



UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZÚ
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

**ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA COMPENSACIÓN DE
ENERGÍA REACTIVA EN LOS ALIMENTADORES DE 23 KV
DE LA ESTACIÓN DE CAAGUAZÚ**

Elaborado por

Pedro Pastor David González Rodríguez

Tutor
Ing. Armando Paul Ortiz

Coronel Oviedo - Paraguay 2016

PÁGINA DE APROBACIÓN

MESA EXAMINADORA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS DE GRADO

Carrera de Ingeniería en Electricidad

Proyecto de Análisis de Alternativas para Compensación de Energía Reactiva en los
alimentadores de 23 kV de la Estación de Caaguazú

Calificación Obtenida: _____

Miembro

Miembro

Miembro

Miembro

Presidente

Acta N° _____

Fecha: _____

Dedicado a:

Dios por haberme guiado siempre con mucha fe, esperanza y humildad para sobrellevar los
desafíos de la vida.

Mi padre Pedro Lucio, quien me ha enseñado con sabiduría y rectitud a alcanzar mis
objetivos.

Mi madre Justa por su apoyo incondicional que me ha brindado con amor y cariño.

Mis hermanos Emma y Pedro Antonio por apoyarme en todo momento.

Mi abuela Elva y Leandra por el afecto y aliento de siempre.

Todos mis familiares que de alguna manera me ayudaron a alcanzar mi meta.

Mis compañeros de estudio por todos los momentos que nos tocó vivir y luchar día a día.

Todos mis amigos por sus palabras de aliento.

Agradecimientos:

Al Ing. Armando Paul Ortiz por su confianza, orientación académica y apoyo desinteresado en la elaboración de este proyecto.

Al Ing. Cesar Ferreira, por su dirección para la corrección de este proyecto.

A todos los profesores de la carrera que han contribuido en mi formación personal e intelectual.

ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA EN LOS ALIMENTADORES DE 23 kV DE LA ESTACIÓN DE CAAGUAZÚ

RESUMEN

El objetivo de este trabajo fue encontrar una alternativa técnica y económica mediante la compensación reactiva en el sistema de distribución en media tensión de la estación de Caaguazú. En primer lugar, se realizó un análisis técnico comparativo en la implementación de bancos de capacitores en la barra de 23 kV y en los alimentadores de distribución, mediante simulaciones de flujo de potencia utilizando el programa Power World Simulator 18.0 en su versión académica y el CYMDIST versión 7.0. Luego se evaluaron los efectos del banco de capacitores en la elevación del factor de potencia, reducción de pérdidas, variación de tensión y aumento de la disponibilidad de carga del transformador de potencia. Finalmente, se realizó una evaluación económica del proyecto mediante un análisis de costo beneficio en la disminución de las pérdidas eléctricas.

Se concluye que el empleo de bancos de capacitores fijos en 4 de los 6 alimentadores del sistema de distribución, es una alternativa técnica y económicamente viable que aumenta el factor de potencia en los alimentadores, se reduce un valor importante de pérdidas y se aumenta el factor de carga del transformador de potencia.

Palabras claves: compensación de potencia reactiva, banco de capacitores, flujo de carga, análisis costo beneficio

ANALYSIS OF ALTERNATIVES FOR REACTIVE COMPENSATION IN DISTRIBUTION FEEDERS 23 kV OF CAAGUAZÚ SUBSTATION

SUMMARY

The objective of this work was to find a technical and economic alternative for reactive compensation in distribution system of Caaguazú Substation. First of all, a comparative technical analysis was carried out on the implementation of capacitor banks in the 23 kV bus bar and distribution feeders by power flow simulations using the Power World Simulator 18.0 software in its academic version and CYMDIST software version 7.0. Then, effects of the capacitor bank were evaluated in raising the power factor, reducing losses, voltage variation and increasing of power availability of the power transformer. Finally, economic assessment of the project was performed by a cost-benefit analysis in reducing electrical losses.

It is concluded that the use of banks of fixed capacitors in 4 of the 6 distribution feeders system, is a technically and economically viable alternative to increase the power factor in the feeders, obtain a significant electrical losses reduction and increase the load factor of the power transformer.

Keywords: reactive power compensation, capacitor banks, power flow, cost benefit analysis.

CONTENIDO

Dedicatoria	iii
Agradecimientos	iv
Resumen	v
Summary	vi
Contenido	vii
Lista de Figuras	xii
Lista de Tablas	xvi
Lista de Abreviaturas	xix
I. INTRODUCCIÓN	1
II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	3
CAPÍTULO I: ELEMENTOS PASIVOS, POTENCIA ELÉCTRICA Y FACTOR DE POTENCIA	
1.1.Elementos Pasivos	3
1.1.1.Carga Resistiva (R)	3
1.1.2.Carga Inductiva (L)	4
1.1.3.Carga Capacitiva (C)	5
1.2.Potencia Eléctrica	6
1.2.1.Circuito puramente resistivo	9
1.2.2.Circuito puramente inductivo	9
1.2.3.Circuito puramente Capacitivo.....	10
1.2.4.Triangulo de Potencias.....	11
1.3.Factor de Potencia.....	11
1.4.Corriente real, reactiva y total	12
CAPÍTULO 2: SISTEMA DE DISTRIBUCION	
2.1.Conceptos Generales	14
2.2.Características de un Sistema de Distribución según su operación	15
2.3.Principales elementos constitutivos	15
2.4.Características de la Carga.....	17
2.4.1.Carga eléctrica y Demanda	17
2.4.2.Demanda Máxima	17
2.4.3.Factor de Diversidad	18
2.4.4.Grafica de la carga	18
CAPÍTULO 3: CAPACITORES	
3.1.Conceptos Generales	20
3.1.1.Historia de los Capacitores.....	20
3.1.2.Capacidad o Capacitancia.....	21
3.2.Capacitor de Potencia.....	22

3.3.Banco de Capacitores.....	23
3.4.Conexión de un banco de capacitores	26
3.4.1.Triangulo	26
3.4.2.Estrella con neutro aterrado	26
3.4.3.Estrella con neutro aislado	27
3.5.Protección de los Bancos de Capacitores.....	28
3.5.1.Picos de Tensión.....	28
3.5.2.Sobrecorrientes en los capacitores.....	28
3.5.3.Sobretensión permanente en los capacitores.....	28
3.6.Régimen de operación de capacitores en los alimentadores de distribución.....	29
3.6.1.Bancos de Capacitores fijos	29
3.6.2.Banco de Capacitores Automáticos.....	29
3.7.Resonancia ocasionada por capacitores.....	30
3.8.Componentes armónicas	31
CAPÍTULO 4: COMPENSACIÓN DE LA POTENCIA REACTIVA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	
4.1.Influencia del bajo factor de potencia en el Sistema de distribución.....	32
4.2.Corrección del Factor de Potencia	32
4.3.Compensación de Potencia Reactiva para una línea de distribución con carga concentrada.....	35
4.3.1.Capacidad Liberada	36
4.3.2.Elevación de Tensión	37
CAPÍTULO 5: BANCO DE CAPACITORES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION	
5.1.Localización de los Bancos de Capacitores en el Sistema de distribución.....	41
5.1.1.Compensación Concentrada.....	41
5.1.2.Compensación Distribuida.....	43
5.1.2.1.Métodos Analíticos	44
a.Método de los 2/3	44
b.Método de Maxwell	44
c.Método de Schmill.....	45
5.1.2.2.Métodos Heurísticos.....	46
5.1.2.3.Métodos basados en inteligencia artificial	47
CAPÍTULO 6: USO DE SOFTWARE	
6.1.CYMDIST – Análisis de redes de Distribución	48
6.2.Power World Simulator	50
CAPÍTULO 7: EVALUACIÓN ECONÓMICA	
7.1.Método de Evaluación	51
7.1.1.Valor Presente Neto (VPN).....	51

7.1.2.Tasa Interna de Rendimiento	52
7.1.3.Análisis de sensibilidad	52
III. RESUMEN EJECUTIVO	
CAPITULO 8	
8.1.Descripción del Trabajo	53
8.2.Justificación	54
8.3.Finalidad del Proyecto	55
8.4.Metas.....	55
8.5.Objetivos.....	56
8.5.1.Objetivo General	56
8.5.2.Objetivos Especificos	56
8.6.Beneficiarios	56
8.7.Productos	56
8.8.Localización física y cobertura espacial	56
8.9.Especificación de actividades y tareas realizadas.....	56
8.10.Métodos y Técnicas utilizadas	57
8.11.Recursos necesarios	58
8.11.1.Recursos humanos.....	58
8.11.2.Recursos Materiales.....	58
8.12.Factibilidad Técnica	59
8.13.Factibilidad Económica	59
8.13.1.Compensación Concentrada	59
8.13.1.1.Beneficios en la reducción de perdidas.....	59
8.13.1.2.Costos	60
8.13.2.Compensación Distribuida.....	60
8.13.2.1.Beneficios en la Reducción de Pérdidas Eléctricas.....	60
8.13.2.2.Costos	61
8.13.3.Evaluación Económica	62
8.13.3.1.Compensación Concentrada	62
a.Flujo de Caja	62
b.Determinación de la Tasa Interna de Retorno.....	63
c.Determinación del Valor Presente Neto	63
8.13.3.2.Compensación Distribuida	63
a.Flujo de Caja	63
b.Determinación de la Tasa Interna de Retorno.....	64
c.Determinación del Valor Presente Neto	64
d.Análisis de Sensibilidad	65

IV. INGENIERIA DE DISEÑO

CAPITULO 9

9.1.Situación Actual de la Estación Caaguazú	66
9.1.1.Área de Influencia	66
9.1.2.Estación Caaguazú	66
9.1.3.Alimentadores	69
9.1.3.1.CZU 1	69
9.1.3.2.CZU 2	70
9.1.3.3.CZU 3	71
9.1.3.4.CZU 4	72
9.1.3.5.CZU 5	73
9.1.3.6.CZU 6	74
9.2.Compensación Concentrada.....	75
9.2.1.Modelado del Sistema	75
9.2.2.Análisis de Carga	80
9.2.2.1.Análisis de la Demanda	80
9.2.2.2.Demanda Máxima de Potencia	81
9.2.2.3.Demanda de potencia prevista para los próximos 5 años	82
9.2.3.Perdidas por efecto Joule en el transformador de potencia.	84
9.2.4.Variación de Tensión.....	85
9.2.5.Implementación de capacitores en la barra de 23 kV.	86
9.2.6.Selección de la mejor alternativa técnica de compensación concentrada.	90
9.3.Compensación Distribuida	93
9.4.Modelado del Sistema	93
9.5.Análisis de la Carga	93
9.5.1.Curvas de la Demanda.....	93
9.5.2.Demanda Máxima Simultánea.....	97
9.5.3.Demanda Media Simultánea	97
9.5.4.Demanda Mínima Simultánea	98
9.6.Selección de los alimentadores a compensar	98
9.7.Caída de Tensión.....	98
9.8.Pérdidas en KW	98
9.9.Ubicación de Capacitores	99
9.9.1.CZU1.....	100
9.9.1.1.Reducción de Pérdidas y aumento del Factor de Potencia	100
9.9.1.2.Variación de Tensión	101
9.9.2.CZU2.....	102
9.9.2.1.Reducción de Pérdidas y aumento del Factor de Potencia	102

9.9.2.2.Variación de Tensión	102
9.9.3.CZU3.....	104
9.9.3.1.Reducción de Pérdidas y aumento del Factor de Potencia	104
9.9.3.2.Variación de Tensión	105
9.9.4.CZU4.....	106
9.9.4.1.Reducción de Pérdidas y aumento del Factor de Potencia	106
9.9.4.2.Variación de Tensión	107
9.9.5.CZU5.....	108
9.9.6.CZU6.....	108
9.10.Selección del tipo de régimen de operación de los capacitores	108
9.11.Demanda prevista para los próximos 5 años	108
V. RESULTADO Y DISCUSION	109
VI. CONCLUSIONES.....	111
VII. RECOMENDACIONES	112
VIII. APÉNDICE	113
APÉNDICE A: INGENIERÍA DE DISEÑO	113
APÉNDICE A.1: Perfil de carga Reactiva de los alimentadores CZU1, CZU2, CZU3 y CZU4	114
APÉNDICE A.2: Compensación Concentrada.....	116
APÉNDICE A.3: Compensación Distribuida.	121
APÉNDICE B: RESUMEN EJECUTIVO.....	133
B.1 Reducción de Pérdidas. Compensación Concentrada.	134
B.2 Reducción de Pérdidas – Compensación Distribuida.	137
IX. ANEXO	143
X. Bibliografía.....	149

LISTA DE FIGURAS

CAPITULO 1

Figura 1.1: Circuito con carga Resistiva y formas de onda de Voltaje y Corriente.....	4
Figura 1.2: Circuito con carga Inductiva y formas de onda de Voltaje y Corriente.....	5
Figura 1.3: Circuito con carga Capacitiva y formas de onda de Voltaje y Corriente.	5
Figura 1.4: Definición de potencia entregada a una carga	6
Figura 1.5: Señales instantáneas de tensión, corriente y potencia.....	7
Figura 1.6: Potencia Aparente de una carga.....	8
Figura 1.7: potencia instantánea para un circuito puramente resistivo	9
Figura 1.8: potencia instantánea para un circuito puramente inductivo	10
Figura 1.9: potencia instantánea para un circuito puramente capacitivo	10
Figura 1.10: Triangulo de potencias.....	11
Figura 1.11: Relación entre la corriente real, reactiva y total.....	12

CAPITULO 2

Figura 2.1: Sistema Eléctrico de Potencia.....	14
Figura 2.2. Red de distribución	16
Figura 2.3. Potencia demandada por una carga.	37
Figura 2.4. Curva característica de carga.	19

CAPITULO 3

Figura 3.1: Botella de Leyden	20
Figura 3.2: Aspecto constructivo del capacitor	21
Figura 3.3. Vista en Corte de un capacitor de dos terminales	22
Figura 3.4 Elementos de un capacitor de potencia individual.....	23
Figura 3.5: Banco de Capacitores de 12 MVAR tipo subestación. ES-COV.	23
Figura 3.6: Banco de Capacitores 600 KVAR tipo poste.	24
Figura 3.7: Banco de Capacitores de 250 a 500 KVAR – 50 Hz. Tipo Poste.	25
Figura 3.8: Conexión de un banco de capacitores en triangulo.....	26
Figura 3.9: Conexión de un banco de capacitores en estrella con neutro aterrado.	26
Figura 3.10: Conexión de un banco de capacitores en estrella con neutro aislado.	27
Figura 3.11: Instalación de bancos de capacitores según la curva de demanda.....	30

CAPITULO 4

Figura 4.1: Aplicación del capacitor en paralelo.....	33
Figura 4.2: Diagrama de corrección del factor de potencia.	34
Figura 4.3 Cancelación de Corriente Inductiva por la corriente capacitiva en una línea de distribución.	35
Figura 4.4 Perdidas de potencia y energía en una línea cuya carga tiene ciclo variable..	36

Figura 4.5. Capacidad Liberada.....	37
Figura 4.6. Diagrama vectorial de la relación de tensiones en una línea con capacitores	38
CAPITULO 5	
Figura 5.1: Compensación Concentrada en una Subestación 60/10 KV.	41
Figura 5.2: Compensación Distribuida.	43
Figura 5.3: Diagrama unifilar del alimentador propuesto por Maxwell.	45
CAPITULO 6	
Figura 6.1: Ventana de Interfaz de CYMDIST.....	49
Figura 6.2: Ventana de Interfaz de Power World Simulator 18.0.....	50
CAPITULO 8	
Figura 8.1: Flujo de caja para el periodo de estudio considerado.....	64
Figura 8.2: Flujo de caja para el periodo de estudio considerado con 15 % en la reducción de pérdidas.....	65
CAPITULO 9	
Figura 9.1: Area de influencia de la ES-CZU.	67
Figura: 9.2: Diagrama Unifilar de la ES-CZU.....	68
Figura 9.3: Área de cobertura del alimentador CZU1.....	69
Figura 9.4: Área de cobertura del alimentador CZU2.....	70
Figura 9.5: Área de cobertura del alimentador CZU3.....	71
Figura 9.6: Área de cobertura del alimentador CZU4.....	72
Figura 9.7: Área de cobertura del alimentador CZU5.....	73
Figura 9.8: Área de cobertura del alimentador CZU6.....	74
Figura 9.9: Mapa eléctrico del Paraguay (SIN). Año 2014.	77
Figura 9.10: Configuración Topológica del SIN. Año 2015.....	78
Figura 9.11: Modelado del Subsistema1 en el programa Power World Simulator.	79
Figura 9.12. Demanda del transformador de potencia de al ES-CZU. Jueves 11/12/14...80	
Figura 9.13. Demanda del Transformador de potencia de la ES-CZU. Domingo 14/12/14.	80
Figura 9.14: Potencia Máxima registrada en el Año 2014. ES-CZU.....	81
Figura 9.15: Potencia Máxima de la ES-CZU. Año 2006 al 2014.....	82
Figura 9.16: Curvas de Carga CZU1.....	93
Figura 9.17: Curvas de Carga CZU2.....	94
Figura 9.18: Curvas de Carga CZU3.....	94
Figura 9.19: Curvas de Carga CZU4.....	95
Figura 9.20: Curvas de Carga CZU5.....	95

Figura 9.21: Curvas de Carga CZU6.....	96
Figura 9.22: Curvas de Cargas típicas del transformador de potencia de la ES-CZU.	96
Figura 9.23: Perfil de Tensión antes de instalar el banco de capacitores. Alimentador CZU1, ES-CZU.....	101
Figura 9.24: Perfil de Tensión después de instalar el banco de capacitores de 400 kVAr por fase. Alimentador CZU2, ES-CZU.	101
Figura 9.25: Perfil de Tensión antes de instalar el banco de capacitores. Alimentador CZU2, ES-CZU.....	103
Figura 9.26: Perfil de Tensión después de instalar un banco de capacitores de 400 kVAr por fase. Alimentador CZU2, ES-CZU.	103
Figura 9.27: Perfil de Tensión antes de instalar el banco de capacitores.....	105
Figura 9.28: Perfil de Tensión después de instalar el banco de capacitores.....	105
Figura 9.29: Perfil de Tensión antes de instalar el banco de capacitores. Alimentador CZU4, ES-CZU.....	107
Figura 9.30: Perfil de Tensión después de instalar un banco de capacitores de 300 kVAr por fase. Alimentador CZU4, ES-CZU.	107

V. RESULTADO Y DISCUSION

Figura V: Comparación de la inversión inicial en USD.....	110
-----------------------------------------------------------	-----

VIII. APENDICE

APENDICE A

Figura A.1.1: Curva de perfil de carga reactiva. CZU1 y CZU2.....	115
Figura A.1.2: Curva de perfil de carga reactiva. CZU3 y CZU4.....	115
Figura A.2: Convergencia del flujo de potencia del sistema modelado en el programa Power World Simulator.....	120
Figura A.3.1:Tramo 253 CZU1, ubicación de un banco de capacitores de 400 kVAr por fase.....	130
Figura A.3.2:Tramo 899 CZU2, ubicación de un banco de capacitores de 400 kVAr por fase.....	130
Figura A.3.3: Tramo 1719(Cambiar) CZU3, ubicación de un banco de capacitores de 300 kVAr por fase.....	131
Figura A.3.4: Tramo 2140 CZU4, ubicación de un banco de capacitores de 300 kVAr por fase.....	131
Figura A.3.5: Ubicación actual del banco de capacitores y reguladores en CZU6.....	132

APENDICE B

Figura B1.1: Curva de carga típica del Transformador de la ES-CZU. Fecha: 18/12/14.	134
-------------------------------------------------------------------------------------	-----

Figura B2.1: Curva de carga típica del alimentador CZU2. 137

IV ANEXO

Figura C.1: Vista de la ES-CZU. 144

Figura C.2: Vista de la ES-CZU. 145

Figura C.3: Vista del actual banco de capacitores de la ES-CZU..... 146

Figura C.4: Extracción de Datos de los multimedidores ION 7330..... 147

Figura C.5: Medición de corriente a través de VARcorder 148

LISTA DE TABLAS

CAPITULO 4

Tabla 4.1. Simulación del alimentador al variar la capacidad del banco de capacitores...39

CAPITULO 8

Tabla 8.1. Valoración de la reducción de pérdidas.....59

Tabla 8.2: Costo de montaje de un banco de 3 MVar.....60

Tabla 8.3. Costo de montaje de un banco de 6 MVar.....60

Tabla 8.4 Valoración de la reducción de pérdidas.....61

Tabla 8.5: Detalles de costo de instalación.....61

Tabla 8.6: Detalles de costo de viáticos.....61

Tabla 8.7: Detalles de costo de transportes.....62

Tabla 8.8: Detalles del costo de mantenimiento.....62

Tabla 8.9: Costo de reposición de un banco de capacitores.....62

Tabla 8.10: Flujo de Caja. Más un banco de 3 MVar.....62

Tabla 8.11: Flujo de Caja. Más un banco de 6 MVar.....63

Tabla 8.12: Flujo de Caja. Más un banco de 9 MVar.....63

Tabla 8.13: Flujo de Caja.....63

CAPITULO 9

Tabla 9.1: Características principales del alimentador CZU1.....69

Tabla 9.2: Características principales del alimentador CZU2.....70

Tabla 9.3: Características principales del alimentador CZU3.....71

Tabla 9.4: Características principales del alimentador CZU4.....72

Tabla 9.5: Características principales del alimentador CZU5.....73

Tabla 9.6: Características principales del alimentador CZU6.....74

Tabla 9.7: Generación.....75

Tabla 9.8: Punto de Transformación.....75

Tabla 9.9: Cargas Equivalentes.....76

Tabla 9.10: Barras de 220 y 23 KV.....76

Tabla. 9.11: Demanda Máxima, Media y Mínima en MW prevista para los próximos 5 años en la ES-CZU.....83

Tabla. 9.12: Demanda Máxima, Media y Mínima en MVar prevista para los próximos 5 años en la ES-CZU.....83

Tabla 9.13: Resultado de flujo de potencia con el actual banco de capacitores de 6 MVar en la ES-CZU.....84

Tabla 9.14: Perdidas en KW. Transformador de potencia de la ES-CZU.....85

Tabla 9.15: Variación de Tensión en la barra de 220 y 23 kV.	85
Tabla 9.16.....	86
Tabla 9.17.....	87
Tabla 9.18.....	88
Tabla 9.19.....	88
Tabla 9.20.....	89
Tabla 9.21.....	89
Tabla 9.22: Factor de Potencia lado primario.....	90
Tabla 9.23: Reducción de Pérdidas en kW.	91
Tabla 9.24: Utilización en porcentaje de MVA de los transformadores de potencia.	91
Tabla 9.25: Tensión de llegada en pu, lado barra de 220 kV.	92
Tabla 9.26: Demanda máxima simultanea registrada en el mes de diciembre. Alimentadores de la ES-CZU.	97
Tabla 9.27: Demanda media simultanea registrada en el mes de diciembre. Alimentadores de la ES-CZU.	97
Tabla 9.28: Demanda mínima simultanea registrada en el mes de diciembre. Alimentadores de la ES-CZU.	98
Tabla 9.29: Perdidas en los alimentadores de distribución durante la demanda máxima y media.....	99
Tabla 9.30: Resultado del flujo de potencia y ubicación optima de capacitores. Alimentador CZU1, ES-CZU.	100
Tabla 9.31: Resultado del flujo de potencia y ubicación optima de capacitores. Alimentador CZU2, ES-CZU.	102
Tabla 9.32: Resultado del flujo de potencia y ubicación optima de capacitores. Alimentador CZU3, ES-CZU.	104
Tabla 9.33: Resultado del flujo de potencia y ubicación optima de capacitores. Alimentador CZU4, ES-CZU.	106

VII. APENDICE

APENDICE A

Tabla A.2.1: Cargas Equivalentes en 220 Kv.	117
Tabla A.2.2: Datos de las líneas de trasmisión.	118
Tabla A.2.3: Datos del transformador de potencia de la estación de Caaguazú.....	119
Tabla A.3.1: Carga horaria típica de los alimentadores. Jueves 11/12/14.	122
Tabla A.3.2: Carga horaria típica de los alimentadores. Sábado 13/12/14.	123
Tabla A.3.3: Carga horaria típica de los alimentadores. Domingo 14/12/14.	124

Tabla A.3.4: Carga horaria del transformador de potencia.....	125
Tabla A.3.5: Ubicación de Capacitores durante la demanda máxima en CZU1 teniendo en cuenta la reducción de pérdidas en kW.	126
Tabla A.3.6: Ubicación de Capacitores durante la demanda máxima en CZU2 teniendo en cuenta la reducción de pérdidas en kW.....	127
Tabla A.3.7: Ubicación de Capacitores durante la demanda máxima en CZU3 teniendo en cuenta la reducción de pérdidas en kW.....	128
Tabla A.3.8: Ubicación de Capacitores durante la demanda máxima en CZU4 teniendo en cuenta la reducción de pérdidas en kW.	129
APENDICE B	
Tabla B1.1: Reducción de pérdidas en kW/h.	135
Tabla B1.2: Reducción de pérdidas en kWh/día.	135
Tabla B1.3: Valoración de la reducción de pérdidas.	136
Tabla B2.1: Duraciones de la demanda máxima, media y mínima según la curva de demanda de cada alimentador.....	138
Tabla B2.2: Reducción de pérdidas diarias en el alimentador CZU1.....	138
Tabla B2.3: Reducción de pérdidas diarias en el alimentador CZU2.....	138
Tabla B2.4: Reducción de pérdidas diarias en el alimentador CZU3.....	138
Tabla B2.5: Reducción de pérdidas diarias en el alimentador CZU4.....	138
Tabla B2.6: Reducción de pérdidas diarias para cada alimentador compensado.....	139
Tabla B2.7: Reducción de pérdidas anual y valoración en USD, para cada alimentador compensado.	139
Tabla B2.8: Proyección a corto plazo de la demanda máxima simultánea con una tasa de crecimiento de 9.1%.	140
Tabla B2.9: Proyección a corto plazo de la demanda media simultánea con una tasa de crecimiento de 9.1%.	141
Tabla B2.10: Proyección a corto plazo de la demanda mínima simultánea con una tasa de crecimiento de 9.1%.	142

LISTA DE ABREVIATURAS

ANDE: Administración Nacional de Electricidad.

SE: Subestación.

ES-CZU: Estación Caaguazú.

ES-COV: Estación Coronel Oviedo.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

SS1: Subsistema 1.

MT: Media Tensión.

MW: Mega Watt, unidad de Medida de la potencia activa.

MVAr: Mega Volt Amper Reactivo, unidad de medida de la potencia reactiva.

MVA: Mega Volt Amper, unidad de medida de la potencia aparente.

FP: Factor de potencia.

I. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es la forma de energía más utilizada, una vez producida y a la disposición de los usuarios, es la fuente que mueve todo el sistema, siendo un factor fundamental para el desarrollo económico y social de una ciudad, región o país.

La Administración Nacional de Electricidad (ANDE), es la encargada del suministro de la energía eléctrica a los distintos usuarios de nuestro país garantizando niveles de confiabilidad, calidad y seguridad.

Con el continuo crecimiento de la demanda, el manejo eficiente de la potencia reactiva juega un papel importante en el logro de este objetivo y se convierte en una herramienta de optimización en la operación del sistema de generación, transmisión y distribución.

En los últimos años la Estación de Caaguazú (ES-CZU), ha tenido un aumento de carga muy importante, debido al crecimiento económico y social de las distintas localidades atendidas por este Centro de Distribución, llegando actualmente a un 99% de la capacidad de dicha instalación.

El crecimiento de la carga también genera un incremento importante de energía reactiva, que impacta en el desempeño de los alimentadores de distribución, aumentando excesivamente las pérdidas con la consecuente disminución de su capacidad de transmisión; y también afecta al transformador de potencia que opera la mayor parte del tiempo cerca de su potencia nominal y en ocasiones hasta por encima de su capacidad, especialmente en los días calurosos o en condiciones de contingencia cuando son realizados transferencias de cargas de otros centros de distribución interconectados a este. Debido a estos problemas que afectan directamente a las redes de distribución, transformador de potencia e indirectamente a las líneas de transmisión y los generadores sincrónicos que actúan de fuente a este centro de distribución, se plantea el presente estudio con la finalidad de encontrar una alternativa técnica y económica mediante la compensación reactiva capacitiva que beneficie tanto a la empresa distribuidora A.N.D.E, como a los consumidores, aumentando la calidad y confiabilidad

del sistema eléctrico. Los sistemas de compensación de potencia reactiva tienen como finalidad aportar potencia reactiva, para que la instalación opere con un factor de potencia óptimo, obteniendo con esto una mayor capacidad de transmisión de potencia, disminución de las pérdidas, mejorando los niveles de tensión, el cual evitando sobrecargas en las líneas y equipos instalados en las redes de distribución.

Atendiendo las ventajas técnicas y económicas que presenta la disminución de reactivos en un sistema eléctrico, se diseña la mejor alternativa para la instalación de bancos de capacitores en el sistema de distribución.

Para el análisis técnico de la compensación de potencia reactiva se utilizaron dos herramientas, una que dispone la ANDE para el efecto, como el CYMDIST 7.0 y el software libre Power World Simulator 18.0 en la versión académica.

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

CAPÍTULO I

ELEMENTOS PASIVOS, POTENCIA ELÉCTRICA Y FACTOR DE POTENCIA

1.1. Elementos Pasivos

Son aquellos componentes de los circuitos que disipan o almacenan energía eléctrica y constituyen por ello los receptores o cargas de una red. [1]

El consumo de la energía eléctrica ocurre por medio de la resistencia, inductancia y capacitancia presente en los dispositivos o maquinarias eléctricas, debido a estas características se llama a estos elementos eléctricos como carga resistiva, carga inductiva y carga capacitiva.

1.1.1. Carga Resistiva (R)

La resistencia es la oposición que cualquier material ofrece al paso de la corriente eléctrica. [2]

Las cargas resistivas pueden encontrarse en equipos como lámparas incandescentes, planchas y estufas eléctricas, en donde la energía que requieren para funcionar es transformada en energía lumínica o energía calorífica.

En una resistencia, la onda de la tensión y corriente están en fase, es decir, que el ángulo de desfasaje o la diferencia de fase de ambas magnitudes es cero, como se puede apreciar en la siguiente figura:

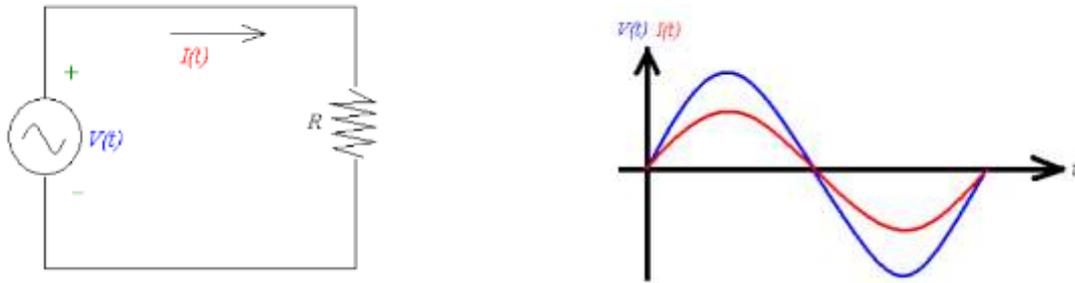


Figura 1.1: Circuito con carga resistiva y formas de onda de voltaje y corriente.

Fuente: [3]

1.1.2. Carga Inductiva (L)

La inductancia es la propiedad de un circuito eléctrico que se opone a cualquier cambio de corriente. Aunque la inductancia es en realidad una característica física del conductor, a menudo se la define en función del efecto que tiene en el flujo de la corriente. [4]

De forma general, la inductancia es la propiedad de un elemento de circuito que aprovecha la capacidad de la energía de almacenarse en una bobina en forma de campo magnético. Sin embargo, una característica importante y distintiva de la inductancia es que se manifiesta su existencia en un circuito, sólo cuando hay corriente alterna. [2]

Las cargas inductivas que tienen la capacidad de almacenar campo magnético generalmente son los motores, transformadores, reactores, balastos de iluminación y otros.

La característica de las formas de onda de la tensión y la corriente para este elemento es que la onda de la corriente está atrasada 90 grados con respecto a la tensión de la fuente aplicada, es decir que existe un desfase entre ambas ondas, esto se puede apreciar en la siguiente figura:

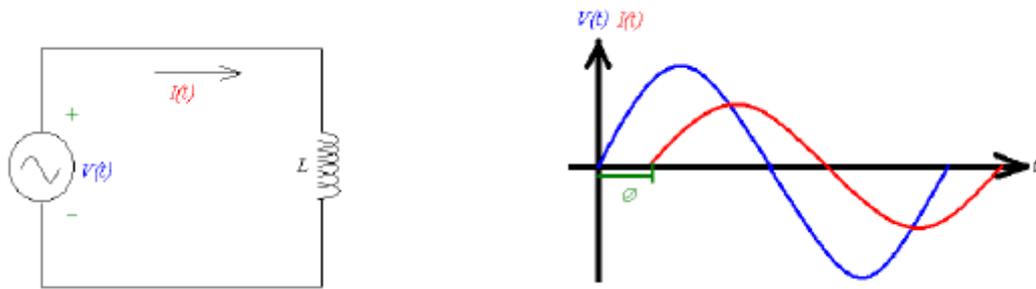


Figura 1.2: Circuito con carga inductiva y formas de onda de voltaje y corriente

Fuente: [3]

1.1.3. Carga Capacitiva (C)

La capacitancia puede definirse en términos generales como la propiedad de un circuito eléctrico, que le permite almacenar energía eléctrica por medio de un campo electrostático y liberar esta energía posteriormente. Los dispositivos que introducen capacitancia a los circuitos se llaman capacitores. [5]

La característica en cuanto al comportamiento de los parámetros eléctricos de tensión y corriente frente a este tipo de carga, es que la corriente se encuentra adelantada a un ángulo de 90 grados con respecto a la tensión, es decir que existe un desfase entre las mismas, tal como se puede apreciar en la siguiente figura:

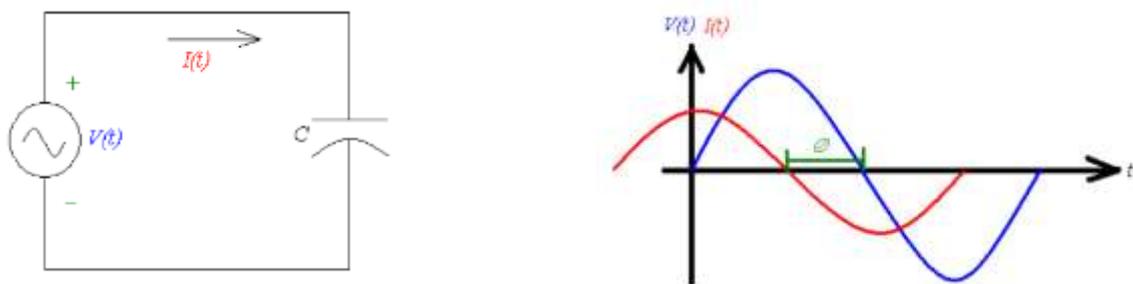


Figura 1.3: Circuito con carga capacitiva y formas de onda de voltaje y corriente.

