los límites permitidos.
- El análisis que realiza el FeederAll para el cálculo de las pérdidas de potencia se considera aceptable ya que son calculadas por los métodos de Newton Raphson y Gauss Seidel mediante iteraciones sucesivas, pero para el cálculo de las pérdidas de energía éste software considera un solo factor de pérdidas para todos los alimentadores que analiza, lo que indica que no toma en cuenta la diferente curva de carga que posee cada alimentador ni el diferente factor de pérdidas.

## **7.2 RECOMENDACIONES**

- Se recomienda la instalación de condensadores en cada cliente industrial en baja tensión, de esta manera sus instalaciones eléctricas funcionarán de mejor manera y se evitarán pagar a la distribuidora la penalización por bajo factor de potencia.
- De acuerdo al presente estudio la compensación reactiva que mayores beneficios le trae a la red es la que se realiza en media tensión, por lo cual se recomienda este tipo de compensación que combinado con una concienciación a los clientes que incumplen con los límites del factor de potencia para que instalen condensadores dentro de su industria, se lograría un funcionamiento óptimo de la red de distribución.
- Para obtener una reducción mayor en el pago por desvíos de reactivos por parte de la distribuidora se debe realizar un estudio de reducción de pérdidas a todos los alimentadores de la empresa que se encuentren con bajo factor de potencia.
- Para eliminar cualquier influencia negativa por parte de un cliente industrial de mediano o gran consumo hacia clientes residenciales o comerciales, se recomienda al personal de la E.E.Quito encargado de los estudios de optimización de redes de distribución, que para expansiones futuras los clientes

residenciales y comerciales sean abastecidos de energía del alimentador más cercano que tenga características similares a estos clientes o en ramales del mismo alimentador que no esté afectado por dicha influencia.

- Para el cálculo de pérdidas de energía se recomienda considerar el factor de pérdidas de cada alimentador, el mismo que corresponde a su curva de carga y no tomar los resultados que ofrece el FeederAll debido a que éste adopta un factor de pérdidas común para todos, sin considerar su característica de demanda.

## BIBLIOGRAFÍA:

- [1] Enciclopedia Autodidáctica "OCÉANO" (Física – Energía – Electricidad), Editorial OCÉANO, Milanesat, Barcelona (España),1994.
- [2] Soria Emilio, Teoría de Circuitos, Universidad de Valencia España, Mc Graw-Hill, 2004.
- [3] Dorf Richard, Circuitos Eléctricos, Quinta edición, Colombia, Junio 2005.
- [4] Gönen Turan, Electric Power Distribution System Engineering, Mc Graw-Hill,1986.
- [5] IEEE Std 1036-1992, *IEEE Guide for Application of Shunt Power Capacitors*, IEEE Power Engineering Society transmission and Distribution Committee, September, 1992.
- [6] Riofrío C., "A puntes de Distribución de Energía Eléctrica", Escuela Politécnica Nacional, 2003.
- [7] Organización Latinoamericana de Energía OLADE, "Manual Latinoamericano y del Caribe para Control de Pérdidas Eléctricas", Vol I y II, Quito – Ecuador 1993.
- [8] Grady W. M. "Prediction of system harmonics due to Gaseous", Discharge lighting, IEEE. Transactions of Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-104. N° 3, March 1985.
- [9] Banco Mundial, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, "Programa de Mejoramiento de la Eficiencia del Sector Eléctrico", Quito – Ecuador, mayo 1992
- [10] Willis H. L., *Power Distribution Planning Reference Book*, Marcel Dekker Inc., New York, 1997