Fuente: [3]

1.2. Potencia Eléctrica

El concepto de potencia activa, reactiva y aparente desempeña un papel importante en la tecnología de la potencia eléctrica. De hecho, la transmisión de energía eléctrica y el comportamiento de máquinas de ca con frecuencia son fáciles de entender trabajando con potencia en lugar de trabajar con voltajes y corrientes. [6]

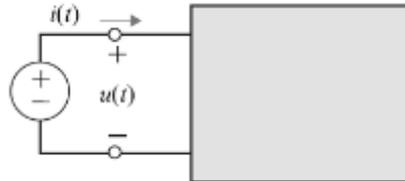


Figura 1.4: Definición de potencia entregada a una carga.

Fuente: [1]

Para un sistema como el de la figura 1.4, la potencia instantánea absorbida está definida por el producto del voltaje aplicado y la corriente resultante según [1]:

$$p(t) = v(t)i(t)$$

suponiendo que los valores instantáneos para un caso general sean:

$$v(t) = \sqrt{2}V \cos \omega t ; i(t) = \sqrt{2}I \cos(\omega t - \varphi)$$

la potencia instantánea es igual a:

$$p(t) = 2VI \cos \omega t \cos(\omega t - \varphi)$$

y teniendo en cuenta que:

$$\cos a \cos b = \frac{1}{2} [\cos(a + b) + \cos(a - b)]$$

la ecuación se transforma en:

$$p(t) = VI \cos \varphi + VI \cos(2\omega t - \varphi) \quad (1.1)$$

Se puede observar que el primer término representa una magnitud constante no dependiente del tiempo. También se puede observar que en el segundo término varía a

una frecuencia del doble del voltaje o de la corriente aplicada. Al graficar la **ecuación 1.1**, se tiene la siguiente figura:

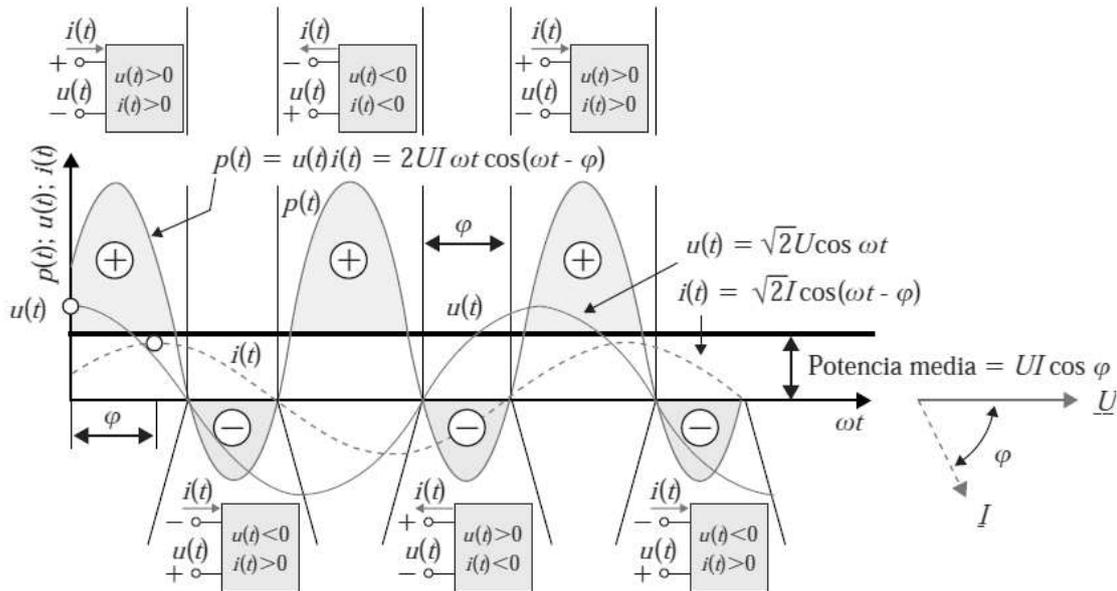


Figura 1.5: Señales instantáneas de tensión, corriente y potencia.

Fuente: [1]

En la **figura 1.5** podemos observar que la potencia instantánea $p(t)$ toma valores negativos durante los intervalos de tiempo en los que la tensión $u(t)$ y la corriente $i(t)$ tienen signos opuestos. Esto sucede debido al desfase presente entre la tensión y la corriente, es decir, en el caso que la red contenga además de un elemento resistivo, tales como elementos (inductivos y o capacitivos). Durante estos intervalos se devuelve energía a la fuente.

Se puede observar que el receptor de la **figura 1.4**, absorbe una potencia de valor medio no nulo y mayor que cero (siempre y cuando exista dentro de él un elemento pasivo que disipe la energía, en el caso de una resistencia). El valor medio en la **ecuación 1.1** es:

$$P = VI \cos \varphi$$

De este modo la **ecuación 1.1** está compuesta por la suma de la potencia media y un término fluctuante que se puede escribir así:

$$VI \cos(\omega t - \varphi) = (VI \cos \varphi) \cos 2\omega t + (VI \sin \varphi) \sin 2\omega t$$

aplicando esto en la **ecuación 1.1**, tenemos que:

$$p(t) = VI\cos\varphi + (VI\cos\varphi)\cos 2\omega t + (VI\sin\varphi)\sin 2\omega t \quad (1.2)$$

Los tres términos de la potencia instantánea de la **ecuación 1.2** se pueden reescribir como sigue:

$$p(t) = P + P\cos 2\omega t + Q\sin 2\omega t$$

dónde:

- Potencia media (real o activa) $P = VI\cos\varphi$
- Potencia reactiva $Q = VI\sin\varphi$

La letra P se denomina potencia media real o activa y su unidad de medida es el Watt (W), corresponde a la energía que se transforma íntegramente en trabajo y en calor. Q se denomina potencia reactiva y su unidad de medida es el Volt Amper Reactivo (VAr), corresponde a la energía necesaria para crear los campos magnéticos que necesitan ciertos receptores para su funcionamiento (motores, transformadores etc.)

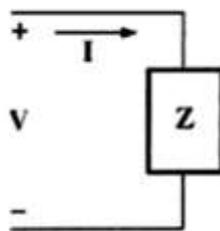


Figura 1.6: Potencia Aparente de una carga.

Fuente: [7]

Al producto de la tensión (V) aplicada y la corriente (I) resultante de la **figura 1.6**, sin importar los componentes de la carga, es igual a:

$$S = VI$$

A este producto se le denomina potencia aparente (S), y su unidad de medida es el VA.

Para comprender mejor estos términos y las relaciones existentes entre ellos, a continuación examinaremos la potencia en circuitos puramente resistivos, puramente inductivos y puramente capacitivos.

1.2.1. Circuito puramente resistivo

Para un circuito puramente resistivo, V e I se encuentran en fase y $\varphi = 0$, que al sustituir en la **ecuación 1.2**, se obtiene:

$$p(t) = P + P \cos 2\omega t$$

Al graficar la forma de onda para $p(t)$, obtenemos la siguiente figura:

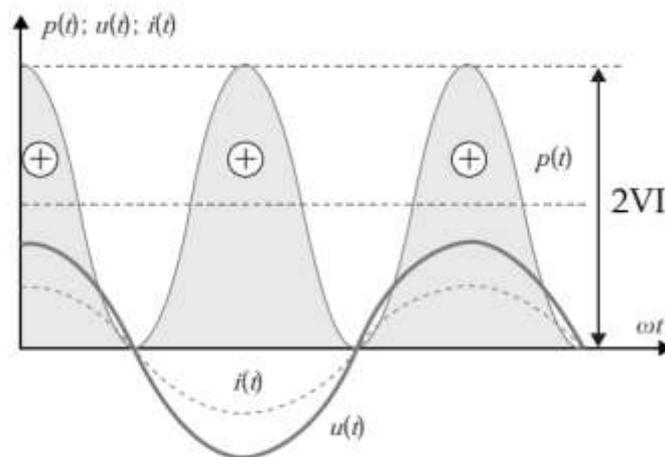


Figura1.7: Potencia instantánea para un circuito puramente resistivo.

Fuente: [1]

En la **figura 1.7** podemos observar que la potencia instantánea siempre será positiva (encima del eje horizontal), el cual representa que la potencia entregada (+) a un circuito puramente resistivo se disipa en forma de calor.

1.2.2. Circuito puramente inductivo

Para un circuito puramente inductivo, V adelanta a I por 90° . Al sustituir $\varphi=90$ en la **ecuación 1.2**, se obtiene:

$$p(t) = Q_L \text{sen } 2\omega t$$

Al graficar la forma de onda para $p(t)$, obtenemos la siguiente figura:

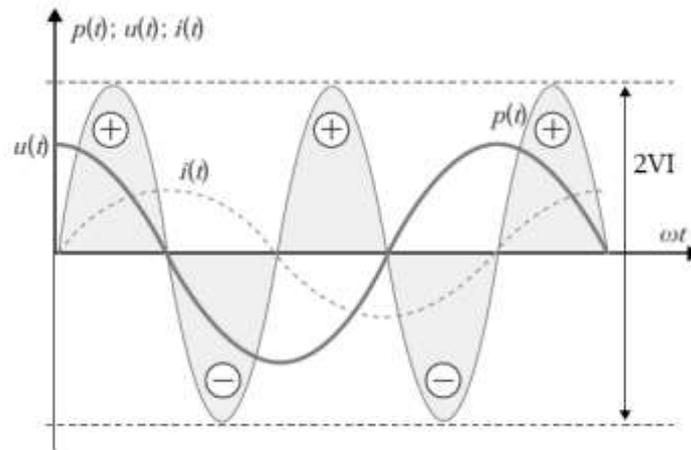


Figura 1.8: Potencia instantánea para un circuito puramente inductivo.

Fuente: [1]

Según la **figura 1.8**, la potencia promedio es cero, esto significa que la potencia entregada por la fuente (+) al inductor es igual a la potencia devuelta a la fuente (-) por el inductor.

1.2.3. Circuito puramente capacitivo

Para un circuito puramente capacitivo, I adelanta a V por 90° . Al sustituir $\varphi = -90$ en la **ecuación 1.2**, se obtiene:

$$p(t) = -Q_C \text{sen } 2\omega t$$

Al graficar la forma de onda para $p(t)$, obtenemos la siguiente figura:

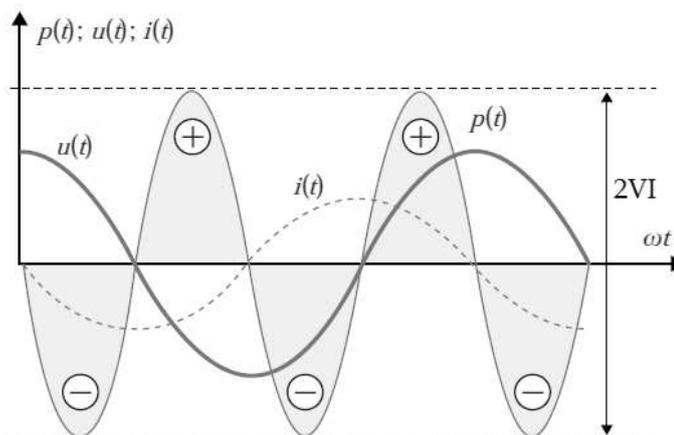


Figura 1.9: Potencia instantánea para un circuito puramente capacitivo.

Fuente: [1]

Al igual que un circuito puramente inductivo, se puede observar en la **figura 1.9** que la potencia promedio es cero, esto significa que la potencia entregada por la fuente (+) al inductor es igual a la potencia devuelta a la fuente (-) por el inductor.

1.2.4. Triángulo de Potencias

Resulta conveniente dibujar las componentes de la potencia en un diagrama como se indica en la **Figura 1.10**. Es evidente que para una carga inductiva (factor de potencia en atraso) se tiene: $0 < \varphi \leq 90^\circ$ por lo que Q es positiva, y el vector S estará situado en el primer cuadrante. Para una carga capacitiva (factor de potencia en adelanto) se tiene: $-90^\circ \leq \varphi < 0$, por lo que Q es negativa, y S estará situado en el cuarto cuadrante. La siguiente figura se conoce usualmente con el nombre de **triángulo de potencias**. [1]

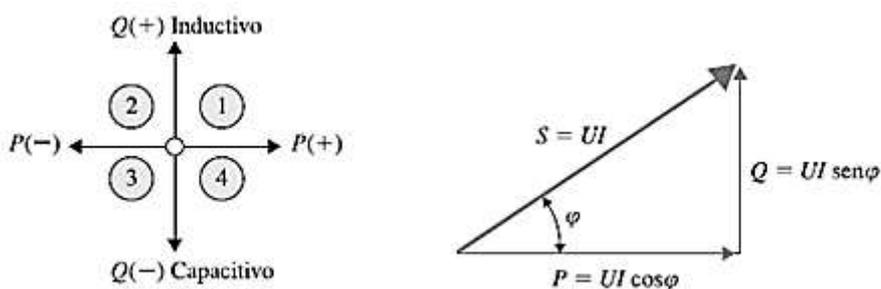


Figura 1.10: Triangulo de potencias

Fuente: [1]

Donde la potencia aparente es la resultante de la suma vectorial de la potencia Activa y Reactiva.

1.3. Factor de Potencia

El factor de potencia se define como el coseno del ángulo entre la potencia activa P y la potencia aparente S , según se muestra en el triángulo de potencias de la **figura 1.10**.

$$\text{Factor de Potencia} = \cos \varphi = \frac{\text{Potencia activa (W)}}{\text{Potencia aparente (VA)}} = \frac{W}{\sqrt{(W)^2 + (VA_r)^2}}$$

A partir de la expresión del factor de potencia, se establece que parte de la potencia aparente es consumida para realizar trabajo (Potencia Activa), y que el resto se utiliza en la formación de campos magnéticos (Potencia Reactiva).

Por lo tanto, el factor de potencia es un término utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo y sus límites de variación son entre 1 y 0.

Como la potencia activa P nunca puede exceder la potencia aparente S , se deduce que el factor de potencia nunca puede ser mayor que la unidad (o al 100%). El factor de potencia de un resistor es de 100 por ciento porque la potencia aparente que absorbe es igual a la potencia activa. Por otra parte, el factor de potencia de una bobina ideal sin resistencia es cero, porque no consume potencia activa. [6]

1.4. Corriente real, reactiva y total

La corriente requerida por la carga inductiva, está compuesta por la componente real y reactiva. La corriente real es la componente que es convertida por el equipo en trabajo útil, como la producción de calor a través de un elemento calentador y la corriente reactiva es la componente que se requiere para producir lo necesario para el funcionamiento inductivo de los equipos. La suma algebraica la corriente real y reactiva es la corriente total que se suministra a la carga, tal como se puede observar en la siguiente figura [8]:

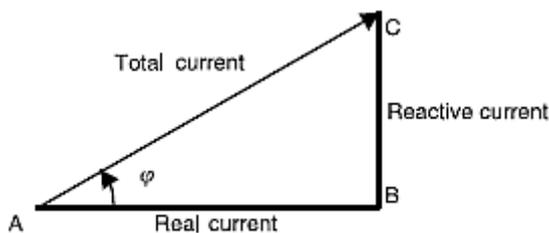


Figura 1.11: Relación entre la corriente real, reactiva y total.

Fuente: [8]

El factor de potencia también puede ser expresada como la relación de la corriente real y total en un circuito.

$$FP = \frac{\text{Corriente Real}}{\text{Corriente Total}} = \frac{W}{VA}$$

Por tanto, el factor de potencia debe ser lo más alto posible (cercano a 1), puesto que un $\cos\varphi$ bajo, al aumentar considerablemente la corriente, acarrea las siguientes desventajas [9]:

- Aumenta las pérdidas de energía activa, las cuales son proporcionales al cuadrado de la corriente.
- Aumenta la caída de tensión en la red.
- El uso de la capacidad de las instalaciones y equipos aumenta, con lo que se aumenta las inversiones.

CAPÍTULO 2

SISTEMA DE DISTRIBUCION

2.1. Conceptos Generales

Un sistema de distribución de energía es el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario. [10]

Las Redes de Distribución forman una parte muy importante de los sistemas de potencia porque toda la potencia que se genera se tiene que distribuir entre los usuarios y estos se encuentran dispersos en grandes territorios. Así pues, la generación se realiza en plantas de gran capacidad y la distribución en grandes territorios con cargas de diversas magnitudes. Por esta razón el sistema de distribución resulta todavía más complejo que el sistema de potencia. [11]

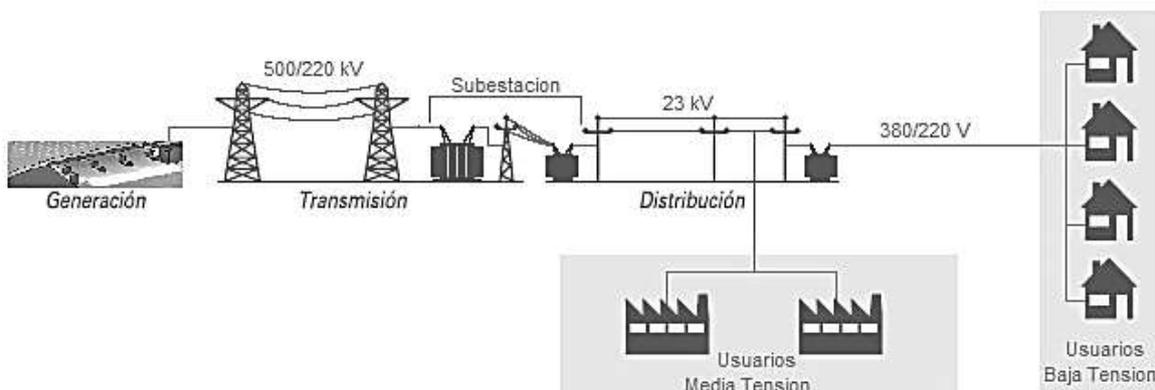


Figura 2.1: Sistema Eléctrico de Potencia.

Fuente: Internet

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) como el de la **Figura 2.1** está compuesto por un sistema de Generación, uno de Trasmisión y otro de Distribución.

En el desarrollo de este capítulo se trataran los sistemas de distribución como parte fundamental, puesto que es donde se enfoca este proyecto para la solución de problemas debidos a un bajo factor de potencia presente en el mismo.

2.2. Características de un sistema de distribución según su operación

En cuanto a su operación, hay solo dos tipos fundamentales de redes de distribución:

- Radial
- Paralelo

Por definición, un sistema de operación radial es aquel en que el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en esta produce interrupción en el servicio. Este sistema de servicio de energía eléctrica es probablemente el más antiguo y comúnmente usado en la distribución de energía eléctrica, debido a su bajo costo y sencillez. [12]

Generalmente utilizan un sistema de estructura arbolar, el cual consiste en conductores de calibre grueso en la troncal y de menor calibre en las derivaciones o ramales.

En un sistema de operación en paralelo el flujo de energía se divide entre varios elementos, teniendo más de una trayectoria. La continuidad está asegurada en la red de baja tensión por medio de la operación en paralelo. [12]

2.3. Principales elementos constitutivos

Los principales elementos constitutivos de un sistema de distribución son:

1. Líneas primarias.
2. Transformadores de distribución.
3. Líneas secundarias.
4. Acometidas.
5. Equipo de medición.

En la **figura 2.2** se puede observar una red de distribución en la que son detallados sus componentes principales.

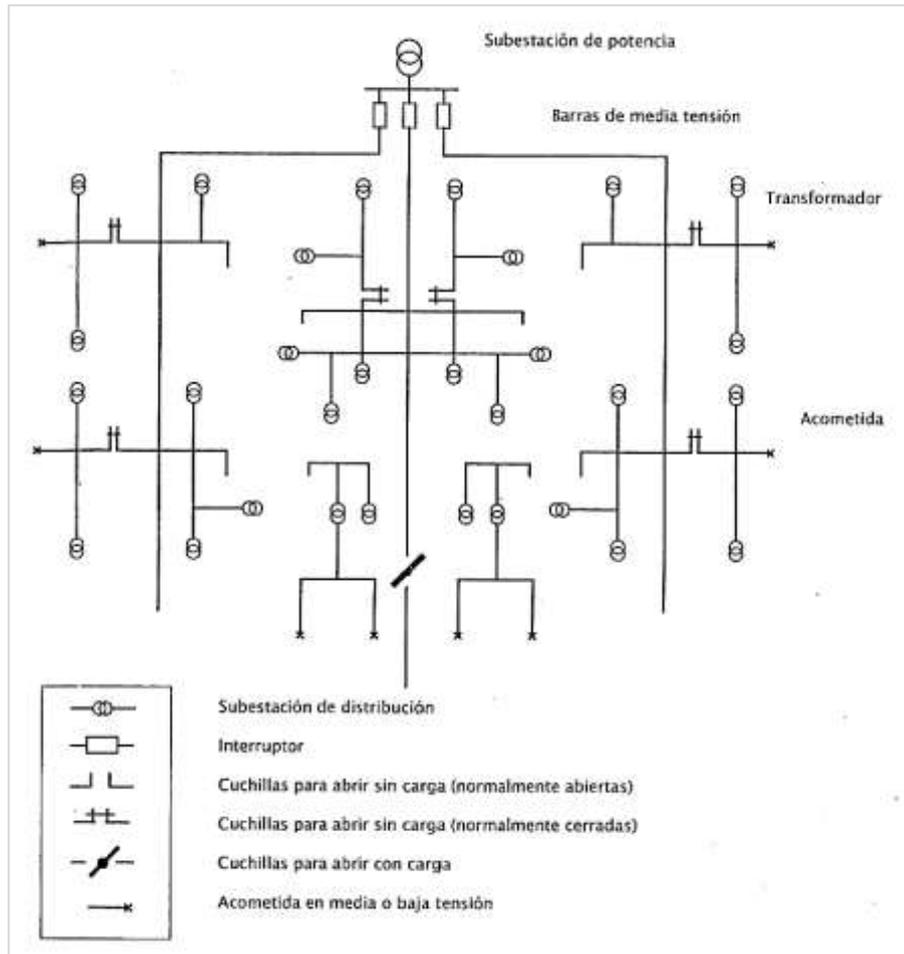


Figura 2.2. Red de distribución

Fuente: [10]

Las líneas primarias de distribución son los cables encargados de conducir la energía desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución. [10].

Las líneas primarias son también llamados como alimentadores primarios de distribución.

Los transformadores de distribución son los equipos encargados de cambiar la tensión primaria a un valor menor de tal manera que el usuario puede utilizarla sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas. [10]

Según el mercado, existen muchos proveedores de transformadores de distintas capacidades y marcas, ya sean nacionales o extranjeros, principalmente por la alta demanda en los últimos años. Su capacidad puede variar de 30 a 1000 kVA, según el mercado y las características requeridas.

Las redes secundarias de distribución conducen la energía desde los transformadores de distribución hasta las acometidas de los usuarios. [10]

Una red secundaria de distribución se puede clasificar, según el número de hilos en:

- Monofásico dos hilos.
- Monofásico tres hilos.
- Trifásico tres hilos.
- Trifásico cuatro hilos.

Las acometidas junto con el equipo de medición son los elementos que ligan al sistema eléctrico de la empresa suministradora con las instalaciones del usuario. [10]

Dependiendo de las características de carga del usuario, la medición se puede hacer en media tensión o en baja tensión.

2.4. Características de la Carga

El conocimiento de los factores de la carga sirve para predecir el valor de la demanda máxima, parámetro base de diseño, con el que se realizan cálculos de regulación y de capacidad de conducción de los elementos de la red. El conocimiento de estos parámetros, normalmente se obtiene de una medición directa de la demanda de redes en operación. El conocimiento de los parámetros de la carga es de primordial importancia para lograr un diseño en el que se haga una utilización racional de los recursos materiales, así como de que se asegure una operación satisfactoria de la misma. [10]

2.4.1. Carga Eléctrica y Demanda

La carga eléctrica es el aparato o conjunto de aparatos conectados a un sistema eléctrico que demandan una potencia eléctrica. El valor de la potencia demandada es el valor de la carga y normalmente se conoce como la demanda. [10]

Para efectos prácticos de análisis, algunas curvas de ciclos de carga se acostumbra representarlas en función de la corriente.

2.4.2. Demanda Máxima y Demanda Promedio

La demanda máxima de un sistema o de una instalación es la mayor de todas las potencias demandadas que han ocurrido durante un periodo especificado de tiempo. [10]

El conocimiento de la demanda máxima de un grupo de cargas es de gran importancia, dado que la demanda máxima del grupo determinará la capacidad que requiera el sistema.

La demanda promedio se define como la relación entre el consumo de energía del usuario durante un intervalo dado y el intervalo mismo. Se calcula mediante. [13]

$$Dp = \frac{\text{Energía consumida en el tiempo } T}{\text{Tiempo } T}$$

En la siguiente figura se muestra la potencia máxima (P_{\max}) y promedio (P_{prom}) demandada por una carga cualquiera.

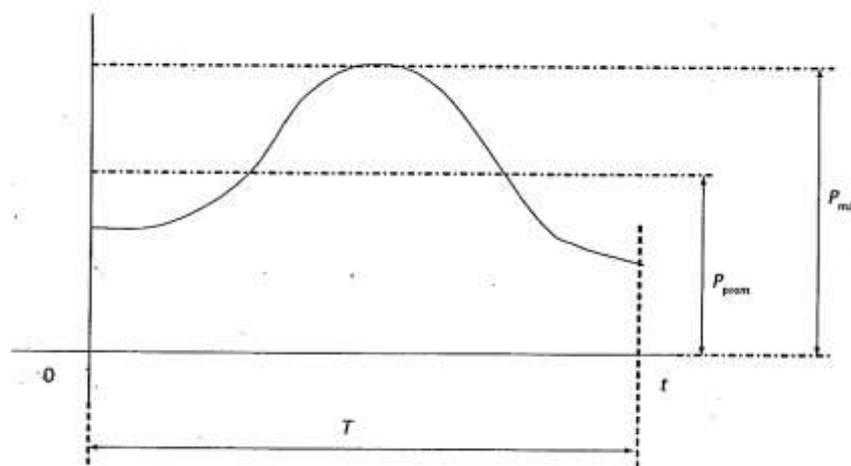


Figura 2.3. Potencia demandada por una carga.

Fuente: [10]

2.4.3. Factor de Diversidad

Relación que hay entre la suma de las demandas máximas individuales del sistema y la demanda máxima del sistema del mismo. [10]

$$F_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{maxi}}{D_{maxs}}$$

En donde:

D_{maxi} = Demanda máxima de la i-esima carga.

D_{maxs} = Demanda máxima del sistema.

2.4.4. Factor de Carga

El factor de carga se define como la relación entre la demanda promedio en un intervalo dado y la demanda máxima que se observa en el mismo intervalo.

$$FC = \frac{P_{prom}}{P_{max}}$$

2.4.5. Grafica de la carga

La variación de la carga se expresa con mayor facilidad y claridad por medio de las gráficas de carga o curvas características de carga, tal como se puede observar en la siguiente figura la curva característica de carga según cada tipo de carga (Doméstica, comercial e industrial):

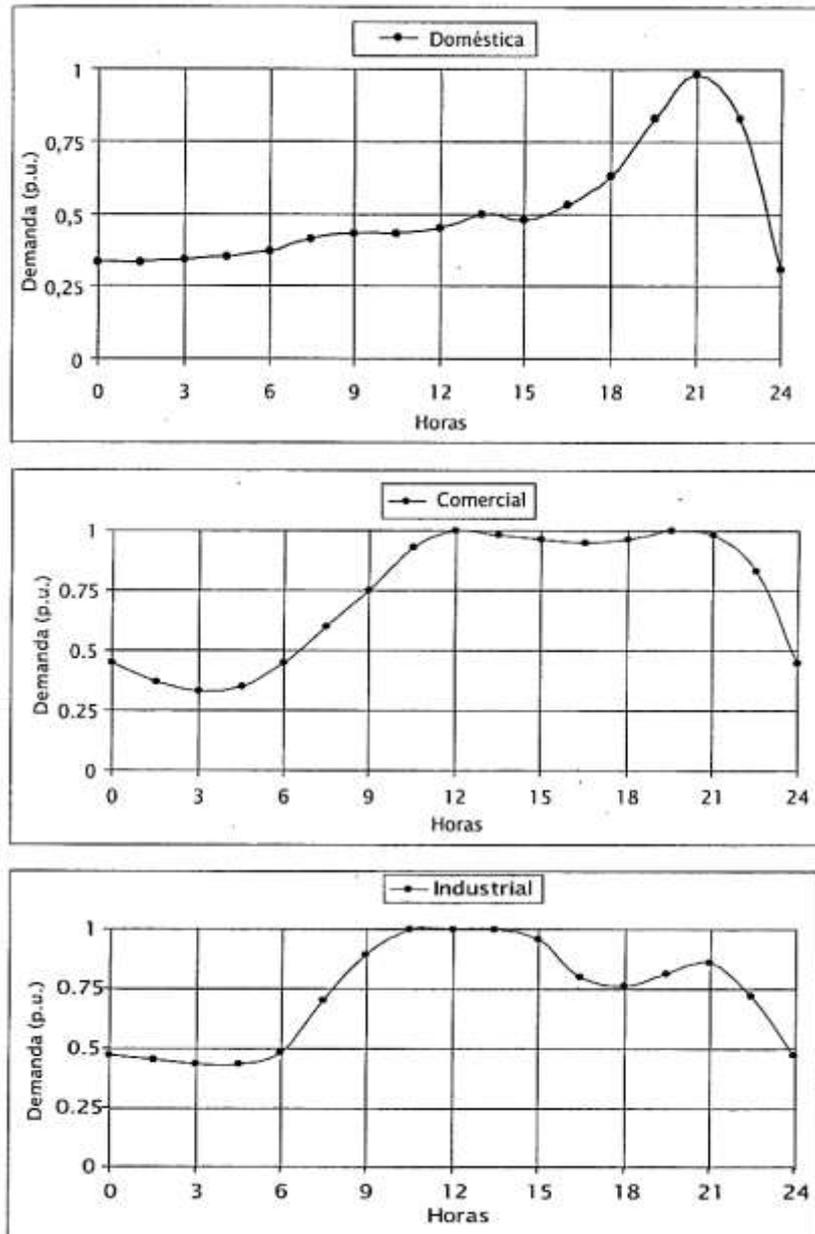


Figura 2.4. Curva característica de carga.

Fuente: [10]

CAPÍTULO 3

CAPACITORES

3.1. Conceptos Generales

3.1.1. Historia de los Capacitores

En 1745, Pieter Musschenbroek, profesor de física y matemáticas en la Universidad de Leiden, Países Bajos, descubrió la carga electrostática. Experimento con un frasco de vidrio, que ahora se conoce como la botella de Leyden (**Figura 3.1**). Otras investigaciones afirman que al mismo tiempo Ewald Georg Kleist, un inventor alemán, descubrió el primer condensador. La primera botella de Leyden era un frasco de vidrio, parcialmente con agua y cerrado con un tapón de corcho, con un conductor insertado por la boca de la botella y sumergido en el agua. Cuando el conductor se ponía en contacto con un generador de electricidad estática, el frasco almacenaba carga estática. Si cualquier conductor entrara en contacto con o en estrecha proximidad del conductor, la carga almacenada en la botella de Leyden se descargaba. [8]



Figura 3.1: Botella de Leyden

Fuente: [8]

3.1.2. Capacidad o Capacitancia

La capacidad o capacitancia puede definirse en términos generales como la propiedad de un circuito eléctrico, que le permite almacenar energía eléctrica por medio de un campo electrostático y liberar esta energía posteriormente. Los dispositivos que introducen capacitancia a un circuito o sistema eléctrico se le llaman capacitores. [4]

Antiguamente los capacitores se conocían como condensadores, hasta hoy en día, pero el término capacitor es el más correcto y está formada por dos conductores o placas paralelas de sección S , separadas a una distancia d por un material aislante denominado dieléctrico de permitividad ϵ , como se muestra en la **figura 3.2**.

Al aplicar una diferencia de potencial entre las placas $u(t)$ se produce un campo eléctrico E en el interior del capacitor, que provoca una separación de las cargas $q(t)$ que aparecen en la placas y que son iguales y de sentidos opuestos, tal como se puede observar en la siguiente figura [1]:

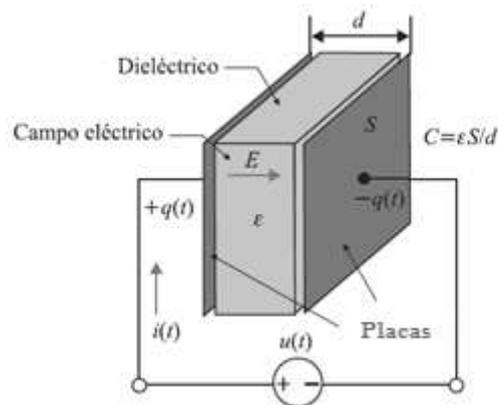


Figura 3.2: Aspecto constructivo del capacitor

Fuente: [1]

$$C = \frac{q(t)}{u(t)} = \frac{\text{Coulomb}}{\text{Voltio}} = \text{Faradio}$$

Dónde:

C = Capacidad

$q(t)$ = Carga eléctrica en función del tiempo

$u(t)$ = Diferencia de Potencial en función del tiempo

Su unidad de medida es el faradio [F], en honor al físico Michael Faraday por sus contribuciones a la ingeniería eléctrica. Un Faradio es en realidad demasiado grande para las aplicaciones prácticas, por lo que se utilizan unidades mucho más pequeñas como el microfaradio y picofaradios.

$$1 \text{ Microfaradio (1 } \mu\text{F)} = 10^{-6} \text{ F}$$

$$1 \text{ Picofaradio (1 pF)} = 10^{-12} \text{ F}$$

3.2. Capacitor de Potencia

Desde hace 30 años los capacitores de potencia vienen experimentando mejoras a través del diseño de materias primas y equipamientos que permiten nuevas técnicas de fabricación y mayor eficiencia, posibilitando un aumento de potencia de unidades de 10 kVAr para 100, 200, 300 y hasta 400 kVAr hoy disponibles. [14]

Uno de los más significativos avances en el desarrollo de materiales ocurrió con el fluido utilizado para la impregnación de los capacitores. Debido a la influencia de las entidades de protección ecológicas, hoy en día está prohibida la utilización de impregnantes tipo PCB (Askarels). Los nuevos fluidos disponibles no contaminan el ambiente y no traen peligro para la salud. En muchos casos estos materiales tienen propiedades eléctricas y químicas superiores al PCB.