- [11] Riofrío C., “Flujos de carga en Distribución y Perfiles de Tensión”, “Capacitores en redes de distribución”, Cátedra de Distribución de Energía Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional, 2005.
- [12] Mahmoud A. A. and R.D. Shultz. “A. Method for Analyzing Harmonic Distribution in A. C. Power Systems, IEEE Transactions of Power and Apparatus and Systems, Vol-101 N°6, PP. 1815-1824, June 1982,
- [13] Empresa Eléctrica Bogotá, “Programa de Reducción de Pérdidas, período 1987 – 1992”, “Simposio Latinoamericano Sobre Control de Pérdidas Eléctricas”, Bogotá – Colombia 1988.
- [14] ABB, “Corrección del factor de potencia con capacitores, fuente Internet.
- [15] Rosero Ramiro, “Evaluación de las Pérdidas Técnicas en Sistemas de Distribución, Aplicación al Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Riobamba S. A.
- [16] Martín Mario, “Pérdidas de Energía en la Distribución”, Montevideo – Uruguay 1991.
- [17] Boletín Técnico BT001, El Factor de Potencia y su Compensación en Instalaciones de Baja Tensión, fuente Internet.
- [18] Centro de Formación Schneider, Corrección del Factor de Potencia, Publicación Técnica Schneider PT-075, Edición Octubre 2000, fuente Internet.
- [19] Otoronto Manuel, Silva Ángel, Programa de Reducción de Pérdidas en el Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Ambato, Tesis de Grado para Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional. Diciembre 1996.
- [20] Rosero Ramiro, Evaluación de las Pérdidas Técnicas en Sistemas Eléctricos de Distribución Aplicación al Sistema Eléctrico de la E.E. Riobamba, Tesis de Grado para Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional. Enero 1994.

- [21] Ipiates Álvaro, Determinación de Pérdidas Técnicas en el Alimentador N° 5 de la Subestación San Agustín Perteneiente a Emelnorte S. A., Tesis de Grado para Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional. Octubre 2005.
  
- [22] Grijalva Carlos, Pérdidas en Sistemas Eléctricos de Distribución Aplicación al Sistema Quito, Tesis de Grado para Ingeniería Eléctrica Escuela Politécnica Nacional. Julio 1994.
  
- [23] Galarza Marco, Localización Óptima de Capacitores en Redes Primarias de Distribución Vía Algoritmos Genéticos, Tesis de Grado para Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional. Agosto 2005.
  
- [24] Poveda Mentor, A New Method To Calculate Power Distribution Losses In An Environment Of High Unregistered Loads, 1999 IEEE Transmission and Distribution Conference, New Orleans, U.S.A. , April 1999.

# ANEXOS

**ANEXO 1.1**  
**Ubicación geográfica del alimentador 18E**  
**de la subestación Cristianía**

**ANEXO 1.2**  
**Ubicación geográfica del alimentador 37B**  
**de la subestación Santa Rosa**

**ANEXO 1.3**  
**Ubicación geográfica del alimentador 27C**  
**de la subestación San Rafael**

**ANEXO 1.4**  
**Ubicación geográfica del alimentador 18C**  
**de la subestación Cristianía**

**ANEXO 3**  
**Requerimientos técnicos para la**  
**adquisición de condensadores**



**ANEXO 4**  
**Propuesta económica para adquisición**  
**de condensadores**

**ANEXO 2.1**  
**Análisis de la calidad de energía clientes**  
**alimentador 37B**

**ANEXO 2.2**  
**Análisis de la calidad de energía clientes**  
**alimentador 18C**

**ANEXO 2.3**  
**Análisis de la calidad de energía clientes**  
**alimentador 18E**

**ANEXO 5.1**  
**Ubicación geográfica de la compensación  
reactiva en el alimentador 37B de la  
subestación Santa Rosa**

**ANEXO 5.2**  
**Ubicación geográfica de la compensación  
reactiva en el alimentador 18E de la  
subestación Cristianía**

**ANEXO 5.3**  
**Ubicación geográfica de la compensación  
reactiva en el alimentador 18C de la  
subestación Cristiana**

**ANEXO 6**  
**Pérdidas de Energía en las Empresas**  
**Distribuidoras**