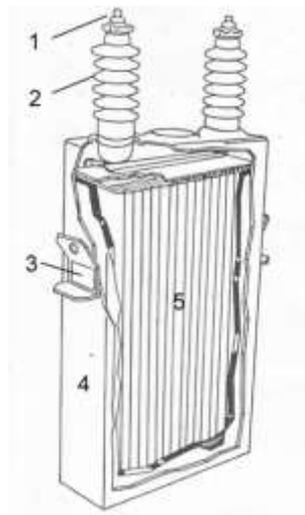


Figura 3.3. Vista en Corte de un capacitor de dos terminales. 1. Terminal de conexión; 2. Terminal de porcelana; 3. Soportes; 4. Tanque de acero inoxidable; 5. Parte activa

Fuente: [15]

La parte activa principal usada en la construcción de los capacitores consiste en un papel o película de polipropileno o papel y película de aluminio y líquido de impregnación, este último hace preferencia los biodegradables. En la siguiente figura se muestra los principales elementos de un capacitor individual.

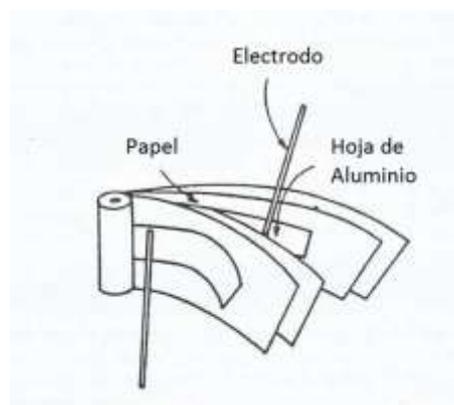


Figura 3.4 Elementos de un capacitor de potencia individual

Fuente: [15]

3.3. Banco de Capacitores

Los bancos de capacitores están constituidos por una asociación serie/paralelo de unidades capacitivas. Normalmente se realiza un estudio técnico-económico teniendo en cuenta la conexión de los bancos al sistema eléctrico.



Figura 3.5: Banco de Capacitores de 12 MVAR tipo subestación. ES-COV.

Fuente: ANDE



Figura 3.6: Banco de Capacitores 600 kVAr tipo poste.
Fuente: Inepar Capacitores

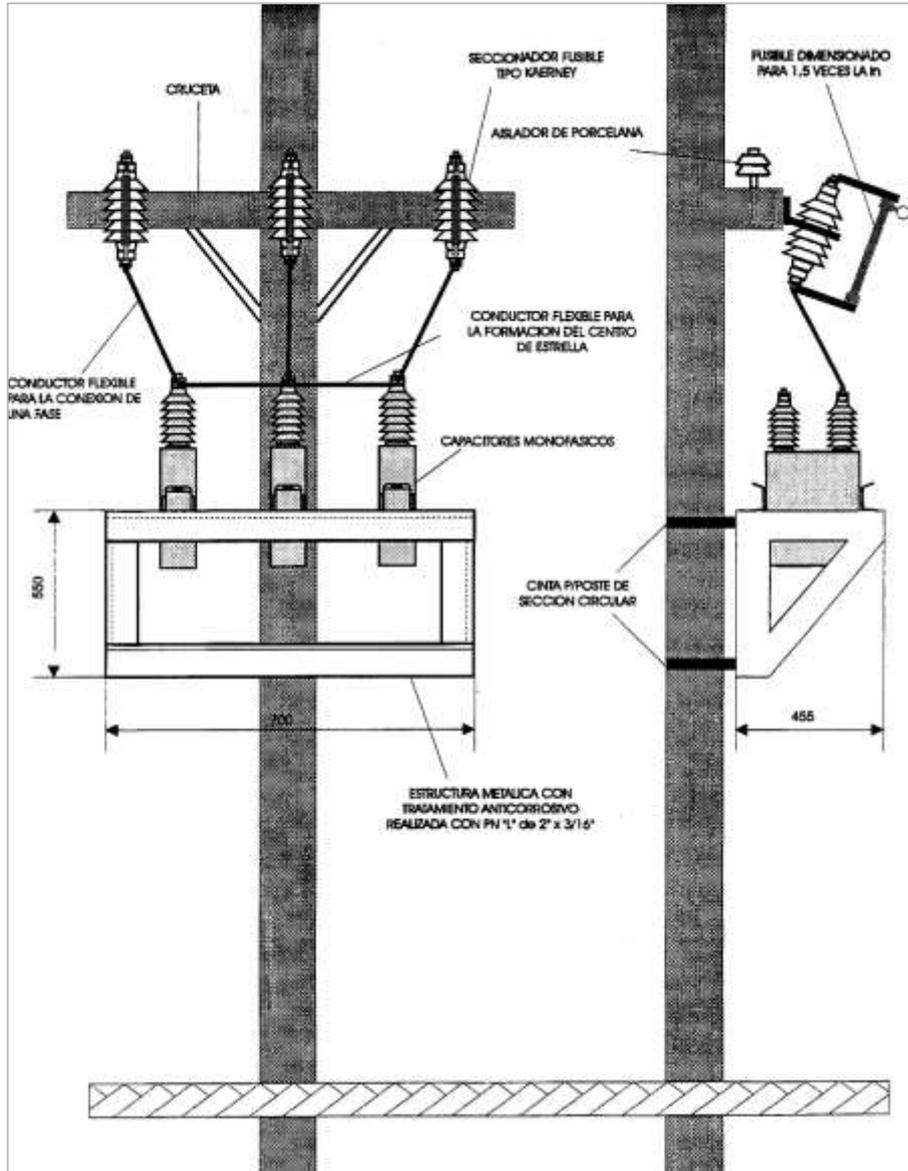


Figura 3.7: Banco de Capacitores de 250 a 500 kVAr – 50 Hz. Tipo Poste.

Fuente: Elecond Capacitores

3.4. Conexión de un banco de capacitores

3.4.1. Triángulo

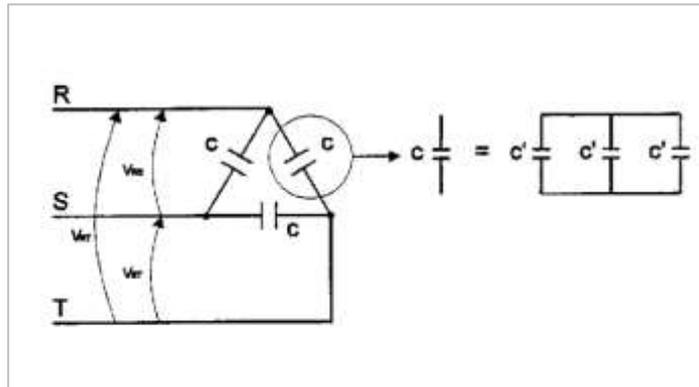


Figura 3.8: Conexión de un banco de capacitores en triángulo.

Fuente: Elecond Capacitores.

Características:

- Utilizados en bancos con tensión y potencia reducida.
- Sistemas de conexión dificultosos.
- No hay circulación de armónicos de 3^{er} orden.
- Los sistemas de protección son relativamente caros.
- Aptos para sistemas con neutro aislado o puesto a tierra.

Caso típico: bancos para instalación en industrias (hasta 300 kVAr – 2400 kV).

3.4.2. Estrella con neutro aterrado

El más utilizado es “Estrella con neutro aterrado”, tal como se puede observar en la figura [14]:

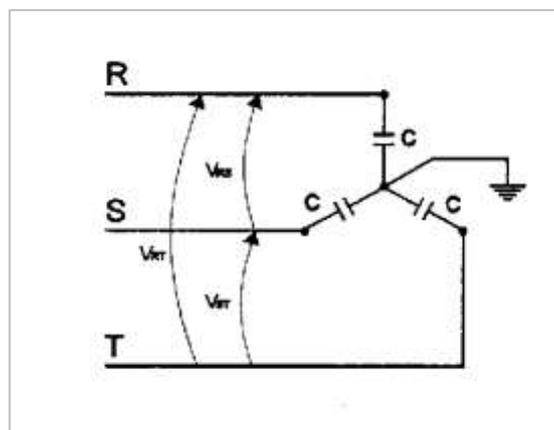


Figura 3.9: Conexión de un banco de capacitores en estrella con neutro aterrado.

Fuente: Elecond Capacitores.

Características:

- Utilizados en un amplio rango de tensión y potencia de bancos.
- Sistemas de conexión simplificados.
- Reducen el nivel de armónicas en la línea.
- Los sistemas de protección son relativamente baratos.
- Aptos solo para sistemas con neutro puesto a tierra.

Caso típico: bancos para instalación en poste (hasta 1200 kVAr – 13.8 kV)

3.4.3. Estrella con neutro aislado

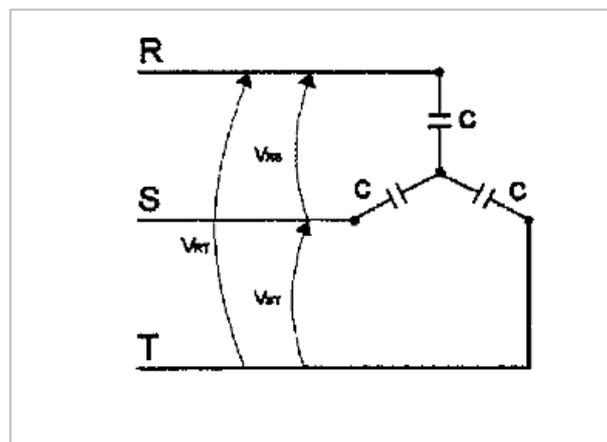


Figura 3.10: Conexión de un banco de capacitores en estrella con neutro aislado.

Fuente: Elecond Capacitores.

Características:

- Utilizados en un amplio rango de tensión y potencia de bancos.
- Sistemas de conexión simplificados.
- No hay circulación de armónicos de 3^{er} orden.
- Los sistemas de protección son los más baratos.
- Aptos para sistemas con neutro aislado o puesto a tierra.

Caso típico: bancos para subestaciones (hasta 60 MVar – 69 kV).

3.5. Protección de los Bancos de Capacitores

La protección de los bancos de capacitores de potencia debe establecer protección contra tres problemas básicos, los cuales son:

- Picos de tensión provocados por descargas atmosféricas y picos de tensión de maniobra.
- Sobrecorriente en los capacitores.
- Sobretensión permanente en los capacitores.

Normalmente estos esquemas se llevan a cabo por los siguientes tipos de protección:

3.5.1. Picos de Tensión

Estos transitorios son amortiguados con un dimensionamiento adecuado del resistor de pre-inserción del interruptor de maniobra del banco y/o con la instalación de pararrayos adicionales de óxido de zinc (ZnO) junto a los bancos.

3.5.2. Sobrecorrientes en los capacitores

Son solucionados con las siguientes medidas:

- Fusibles en los capacitores.
- Una distribución apropiada de los capacitores en conexión serie/paralelo.
- Utilización de resistores de pre-inserción del interruptor de maniobra del banco.

3.5.3. Sobretensión permanente en los capacitores

Estas sobretensiones podrán ser amortiguadas si:

- Hay una inspección periódica en los fusibles (cuando estos fuesen del tipo externo).
- Hay sensores de desequilibrio del neutro.
- Hay relés diferenciales de tensión para bancos con estrella aterrada.

3.6. Régimen de operación de capacitores en los alimentadores de distribución

La variación de carga de un Sistema de Distribución varía dependiendo del tipo de consumidor al cual se suministra la energía eléctrica. De esta forma, los bancos de capacitores se clasifican de acuerdo al régimen de operación en dos tipos: los fijos y los automáticos.

3.6.1. Bancos de Capacitores fijos

Los bancos de capacitores fijos suministran una potencia reactiva constante y están conectados de forma permanente al sistema, se instalan principalmente cuando la demanda de potencia reactiva de la carga a compensar sea poco variable.

El total de kVAr compensado por los capacitores fijos instalados en cada alimentador debe ser aproximadamente igual a la potencia reactiva total solicitada de la barra de la subestación reductora por dicho alimentador en condiciones de una demanda ligera o media. Para la instalación de los bancos capacitores fijos, se debe tener en cuenta una previsión del aumento de las cargas energizadas por el alimentador a un plazo de 3 a 5 años. Esto permitirá compensar prácticamente toda la potencia reactiva producida en condiciones de carga leve, aun si el crecimiento de la carga sea un poco diferente de lo previsto. [15]

3.6.2. Banco de Capacitores Automáticos

Su función es proporcionar diferentes niveles de potencia reactiva al sistema para poder compensar la deficiencia de reactivos en los períodos de demanda máxima, están programados para una operación de entrada y salida en el sistema, ya sea en forma manual o automática. De igual manera se lo puede instalar en un poste de la de red de distribución o en la barra de las subestaciones, con sus respectivos elementos adicionales.

Los bancos automáticos se instalan principalmente bajo las siguientes circunstancias: [16]

- Cuando las cargas poseen una demanda de potencia reactiva considerablemente variables, ya sea con la finalidad de corregir el factor de potencia, reducir pérdidas eléctricas o aumentar la capacidad de carga del sistema. Los bancos de

capacitores automáticos pueden proveer potencia reactiva en los momentos de mayor demanda, saliendo fuera de operación al disminuir la misma.

- Cuando se trata de mejorar la regulación de tensión en las líneas de transmisión y distribución se puede requerir el uso de grandes cantidades de capacitores durante las horas de plena carga o demanda máxima, que deben ser desconectados cuando la carga del sistema disminuye. De lo contrario, pueden producirse sobretensiones.

La siguiente figura define el estado de operación del sistema a través del cual se planifica el intervalo de operación de los bancos de capacitores (fijos o automáticos) según la variación de la demanda.

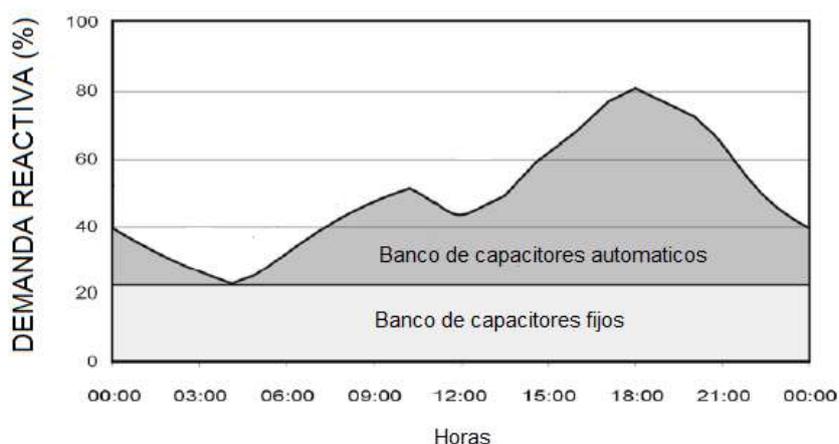


Figura 3.11: Instalación de bancos de capacitores según la curva de demanda.

Fuente: [17].

3.7. Resonancia ocasionada por capacitores

La resonancia ocurre para una frecuencia particular en un circuito donde existe una combinación de elementos resistivos, inductivos y capacitivos. Este efecto produce sobrecorrientes y sobretensiones en el circuito dependiendo de que los elementos resonantes estén en serie o en paralelo.

Los capacitores instalados para la corrección del factor de potencia en los sistemas eléctricos pueden formar un circuito resonante paralelo con las impedancias de la carga y del transformador, pudiéndose aumentar considerablemente la reactancia del

sistema, produciendo perturbaciones en la operación de dicho sistema y daños a sus componentes.

Muchos de los sistemas de energía están equipados con capacitores para corrección del factor de potencia. La capacitancia forma un circuito resonante paralelo con las impedancias de la carga y del transformador.

3.8. Componentes armónicas

Las componentes armónicas son aquellas que se manifiestan dentro de los sistemas eléctricos a una frecuencia múltiplo de la fundamental 60 o 50 Hz, por ejemplo, la 3^{ra} tiene una frecuencia de 180 o 150 Hz respectivamente. La distorsión de la onda senoidal fundamental, generalmente ocurre en múltiplos de la frecuencia fundamental. [5]

La presencia de armónicos provoca sobrecargas en los capacitores debido al aumento de la corriente circundante, una vez que su impedancia es inversamente proporcional a la frecuencia, es decir, que cuando la frecuencia del sistema es alta, la impedancia se reduce, pudiendo aumentar considerablemente la corriente. Estas altas frecuencias deben ser evitadas ya que reducen la vida útil del dieléctrico de los capacitores, en el peor caso llegando a la explosión.

Para disminuir los armónicos en el sistema, se debe adoptar las siguientes medidas:

- Disminuir las sobretensiones en el sistema desconectando los bancos de capacitores cuando su presencia no sea necesaria, como por ejemplo, durante las cargas leves o bajas.
- Distribuir adecuadamente los bancos de capacitores en diversas partes del sistema, para evitar la acumulación de reactivos en un solo punto.
- Utilizar filtros para los armónicos más importantes.

CAPÍTULO 4

COMPENSACIÓN DE LA POTENCIA REACTIVA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

4.1. Influencia del bajo factor de potencia en el Sistema de distribución

El bajo factor de potencia, trae como consecuencia los siguientes efectos en la red de distribución:

- Aumento de la intensidad de corriente, haciendo que los alimentadores, transformadores y equipamientos de las subestaciones, superen sus límites de carga y estén sobrecargados a su máxima capacidad térmica, disminuyendo la vida útil de los mismos.
- Aumentan las pérdidas de potencia por efecto Joule en el sistema.
- Las caídas de tensión en los alimentadores y transformadores pueden ser excesivas.
- Mayor inversión en redes y transformadores.

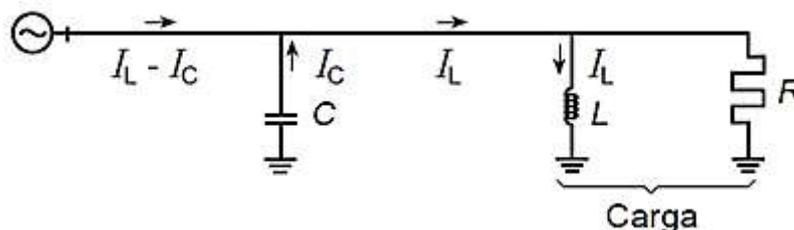
4.2. Corrección del Factor de Potencia

La compensación de la potencia reactiva tiende a mejorar la calidad de suministro en el sistema eléctrico de distribución, mejorando los efectos del bajo factor de potencia mencionados en el apéndice anterior, es decir, al disminuir la potencia reactiva a través de la red, se reduce las pérdidas técnicas y económicas, esto se logra al corregir el factor de potencia a un valor mayor, esto es entregando o absorbiendo cierta cantidad de potencia reactiva, el cual se logra por medio de bancos de capacitores en paralelo.

La función de los capacitores en paralelo aplicados como unidad o en grupo de unidades (banco), es alimentar la potencia reactiva inductiva (kVAr adelantados), en el punto en que se conectan al sistema de distribución. [11]

La aplicación de un capacitor en paralelo se puede demostrar en la siguiente figura:

Patrón de flujo de los componentes de corriente reactiva.



Cuando $I_c = I_L$, el banco de capacitores suministra toda la potencia reactiva.

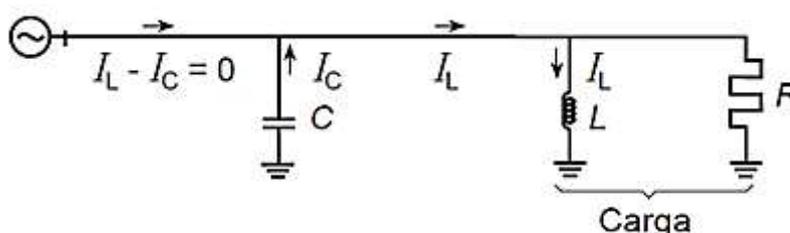


Figura 4.1: Aplicación del capacitor en paralelo.

Fuente: [9].

Dónde:

R = Representa los elementos de potencia activa de la carga.

L = Representa los elementos de potencia reactiva (inductiva) de la carga.

C = Representa los elementos de potencia reactiva (capacitiva) del equipo de corrección del factor de potencia.

Si se añade a la carga un grupo de capacitores, su corriente reactiva (capacitiva) recorrerá la misma trayectoria a través del sistema de alimentación que la de la corriente reactiva de carga. Como esta corriente capacitiva I_C (que desfasa la tensión 90 grados) está en oposición de fase directa a la corriente reactiva de carga I_L , los dos componentes que fluyen a través de la misma trayectoria se anularán mutuamente, de tal forma que si el grupo de capacitores es suficientemente grande e $I_C = I_L$, no habrá flujo de corriente reactiva en el sistema aguas arriba de los capacitores. Es decir, si añadimos a la instalación un grupo de capacitores con una potencia reactiva igual o mayor que la demandada por la instalación, aguas arriba del grupo de capacitores no habrá demanda de energía reactiva. [9]

En el diagrama siguiente se puede observar que al reducir una potencia reactiva Q_1 , a un valor más pequeño Q_2 , mediante un grupo de capacitores que tiene una potencia reactiva Q_c , la magnitud de la potencia aparente S_1 se reduce a S_2 .

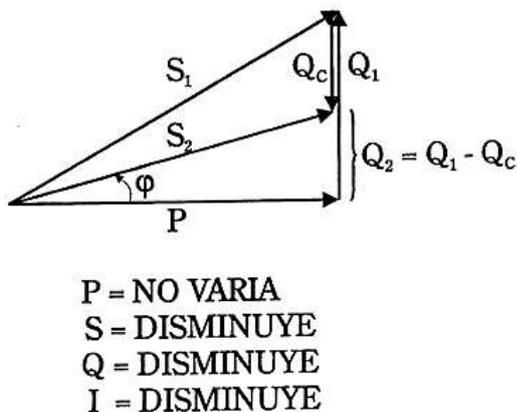


Figura 4.2: Diagrama de corrección del factor de potencia.

Fuente: Elecond Capacitores.

De esta manera con la compensación reactiva en el sistema de distribución se logran las siguientes mejoras:

- Reducir las pérdidas de potencia en el sistema.
- Liberar una cierta capacidad (potencia aparente).
- Elevar la tensión en las terminales de la carga.

Los equipos industriales tales como un motor de inducción funcionan a un factor de potencia mucho más bajo, esto hace que el factor de potencia global de la industria sea bajo.

Los proveedores de energías eléctricas proponen a los consumidores una penalización sobre el coste de la factura en función del factor de potencia con el fin de reducir la circulación de potencia reactiva en la red de distribución, por lo que las industrias deben instalar capacitores para elevar el factor de potencia a un valor mínimo permitido.

A continuación analizaremos un alimentador con carga concentrada en su extremo final, con el fin de demostrar las mejoras citadas más arriba después de la respectiva compensación reactiva del sistema.

4.3. Compensación de potencia reactiva para una línea de distribución con carga concentrada.

Al compensar la potencia reactiva de una línea se obtiene una reducción de las pérdidas de potencia debido a la cancelación de una parte de la corriente inductiva jI_{Xl} por la corriente capacitiva jI_{Xc} del banco de capacitores tal como se muestra en la siguiente figura: [10]

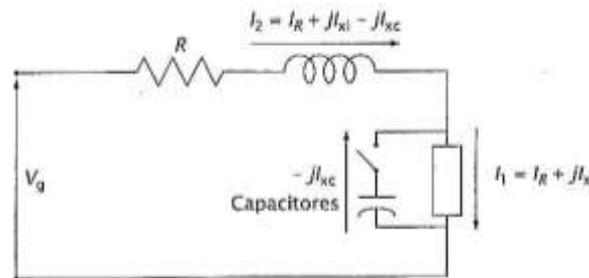


Figura 4.3 Cancelación de Corriente Inductiva por la corriente capacitiva en una línea de distribución.

Fuente: [10].

La reducción de las pérdidas de potencia (R_p) está representada por la sustracción de las pérdidas de potencia originales, en la línea, RI_1^2 y las pérdidas de potencia RI_2^2 después que se instalaron los capacitores, o sea [10]:

$$R_p = RI_1^2 - RI_2^2$$

Dónde:

R = Resistencia de la línea en Ohm.

I_1 = Corriente de línea antes de instalar los capacitores.

I_2 = Corriente de línea después de instalar los capacitores.

Junto con la reducción de pérdidas de potencia se tiene una reducción de pérdidas de energía (R_e), que se calcula de la siguiente manera [10]:

$$R_e = RI_1^2 F_{per} T - RI_2^2 F_{per} T$$

Dónde:

F_{per} = Factor de Perdidas.

T = Tiempo en que se evalúa la reducción de energía.

Para líneas trifásicas la ecuación anterior se debe multiplicar por 3.

En la figura siguiente se puede observar que la reducción de pérdidas de la potencia es la diferencia de dos ordenadas y la reducción de pérdidas de energía es un área.

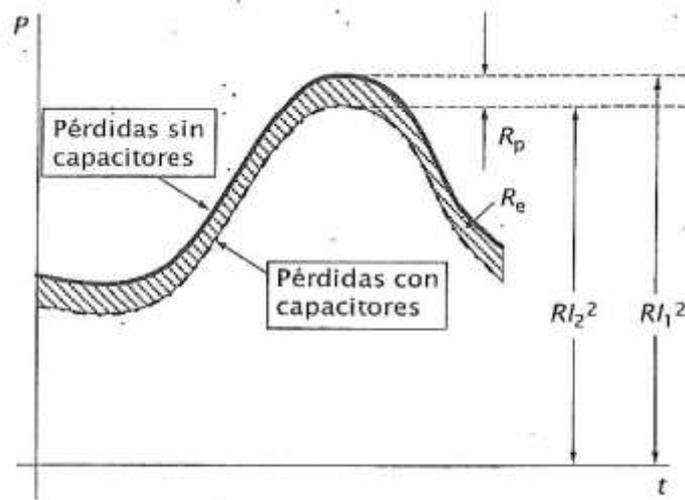


Figura 4.4 Pérdidas de potencia y energía en una línea cuya carga tiene ciclo variable.

Fuente: [10].

4.3.1. Capacidad Liberada

El concepto de capacidad liberada se define como: la carga en kVA que se puede agregar con el factor de potencia original, de tal manera que la magnitud de la carga, en kVA, sea la misma antes y después de que se han agregado los capacitores. Esta definición se representa en la Figura [10]:

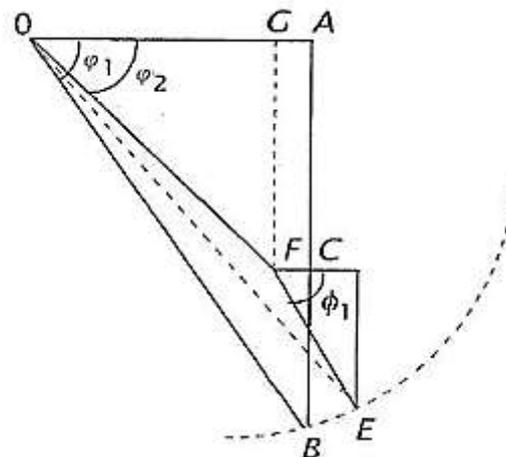


Figura 4.5. Capacidad Liberada.

Fuente: [10].

Dónde:

OA = kW iniciales

AB = kVAr iniciales inductivo

CB = kVAr del capacitor

OE = kVA finales

OB = kVA iniciales

FE = Capacidad Liberada

AG = Reducción de kW

4.3.2. Elevación de Tensión

La reactancia (x) de un alimentador de distribución, en Ω/km , es cerca de 3 veces mayor que la resistencia (R) del mismo, en Ω/km . En consecuencia, se puede demostrar fácilmente que la caída de tensión producida por la transmisión de 1 MVar es equivalente a la caída de tensión producida por la transmisión de 3 MW de potencia activa. [15]

Como se mencionó anteriormente al instalar bancos de capacitores en las líneas se incrementa el valor de la tensión en las terminales de la carga y la ecuación con la que se puede calcular esa elevación de tensión se deduce con ayuda de la siguiente figura: [10]

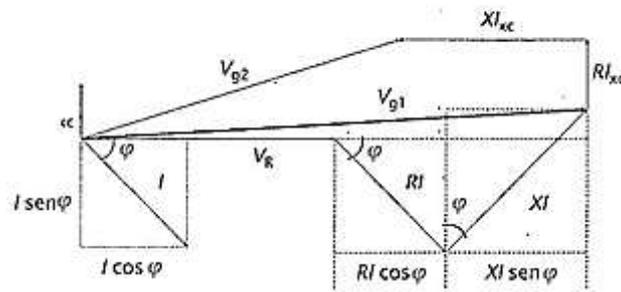


Figura 4.6. Diagrama vectorial de la relación de tensiones en una línea con capacitores

Fuente: [10].

La caída de tensión en una línea con carga concentrada se calcula con la expresión siguiente. [10]

$$V = RI \cos \varphi + RI \sin \varphi$$

Dónde:

R = Resistencia de la línea, en ohm.

X = Reactancia de la línea, en ohm.

$I \cos \varphi$ = Componente activa del vector corriente.

$I \sin \varphi$ = Componente reactiva del vector corriente.

Al conectar un banco de capacitores cuya corriente sea I_{xc} se puede aproximar la caída de tensión V por la ecuación:

$$V = RI \cos \varphi + RI \sin \varphi - XI_{xc}$$

La corrección de la tensión usando condensadores en paralelo constituye un instrumento precioso. A menudo, con los capacitores se consigue la corrección necesaria a un coste menor que con cualquier otro sistema y además ofrecen la ventaja de mejorar el factor de potencia. Sin embargo, su efecto sobre la tensión es el mismo durante los periodos de poca carga, lo que puede dar lugar a una elevación de la tensión de los usuarios, a menos que se tenga sumo cuidado en su aplicación. Las instalaciones variables resultan especialmente adecuadas por este motivo, ya que los kVAr en exceso

respecto a los admisibles en los periodos de poca carga pueden instalarse de manera que queden conectados durante las puntas, desconectándose durante los periodos de poca carga. [18]

Como se mencionó anteriormente al agregar potencia reactiva capacitiva en la carga se logran mejoras en el comportamiento del sistema eléctrico.

Al simular la condición de un alimentador trifásico de 13.2 kV, de 10 km de longitud y que alimenta una carga de 3000 kVA con un factor de potencia de 0.8 en atraso en la cual se hace variar la magnitud del banco de capacitores en pasos de 300 kVAR, se obtiene los valores de la **tabla 4.1** y en la **figura 4.7**.

Capacidad del Banco kVAr	Capacidad Liberada kVA	Factor de Potencia de la Carga	Reducción de Potencia kW	Perdidas Energía kWh
cero	cero	- 0.800	cero	cero
300	170	- 0.848	11.3	32,234
600	317	- 0.893	20.6	59,004
900	437	- 0.936	29.4	83,952
1200	527	- 0.970	32.9	94,057
1500	582	- 0.991	36.0	102,924
1800	600	1.000	37.0	105,759
2100	582	0.992	36.0	102,924
2400	527	0.970	32.9	94,057
2700	437	0.936	29.4	83,952
3000	317	0.894	20.6	59,004

Tabla 4.1. Simulación del alimentador al variar la capacidad del banco de capacitores.

Fuente: [10].

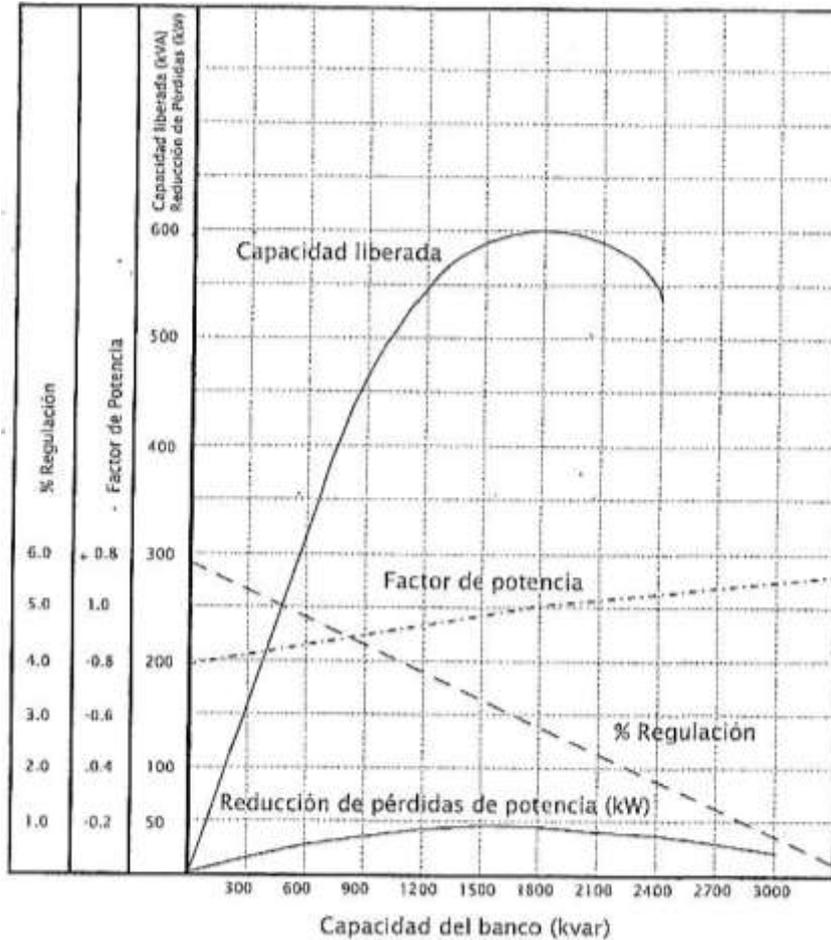


Figura 4.7 Representación gráfica de los resultados de la Tabla 3.1.

Fuente: [10].

De los resultados consignados en la tabla se observa que la reducción máxima de pérdidas de potencia y energía se logra cuando se instala un banco de capacitores de 1800 kVAr, que es el correspondiente a un factor de potencia igual a uno.

CAPÍTULO 5

BANCO DE CAPACITORES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION

5.1. Localización de los Bancos de Capacitores en el Sistema de distribución

Según [5], dependiendo de las características del sistema a compensar, los bancos de capacitores pueden implementarse en dos puntos principales de la red:

- Compensación Concentrada.
- Compensación Distribuida.

5.1.1. Compensación Concentrada

En este enfoque toda la potencia requerida a compensar, se realiza por medio de la instalación de uno o más bancos de capacitores conectados a la barra de media tensión de la subestación, tal como se muestra en la siguiente figura:

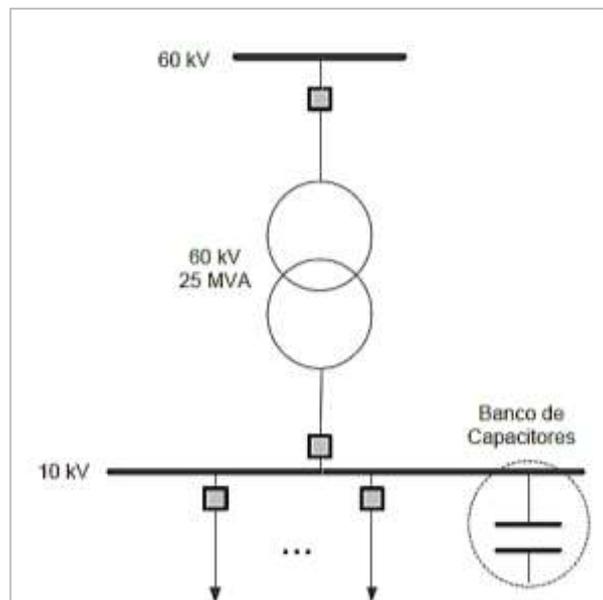


Figura 5.1: Compensación Concentrada en una Subestación 60/10 kV.

Fuente: [5].

Son varias las causas de la instalación de bancos de capacitores en la barra de distribución de las subestaciones. Según [15], veremos algunos de ellos a continuación:

- Proximidad excesiva entre bancos de capacitores fijos y automáticos en los alimentadores de distribución: Cuando los alimentadores no son extensos, y alimentan cargas de gran porte, concentradas en puntos específicos del alimentador, es posible que los bancos de capacitores fijos o automáticos necesarios para la compensación en la demanda mínima o máxima queden instalados en puntos del alimentador relativamente próximos entre sí. En esas condiciones, la resistencia del tramo del alimentador entre esos puntos puede no ser suficiente para amortiguar adecuadamente las sobretensiones que se presentan cuando los capacitores inician su operación el sistema. En algunos casos puede ser necesario disminuir la cantidad de potencia reactiva de los bancos de capacitores fijos instalados a lo largo del alimentador para controlar el problema mencionado. En ese caso es necesario instalar bancos de capacitores fijos adicionales en la barra de distribución de la subestación (SE), con la capacidad igual a la que fue reducida los capacitores fijos a lo largo de los alimentadores. Lo mismo puede ocurrir con los capacitores automáticos.
- Necesidad de compensación complementaria para una gran demanda: Aun cuando todos los capacitores fijos y automáticos puedan ser instalados a lo largo del alimentador, es conveniente disponer de una compensación adicional instalada en la barra de distribución de la SE, que pueda entrar en servicio en caso que ocurra una elevada potencia reactiva en el sistema que lo normal.
- Elevar el factor de potencia aguas arriba del transformador de potencia: Los bancos de capacitores instalados en la barra de distribución de la SE, permiten compensar la gran demanda de reactivos de los alimentadores de distribución, las pérdidas reactivas de los transformadores de potencia, disminuyendo así la potencia reactiva requerida en las líneas de transmisión.

5.1.2. Compensación Distribuida

Según este enfoque la compensación reactiva se realiza por medio de la instalación de bancos de capacitores a lo largo de los alimentadores de distribución, lo más próximo posible a la carga, tal como se puede apreciar en la siguiente figura:

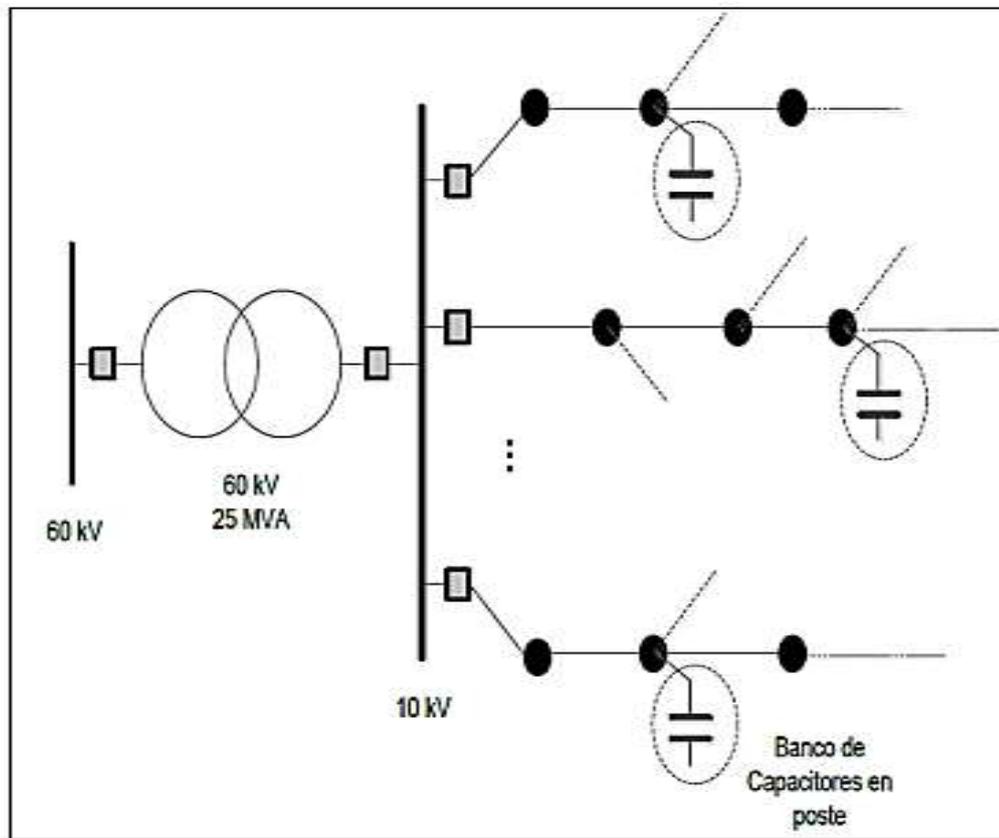


Figura 5.2: Compensación Distribuida.

Fuente: [5].

Los bancos de capacitores se instalan en los postes de distribución. Pero de debido a la complejidad del sistema de distribución, para obtener excelentes resultados en toda la red es preciso determinar la capacidad óptima de los capacitores como también la ubicación de estos a en un punto óptimo lo largo de los alimentadores.

De esta manera la ubicación de los capacitores ha sido resuelta haciendo uso de diferentes técnicas y métodos que son detallados a continuación según [10] [19] y [20]:

5.1.2.1. Métodos Analíticos

Estos métodos son utilizados cuando los recursos computacionales no están disponibles o son muy caros. El método analítico usa el cálculo para maximizar la función de beneficios sobre los costos.

El criterio de los 2/3 es el más conocido de los métodos analíticos, pero este método cae en el error al asumir una carga uniforme al igual que las características de la red.

La mayoría de los alimentadores de distribución de energía eléctrica no tienen una distribución uniforme de las cargas, están dispersas a lo largo del mismo y para la ubicación de capacitores se puede determinar con los métodos de Maxwell y Schmill, que al igual del método de los 2/3 son detallados a continuación:

a. Método de los 2/3

Este método se denomina el criterio de los 2/3 y se aplica para alimentadores con carga uniformemente distribuida y conductor de calibre constante.

El fundamento de la regla de los 2/3, se expresa de la siguiente manera: “Para lograr la máxima reducción de pérdidas de potencia en un alimentador con carga uniformemente distribuida, los capacitores se deben instalar a 2/3 de distancia de la fuente y su capacidad debe ser igual a 2/3 de la potencia reactiva de la línea, a la hora de la demanda máxima”.

Esta regla se aplicó durante muchos años en las compañías eléctricas de los Estados Unidos.

b. Método de Maxwell

Con este método la reducción de pérdidas de potencia en un alimentador trifásico se obtiene con la siguiente ecuación:

$$R_P = [3R_1(2I_1I_{C1} - I_{C1}^2) + 3R_2(2I_2I_{C2} - I_{C2}^2) + \dots + 3R_n(2I_nI_{cn} - I_{cn}^2)]10^{-3}$$

y la reducción de pérdidas de energía:

$$R_E = [3R_1(2I_1I_{C1}FC - I_{C1}^2) + 3R_2(2I_2I_{C2}FC - I_{C2}^2) + \dots + 3R_n(2I_nI_{Cn}FC - I_{Cn}^2)] \times T10^3$$

Dónde:

R_p = Reducción de las pérdidas de potencia.

R_E = Reducción de las pérdidas de energía.

R_1 = Resistencia del segmento uno de la troncal.

I_1 = Corriente inductiva durante la demanda máxima en el segmento 1 de la troncal.

I_{C1} = Corriente capacitiva en el segmento uno de la troncal.

I_n = Corriente inductiva durante la demanda máxima en el segmento n de la troncal.

FC = Factor de carga.

T = Tiempo, normalmente se toman 8760 horas.

A continuación se muestra el diagrama unifilar del alimentador propuesto por Maxwell.

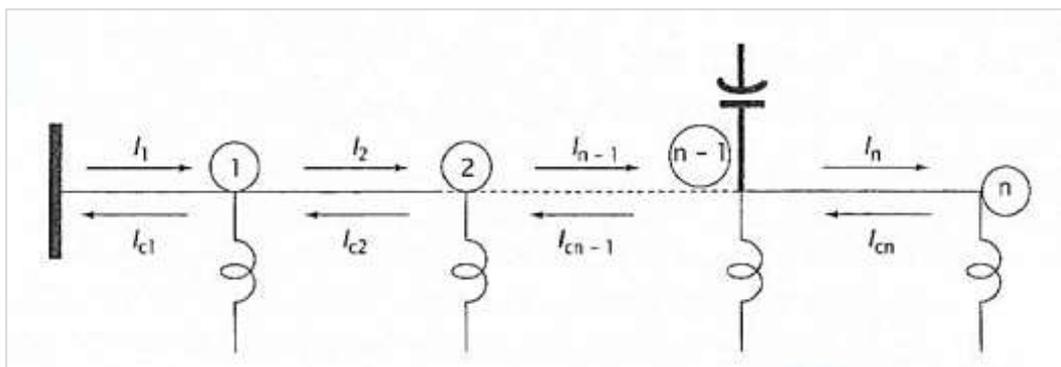


Figura 5.3: Diagrama unifilar del alimentador propuesto por Maxwell.

Fuente: [10].

c. Método de Schmill

Este método fue ideado por el Ingeniero José V. Schmill, también se le conoce como el método de los momentos eléctricos.

La reducción de las pérdidas de potencia en kW, para el caso de un banco de capacitores instalados en un alimentador trifásico, se obtiene con la siguiente ecuación:

$$R_p = 3[2I_c(M_O^N - M_{N_1}^N) - R_{N_1}I_c^2]10^{-3}$$

y la reducción de pérdidas de energía en KWh:

$$R_E = 3[2I_cFC(M_O^N - M_{N_1}^N) - R_{N_1}I_c^2]T \times 10^{-3}$$

Dónde:

I_c = Corriente por fase del banco de capacitores.

FC = Factor de carga.

M_O^N = Suma de momentos eléctricos de las corrientes inductivas tomando como “fulcro” el inicio del alimentador.

$M_{N_1}^N$ = Suma de momentos eléctricos de las corrientes inductivas tomando como “fulcro” el punto N_1 donde se localizan los capacitores.

R_{N_1} = Resistencia eléctrica en ohms desde el inicio del alimentador hasta el nodo en que se instalan los capacitores.

T = Tiempo en que se calcula la reducción de las pérdidas de energía, normalmente es un año (8760 horas).

N = Último nodo del alimentador.

N_1 = Nodo en el que se instalan los capacitores.

5.1.2.2. Métodos Heurísticos

Son métodos basados en técnicas de búsqueda heurística. La aplicación de estos métodos ha sido de gran importancia en la localización de capacitores para minimización de pérdidas. Se caracterizan por su fácil entendimiento e implementación que otros métodos, sin embargo los resultados no resultan ser los más óptimos.

5.1.2.3. Métodos basados en inteligencia artificial

Estos métodos se caracterizan por su poder de resolver el problema de localización de capacitores de manera óptima; están basados en las diferentes áreas de la inteligencia artificial. Uno de ellos son los algoritmos genéticos.

Los algoritmos genéticos son métodos que desarrollan una búsqueda selectiva basada en algoritmos con evolución biológica, los cuales centralizan su búsqueda hacia una solución óptima, por medio de codificación, combinación y operaciones de mutación sobre ellos para generar un mejor conjunto de parámetros ya codificados.

CAPÍTULO 6

USO DE SOFTWARE

6.1. CYMDIST – Análisis de redes de Distribución

El CYMDIST, es un programa para el análisis de redes eléctricas, es una serie robusta y completa de herramientas avanzadas de simulación que ayudan a los ingenieros en redes eléctricas de transporte, distribución e industriales en sus labores diarias.

El programa de análisis de redes de distribución CYMDIST fue diseñado para realizar estudios de planteamiento y simular el comportamiento de la redes de distribución en distintas condiciones de funcionamiento y distintos escenarios.

Es una herramienta muy potente para crear sus propios estudios predictivos por simulación para evaluar el impacto de los cambios efectuados en la red.

Algunas de las características y capacidades con el que cuenta este programa son:

- Flujo de carga y caída de tensión.
- Cálculo de cortocircuito.
- Dimensionamiento y ubicación óptima de condensadores.
- Balance, distribución y evaluación de cargas.
- Análisis en régimen permanente con perfiles de carga.
- Análisis armónico.
- Optimización de la configuración de las redes eléctricas.
- Administrador avanzado de proyectos y planificador de redes.
- Ubicación óptima de condensadores.
- Ubicación óptima de reconectores.

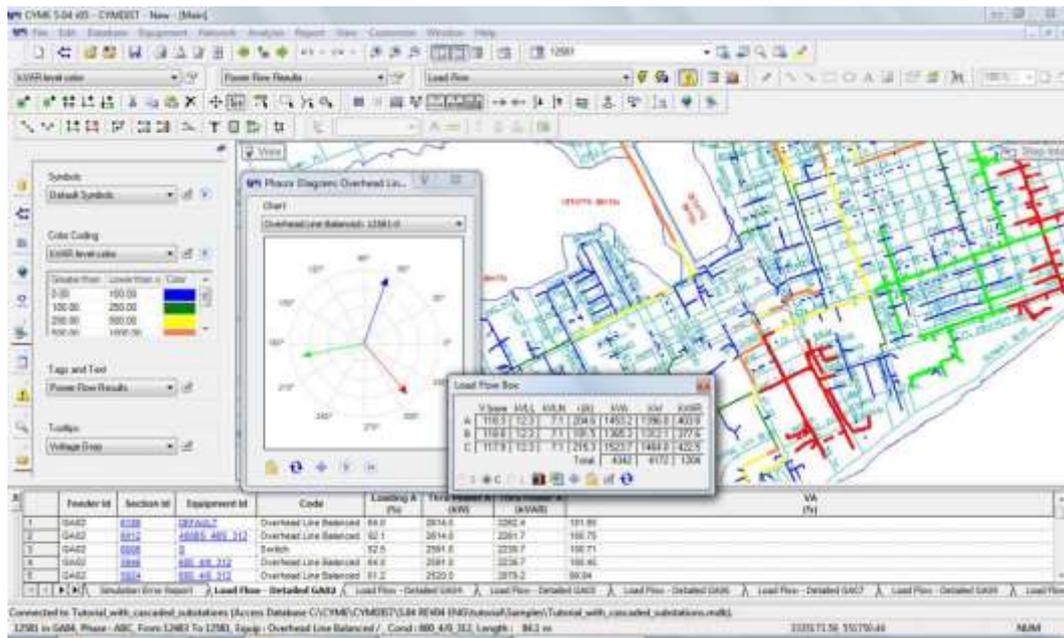


Figura 6.1: Ventana de Interfaz de CYMDIST.

Fuente: [21].

El programa CYMDIST proporciona una amplia variedad de reportes gráficos y códigos de colores del diagrama unifilar para indicar condiciones de sobretensión o de subtensión, equipos sobrecargados, tramos aislados, niveles de falla, niveles de tensión, etc.

Entre las funciones que serán utilizadas para este proyecto se encuentran la distribución de carga, análisis de flujo de carga y ubicación óptima de condensadores.

El análisis de distribución de carga se usa para ajustar la carga conectada para igualarla a la medida de la demanda. [22]

El análisis de flujo de carga se basa en analizar el desempeño en régimen permanente de la red de distribución de energía bajo diversas condiciones de explotación.

La ubicación óptima de condensadores es una herramienta que permite determinar las ubicaciones óptimas de condensadores o capacitores en una red de distribución en función de los diferentes parámetros y configuraciones requeridas por el usuario.

6.2. Power World Simulator

El Power World Simulator es un software de análisis y simulación de sistemas eléctricos de potencia y está estructurado en una serie de módulos interrelacionados entre sí a través del módulo principal de cálculo de flujo de cargas.

Cuenta con una serie de módulos los cuales son: flujos de carga, flujo de potencia óptimo, fallos de cortocircuito, estabilidad, despacho económico, entre otros. [23]

El programa contiene un interfaz gráfico e interactivo orientado para personal técnico, de ingeniería y para fines educativos en el análisis de sistemas de potencia.

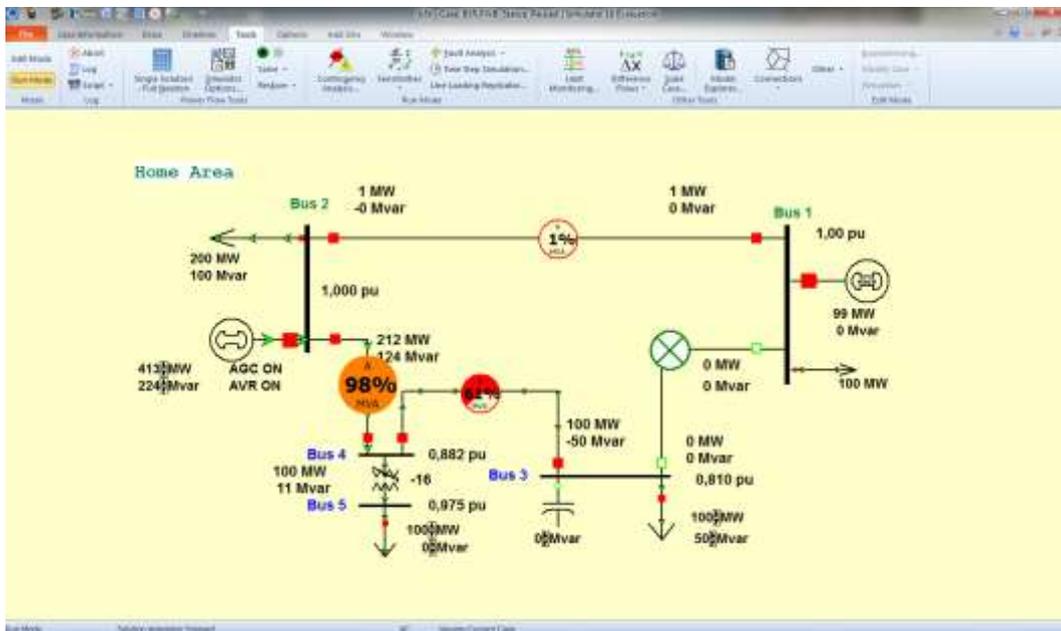


Figura 6.2: Ventana de Interfaz de Power World Simulator 18.0.

Fuente: [23].

CAPÍTULO 7

EVALUACIÓN ECONÓMICA

7.1. Método de Evaluación

Para la evaluación de la rentabilidad de un proyecto, se utilizara el método Beneficio/Costo, esto requiere identificar cuáles son los costos y cuáles son los beneficios y compararlos. Para ello, serán utilizadas el VPN y el TIR como herramientas financieras.

7.1.1. Valor Presente Neto (VPN)

El VPN o también conocido como VAN (Valor Actual Neto), es un método muy utilizado para saber si un proyecto es viable o no. Se mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá un proyecto, para determinar, si luego de descontar a la inversión inicial, nos quedaría alguna ganancia.

En términos formales de evaluación económica, cuando se trasladan cantidades del presente al futuro, se dice que se utiliza una tasa de interés, pero cuando se trasladan cantidades del futuro al presente, como en el cálculo del VPN, se dice que se utiliza una tasa de descuento o TMAR. [24]

La TMAR (tasa mínima aceptable de rendimiento), es una tasa de rendimiento fijada por el inversionista que tomo en cuenta las circunstancias expuestas y por lo tanto, es el punto de referencia para decidir sus inversiones.

La ecuación para el cálculo del VPN es:

$$VPN = -P + \frac{FNE1}{(1+i)^1} + \frac{FNE2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE3}{(1+i)^3}$$

Dónde:

FNE_n = Flujo neto de efectivo del año n, que corresponde a la ganancia neta después de impuestos en el año n.

P = Inversión inicial en el año cero.

i = Tasa de referencia a la TMAR (tasa de inflación + premio al riesgo)

- Si el $VPN > 0$: Es conveniente aceptar la inversión, ya que se estaría ganando más del rendimiento solicitado.
- Si el $VPN < 0$: se debe rechazar la inversión por que no estaría ganando el rendimiento mínimo solicitado.
- Si el $VPN = 0$: también se debe aceptar la inversión, porque ya es estaría ganando exactamente la TMAR.

7.1.2. Tasa Interna de Rendimiento

La ganancia anual que tiene cada inversionista se puede expresar como una tasa de rendimiento o de ganancia anual llamada tasa interna de rendimiento. [24]

El valor de la TIR se encuentra cuando el VPN se vuelve cero y representa el interés más alto que un inversionista podría pagar sin perder dinero.

Al igualar el VPN a cero, la única incógnita que queda es la i , tal como se puede observar la siguiente ecuación:

$$VPN = 0 = -P + \frac{FNE1}{(1+i)^1} + \frac{FNE2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE3}{(1+i)^3}$$

La tasa calculada se compara con la tasa fijada por el inversionista (TMAR). Si la TIR es igual o mayor que esta, es recomendable aceptar la inversión y si es menor debe rechazarse.

7.1.3. 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.

III. RESUMEN EJECUTIVO

CAPITULO 8

8.1. Descripción del Trabajo

En este trabajo se desarrolló una metodología que incorpora diversos procedimientos, cálculos y simulaciones que permitieron seleccionar la mejor alternativa técnica y económica para la compensación de energía reactiva.

El proyecto está compuesto por dos fases fundamentales los cuales son:

Alternativa 1: Compensación Concentrada.

Alternativa 2: Compensación Distribuida.

En el primer enfoque, se realizó el análisis para la compensación de la potencia reactiva presente en el sistema, por medio de bancos de capacitores conectados a la barra de media tensión de la subestación.

En el segundo enfoque, se realizó el análisis para la compensación de potencia reactiva, por medio de bancos de capacitores ubicados en las líneas de media tensión correspondientes a los alimentadores de la Estación de Caaguazú (ES-CZU).

Por último se hizo un análisis y comparación de los dos enfoques, seleccionando la mejor alternativa para la compensación de energía reactiva, teniendo en cuenta el factor técnico y económico.

8.2. Justificación

La ES-CZU abastece de energía eléctrica a aproximadamente 56.000 usuarios, abarcando grupos de consumo residencial, comercial e industrial, pertenecientes a los distritos de: Caaguazú, Juan M. Frutos, 3 de Febrero, Repatriación y Paso Yobai, algunas localidades de: Abai (San Agustín, Kokue Poty, Plantación, Villa Pastoreo, San Carlos, Tuna, San Isidro, Mbya, Taruma y Mbocaya), Colonia Independencia (Yro'ysa y Pireca), Fassardi (Colonia Guarani, Kaguaré'i y San Pedro), Mauricio J. Troche (San Miguel) y R.I. 3 Corrales (Calle Tayao 22, 24 y 25).

En los últimos años este centro de distribución ha tenido un incremento de carga muy importante, debido al crecimiento económico y social de los distritos mencionados. Este crecimiento de la potencia demandada, está asociada a un mayor nivel de potencia reactiva en las líneas de media tensión, que producen mayores pérdidas en las mismas, además, mayores caídas de tensión en los puntos más distantes de los alimentadores y la operación del transformador de potencia muy cerca de su capacidad nominal.

Para subsanar esta problemática la empresa distribuidora A.N.D.E., ha implementado la instalación de un banco de capacitores de 6 MVAR, conectados a la barra de 23 kV, el cual compensa la potencia reactiva aguas arriba de la barra, pero la corriente reactiva sigue circulando en las líneas de media tensión (M.T.) de los alimentadores. Aparte de esto, los mismos operan con niveles de cargas cercanos a la capacidad de los conductores utilizados en los distintos alimentadores, por lo cual se analiza y evalúa la implementación de un sistema de compensación de reactivos en forma distribuida.

Otro aspecto importante es optimizar la utilización de la capacidad de transporte de las líneas de M.T. de los distintos alimentadores, ya que algunos tramos están sobrecargados, principalmente durante la hora pico del sistema interconectado.

Por último, reducir los 16 MVAR de potencia reactiva máxima con 38 MW de potencia activa, registrada en diciembre del 2014 a un valor inferior a 12 MVAR con lo que se aumentara la disponibilidad de potencia en la ES-CZU, en un 5%, que equivale a liberar aproximadamente 2 MVA del transformador de potencia.

De esta manera, al mejorar el factor de potencia se conseguirá un mejor desempeño de las líneas de distribución, la disminución de las pérdidas por efecto Joule, la mejora en los niveles de tensión y el incremento de la disponibilidad del transformador de potencia, aumentando así su vida útil, con posibilidad de ofrecer a los clientes una mayor confiabilidad y calidad del servicio de energía eléctrica, siendo también beneficiada la empresa distribuidora (A.N.D.E.).

8.3. Finalidad del Proyecto

Con el desarrollo de este proyecto se pretende:

- Reducir las pérdidas presentes en el sistema de distribución aumentando el factor de potencia.
- Incrementar la capacidad de potencia activa disponible tanto en los alimentadores de distribución como en el transformador de potencia de la ES-CZU.
- Mejorar los niveles de tensión en los puntos más distantes de los distintos alimentadores.

Finalmente se pretende demostrar cual es la mejor alternativa de compensación de potencia reactiva para el sistema de distribución dependiente de la ES-CZU, teniendo en cuenta las ventajas y desventajas técnicas-económicas que representan cada una de ellas, y de esta forma dejar un precedente para análisis posteriores de los demás centros de distribución del Sistema Interconectado Nacional (SIN), similares a este.

8.4. Metas

- Incrementar el factor de potencia a un valor mayor o igual a 0,95 durante la demanda máxima y un promedio mensual mayor o igual a 0,92, según el reglamento vigente de la ANDE.
- Uso eficiente de los equipos y alimentadores de distribución.
- Reducir las pérdidas por efecto Joule al disminuir la corriente reactiva presente en el sistema.
- Aumentar la disponibilidad del sistema de distribución.

8.5. Objetivos

8.5.1. Objetivo General

Determinar la mejor solución técnica y económica para la compensación de potencia reactiva en el sistema de distribución dependiente de la ES – CZU.

8.5.2. Objetivos Específicos

- Realizar un análisis de las variaciones de las cargas reactivas en los alimentadores y en la barra de 23 kV de la ES-CZU.
- Evaluar alternativas para corregir el factor de potencia en el sistema de distribución.
- Diseñar el sistema de compensación reactiva de acuerdo a la mejor alternativa evaluada.

8.6. Beneficiarios

Con la compensación de energía reactiva en el sistema de distribución de la ES-CZU, serán beneficiados en forma directa, la ANDE, reduciendo las pérdidas eléctricas y aumentando la disponibilidad del sistema, así también los usuarios de las zonas de influencia de estos alimentadores en términos de calidad y confiabilidad.

8.7. Productos

El principal producto consiste en las distintas técnicas de compensación reactiva disponibles en la actualidad para el sistema de distribución.

8.8. Localización física y cobertura espacial

Este proyecto está orientado para la aplicación en la ES-CZU, perteneciente al Sistema de Distribución Zona Centro.

8.9. Especificación de actividades y tareas realizadas

Para el desarrollo de la propuesta fueron realizadas las siguientes actividades:

- Recolección y análisis de los valores de Potencias (MVA, MW, MVar) y factor de potencia de los alimentadores y transformadores de potencias de las Estaciones Transformadoras: de Caaguazú, Paso Pe, San Estanislao, Campo Dos y Carayao.
- Selección de la ES-CZU para la aplicación de este proyecto, debido al bajo factor de potencia presente en sus alimentadores y una inminente sobrecarga de las instalaciones.

- Revisión de la bibliografía referente a los conceptos teóricos y prácticos de las distintas técnicas para la compensación de reactivos.
- Visita técnica a la ES-CZU para la recolección de datos de los parámetros eléctricos del sistema, a través del multimedidor ION 7330.
- Modelado del SS1 en el programa Power World Simulator 18.0, versión académica para las simulaciones de flujo de potencia.
- Análisis del sistema actual y con la implementación de banco de capacitores en la barra de 23 kV.
- Recolección de datos referentes al trazado de los alimentadores, cargas y equipos en formato txt, del Departamento de Operación de Distribución Zona Centro de la ANDE (DD/SDC).
- Simulación de los alimentadores de Caaguazú, análisis de distribución de carga, flujo de potencia y ubicación óptima de capacitores, con el programa CYMDIST versión 7.0, en el Departamento de Estudios y Normalización de Operación y Mantenimiento de Distribución de la ANDE (DD/NOM).
- Análisis técnico de los resultados obtenidos para cada alternativa.
- Evaluación técnica del desempeño del sistema de distribución seleccionado, con las distintas alternativas.
- Evaluación económica mediante el método costo-beneficio.
- Presentación del Informe Final.

8.10. Métodos y Técnicas utilizadas

Según la estructura y dimensión que abarca este trabajo, se considera de nivel descriptivo. En cuanto a la estrategia general que se adopta para responder al problema planteado, este trabajo adquiere un diseño de campo no experimental, con la utilización de variables cuantitativos.

En cuanto a la recolección de datos se adoptó la técnica de la observación libre o no estructurada, mediante cuaderno, notas, entrevistas a profesionales, fotografías e instrumentos de medición, tal como se detalla a continuación:

Primeramente se realizaron viajes programados a la ES-CZU, para la recolección de datos de las demandas de los alimentadores, a través de los multimedidores ION 7330, que están comunicados con los interruptores (tipo celda metal clad), de cada alimentador, además de estos viajes, se realizaron visitas a los Departamentos de: Operación de Distribución Zona Centro (DD/SDC), de Trasmisión Centro (GT/TCE), con bases en la ciudad de Coronel Oviedo y por ultimo a los Departamentos de: Estudios y

Normalización de Operación y Mantenimiento de Distribución (DD/NOM) y Estudios de Generación y Trasmisión (DP/DEG) con bases en Asunción, con el objetivo de realizar consultas a profesionales de las áreas citadas anteriormente

Luego se procedió a realizar el análisis de los datos mediante el flujo de potencia a través del programa Power World Simulator 18.0 y el CYMDIST 7.0.

De acuerdo al comportamiento del sistema, se procedió a la ubicación de los capacitores en la barra de 23 kV, a través del programa Power World, y capacitores en líneas a través del programa CYMDIST, con la función ubicación óptima de capacitores, teniendo en cuenta una tasa de crecimiento de carga promedio de **9,1%**, para una proyección en el tiempo a corto plazo de 5 años.

8.11. Recursos necesarios

8.11.1. Recursos humanos

La elaboración de este proyecto demando la ayuda de profesionales de los Departamentos de: Operación de Distribución Zona Centro (DD/SDC), Trasmisión Centro (GT/TCE), Estudios y Normalización de Operación y Mantenimiento de Distribución DD/NOM, Estudios de Generación y Trasmisión (DP/DEG) de la ANDE, colaboración y dirección del tutor del proyecto y recomendaciones de profesores de la carrera.

8.11.2. Recursos Materiales

- Materiales Bibliográficos de la Facultad de Ciencias y Tecnología (FCyT), ANDE, Facultad Politécnica UNA y sitios web.
- Computadoras para la digitalización de los datos recolectados, para la extracción de los registros de los multimedidores y para el uso de los programas Power World y el CYMDIST.
- Un Pen drive: Para el traspaso de las distintas informaciones obtenidas a la PC.
- Modem o cualquier otra fuente con acceso a internet (wifi).
- Materiales didácticos (Hojas, bolígrafos, lápiz, borrador y otros) destinados para los apuntes respectivos del proyecto.
- Impresora.
- Mochila o Maleta.
- Vehículo (Motocicleta, coche etc.).
- Un celular.

8.12. Factibilidad Técnica

- Aumento del factor de potencia en los alimentadores de distribución y en el primario del transformador.
- Reducción de las pérdidas en los alimentadores de distribución y en el transformador de potencia.
- Aumento de tensión principalmente en los extremos finales de los alimentadores.
- Aumento de la disponibilidad de potencia en el transformador del centro de distribución.
- Mayor confiabilidad y calidad del sistema de distribución de Caaguazú.

8.13. Factibilidad Económica

8.13.1. Compensación Concentrada

8.13.1.1. Beneficios en la reducción de pérdidas

Mediante el programa Power World Simulator, se analizaron las pérdidas existentes en los dos transformadores de potencia de la ES-CZU, antes y después de insertar bancos de capacitores en la barra de 23 kV, teniendo en cuenta una proyección a corto plazo de 5 años, a partir del año 2015 al 2019 y considerando una tasa de crecimiento de carga de 9,1%, según el Plan Maestro de Generación, Trasmisión y Distribución 2014-2023 de la ANDE.

Según el costo Medio de Generación de Energía del último informe de la Memoria y Balance de la ANDE del año 2013, en la **tabla 8.1** se resume la valoración de la reducción de pérdidas por año. El análisis de estos resultados se detalla en el Apéndice B, sección B.1.

Año	9 MVar		12 MVar		15 MVar	
	Diferencia MWh/Día	USD Ahorrado	Diferencia MWh/Día	USD Ahorrado	Diferencia MWh/Día	USD Ahorrado
2015	0,057	418,4	0,71	518,8	0,103	749,3
2016	0,68	497,8	0,109	796,3	0,136	993,1
2017	0,086	633,1	0,152	1.112	0,189	1.384
2018	0,117	857,6	0,191	1.393	0,250	1.827
2019	0,130	950,5	0,243	1.774	0,332	2.423
Total		3.357		5.595		7.376

Tabla 8.1. Valoración de la reducción de pérdidas.

8.13.1.2. Costos

En la **tabla 8.2 y 8.3** se puede observar el costo de los bancos de capacitores para las características requeridas en la compensación concentrada, sin incluir imprevistos, costos de mantenimiento, reposición de capacitores y otros accesorios.

Montaje de Bancos de Capacitores de 3 MVar				
Mat. & Eq.	Transporte	Obr. Civiles	Obr. Elmec.	Total USD
17.200	800	2.000	2.850	22.850
Construcción de Celdas Metalclad				
Mat. & Eq.	Transporte	Obr. Civiles	Obr. Elmec.	Total USD
1.100	4.200	5.600	4.900	15.800
Total USD				38.650

Tabla 8.2: Costo de montaje de un banco de 3 MVar.

Montaje de Bancos de Capacitores de 6 MVar				
Mat. & Eq.	Transporte	Obr. Civiles	Obr. Elmec.	Total USD
35.000	1.400	4.200	5.600	46.200
Construcción de Celdas Metalclad				
Mat. & Eq.	Transporte	Obr. Civiles	Obr. Elmec.	Total USD
1.400	4.200	5.600	4.900	16.100
Total USD				62.300

Tabla 8.3: Costo de montaje de un banco de 6 MVar.

8.13.2. Compensación Distribuida

8.13.2.1. Beneficios en la Reducción de Pérdidas Eléctricas.

Según la mejor alternativa técnica seleccionada se analizaron los valores de corrientes en los alimentadores mediante el flujo de potencia en el programa CYMDIST, para los casos compensados y sin compensación, teniendo en cuenta una proyección a corto plazo de 5 años, a partir del año 2015 al 2019 y considerando una tasa de crecimiento de carga de 9,1%, según el Plan Maestro de Generación, Trasmisión y Distribución 2014-2023 de la ANDE.

Según el costo Medio de Generación de Energía del último informe de la Memoria y Balance de la ANDE, en la **tabla 8.4** se resume la valoración de la reducción de pérdidas por año. El análisis de estos resultados se detalla en el Apéndice B, sección B.2.

Año	Diferencia MWh/Día	USD Ahorrado
2015	2,60	18.980
2016	3,28	23.944
2017	3,76	27.448
2018	4,23	30.879
2019	4,73	34.529
Total		135.780

Tabla 8.4 Valoración de la reducción de pérdidas.

8.13.2.2. Costos

En la siguiente tabla se puede observar el costo de los bancos de capacitores, para las características requeridas en la compensación distribuida, además, se presentan los gastos de instalación, manos de obra, transporte y accesorios, se estima un imprevisto del 10% del costo del banco de capacitores.

Descripción	Cantidad	P. Unitario(Gs)	P. Total (Gs)
Bco. de Capacitores de 900 kVAr fijo	2	19.260.000	38.520.000
Bco. de Capacitores de 1200 kVAr fijo	2	23.860.000	47.720.000
Estructura para Bco. de 900 KVAR	2	2.828.139	5.656.278
Estructura para Bco. de 1200 KVAR	2	4.766.965	9.533.930
Mano de Obra	4	3.000.000	12.000.000
Seccionador Fusible Trifásico tipo p/ LDMT 70mm ¹	4	1.515.465	6.061.860
Columna 12/300	4	2.000.000	8.000.000
Imprevisto			8.624.000
		Total (Gs)	136.116.068
		Total (USD)	23.139

Tabla 8.5: Detalles de costo de instalación.

Los costos de viáticos para los personales necesarios durante la instalación, se presentan en la tabla 7.5, teniendo en cuenta una duración de trabajo de 4 días y 8 horas diarios.

Descripción	Cantidad	Monto Unitario	Monto Total
Personal de Grúa	1	300.000	1200.000
Personal	4	300.000	4.800.000
		Total (Gs)	6.000.000
		Total (USD)	1.020

Tabla 8.6: Detalles de costo de viáticos.

En la tabla siguiente se presentan el costo de los transportes necesarios:

Descripción	Cantidad	P. Unitario	P. Total
Transporte 1(Grúa)	1	1.100.000	1.100.000
Transporte 2	1	324.000	324.000
		Total (Gs)	1.424.000
		Total (USD)	242

Tabla 8.7: Detalles de costo de transportes.

Se considera también un costo de mantenimiento anual para cada banco, el cual se detalla a continuación.

Mantenimiento			
Descripción	Cantidad	P. Unitario	P. Total
Fusible	4	1.515.465	6.061.860
Viáticos Personal	5	300.000	6.000.000
Transporte 1(Grúa)	200 litros	5.500	1.100.000
Transporte2	54 litros	6.000	324.000
		Total Gs	13.485.860
		Total USD	2.292

Tabla 8.8: Detalles de costo de mantenimiento.

Por último se considera la reposición de un banco de capacitores. Este valor representa los daños que podrían ocurrir en los capacitores a los cinco años de funcionamiento. Este costo proviene del valor de adquisición de las unidades más los gastos de instalación, viáticos de personal, transporte y un imprevisto de 10%.

Reposición de un Banco	Gs	37.712.400
	USD	6.411

Tabla 8.9: Costo de reposición de un banco de capacitores.

8.13.3. Evaluación Económica

8.13.3.1. Compensación Concentrada

a. Flujo de Caja

Teniendo en cuenta las inversiones y beneficios previstos al instalar bancos de capacitores de 3, 6 y 9 MVar, se tiene el flujo de caja para los mismos:

Concepto	Año 0	2015	2016	2017	2018	2019
Inversión	38.650	38.650	38.232	37.734	37.101	36.243
Reducción de Perdidas		418	498	633	858	950
Total	-38.650	-38.232	-37.734	-37.101	-36.243	-35.293

Tabla 8.10: Flujo de Caja. Más un banco de 3 MVar.

Concepto	Año 0	2015	2016	2017	2018	2019
Inversión	62.300	62.300	61.781	60.985	59.874	58.481
Reducción de Perdidas		519	796	1.111	1.393	1.774
Total	-62.300	-61.781	-60.985	-59.874	-58.481	-56.707

Tabla 8.11: Flujo de Caja. Más un banco de 6 MVar.

Concepto	Año 0	2015	2016	2017	2018	2019
Inversión	100.950	100.950	100.201	99.208	97.825	95.998
Reducción de Perdidas		749	993	1.383	1.827	2.422
Total	-100.950	-100.201	-99.208	-97.825	-95.998	-93.576

Tabla 8.12: Flujo de Caja. Más un banco de 9 MVar.

b. Determinación de la Tasa Interna de Retorno

Considerando una proyección de 5 años y una tasa de descuento de 12 % (compuesto de la tasa de inflación más el premio al riesgo), según el flujo efectivo de la **tabla 8.10, 8.11 y 8.12**, los cuales son todos negativos, no es posible calcular el valor del TIR, con esto también se demuestra que en estos casos, los beneficios técnicos en términos económicos no son suficientes para solventar la inversión necesaria para la compensación concentrada, y el proyecto no resulta viable.

c. Determinación del Valor Presente Neto

Según los valores de flujo de caja de la **8.10, 8.11 y 8.12**, y considerando una tasa de descuento de 12 %, (compuesto de la tasa de inflación más el premio al riesgo), para un periodo de 5 años se obtuvo un valor igual a -172 USD (tabla 8.10), -278 USD (tabla 8.11), y -453 USD (tabla 8.12), que según el criterio del VPN, para un valor menor a cero, no es aceptable la inversión.

8.13.3.2. Compensación Distribuida

a. Flujo de Caja

Teniendo en cuenta las inversiones y beneficios previstos, se tiene el flujo de caja siguiente:

Concepto	Año 0	2015	2016	2017	2018	2019
Inversión	30.812	30.812	14.124			
Mantenimiento		2.292	2.292	2.292	2.292	2.292
Reducción de Perdidas		18.980	23.944	27.448	30.879	34.529
Total	-30.812	-14.124	7.528	25.156	28.587	32.237

Tabla 8.13: Flujo de Caja.

b. Determinación de la Tasa Interna de Retorno

Considerando el flujo de caja de la **tabla 8.13**, con una tasa de descuento de 12 %, para una proyección de 5 años, con la incorporación de un banco de 1200 kVAr en los alimentadores CZU1 y CZU2, y un banco de 900 kVAr en los alimentadores CZU3 y CZU4, se obtuvo una TIR de 23 %, el cual es mayor a la tasa de descuento seleccionada y por lo tanto se considera una inversión viable.

c. Determinación del Valor Presente Neto

Según los valores de flujo de caja de la **tabla 8.13**, considerando una tasa de descuento de 12 %, (compuesto de la tasa de inflación más el premio al riesgo), para un periodo de 5 años se obtuvo un valor igual a 16.994 USD, que según el criterio del VPN, para un valor mayor a cero, es aceptable la inversión.

El siguiente grafico nos indica que el flujo de fondos se vuelve positivo a partir del año 2016, el cual nos indica que la inversión será recuperada aproximadamente en el tercer año.

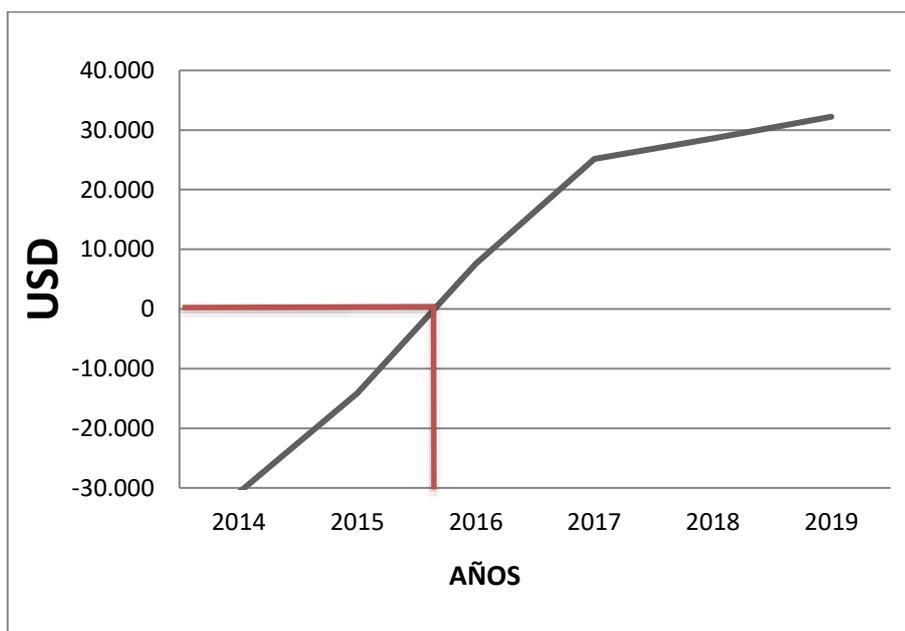


Figura 8.1: Flujo de caja para el periodo de estudio considerado.

d. Análisis de Sensibilidad

Se procederá a observar el impacto que existe en la relación beneficio-costos debido a las variables que intervienen en el cálculo de dicha relación, para este caso son la reducción de pérdidas.

De esta manera se analizará una eventual disminución del 15% en los valores de la reducción de pérdidas, esto sucedería en el caso de una disminución de 7 a 8 % de la carga en Amper.

En el siguiente gráfico se puede observar los resultados obtenidos que según el criterio de VPN y TIR, el proyecto continúa siendo viable para este escenario.

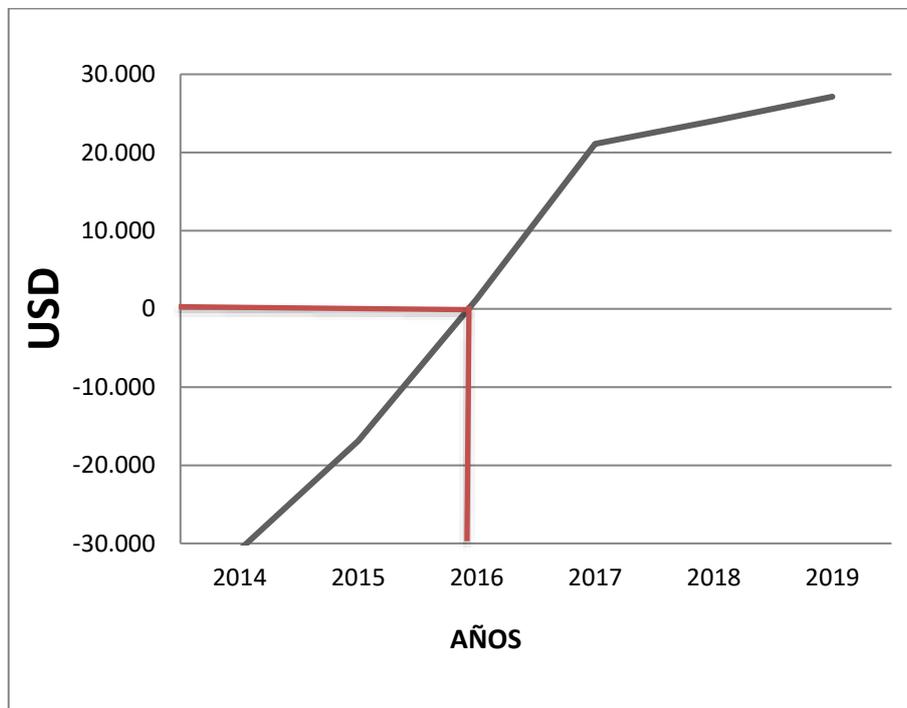


Figura 8.2: Flujo de caja para el periodo de estudio considerado con 15 % en la reducción de pérdidas.

$$\text{VPN} = 795 \text{ USD.}$$

$$\text{TIR} = 13 \text{ \%}.$$

IV. INGENIERIA DE DISEÑO

CAPITULO 9

9.1. Situación Actual de la Estación Caaguazú

9.1.1. Área de Influencia

La ES-CZU se encuentra ubicada en la zona suroeste de la ciudad de Caaguazú, abastece de energía a aproximadamente 56.000 usuarios, abarcando grupos de consumo Residencial, Comercial e Industrial, pertenecientes a los distritos de: Caaguazú, Juan M. Frutos, 3 de Febrero, Repatriación y Paso Yobai, algunas localidades de: Abai (San Agustín, Kokue Poty, Plantación, Villa Pastoreo, San Carlos, Tuna, San Isidro, Mbya, Taruma y Mbocaya), Colonia Independencia (Yro'ysa y Pireca), Fassardi (Colonia Guarani, Kaguaré'i y San Pedro), Mauricio J. Troche (Sa Miguel) y RI 3 Corrales (Calle Tayao 22, 24 y 25). En la **figura 9.1** podemos observar el área de influencia de la ES-CZU.

9.1.2. Estación Caaguazú

La ES-CZU cuenta con tensiones nominales de 220 kV en alta tensión y 23 kV en media tensión, cuenta con una potencia instalada de 41.7 MVA, una demanda media de 30 MW y una Máxima de 38 MW registrada en diciembre del 2014, actualmente está formada por 6 alimentadores de M.T.: CZU1, CZU2, CZU3, CZU4, CZU5 y CZU6.

Cuenta con un transformador de potencia de 41,6 MVA, marca TOSHIBA de procedencia brasilera, tiene una relación de transformación de 220/23 kV, a la barra de 23 kV está conectado un banco de capacitores de 6 MVar en paralelo a los alimentadores de M.T. y un transformador de servicios auxiliares de 200 kVA (TR-SS.AA).

La estación dispone de equipos de: protección, de maniobras y de medidas tales como interruptores de potencia, seccionadores de potencia, transformadores de corriente y de potencial. La disposición de todos estos equipos se aprecia en el diagrama unifilar de la **figura 9.2**.

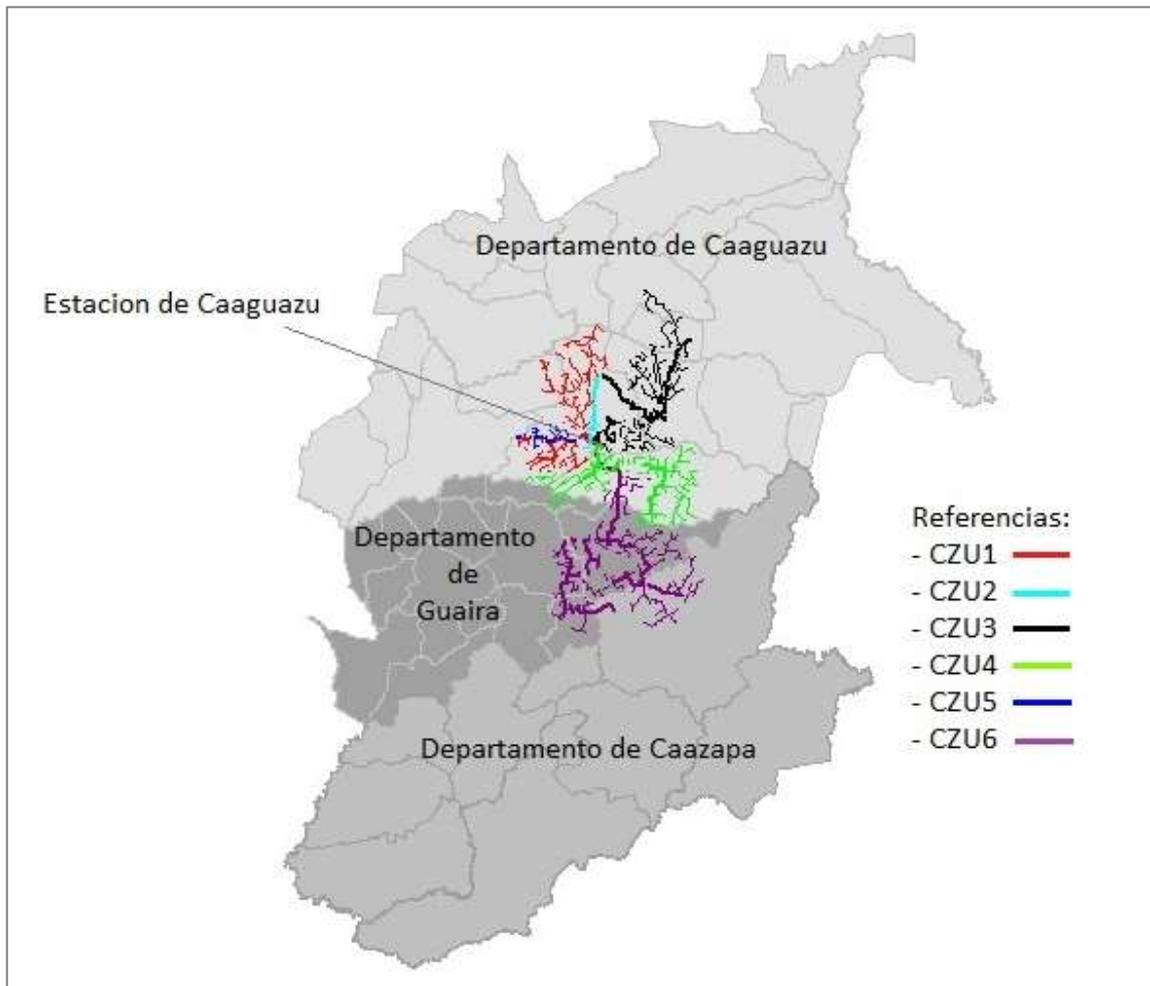


Figura 9.1: Area de influencia de la ES-CZU.

Fuente: Programa CYMDIST.

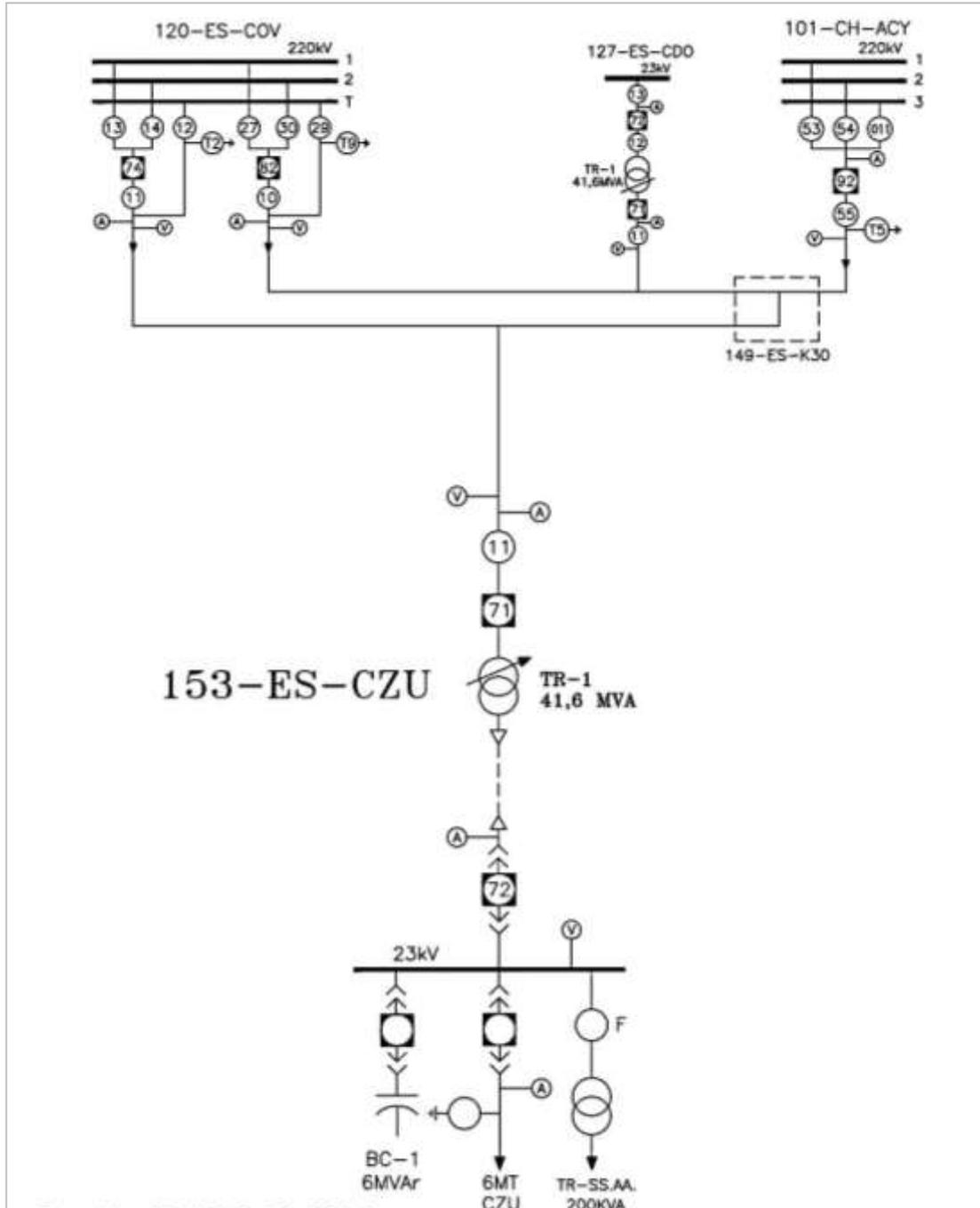


Figura: 9.2: Diagrama Unifilar de la ES-CZU.

Fuente: Departamento de Trasmisión Centro (GT/TCE), ANDE.

9.1.3. Alimentadores

Los alimentadores de la estación Caaguazú, toma energía de la barra de 23 kV, el cual entrega a los transformadores de distribución que finalmente entregan energía a los usuarios conectados a la red, disponen de equipos de protección, seccionamiento y transferencia de carga, en caso de mantenimiento o contingencias.

A continuación se dará una explicación detallada de las características principales de cada uno de los alimentadores primarios.

9.1.3.1. CZU 1

El alimentador CZU1, es un circuito de distribución del tipo radial, brinda servicio a aproximadamente 8000 usuarios. En la siguiente tabla podemos observar las características principales de este alimentador.

Descripción	Detalle
Longitud de líneas M.T.	351,831 km
Cantidad de Transformadores	95 Trifásicos y 309 Monofásicos
Carga Instalada (kVA)	17.648
Nivel de Voltaje (V)	23000/380
Carga máxima registrada (A)	230

Tabla 9.1: Características principales del alimentador CZU1.

Fuente: Departamento de Operación de Distribución Zona Centro (DD/SDC), ANDE.

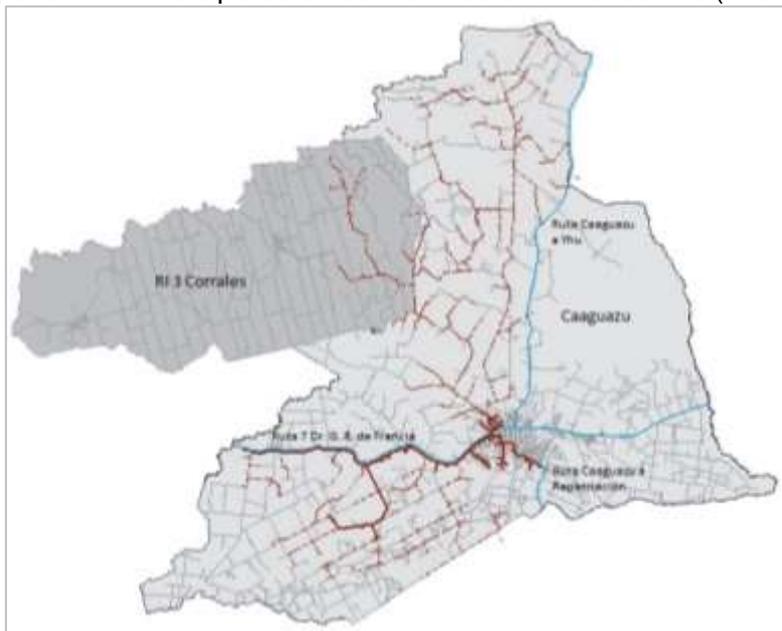


Figura 9.3: Área de cobertura del alimentador CZU1.

Fuente: Programa CYMDIST.

9.1.3.2. CZU 2

El alimentador CZU2 cuenta con aproximadamente 20.000 usuarios. En la siguiente tabla podemos observar las características principales de este alimentador.

Descripción	Detalle
Longitud de líneas M.T.	67,772 km
Cantidad de Transformadores	131 Trifásicos y 30 Monofásicos
Carga Instalada (kVA)	16.955
Nivel de Voltaje(V)	23000/380
Carga máxima registrada (A)	256

Tabla 9.2: Características principales del alimentador CZU2.

Fuente: Departamento de Operación de Distribución Zona Centro (DD/SDC), ANDE.

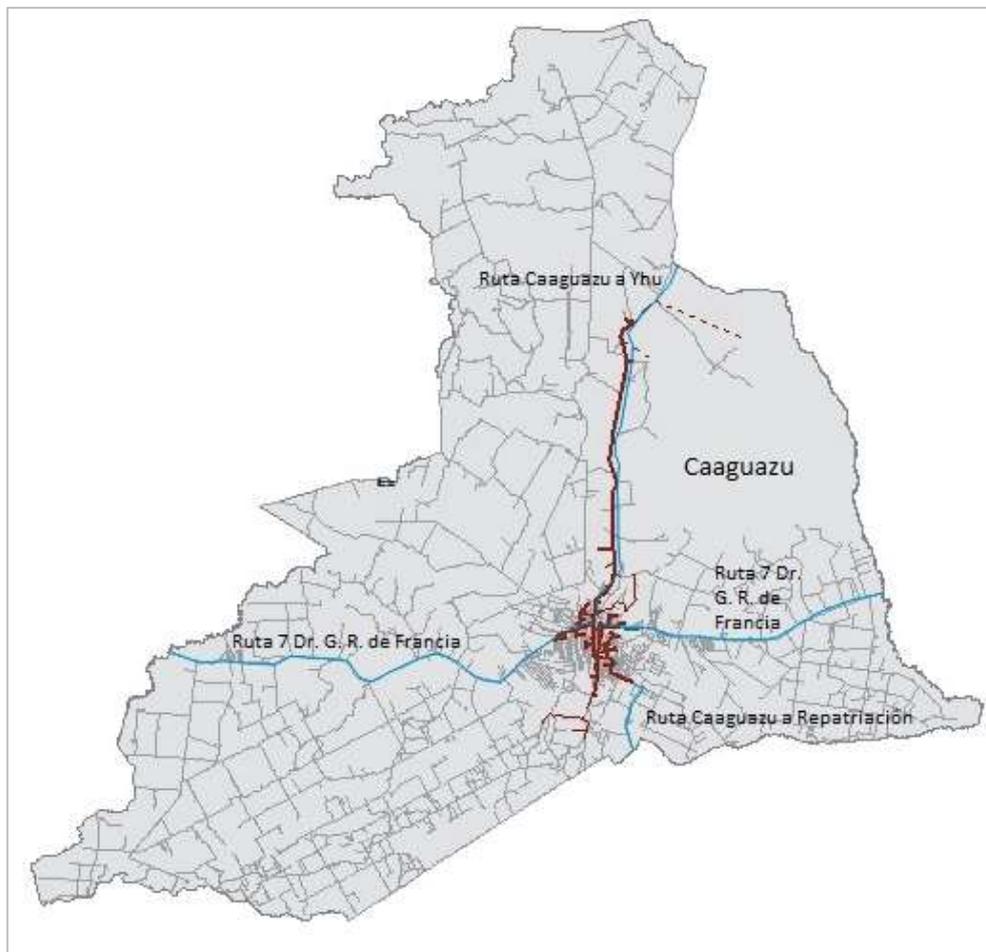


Figura 9.4: Área de cobertura del alimentador CZU2.

Fuente: Programa CYMDIST.

9.1.3.3. CZU 3

El alimentador CZU3, cuenta con aproximadamente 10.000 usuarios. En la siguiente tabla podemos observar las características principales de este alimentador.

Descripción	Detalle
Longitud de líneas M.T.	413,831 km
Cantidad de Transformadores	90 Trifásicos y 362 Monofásicos
Carga Instalada (kVA)	16.897
Nivel de Voltaje(V)	23000/380
Carga máxima registrada (A)	256
Regulador de Tensión	2

Tabla 9.3: Características principales del alimentador CZU3

Fuente: Departamento de Operación de Distribución Zona Centro (DD/SDC), ANDE.

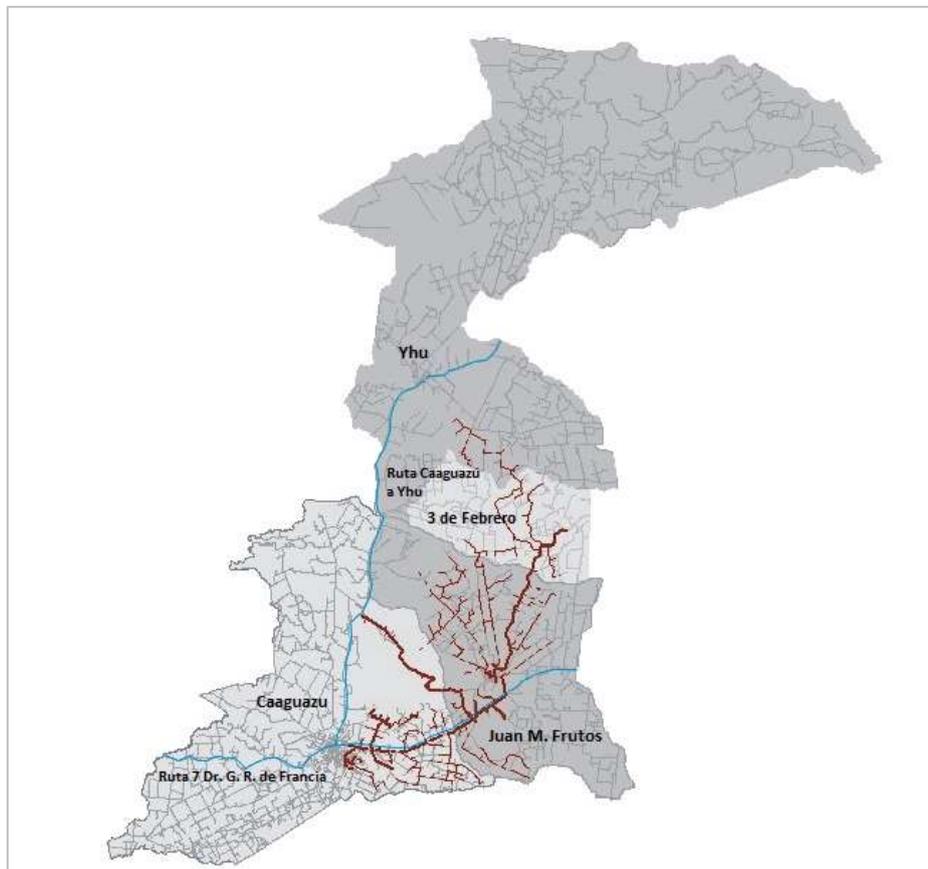


Figura 9.5: Área de cobertura del alimentador CZU3.

Fuente: Programa CYMDIST.

9.1.3.4. CZU 4

El alimentador CZU4 cuenta con aproximadamente 5000 usuarios. En la siguiente tabla podemos observar las características principales de este alimentador.

Descripción	Detalle
Longitud de líneas M.T.	346,358 km
Cantidad de Transformadores	32 Trifásicos y 290 Monofásicos
Carga Instalada (kVA)	9.770
Nivel de Voltaje(V)	23000/380
Carga máxima registrada (A)	147

Tabla 9.4: Características principales del alimentador CZU4.

Fuente: Departamento de Operación de Distribución Zona Centro (DD/SDC), ANDE.

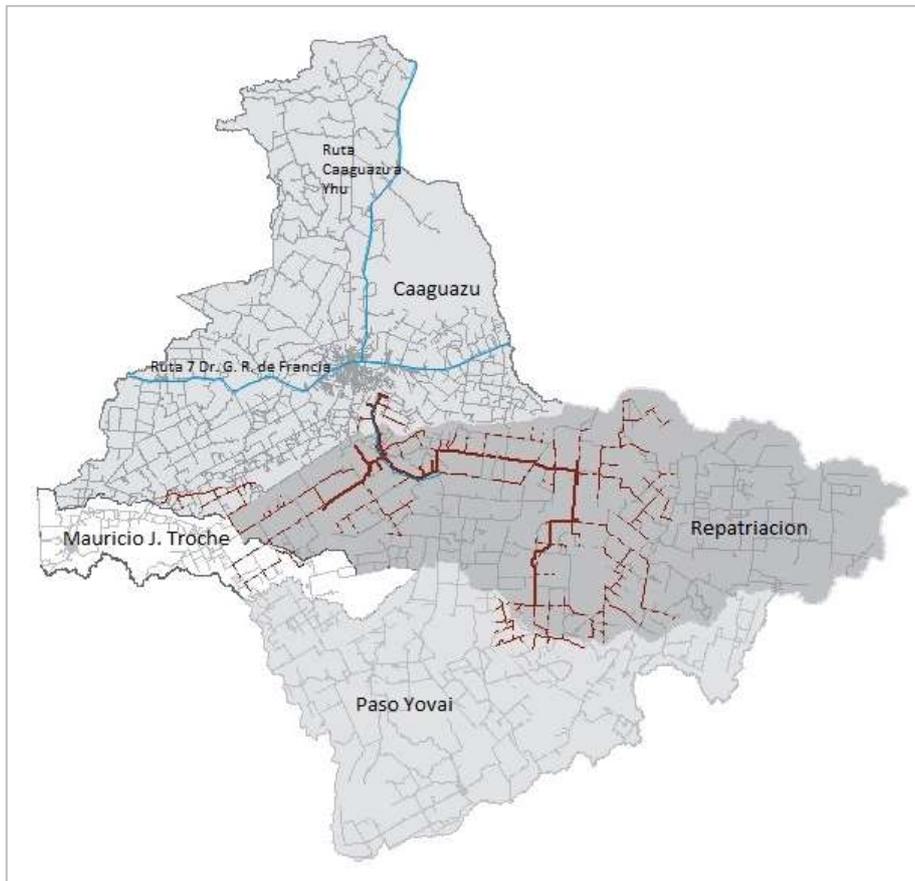


Figura 9.6: Área de cobertura del alimentador CZU4.

Fuente: Programa CYMDIST.

9.1.3.5. CZU 5

El alimentador CZU5 cuenta con aproximadamente 4000 usuarios. En la siguiente tabla podemos observar las características principales de este alimentador.

Descripción	Detalle
Longitud de líneas M.T.	74,989 km
Cantidad de Transformadores	35 Trifásicos y 65 Monofásicos
Carga Instalada (kVA)	8.367
Nivel de Voltaje(V)	23000/380
Carga máxima registrada (A)	68

Tabla 9.5: Características principales del alimentador CZU5.

Fuente: Departamento de Operación de Distribución Zona Centro (DD/SDC), ANDE.



Figura 9.7: Área de cobertura del alimentador CZU5.

Fuente: Programa CYMDIST.

9.1.3.6. CZU 6

El alimentador CZU6 cuenta con aproximadamente 9000 usuarios. En la siguiente tabla podemos observar las características principales de este alimentador.

Descripción	Detalle
Longitud de líneas M.T.	559,787 km
Cantidad de Transformadores	83 Trifásicos y 409 Monofásicos
Carga Instalada (kVA)	14.984
Nivel de Voltaje (V)	23000/380
Carga máxima registrada (A)	176
Regulador de Tensión	2
Banco de Capacitor	1

Tabla 9.6: Características principales del alimentador CZU6.

Fuente: Departamento de Operación de Distribución Zona Centro (DD/SDC), ANDE.

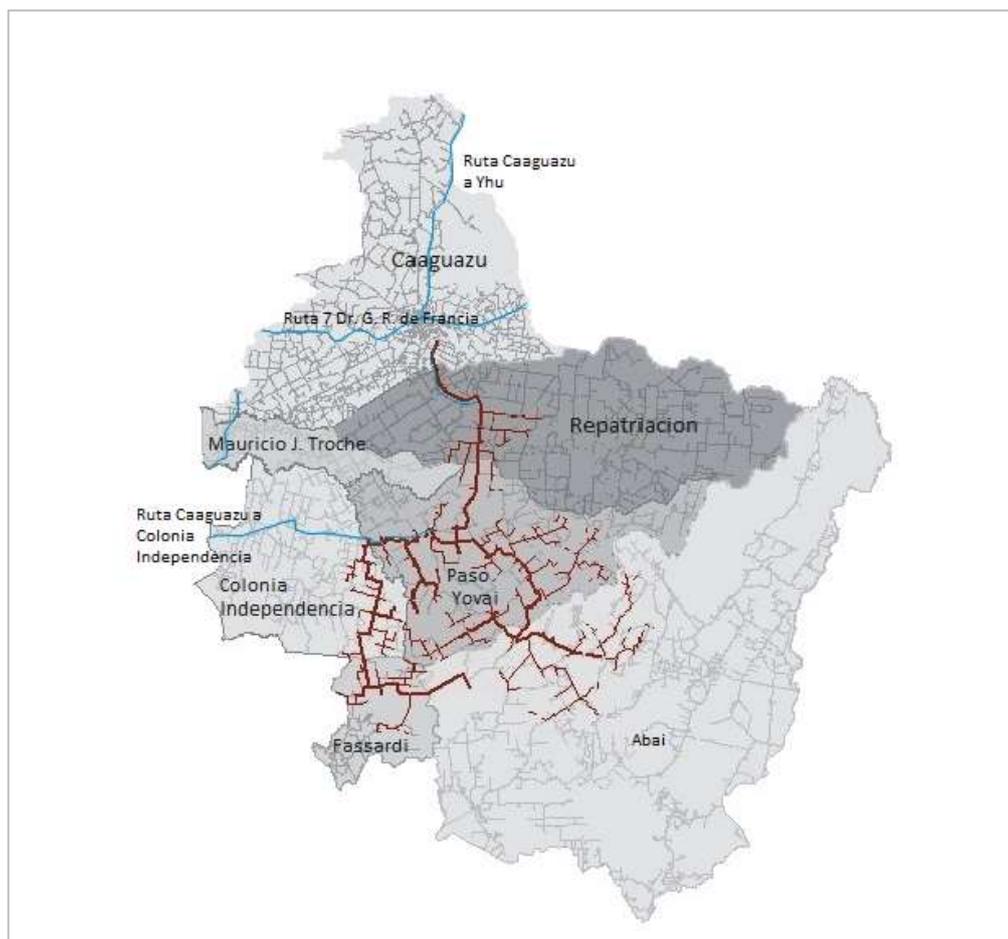


Figura 9.8: Área de cobertura del alimentador CZU6.

Fuente: Programa CYMDIST.

9.2. Compensación Concentrada

9.2.1. Modelado del Sistema

Actualmente el Sistema Interconectado Nacional (SIN) opera mediante dos subsistemas separados. El subsistema 1 (SS1) es alimentado por las Centrales de Itaipu y de Acaray, abarcando la zona Norte, Este, Central Metropolitano y Sureste del país. El subsistema 2 (SS2) es alimentado por la Central Yacyreta, abarcando la zona Sur del país. En la **figura 9.9** se puede observar el mapa eléctrico del SIN y en la **figura 9.10** la configuración topológica del mismo.

Con los datos recopilados de los Departamentos de: Estudios y Normalización de Operación y Mantenimiento de Distribución (DD/NOM) y Estudios de Generación y Trasmisión (DP/DEG) de la ANDE, y en virtud de conocer las características generales y determinar las condiciones operativas del sistema para la compensación concentrada, se procedió a la elaboración de la configuración topológica del SS1, en el programa de simulación Power World Simulator 18.0 en la versión académica.

Con el fin de limitar el análisis en la ES-CZU, como punto de interés, son representados como cargas equivalentes el resto de los elementos de trasmisión, transformación y distribución pertenecientes al Subsistema1 del SIN de la **figura 8.9**.

En las tablas siguientes se muestran los puntos de Generación (Tabla 9.7), transformación (Tabla 9.8), cargas equivalentes (Tabla 9.9) y barras (Tabla 9.10), utilizados para el modelado del sistema.

Generación
Itaipu
Acaray

Tabla 9.7: Generación.

Cantidad	Transformación 220 a 23 KV
1	Transformador Caaguazú

Tabla 9.8: Punto de Transformación.

Numero	Cargas equivalentes en 220 KV
Carga 1	Parque Industrial Hernandarias (PIH)
Carga 2	Itakyry
Carga 3	Carayao
Carga 4	Coronel Oviedo
Carga 5	Acaray
Carga 6	Campo Dos
Carga 7	Caaguazú
Carga 8	Kilómetro 30

Tabla 9.9: Cargas Equivalentes.

Cantidad	Barra en 220 KV
1	Margen Derecha
2	Acaray
3	Parque Industrial Hernandarias (PIH)
4	Itakyry
5	Carayao
6	Kilómetro 30
7	Campo Dos
8	Caaguazú
9	Coronel Oviedo

Cantidad	Barra en 23 KV
1	Caaguazú

Tabla 9.10: Barras de 220 y 23 KV.

Fuente: Departamento de Estudios de Generación y Trasmisión (DP/DEG), ANDE.

En el **apéndice A.1**, se presentan los datos utilizados en el programa Power World necesarios para el flujo de potencia.

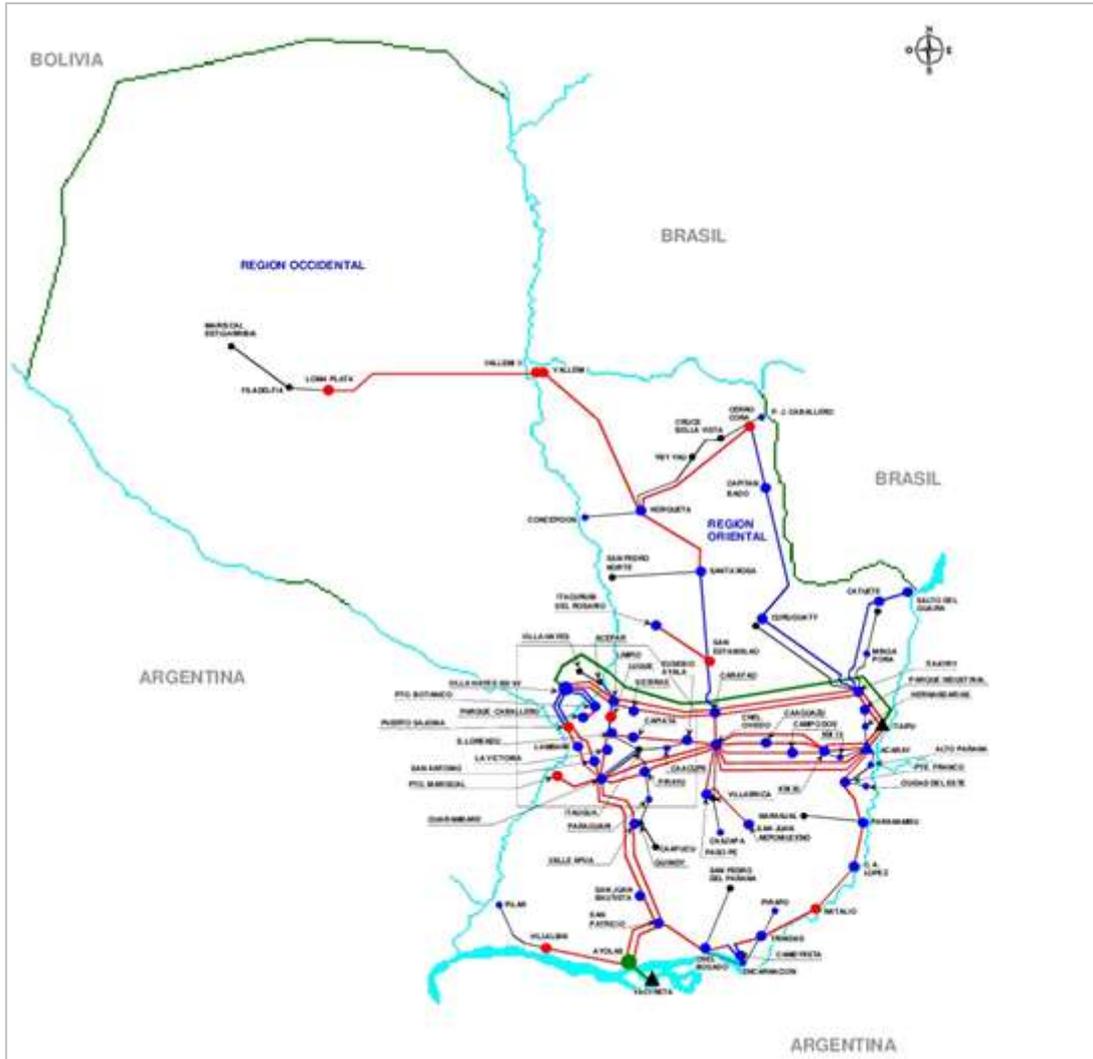


Figura 9.9: Mapa eléctrico del Paraguay (SIN). Año 2014.

Fuente: Departamento de Estudios y Normalización de Operación y Mantenimiento de Distribución (DD/NOM), ANDE.

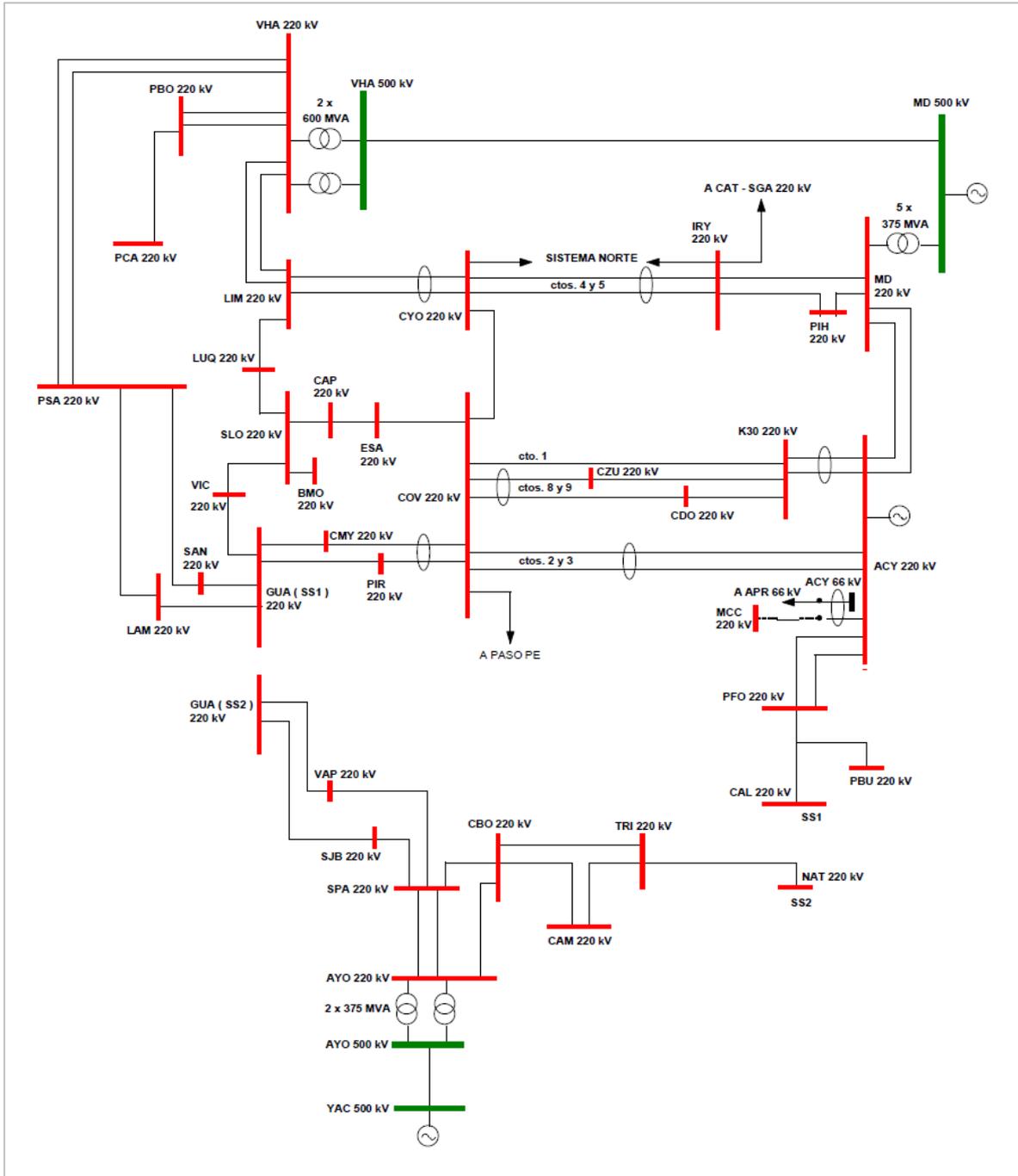
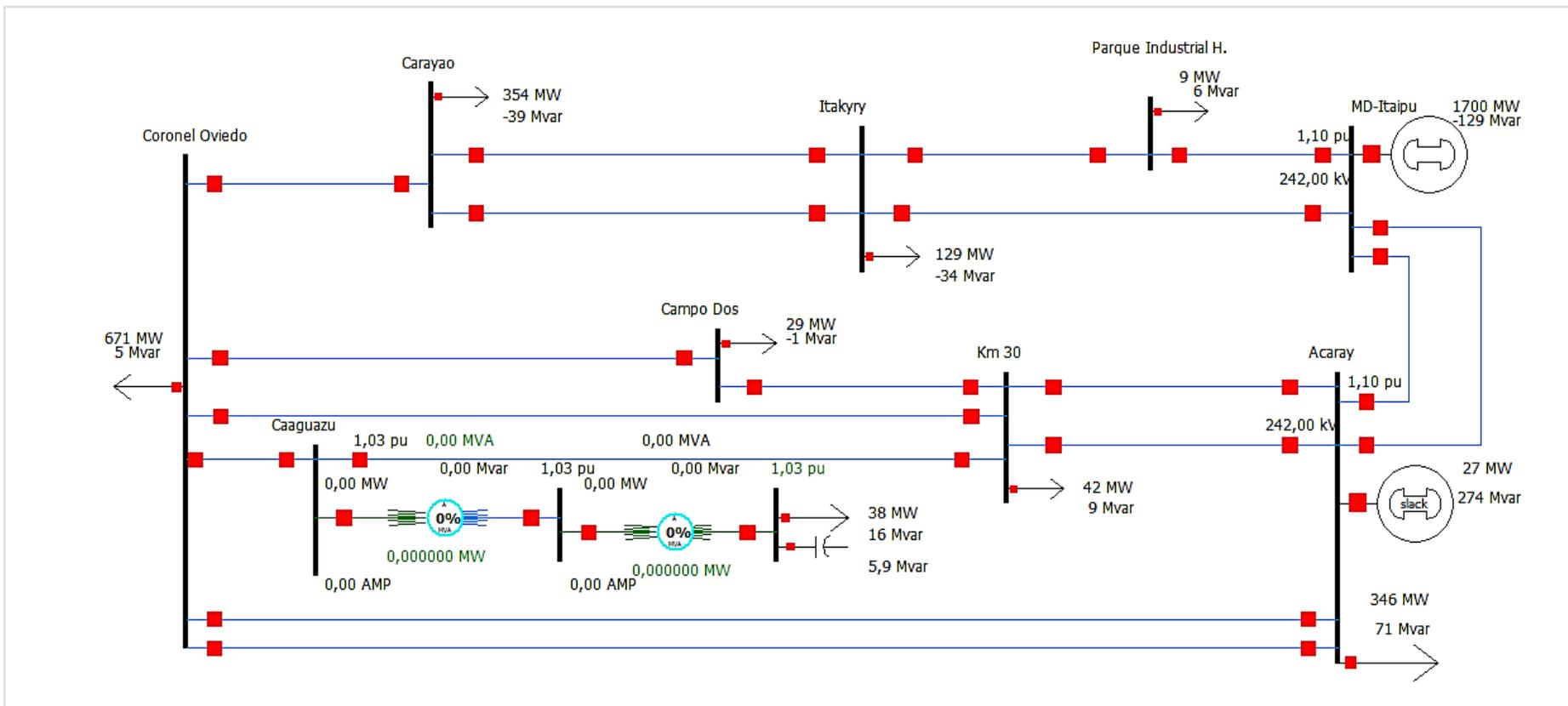


Figura 9.10: Configuración Topológica del SIN. Año 2015.

Fuente: Departamento de Estudios y Normalización de Operación y Mantenimiento de Distribución (DD/NOM), ANDE.

Figura 9.11: Modelado del Subsistema1 en el programa Power World Simulator.



9.2.2. Análisis de Carga

A continuación se presentan los datos y análisis asociados al comportamiento de la carga.

9.2.2.1. Análisis de la Demanda

Conforme a los datos registrados referente a la potencia activa y reactiva, se presentan a continuación las curvas de carga del transformador de potencia en un día normal de la semana (**Figura 9.12**) y un día domingo (**Figura 9.13**).

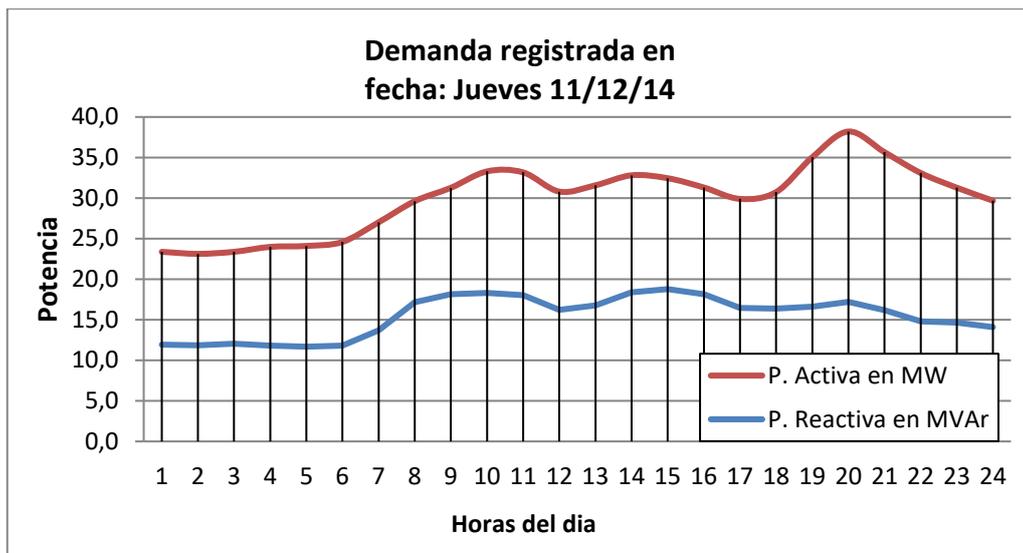


Figura 9.12. Demanda del transformador de potencia de al ES-CZU. Jueves 11/12/14.

Fuente: Multimedidor ION 7330. ES-CZU, ANDE.

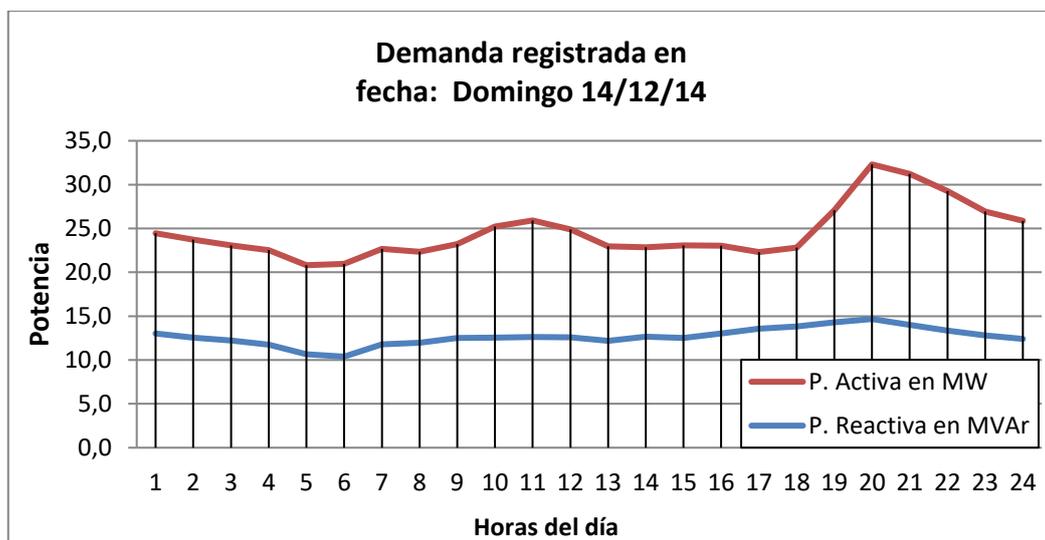


Figura 9.13. Demanda del Transformador de potencia de la ES-CZU. Domingo 14/12/14.

Fuente: Multimedidor ION 7330. ES-CZU, ANDE.

Para definir un esquema de compensación desde el punto de vista operativo, es necesario conocer la gráfica de demanda característica del sistema tal como se puede observar en la **figura 9.12 y 9.13**.

La **figura 9.12**, muestra que el 11 de diciembre del 2014, se registró una demanda máxima de 37,5 MW y 16 MVAR, con una demanda mínima 20 MW y 9 MVAR, de igual modo la **figura 9.13**, muestra que el 14 de diciembre del 2014 se registró una demanda máxima de 30,9 MW y 13 MVAR, con una demanda mínima de 20 MW y 9 MVAR. Estos datos demuestran el comportamiento de la carga para un día particular de la semana (mayor demanda) y un día domingo (menor demanda). También serán analizados los días sábados y feriados.

9.2.2.2. Demanda Máxima de Potencia

Considerando el periodo de Enero a Diciembre del 2014, en la **figura 9.14** se resume la demanda máxima por mes, teniendo en cuenta la existencia de un banco de 6 MVAR conectado a la barra de 23 kV. Los datos demuestran que en este periodo la ES-CZU, obtuvo una importante demanda durante todo el año, alcanzando los 41 MVA a un valor de factor de potencia de 0,92, esto hace que el transformador de 41,6 MVA opere a su máxima potencia, existiendo la posibilidad de sobrecarga del mismo.

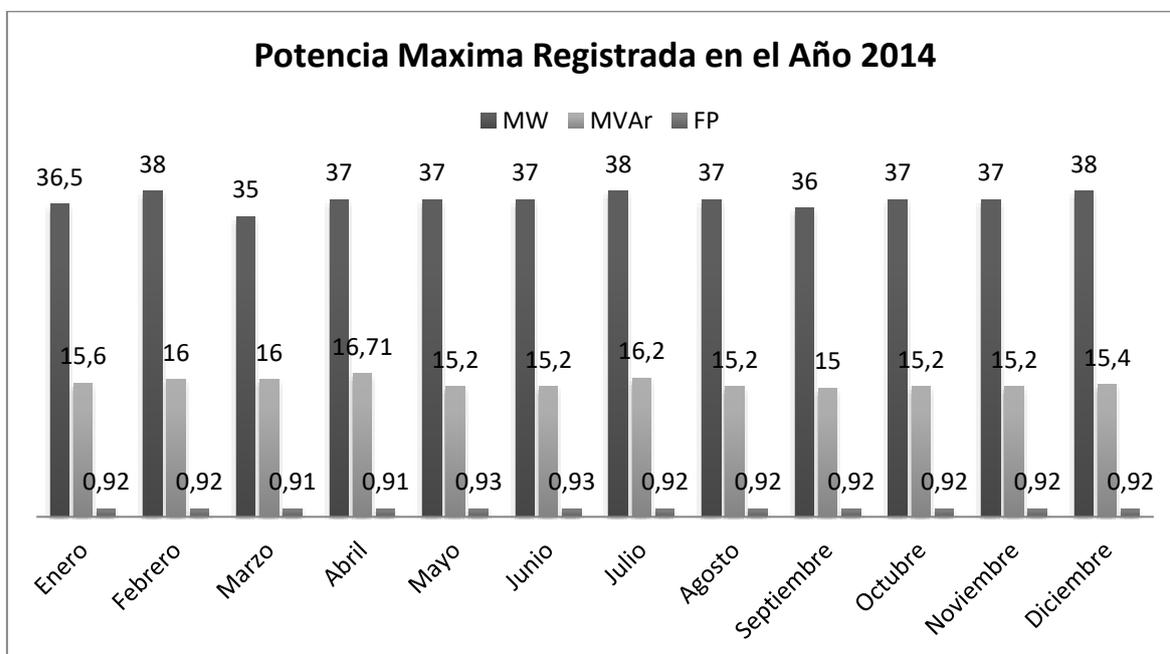


Figura 9.14: Potencia Máxima registrada en el Año 2014. ES-CZU.

Fuente: Departamento de Operación de Distribución Zona Centro (DD/SDC), ANDE.

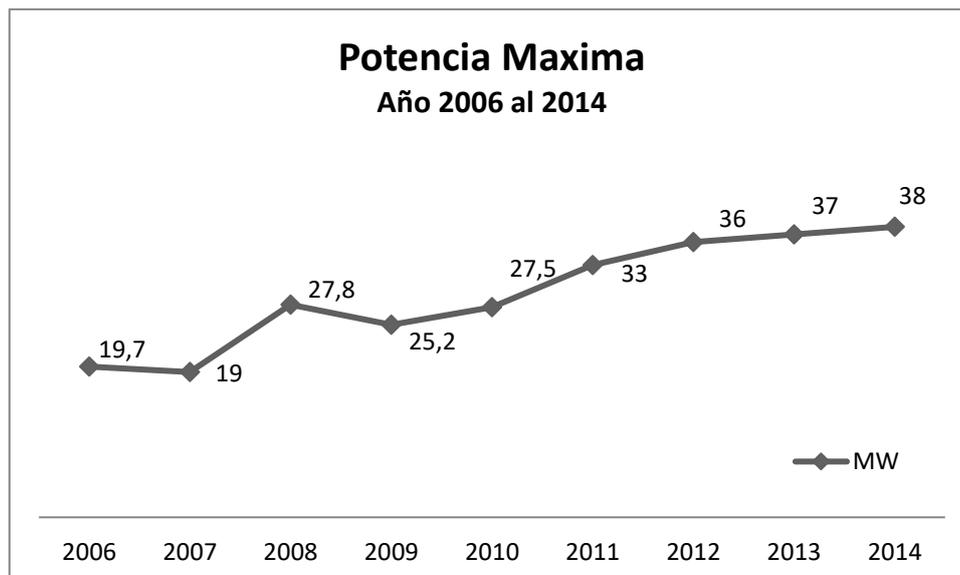


Figura 9.15: Potencia Máxima de la ES-CZU. Año 2006 al 2014

Fuente: Departamento de Operación de Distribución Zona Centro (DD/SDC), ANDE.

En la **figura 9.15** se puede observar el crecimiento de la ES-CZU en términos de la demanda máxima anual, a partir del 2006 al 2014.

9.2.2.3. Demanda de potencia prevista para los próximos 5 años

Teniendo en cuenta el estudio técnico y económico de este proyecto, es necesario realizar una proyección de la demanda con el fin de obtener el comportamiento del sistema para los próximos años.

La ANDE cuenta con el Plan de obras de Generación, Trasmisión y Distribución para los próximos años, en el cual se plasman las necesidades del sistema que permiten atender el crecimiento de la demanda. Este plan se ve influenciado por diversos factores, tales como: configuraciones topológicas consideradas, requerimientos de confiabilidad, calidad y disponibilidad de fuentes de generación entre otros, el factor de mayor preponderancia es el escenario de crecimiento de la demanda, en este sentido el plan maestro de corto y medio plazo es desarrollado en base a la adopción de un escenario de mercado de energía eléctrica con una tasa de crecimiento promedio de **9,1%**, conforme a la recomendación del “Estudio de mercado eléctrico nacional, proyección 2013-2023” elaborado por el estudio de tarifas y mercado de la ANDE.

El objetivo de este proyecto es realizar un estudio con base al comportamiento real del sistema actual, esto requiere la utilización de datos que proporcionen resultados precisos, teniendo en cuenta este criterio y el crecimiento de la demanda de la ES-CZU

en los últimos años, se justifica la utilización de una tasa de crecimiento promedio anual del 9,1%.

Debido a los trabajos programados en el plan maestro citado más arriba, que inciden directamente en la operación del sistema para una proyección de corto, medio y largo plazo. Para el análisis de este proyecto se estima una proyección de corto plazo de 5 años.

A continuación se puede observar la variación de la carga en MW y MVAR, para una proyección de corto plazo, según los criterios definidos en los párrafos anteriores. Estos datos serán utilizados para análisis de flujo de carga.

Año	2015	2016	2017	2018	2019
Máxima	41	45	49	54	59
Media	33	36	39	43	46
Mínima	22	24	26	28	31

Tabla. 9.11: Demanda Máxima, Media y Mínima en MW prevista para los próximos 5 años en la ES-CZU.

Año	2015	2016	2017	2018	2019
Máxima	17	19	21	23	25
Media	14	15	17	18	20
Mínima	9	10	11	12	13

Tabla. 9.12: Demanda Máxima, Media y Mínima en MVAR prevista para los próximos 5 años en la ES-CZU.

Teniendo en cuenta la demanda prevista en la **tabla 9.11 y 9.12**, al realizar el corrimiento de flujo de potencia en el sistema modelado actual, los resultados obtenidos son los siguientes:

Año	Carga	MW	MVAr	MVA	Utilización TR %	Fp
2014	Máxima	38	16	41,2	99	0,92
	Media	30	13	31,7	76	0,94
	Mínima	20	9	20,3	49	0,99
2015	Máxima	41	17	45	108	0,93
	Media	33	14	35	85	0,93
	Mínima	22	9	23	54	0,97
2016	Máxima	45	19	50	121	0,90
	Media	36	15	39	93	0,92
	Mínima	24	10	25	60	0,96

Tabla 9.13: Resultado de flujo de potencia con el actual banco de capacitores de 6 MVAr en la ES-CZU.

Fuente: Programa Power World Simulator.

En la **tabla 9.13** se puede observar que al realizar una proyección hasta el año 2016 para la demanda máxima, con el actual banco de capacitores de 6 MVAr, el transformador de potencia sobrepasa su límite de funcionamiento nominal para una demanda máxima para fines del 2015.

Estos resultados coinciden con el estudio del plan maestro de Distribución de la ANDE, donde se prevé la instalación de un nuevo transformador de 220/23 kV – 41,67 MVA para el mes de diciembre de 2015.

Si la potencia reactiva actual se compensa elevando el factor de potencia, se podrá reducir la potencia en MVA suministrada por el transformador de potencia, reducir las pérdidas en el cobre de los bobinados y evitar la sobrecarga, aumentando así la vida útil del mismo y la capacidad del sistema.

Estos criterios se tendrán en cuenta para la instalación de bancos de capacitores en la barra de 23 kV.

9.2.3. Pérdidas por efecto Joule en el transformador de potencia.

Al realizar el flujo de potencia hasta el año 2016, se obtiene las pérdidas por efecto Joule presentes en el transformador de potencia durante la demanda Máxima, Media y Mínima con el actual banco de capacitores en la barra de 23 kV. Estos resultados se pueden observar en la tabla siguiente:

Año	Carga	MW	MVAr	Perdidas en kW
2014	Máxima	38	16	142.978
	Media	30	13	84.652
	Mínima	20	8,5	34.529
2015	Máxima	41	17	173.241
	Media	33	14	106.598
	Mínima	22	9	43.071
2016	Máxima	45	19	226.154
	Media	36	15	134.229
	Mínima	24	10	54.237

Tabla 9.14: Perdidas en KW. Transformador de potencia de la ES-CZU.

Fuente: Programa Power World Simulator.

9.2.4. Variación de Tensión

Teniendo en cuenta la demanda actual y la prevista para el año 2016, al realizar el flujo de potencia se obtienen la variación de tensión presentes en la barra de 220 y 23 kV. Estas variaciones se puede observar en la tabla siguiente:

Año	Carga	MW	MVAr	Sin Carga	Con Carga	
				Barra 220 pu	Barra 220 pu	Barra 23 pu
2014	Máxima	38	16	1,06	1,05	1,01
	Media	30	13		1,05	1,02
	Mínima	20	8,5		1,06	1,05
2015	Máxima	41	17	1,05	1,04	0,99
	Media	33	14		1,04	1,01
	Mínima	22	9		1,05	1,03
2016	Máxima	45	19	1,04	1,02	0,96
	Media	36	15		1,03	0,98
	Mínima	24	10		1,03	1,01

Tabla 9.15: Variación de Tensión en la barra de 220 y 23 kV.

Fuente: Programa Power World Simulator.

En la **tabla 9.15**, podemos observar la tensión de llegada en la barra de 220 kV de la ES-CZU sin carga, cuyo valor disminuye en los siguientes años, esto es debido a que la tensión, depende del ajuste en la Central Itaipu y Acaray, como también de la

configuración del sistema interconectado y el crecimiento de carga de cada estación y subestación conectados al sistema.

Con la carga conectada en la ES-CZU, la tensión de llegada se incrementa o disminuye dependiendo de la variación de la carga. Durante la demanda máxima, donde existe una elevada demanda reactiva que sobrepasa la utilización del transformador, y la tensión de llegada a la barra de 220 y 23 kV se reduce, esta última puede ser incrementada con la regulación del conmutador bajo carga del transformador de potencia y mediante la compensación en barra.

De esta manera, al compensar la energía reactiva presente en la ES-CZU, también se podrá incrementar la tensión de llegada en la barra de 220 y 23 kV y en las estaciones adyacentes al mismo, así también se podrá disminuir el nivel de regulación del conmutador bajo carga.

9.2.5. Implementación de capacitores en la barra de 23 kV.

En la **tabla 9.16** se muestra los resultados del flujo de potencia obtenidos al insertar un banco de capacitores 6 MVar, totalizando 12 MVar en la barra de 23 kV de la ES-CZU.

Año	Carga	MW	MVar 1	MVA Compensado	MVar Compensado	Utilización TR%	Fp
2015	Máxima	41	17	42,5	5,2	102	0,98
	Media	33	14	33,5	2,3	81	0,98
	Mínima	22	9	22,1	-2,66	53	0,99
2016	Máxima	45	19	47,5	7,6	114	0,95
	Media	36	15	36,8	2,9	88	0,97
	Mínima	24	10	24,1	-1,51	58	0,99

Tabla 9.16.

Fuente: Programa Power World Simulator.

En la **tabla 9.17** se muestra los resultados del flujo de potencia obtenidos al insertar un banco de capacitores 9 MVar, totalizando 15 MVar en la barra de 23 kV de la ES-CZU.

Año	Carga	MW	MVAr	MVA Compensado	MVAr Compensado	Utilización TR%	Fp
2015	Máxima	41	17	42	9	101	0,99
	Media	33	14	33	3	80	0,99
	Mínima	22	9	22	-4	54	0,97
2016	Máxima	45	19	47	11	112	0,96
	Media	36	15	36	5	87	0,98
	Mínima	24	10	24	-4	58	0,98
2017	Máxima	45	19	51	15	123	0,96
	Media	36	15	40	7	95	0,98
	Mínima	24	10	27	-4	63	0,97

Tabla 9.17.

Fuente: Programa Power World Simulator.

Según la **tabla 9.16 y 9.17**, con la instalación de banco de capacitores de 12 y de 15 MVAr, se mejora el factor de potencia aguas arriba del transformador, pero aun así, la potencia en MVA liberada no es suficiente para que el transformador de potencia deje de operar fuera de su límite de funcionamiento nominal.

Teniendo en cuenta la compra de un nuevo transformador para fines del año 2015, según el apéndice 8.2.2.3, con el actual banco de capacitores de 6 MVAr, el resultado del flujo carga con la inserción de un nuevo transformador de 41,7 MVA, se puede observar en la siguiente tabla:

Año	Carga	MW	MVAr	MVA Compensado	MVAr Compensado	Utilización TR%	Fp
2015	Máxima	41	17	43	11	52	0,96
	Media	33	14	35	8	41	0,95
	Mínima	22	9	22	3	27	0,97
2016	Máxima	45	19	48	7	58	0,94
	Media	36	15	38	9	45	0,94
	Mínima	24	10	25	4	30	0,95
2017	Máxima	49	21	53	16	64	0,93
	Media	39	17	42	12	50	0,94
	Mínima	26	11	27	5	32	0,97
2018	Máxima	54	23	59	18	71	0,91
	Media	43	18	46	13	56	0,92
	Mínima	28	12	30	7	35	0,94
2019	Máxima	59	25	64	20	78	0,92
	Media	46	20	49	14	60	0,95
	Mínima	31	13	32	7	39	0,97

Tabla 9.18.

Fuente: Programa Power World Simulator.

En la **tabla 9.19, 9.20 y 9.21** se muestra los resultados del flujo de potencia obtenidos al insertar un nuevo transformador de 41,7 MVA y más un banco de capacitores 3, 6 y 9 MVar respectivamente, en la barra de 23 kV de la ES-CZU.

Año	Carga	MW	MVar	MVA Compensado	MVar Compensado	Utilización TR%	Fp
2015	Máxima	42	18	42,4	8,0	51	0,98
	Media	34	14	33,8	5,4	41	0,97
	Mínima	22	9	22,0	0,2	26	0,99
2016	Máxima	46	19	47,2	10,5	57	0,96
	Media	38	16	37,0	6,2	44	0,97
	Mínima	24	10	24,2	1,6	29	0,98
2017	Máxima	51	21	52,0	12,8	62	0,95
	Media	41	17	40,6	8,6	49	0,96
	Mínima	27	11	26,3	2,4	32	0,99
2018	Máxima	56	23	57,6	14,5	69	0,93
	Media	45	19	44,9	9,0	54	0,95
	Mínima	29	12	28,2	2,8	34	1,00
2019	Máxima	61	25	63,8	16,5	77	0,92
	Media	49	20	48,6	11,4	58	0,95
	Mínima	32	13	31,6	4,2	38	0,98

Tabla 9.19.

Fuente: Programa Power World Simulator.

Año	Carga	MW	MVAr	MVA Compasado	MVAr Compensado	Utilización TR%	Fp
2015	Máxima	42	18	41,8	5,3	50	0,99
	Media	34	14	33,6	5,0	40	0,97
	Mínima	22	9	22,0	0,2	26	0,99
2016	Máxima	46	19	46,4	7,8	56	0,97
	Media	38	16	36,4	3,4	44	0,98
	Mínima	24	10	24,0	-1,5	29	0,99
2017	Máxima	51	21	51,0	9,6	61	0,97
	Media	41	17	39,8	5,4	48	0,98
	Mínima	27	11	26,0	-0,5	31	1,00
2018	Máxima	56	23	56,6	11,4	68	0,95
	Media	45	19	44,2	6,4	53	0,96
	Mínima	29	12	28,2	0,5	34	1,00
2019	Máxima	61	25	62,6	13,5	75	0,94
	Media	49	20	47,6	8,3	57	0,97
	Mínima	32	13	31,2	1,7	37	0,99

Tabla 9.20.

Fuente: Programa Power World Simulator.

Año	Carga	MW	MVAr	MVA Compensado	MVAr Compensado	Utilización TR%	Fp
2015	Máxima	42	18	41,0	1,2	50	1,00
	Media	34	14	33,0	-1,3	40	0,99
	Mínima	22	9	22,0	-6,8	27	0,99
2016	Máxima	46	19	45,6	4,6	55	0,99
	Media	38	16	36,2	0,2	43	0,99
	Mínima	24	10	24,4	-5,2	29	0,98
2017	Máxima	51	21	50,4	7,0	60	0,98
	Media	41	17	39,4	2,6	47	0,99
	Mínima	27	11	26,2	-3,8	31	0,99
2018	Máxima	56	23	55,8	8,4	67	0,96
	Media	45	19	43,4	3,4	52	0,98
	Mínima	29	12	28,0	-2,7	34	1,00
2019	Máxima	61	25	61,6	10,4	74	0,95
	Media	49	20	46,8	4,8	56	0,99
	Mínima	32	13	31,0	-1,8	37	1,00

Tabla 9.21.

Fuente: Programa Power World Simulator.

9.2.6. Selección de la mejor alternativa técnica de compensación concentrada.

Con el objeto de seleccionar la mejor alternativa técnica de compensación concentrada, en la **tabla 9.22, 9.23, 9.24 y 9.25** se realiza un resumen de los beneficios en términos de factor de potencia, reducción de pérdidas, utilización de los transformadores de potencia y variación de tensión de llegada en la ES-CZU, respectivamente, luego de insertar bancos de capacitores de 3,6 y 9 MVar en la barra de 23 kV.

Año	Carga	Banco de Capacitores en la barra de 23 Kv			
		6 MVar	9 MVar	12 MVar	15 MVar
2015	Máxima	0,96	0,98	0,99	1,00
	Media	0,95	0,97	0,97	0,99
	Mínima	0,97	0,99	0,99	0,99
2016	Máxima	0,94	0,96	0,97	0,99
	Media	0,94	0,97	0,98	0,99
	Mínima	0,95	0,98	0,99	0,98
2017	Máxima	0,93	0,95	0,97	0,98
	Media	0,94	0,96	0,98	0,99
	Mínima	0,97	0,99	1,00	0,99
2018	Máxima	0,91	0,93	0,95	0,96
	Media	0,92	0,95	0,96	0,98
	Mínima	0,94	1,00	1,00	1,00
2019	Máxima	0,92	0,92	0,94	0,95
	Media	0,95	0,95	0,97	0,99
	Mínima	0,97	0,98	0,99	1,00

Tabla 9.22. Factor de Potencia lado primario.

Fuente: Programa Power World Simulator.

		Banco de Capacitores en la Barra de 23 kV		
Año	Carga	9 MVar	12 MVar	15 MVar
2015	Máxima	4,5	7	9,3
	Media	2,5	2,8	4,9
	Mínima	0,7	0,7	-0,6
2016	Máxima	4,8	8,1	11,2
	Media	3,1	4,9	6,3
	Mínima	1	1,3	0,6
2017	Máxima	5,8	10,7	14,1
	Media	3,9	6,9	8,7
	Mínima	1,4	2,1	1,8
2018	Máxima	8,7	14,9	20,1
	Media	5	8,2	10,9
	Mínima	2	2,8	2,9
2019	Máxima	9,5	17,5	24,3
	Media	5,4	10,6	14,7
	Mínima	2,7	4	4,7

Tabla 9.23. Reducción de Pérdidas en kW.

Fuente: Programa Power World Simulator.

		Banco de Capacitores en la barra de 23 Kv			
Año	Carga	6 MVar	9 MVar	12 MVar	15 MVar
2015	Máxima	52	50	50	50
	Media	41	40	40	40
	Mínima	27	27	26	27
2016	Máxima	58	55	56	55
	Media	45	43	44	43
	Mínima	30	29	29	29
2017	Máxima	64	60	61	60
	Media	50	47	48	47
	Mínima	32	31	31	31
2018	Máxima	71	67	68	67
	Media	56	52	53	52
	Mínima	35	34	34	34
2019	Máxima	78	74	75	74
	Media	60	56	57	56
	Mínima	39	37	37	37

Tabla 9.24. Utilización en porcentaje de MVA de los transformadores de potencia.

Fuente: Programa Power World Simulator.

Año	Carga	Banco de Capacitores en la barra de 23 Kv			
		6 MVAR	9 MVAR	12 MVAR	15 MVAR
2015	Máxima	1,04	1,04	1,04	1,05
	Media	1,04	1,04	1,05	1,05
	Mínima	1,05	1,05	1,05	1,05
2016	Máxima	1,02	1,02	1,03	1,03
	Media	1,03	1,03	1,03	1,03
	Mínima	1,03	1,03	1,03	1,03
2017	Máxima	1,01	1,01	1,01	1,01
	Media	1,01	1,02	1,02	1,02
	Mínima	1,02	1,02	1,02	1,02
2018	Máxima	0,99	0,99	0,99	0,99
	Media	0,99	0,99	1,00	1,00
	Mínima	1,00	1,00	1,00	1,00
2019	Máxima	0,96	0,96	0,96	0,96
	Media	0,97	0,97	0,97	0,97
	Mínima	0,97	0,98	0,98	0,98

Tabla 9.25. Tensión de llegada en pu, lado barra de 220 kV.

Fuente: Programa Power World Simulator.

Según la tabla 8.22, 8.23, 8.24 y 8.25 se obtienen mejores beneficios técnicos en la inserción de un banco de 9 MVAR, totalizando 15 MVAR en la barra de 23 kV de la ES-CZU.

9.3. Compensación Distribuida

En esta etapa se hace un análisis para la compensación de energía reactiva en las líneas de distribución mediante la conexión de bancos de capacitores, así como los criterios que se tienen que considerar para poder ser aplicados.

9.4. Modelado del Sistema

Para las respectivas simulaciones de flujo de carga y ubicación óptima de capacitores se utilizó el programa CYMDIST 7.0, tomando en consideración los datos del sistema actual proveídos por la ANDE y contrastados mediante verificaciones de campo, a fin que el resultado obtenido sea lo más cercano al comportamiento real del sistema actual para las distintas demandas exigidas en cada caso.

9.5. Análisis de la Carga

A continuación se presentan los datos asociados a la operación actual de cada alimentador y un análisis de cada uno de ellos.

Los datos utilizados en la sección siguiente son presentados en la **tabla A.3.1, A.3.2, A.3.4** del apéndice A.3.

9.5.1. Curvas de la Demanda

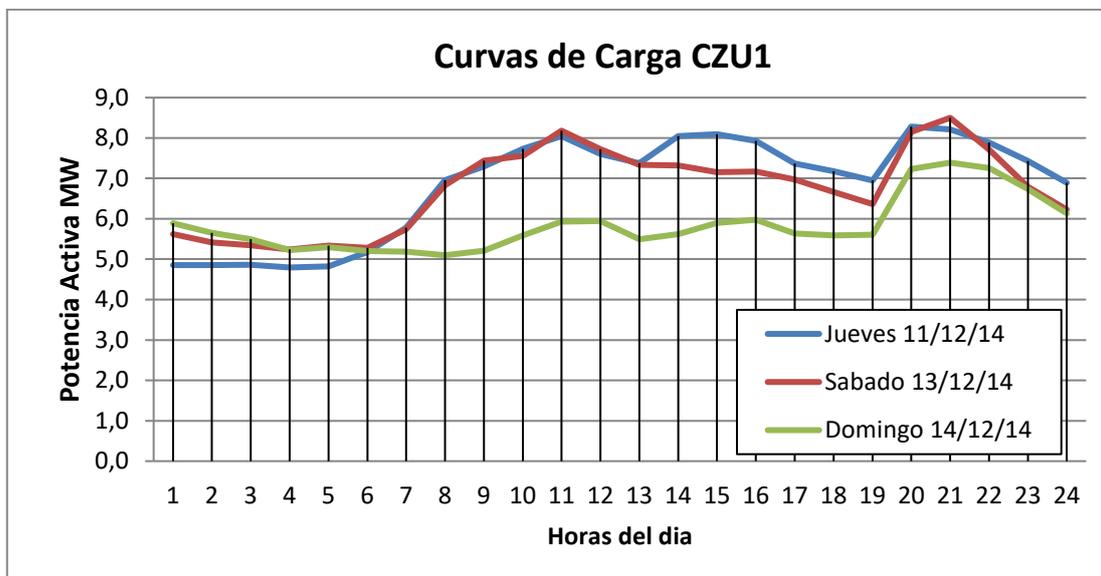


Figura 9.16: Curvas de Carga CZU1.

Fuente: Multimedidor ION 7330. ES-CZU, ANDE.

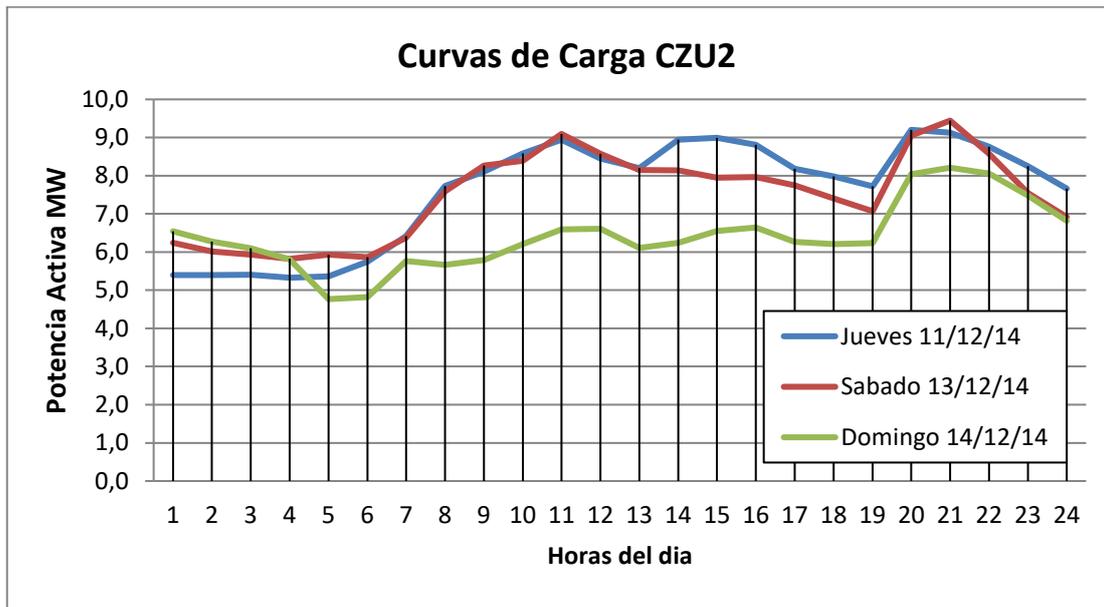


Figura 9.17: Curvas de Carga CZU2.

Fuente: Multimetro ION 7330. ES-CZU, ANDE.

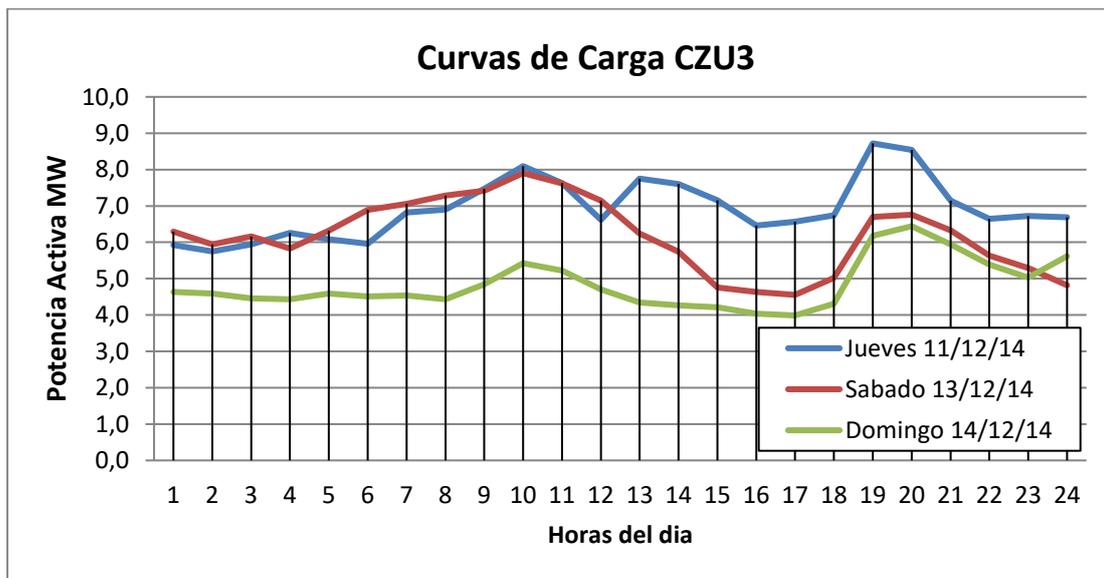


Figura 9.18: Curvas de Carga CZU3.

Fuente: Multimetro ION 7330. ES-CZU, ANDE.

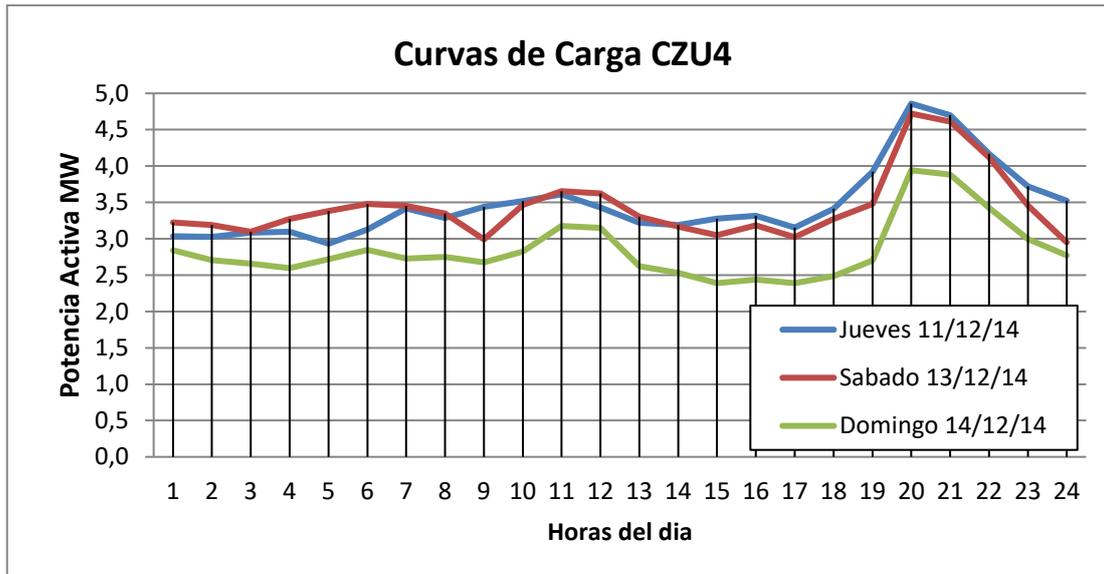


Figura 9.19: Curvas de Carga CZU4.
Fuente: Multimetro ION 7330. ES-CZU, ANDE.

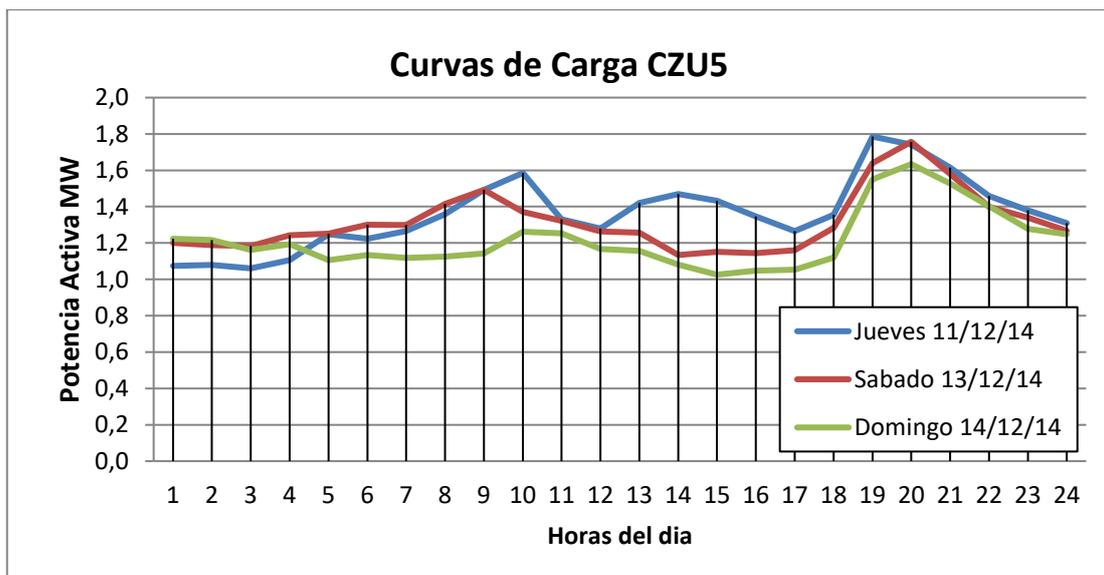


Figura 9.20: Curvas de Carga CZU5.
Fuente: Multimetro ION 7330. ES-CZU, ANDE.

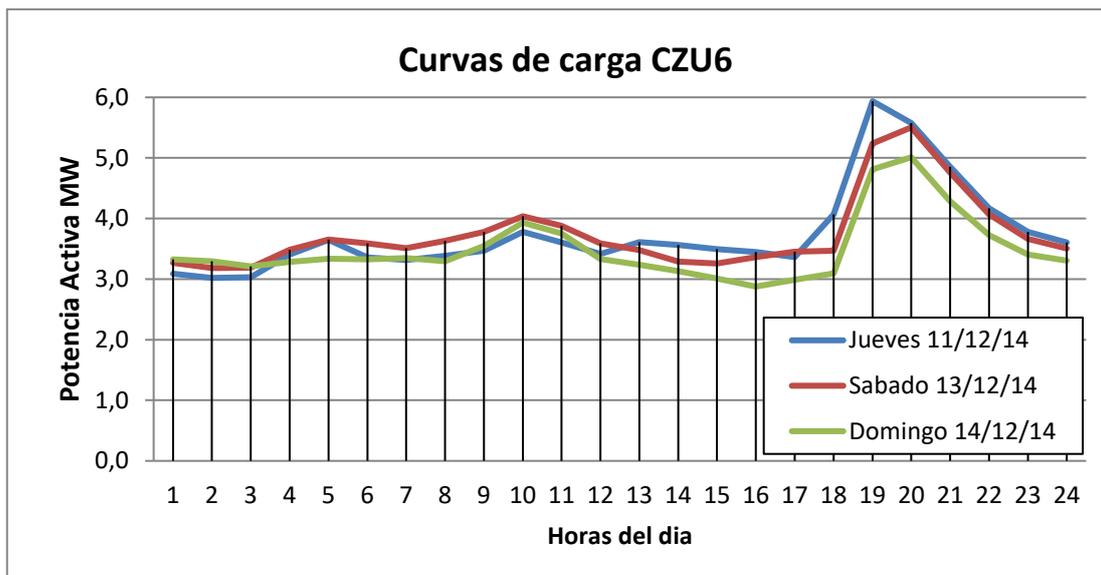


Figura 9.21: Curvas de Carga CZU6.

Fuente: Multimetro ION 7330. ES-CZU, ANDE.

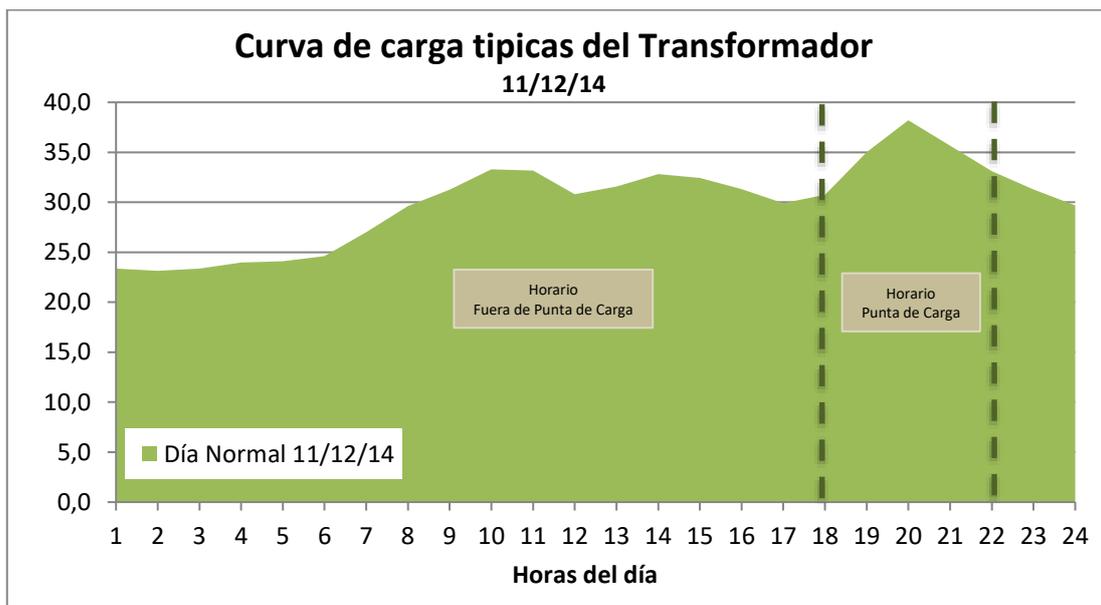


Figura 9.22: Curvas de Cargas típicas del transformador de potencia de la ES-CZU.

Fuente: Multimetro ION 7330. ES-CZU, ANDE.

Hallando el factor de diversidad durante la demanda máxima, el cual es igual a 1,04, próximo a uno, se demuestra la coincidencia de los horarios de la demanda máxima de cada alimentador con la demanda máxima del transformador de potencia, tal como se puede observar en las figuras anteriores.

9.5.2. Demanda Máxima Simultánea

A continuación se muestra la demanda máxima simultánea registrada el 31 de diciembre de 2014 a las 19:15 horas. Esta demanda corresponde a la máxima demanda en MW registrada en el 2014.

Alimentadores	MVA	MW	MVAr	Ia	Ib	Ic	Fp
CZU1	8,5	7,8	3,5	228	232	230	0,91
CZU2	10,1	9,2	4,3	278	284	264	0,90
CZU3	8,3	7,9	2,7	213	247	196	0,94
CZU4	5,4	5,1	1,9	149	123	124	0,94
CZU5	2,13	2,1	0,382	50	29	58	0,98
CZU6	6,7	6,3	2,4	179	136	164	0,93

Tabla 9.26: Demanda máxima simultanea registrada en el mes de diciembre.

Alimentadores de la ES-CZU.

Fuente: Multimedidor ION 7330. ES-CZU, ANDE

9.5.3. Demanda Media Simultánea

En la tabla siguiente se puede observar la demanda media simultánea registrada en el mes de diciembre.

Alimentadores	MVA	MW	MVAr	Ia	Ib	Ic	Fp
CZU1	7,2	6,2	3,6	177	181	168	0,86
CZU2	7,9	6,7	4,1	197	202	187	0,85
CZU3	5,2	4,6	2,2	135	124	117	0,89
CZU4	3,3	2,9	1,5	87	75	74	0,89
CZU5	1,5	1,4	0,5	35	24	41	0,96
CZU6	3,3	3,1	1,2	82	62	88	0,93

Tabla 9.27: Demanda media simultanea registrada en el mes de diciembre.

Alimentadores de la ES-CZU.

Fuente: Multimedidor ION 7330. ES-CZU, ANDE

9.5.4. Demanda Mínima Simultánea

En la tabla siguiente se puede observar la demanda mínima simultánea registrada en el mes de diciembre.

Alimentadores	MVA	MW	MVAr	Ia	Ib	Ic	Fp
CZU1	4,9	4,1	2,6	121	134	119	0,84
CZU2	5,7	4,7	3,1	134	149	132	0,83
CZU3	4,6	4,2	1,8	92	91	87	0,91
CZU4	2,4	2,1	1,1	62	53	51	0,89
CZU5	1,0	0,98	0,2	23	14	26	0,99
CZU6	1,92	1,90	0,68	45	35	52	0,99

Tabla 9.28: Demanda mínima simultanea registrada en el mes de diciembre.

Alimentadores de la ES-CZU.

Fuente: Multimedidor ION 7330. ES-CZU, ANDE

9.6. Selección de los alimentadores a compensar

Son seleccionados los alimentadores CZU1, CZU2, CZU3 y CZU4 para el estudio de compensación de energía reactiva, debido al bajo factor de potencia presente en los mismos, según la tabla 9.26, 9.27 y 9.28.

9.7. Caída de Tensión

Actualmente los alimentadores de distribución de la ES-CZU están expuestos a caídas de tensión, principalmente a finales de línea y en los tramos monofásicos que se encuentran a una distancia considerable de la Estación.

Los alimentadores CZU3 y CZU6 cuentan con reguladores de tensión que generalmente operan a su máximo nivel de regulación durante la demanda máxima, aumentando así las pérdidas en el sistema.

Los problemas de caídas de tensión en los alimentadores de distribución también pueden ser subsanados en parte con la instalación de capacitores en los tramos más críticos, este beneficio se podrá observar a finales de este capítulo.

9.8. Pérdidas en KW

En la siguiente tabla se presentan las pérdidas en KW de cada alimentador luego de realizar el flujo de potencia en condiciones de demanda máxima, media y mínima.

Perdidas en KW			
Alimentador	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Mínima
CZU1	482,94	280,49	138,82
CZU2	228,02	114,41	57,55
CZU3	760,43	239,14	128,49
CZU4	271,12	152,62	48,5

Tabla 9.29: Perdidas en los alimentadores de distribución durante la demanda máxima y media.

Fuente: Flujo de potencia, programa CYMDIST.

Podemos observar que existen importantes pérdidas en los alimentadores de distribución, principalmente, ocasionado por la corriente reactiva que circula por los conductores.

9.9. Ubicación de Capacitores

A continuación se presenta los resultados obtenidos después de realizar la ubicación óptima de los bancos de capacitores en los alimentadores seleccionados mediante el programa CYMDIST.

Los capacitores utilizados para los distintos alimentadores son de 100, 200, 300 y 400 kVAR por fase, según la disponibilidad en el mercado y las utilizadas por la ANDE.

De esta manera se procedió al estudio individual de cada uno de los alimentadores seleccionados, teniendo como criterio para la capacidad y ubicación optima de los capacitores el aumento del factor de potencia, mayor porcentaje de reducción de pérdidas y la elevación de tensión aguas abajo

El valor del factor de potencia a tener en cuenta será no inferior a 0,95 durante la demanda máxima y no inferior a 0,92 durante la demanda media según lo expuesto en el Pliego de Tarifas de la ANDE.

Para las simulaciones de flujo de carga y ubicación optima de capacitores en el programa CYMDIST, son utilizadas la demanda máxima, media y mínima, con el propósito de observar el comportamiento de los alimentadores con respecto a la variación de la carga.

Los resultados obtenidos para la selección de la capacidad y ubicación óptima de los bancos de capacitores durante la demanda máxima, son presentados en la tabla **A.3.5, A.3.6, A.3.7 y A.3.8** del Apéndice A.3.

9.9.1. CZU1

9.9.1.1. Reducción de Pérdidas y aumento del Factor de Potencia

En la tabla siguiente se puede observar el resultado del flujo de potencia luego de instalar los bancos de capacitores en los tramos respectivos durante la demanda máxima, media y mínima.

Demanda Máxima		
Potencia Capacitor por fase	Reducción kW	Fp
100 kVAr	14,4	0,92
200 kVAr	25,6	0,93
300 kVAr	34,3	0,94
400 kVAr	42,2	0,95
Demanda Media		
100 kVAr	13,2	0,88
200 kVAr	23,3	0,90
300 kVAr	31,5	0,91
400 kVAr	39,3	0,92
Demanda Mínima		
100 kVAr	9,4	0,87
200 kVAr	16,2	0,89
300 kVAr	21,1	0,92
400 kVAr	24,4	0,93

. Tabla 9.30: Resultado del flujo de potencia y ubicación óptima de capacitores.

Alimentador CZU1, ES-CZU.

Fuente: Programa CYMDIST.

Según la tabla, con la instalación de un banco de capacitores de 400 kVAr por fase, se consigue la mayor reducción de pérdidas y el factor de potencia aumenta al valor mínimo requerido durante la demanda máxima y media.

En la **figura A.3.1** del apéndice A.3 se puede observar el tramo respectivo para la ubicación del banco de capacitores de 400 kVAr por fase.

9.9.1.2. Variación de Tensión

En la figura 9.23 y 9.24 podemos observar el incremento de tensión existente en uno de los extremos del alimentador con mayor porcentaje de caída de tensión durante la demanda máxima, luego de instalar un banco de capacitores de 400 kVAR por fase.



Figura 9.23: Perfil de Tensión antes de instalar el banco de capacitores. Alimentador CZU1, ES-CZU.

Fuente: Programa CYMDIST.



Figura 9.24: Perfil de Tensión después de instalar el banco de capacitores de 400 kVAR por fase. Alimentador CZU2, ES-CZU.

Fuente: Programa CYMDIST.

9.9.2. CZU2

9.9.2.1. Reducción de Pérdidas y aumento del Factor de Potencia

En la tabla siguiente se puede observar el resultado del flujo de potencia luego de instalar los bancos de capacitores en los tramos respectivos durante la demanda máxima media y mínima.

Demanda Máxima		
Potencia Capacitor por fase	Reducción kW	Fp
100 kVAr	7,4	0,91
200 kVAr	12,3	0,92
300 kVAr	16,6	0,93
400 kVAr	20,6	0,94
Demanda Media		
100 kVAr	6,16	0,86
200 kVAr	9,9	0,88
300 kVAr	13,6	0,90
400 kVAr	16,7	0,92
Demanda Mínima		
100 kVAr	4,27	0,85
200 kVAr	6,49	0,88
300 kVAr	9,32	0,90
400 kVAr	10,9	0,93

Tabla 9.31: Resultado del flujo de potencia y ubicación óptima de capacitores.

Alimentador CZU2, ES-CZU.

Fuente: Programa CYMDIST.

Teniendo en cuenta la reducción de pérdidas y la elevación del factor de potencia, según la **tabla 9.31**, la mejor opción es instalar un banco de capacitores de 400 kVAr por fase.

En la **figura A.3.2** del apéndice A.3 se puede observar el tramo respectivo para la ubicación del banco de capacitores de 400 kVAr por fase.

9.9.2.2. Variación de Tensión

En las siguientes figuras podemos observar el incremento de tensión existente e uno de los extremos del alimentador con mayor porcentaje de caída de tensión, luego de instalar un banco de capacitores de 400 kVAr por fase.



Figura 9.25: Perfil de Tensión antes de instalar el banco de capacitores. Alimentador CZU2, ES-CZU.

Fuente: Programa CYMDIST.



Figura 9.26: Perfil de Tensión después de instalar un banco de capacitores de 400 kVAr por fase. Alimentador CZU2, ES-CZU.

Fuente: Programa CYMDIST.

9.9.3. CZU3

9.9.3.1. Reducción de Pérdidas y aumento del Factor de Potencia

En la tabla siguiente tabla se puede observar el resultado del flujo de potencia luego de instalar los bancos de capacitores en los tramos respectivos durante la demanda máxima media y mínima.

Demanda Máxima		
Potencia Capacitor por fase	Reducción kW	Fp
100 kVAr	29,7	0,95
200 kVAr	47,15	0,96
300 kVAr	71,4	0,97
400 kVAr	76,9	0,98
Demanda Media		
100 kVAr	20,3	0,91
200 kVAr	32,9	0,94
300 kVAr	40,4	0,96
400 kVAr	43,6	0,98
Demanda Mínima		
100 kVAr	19,2	0,96
200 kVAr	19,2	0,97
300 kVAr	19	0,99
400 kVAr	14,2	0,99

Tabla 9.32: Resultado del flujo de potencia y ubicación óptima de capacitores.

Alimentador CZU3, ES-CZU.

Fuente: Programa CYMDIST.

Según la **tabla 9.32**, la mejor opción es la de instalar bancos de capacitores de 400 kVAr por fase, con lo cual el valor del factor de potencia durante la demanda máxima y media cumple con lo mínimo requerido, realizando el estudio correspondiente durante la demanda mínima, se constató que podría presentarse una sobrecompensación en el alimentador, en estas circunstancias, existe un aumento de tensión que podría afectar a los usuarios conectados a este alimentador.

De esta manera, la mejor opción es la de instalar un banco de 300 kVAr por fase, que según la tabla, el valor del factor de potencia durante la demanda máxima y media cumple con el mínimo requerido y se reduce un valor importante de pérdidas en kW.

En la **figura A.3.3** del apéndice A.3 se puede observar el tramo respectivo para la ubicación del banco de capacitores de 300 kVAr por fase.

9.9.3.2. Variación de Tensión

Actualmente el CZU3 cuenta con dos bancos de reguladores de tensión de 200 A, en conexión delta cerrado. Al instalar un banco de capacitores de 300 kVAr por fase, mejora la regulación de los mismos y disminuye las pérdidas de estos equipos, esto se puede observar en las siguientes figuras:

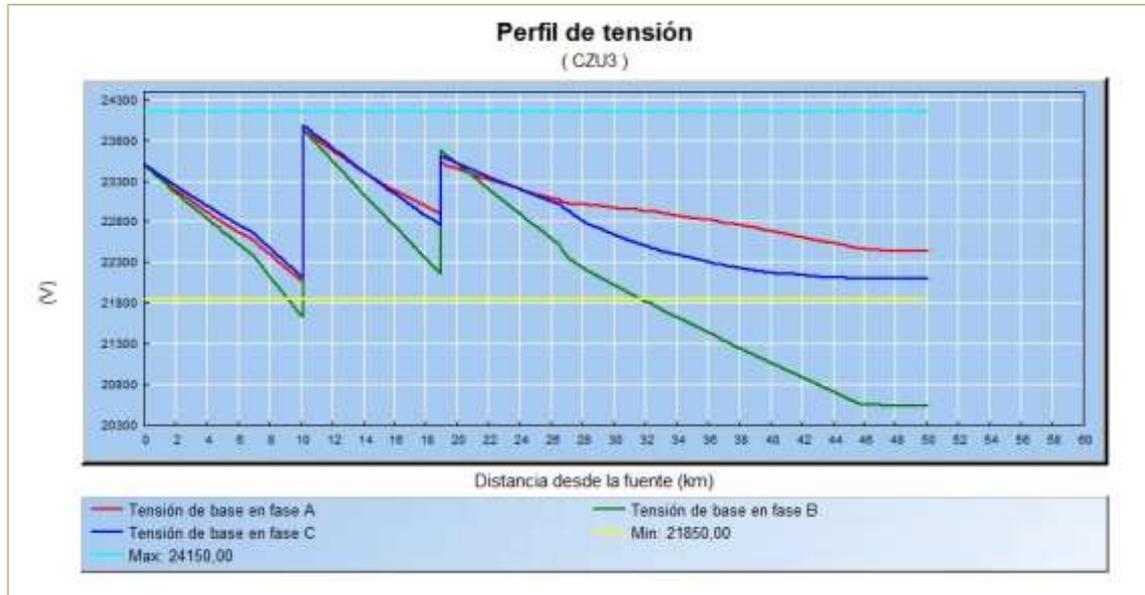


Figura 9.27: Perfil de Tensión antes de instalar el banco de capacitores.
Fuente: Programa CYMDIST.



Figura 9.28: Perfil de Tensión después de instalar el banco de capacitores.
Fuente: Programa CYMDIST.

9.9.4. CZU4

9.9.4.1. Reducción de Pérdidas y aumento del Factor de Potencia

En la tabla siguiente tabla se puede observar el resultado del flujo de potencia luego de instalar los bancos de capacitores en los tramos respectivos durante la demanda máxima media y mínima.

Demanda Máxima		
Potencia Capacitor por fase	Reducción kW	FP
100 kVAr	14,9	0,96
200 kVAr	23,4	0,97
300 kVAr	26,8	0,98
400 kVAr	27	0,99
Demanda Media		
100 kVAr	10,6	0,92
200 kVAr	14,5	0,95
300 kVAr	14,8	0,98
400 kVAr	11,4	0,99
Demanda Mínima		
100 kVAr	6,2	0,94
200 kVAr	5,5	0,98
300 kVAr	3,3	0,99
400 kVAr	-3,14	0,99

Tabla 9.33: Resultado del flujo de potencia y ubicación óptima de capacitores.

Alimentador CZU4, ES-CZU.

Fuente: Programa CYMDIST.

Según el estudio se constató que al instalar un banco de capacitores de 400 kVAr por fase, el alimentador queda sobre compensado durante la demanda mínima y aumenta las pérdidas a un valor de 3,14 kW, por lo cual la mejor opción es la de instalar banco de capacitores de 300 kVAr por fase, con esto se consigue que el factor de potencia sea mayor al mínimo requerido durante la demanda máxima y media, reduciendo al máximo las pérdidas en kW.

En la **figura A.3.4** del apéndice A.3 se puede observar el tramo respectivo para la ubicación del banco de capacitores de 300 kVAr por fase.

9.9.4.2. Variación de Tensión

En la figura 9.29 y 9.30 podemos observar el incremento de tensión existente en uno de los extremos del alimentador con mayor porcentaje de caída de tensión, luego de instalar un banco de capacitores de 300 kVAr por fase.

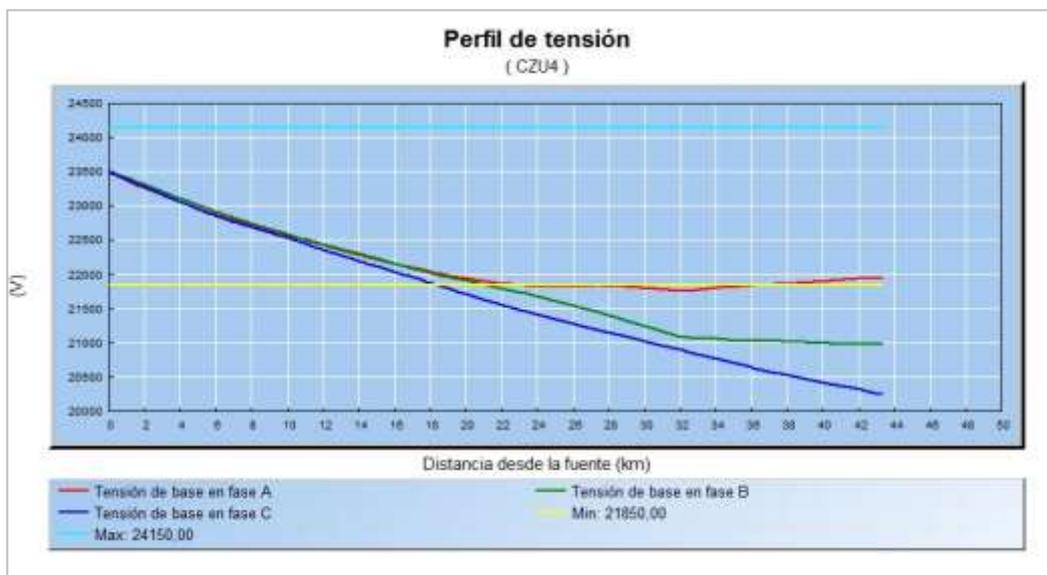


Figura 9.29: Perfil de Tensión antes de instalar el banco de capacitores. Alimentador CZU4, ES-CZU.

Fuente: Programa CYMDIST.



Figura 9.30: Perfil de Tensión después de instalar un banco de capacitores de 300 kVAr por fase. Alimentador CZU4, ES-CZU.

Fuente: Programa CYMDIST.

9.9.5. CZU5

Según la **tabla 9.26 y 9.27** referente a la demanda máxima y media, el valor del factor de potencia de este alimentador cumple con el mínimo requerido durante la demanda máxima y media, por lo que no es necesario la instalación de banco de capacitores.

9.9.6. CZU6

Actualmente el CZU6 cuenta con un banco de capacitores de 200 kVAr por fase, de tal manera que el valor del factor de potencia durante la demanda máxima y media cumple con el mínimo requerido.

Este alimentador también cuenta con dos bancos de reguladores de tensión de 200 y 100 A, con el cual existe un mínimo porcentaje de caída de tensión en los tramos finales.

Según la **tabla 9.26 y 9.27** este alimentador no necesita la instalación de otro banco de capacitores.

En la **figura A.3.5** del apéndice A.3 se puede observar el tramo de ubicación del actual banco de capacitores y de los reguladores de tensión.

9.10. Selección del tipo de régimen de operación de los capacitores

Debido a que el perfil de carga reactiva, **apéndice A.1**, de los alimentadores CZU1, CZU2, CZU3 y CZU4 de la ES-CZU, es superior a la potencia del banco de capacitor a utilizar en el punto de instalación, en este caso CZU1 y CZU2, el de 1200 kVAr (400 kVAr por fase) y CZU3 y CZU4, el de 900 kVAr (300 kVAr por fase), según la sección anterior, no se justifica la utilización de bancos de capacitores automáticos, por lo cual los bancos de capacitores a utilizar serán fijos.

9.11. Demanda prevista para los próximos 5 años

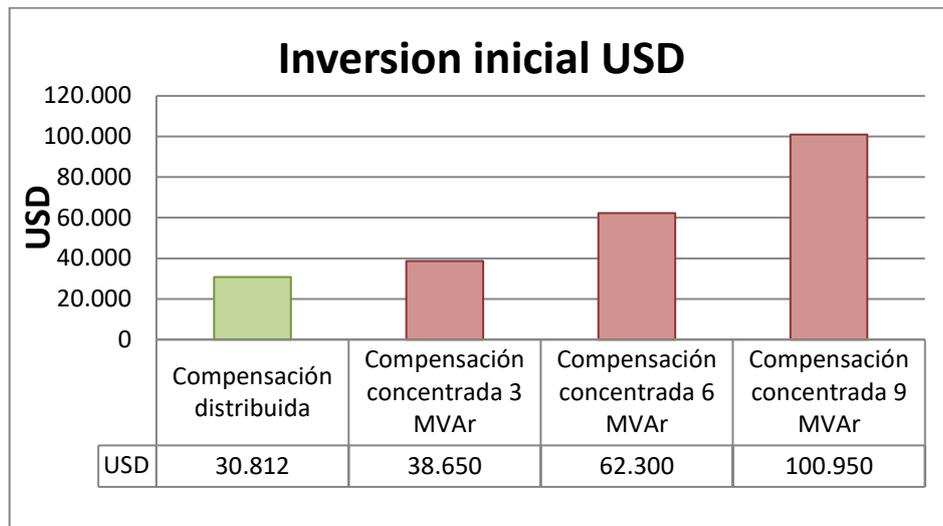
Según lo expuesto en la sección **9.2.2.3**, se prevé una tasa de crecimiento promedio de **9,1%**, conforme a la recomendación del “Estudio de mercado eléctrico nacional, proyección 2013-2023” elaborado por el estudio de tarifas y mercado de la ANDE.

En la **tabla B.2.8, B.2.9 y B.2.10** del **apéndice B**, se presenta una proyección de la carga, en términos de corriente, según la tasa de crecimiento promedio. Estos datos son utilizados para hallar la reducción de pérdidas en kW para cada alimentador compensado, mediante el flujo de potencia en el programa CYMDIST.

V. RESULTADO Y DISCUSION

- Con el método de la compensación concentrada se logra elevar el factor de potencia aguas arriba del transformador de potencia a un valor mayor o igual a 0,95 durante la demanda máxima y un promedio mensual mayor o igual a 0,92, según el reglamento vigente de la ANDE, también se logra reducir las pérdidas en kW, y aumentar la disponibilidad del mismo en términos de kVA.
- En la evaluación económica, mediante el flujo de caja, se pudo demostrar que el método de la compensación concentrada no es viable en términos de costo-beneficio, para una proyección de corto plazo.
- Con el método de la compensación distribuida, se logra elevar el factor de potencia presente en los alimentadores de distribución, a un valor mayor o igual a 0,95 durante la demanda máxima y un promedio mensual mayor o igual a 0,92, según el reglamento vigente de la ANDE.
- Otro beneficio de la compensación distribuida es lograr aumentar el nivel de tensión en los tramos finales de los alimentadores, con esto se consigue una mejor regulación de los bancos reguladores de tensión, reduciendo las pérdidas de los mismos y se garantiza a los usuarios una tensión dentro de los límites permitidos según el reglamento vigente de la ANDE.
- Para la compensación distribuida el valor del TIR y el VPN cumplen con los criterios establecidos en la evaluación económica mediante el método costo-beneficio, esto demuestra la viabilidad económica de este proyecto.
- En la **figura V** se puede observar que la inversión inicial para la compensación distribuida (bancos de capacitores de 1200 kVAr “CZU1 y CZU2” y de 900 kVAr “CZU3 y CZU4”), tiene un menor costo de inversión comparado con la compensación concentrada (Bancos de capacitores de 3, 6 y 9 MVar).

Figura V: Comparación de la inversión inicial en USD.



VI. CONCLUSIONES

- Con este trabajo se concluye que la mejor alternativa técnica y económica para compensar la energía reactiva en el sistema de distribución dependiente a la ES-CZU, es la de instalar bancos de capacitores en los alimentadores de distribución (método de compensación distribuida), en lugar de instalar bancos de capacitores en la barra de 23 kV (método de compensación concentrada en barra).
- Al elevar el factor de potencia en los alimentadores de distribución, se logra reducir la corriente reactiva presente en los mismos, esto tiene como beneficio la reducción de pérdidas en kW presente en el centro de distribución y en las líneas de transmisión contiguas a la ES-CZU.
- Al reducir la potencia reactiva presente en los alimentadores de distribución, se consiguió aumentar la capacidad de transmisión y la disponibilidad de potencia activa en la ES-CZU, según las simulaciones de flujo de potencia y resultados expuestos en capítulo 9. Esto tiene como beneficio el uso eficiente del transformador de potencia y equipos, aumentando de esta manera la vida útil de los mismos.

VII. RECOMENDACIONES

Según el estudio realizado en este proyecto se recomienda la realización de los siguientes puntos:

- La instalación de un nuevo transformador de potencia para atender la actual demanda registrada en la ES-CZU.
- Realización de un estudio de distribución de cargas en los alimentadores de la ES-CZU, con el fin de mejorar los niveles de tensión.
- Realización de estudios similares al realizado en este trabajo en otras Subestaciones de la ANDE para la compensación de energía reactiva.
- Concienciación a los clientes que incumplen con los límites de factor de potencia según el reglamento de la ANDE. Esto lograra un funcionamiento óptimo de la red de distribución dependiente a todas las Estaciones del SIN.

VIII. APÉNDICE

APÉNDICE A: INGENIERÍA DE DISEÑO

APÉNDICE A.1: Perfil de carga Reactiva de los alimentadores CZU1, CZU2, CZU3 y CZU4

Figura A.1.1: Curva de perfil de carga reactiva. CZU1 y CZU2.

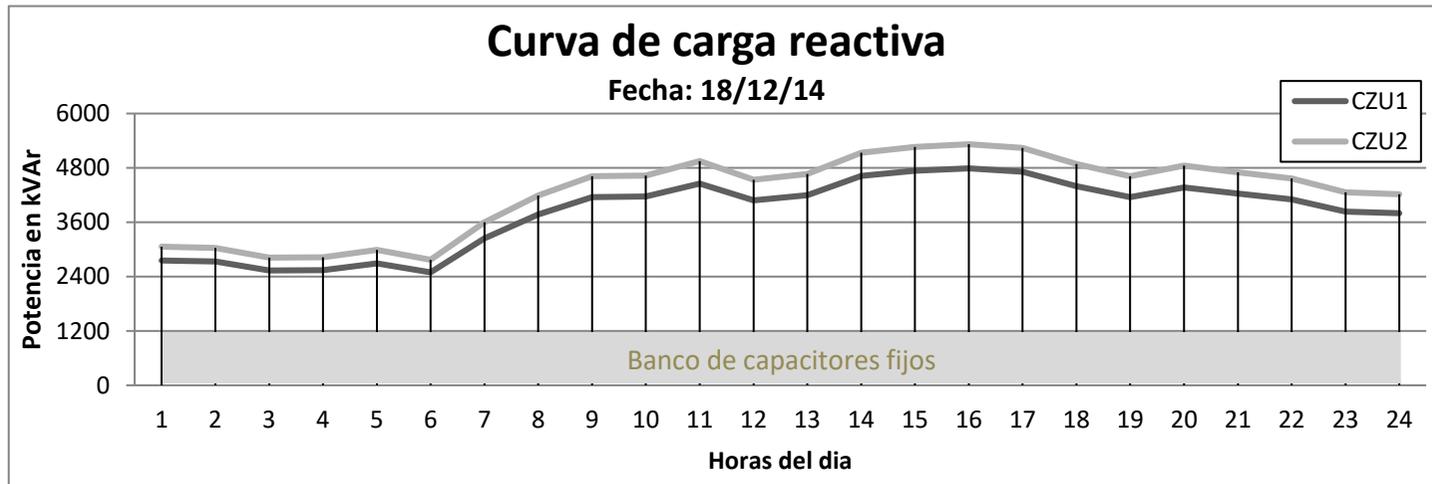
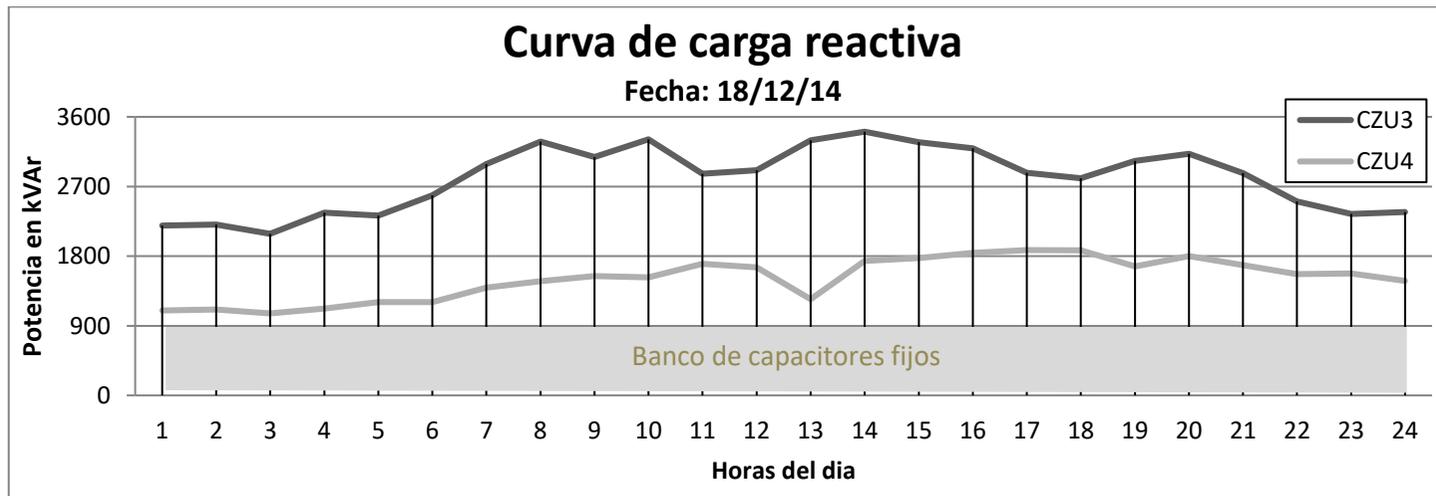


Figura A.1.2: Curva de perfil de carga reactiva. CZU3 y CZU4.



APÉNDICE A.2: Compensación Concentrada

Tabla A.2.1: Cargas Equivalentes en 220 Kv.

Cargas equivalentes en 220 kV	2014		2015		2016		2017		2018		2019	
	P (MW)	Q (MVar)										
Carga 1 (PIH)	8,7	6,5	9,5	7,1	10,4	7,7	11,3	8,4	12,3	9,2	13,4	10,0
Carga 2 (Itakyry)	129,3	-34,2	141,1	-37,3	153,9	-40,7	167,9	-44,4	183,2	-48,5	199,9	-52,9
Carga 3 (Carayao)	353,7	-39	385,9	-42,5	421,0	-46,4	459,3	-50,6	501,1	-55,3	546,7	-60,3
Carga 4 (Coronel Oviedo)	670,9	4,9	732,0	5,3	798,6	5,8	871,2	6,4	950,5	6,9	1037,0	7,6
Carga 5 (Acaray)	345,8	71,2	377,3	77,7	411,6	84,7	449,1	92,5	489,9	100,9	534,5	110,1
Carga 6 (Campo Dos)	29	-1,4	31,6	-1,5	34,5	-1,7	37,7	-1,8	41,1	-2,0	44,8	-2,2
Carga 7 (Caaguazú)	38	15	41,5	16,4	45,2	17,9	49,3	19,5	53,8	21,3	58,7	23,2
Carga 8 (Kilometro 30)	42,3	9	46,1	9,8	50,3	10,7	54,9	11,7	59,9	12,8	65,4	13,9

Fuente: Departamento de Estudios de Generación y Trasmisión (DP/DEG), ANDE.

Tabla A.2.2: Datos de las líneas de transmisión.

Línea	Extensión (km)	R ₁ (%)	X ₁ (%)	C ₁ (MVar)	R ₀ (%)	X ₀ (%)	C ₀ (MVar)
MARGEN DERECHA - ITAQUYRY	70,653	1,425	5,885	9,630	3,999	19,796	5,48051
MARGEN DERECHA - PARQUE INDUSTRIAL FIC	4,000	0,081	0,333	0,545	0,226	1,121	0,31028
PARQUE INDUSTRIAL FIC- ITAQUYRY	66,653	1,344	5,552	9,085	3,773	18,675	5,17023
PARQUE INDUSTRIAL FIC- PARQUE INDUSTRIAL	10,000	0,072	0,603	1,923	0,591	2,510	1,10325
ITAQUYRY -CARAYAO (FUT.)	139,347	2,895	11,857	18,794	8,661	38,663	11,73823
ITAQUYRY -CARAYAO (FUT.)	139,347	2,895	11,857	18,794	8,661	38,663	11,73823
CORONEL OVIEDO - CARAYAO (FUT)	47,773	0,992	4,065	6,443	2,969	13,255	4,02427
CAMPO DOS - CORONEL OVIEDO	88,970	1,796	7,405	12,199	5,569	24,035	7,94303
K30 - CAMPO DOS	70,040	1,458	5,921	9,352	4,058	18,939	5,87081
K30 - CORONEL OVIEDO	159,010	3,310	13,441	21,231	9,213	42,996	13,32834
CAAGUAZU - CORONEL OVIEDO	45,000	0,909	3,745	6	2,81650	12,15669	4,01749
CAAGUAZU - k30	114,010	2,302	9,489	16	7,13575	30,79966	10,17855
ACARAY - CORONEL OVIEDO	189,010	3,817	15,730	25,916	11,830	51,061	16,87437
ACARAY - CORONEL OVIEDO	189,010	3,817	15,730	25,916	11,830	51,061	16,87437
ACARAY - K30	30,000	0,215	1,808	5,770	1,772	7,529	3,30976
ACARAY - K30	30,000	0,215	1,808	5,770	1,772	7,529	3,30976
MARGEN DERECHA - ACARAY	4,800	0,031	0,299	0,643	0,127	0,734	0,43134
MARGEN DERECHA - ACARAY	4,800	0,031	0,299	0,643	0,127	0,734	0,43134

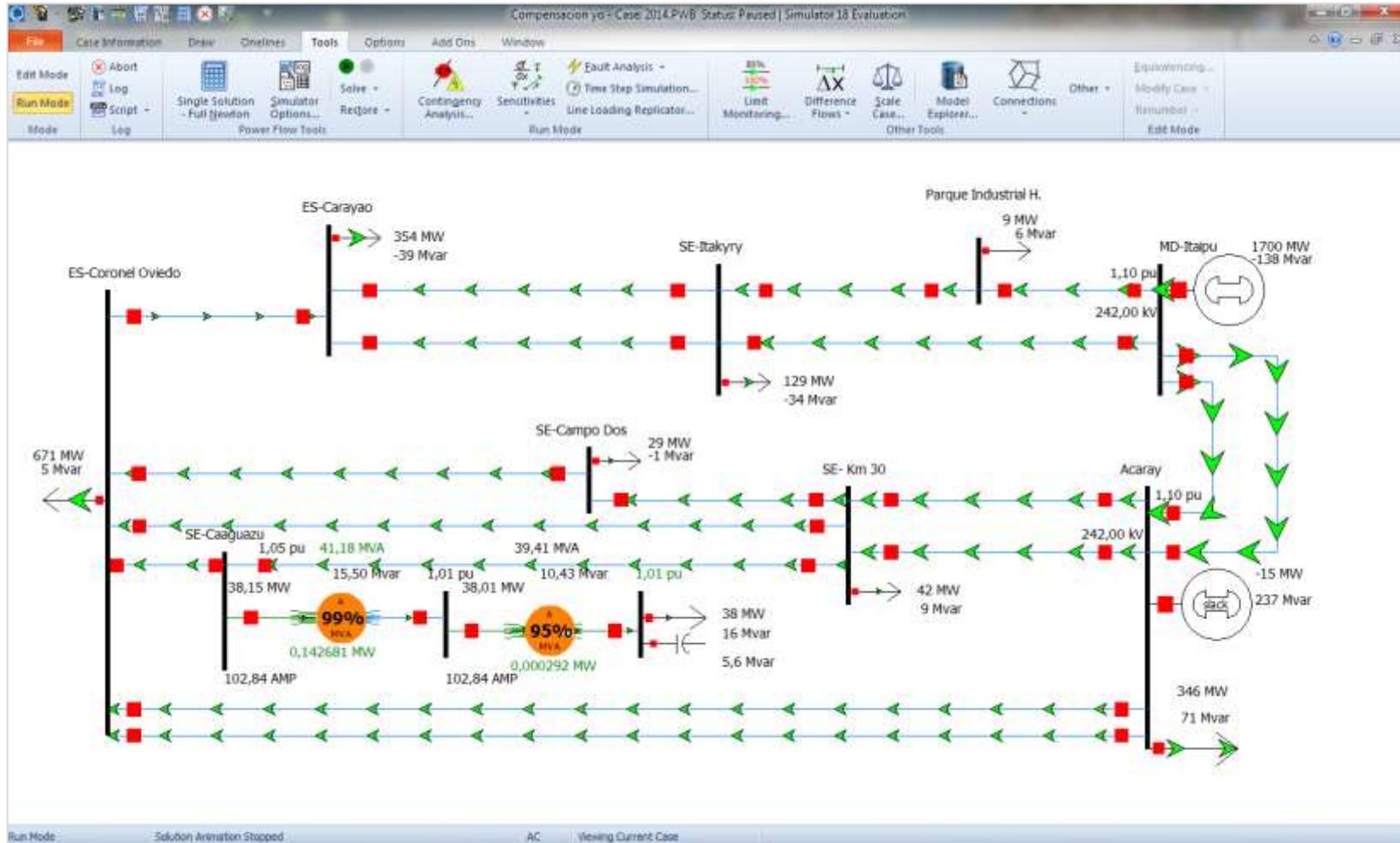
Fuente: Departamento de Estudios de Generación y Trasmisión (DP/DEG), ANDE.

Tabla A.2.3: Datos del transformador de potencia de la ES-CZU.

Relación de Transformación [kV]	Conexión de los devanados	Capacidad Trifásica [MVA]	Unidad	Impedancias Secuencia (+)					
				[%] Base Trafo				[%] Base 100 MVA	
				Resistencia P o PS S T	Reactancia P o PS S T	Pérdidas Calculadas (kW), por Arrollamiento	Impedancia Zps (Calc.) Zst (Calc.) Zpt (Calc.)	Resistencia P o PS S T	Reactancia P o PS S T
220+8x1,25%/23/13,8	Yt-Yt-D	41,66	3φ	0,3871%	13,7614%	161,3	13,7903%	0,9292%	33,0326%
-8x1,25%		(41.7/41.7		0,0008%	0,0234%	0,3	4,2731%	0,0019%	0,0562%
Conm. manual bajo carga	Ynyn0d11	/13.9)		0,1195%	4,2480%	49,8	18,0165%	0,2868%	10,1968%

Fuente: Departamento de Estudios de Generación y Trasmisión (DP/DEG), ANDE.

Figura A.2: Convergencia del flujo de potencia del sistema modelado en el programa Power World Simulator.



Fuente: Programa Power World Simulator.

APÉNDICE A.3: Compensación Distribuida.

Tabla A.3.1: Carga horaria típica de los alimentadores. Jueves 11/12/14.

Hora	Potencia (MW)						Potencia (MVar)					
	CZU1	CZU2	CZU3	CZU4	CZU5	CZU6	CZU1	CZU2	CZU3	CZU4	CZU5	CZU6
01:00	4,9	5,4	5,7	3,0	1,1	3,0	3,2	3,5	2,4	1,5	0,1	1,0
02:00	4,9	5,4	5,9	3,1	1,1	3,0	3,3	3,6	2,5	1,7	0,1	1,0
03:00	4,8	5,3	6,3	3,1	1,1	3,4	3,2	3,5	2,4	1,6	0,1	1,0
04:00	4,8	5,4	6,1	2,9	1,2	3,6	3,0	3,3	2,6	1,4	0,2	1,2
05:00	5,2	5,8	6,0	3,1	1,2	3,4	2,9	3,3	2,6	1,5	0,3	1,3
06:00	5,8	6,4	6,8	3,4	1,3	3,3	3,3	3,6	3,2	1,6	0,4	1,6
07:00	7,0	7,7	6,9	3,3	1,4	3,4	4,5	5,0	3,6	1,8	0,7	1,7
08:00	7,3	8,1	7,5	3,4	1,5	3,5	4,9	5,5	3,5	1,9	0,7	1,6
09:00	7,7	8,6	8,1	3,5	1,6	3,8	4,9	5,4	3,8	1,9	0,7	1,7
10:00	8,1	8,9	7,6	3,6	1,3	3,6	4,9	5,5	3,4	1,9	0,5	1,9
11:00	7,6	8,5	6,6	3,4	1,3	3,4	4,3	4,8	3,2	1,9	0,4	1,7
12:00	7,4	8,2	7,8	3,2	1,4	3,6	4,1	4,5	3,9	1,8	0,6	1,9
13:00	8,0	8,9	7,6	3,2	1,5	3,6	4,6	5,1	3,7	1,9	0,8	2,2
14:00	8,1	9,0	7,2	3,3	1,4	3,5	5,0	5,5	3,7	2,0	0,7	1,9
15:00	7,9	8,8	6,5	3,3	1,3	3,4	4,9	5,4	3,4	2,0	0,4	2,0
16:00	7,4	8,2	6,6	3,2	1,3	3,4	4,6	5,1	2,9	1,9	0,3	1,6
17:00	7,2	8,0	6,7	3,4	1,4	4,1	4,5	4,9	2,8	2,1	0,3	1,8
18:00	6,9	7,7	8,7	3,9	1,8	5,9	4,0	4,5	3,4	2,1	0,4	2,3
19:00	8,3	9,2	8,5	4,9	1,7	5,6	4,5	5,0	3,3	2,0	0,3	2,1
20:00	8,2	9,1	7,1	4,7	1,6	4,9	4,3	4,8	2,9	2,0	0,3	1,9
21:00	7,9	8,8	6,6	4,2	1,5	4,2	4,0	4,5	2,6	1,8	0,3	1,6
22:00	7,4	8,3	6,7	3,7	1,4	3,8	4,0	4,4	2,8	1,7	0,3	1,4
23:00	6,9	7,7	6,7	3,5	1,3	3,6	3,8	4,3	2,7	1,8	0,2	1,3
24:00	6,3	7,0	6,5	3,4	1,3	3,6	3,5	3,8	2,6	1,6	0,2	1,3

Fuente: Multimetro ION 7330. ES-CZU, ANDE

Tabla A.3.2: Carga horaria típica de los alimentadores. Sábado 13/12/14.

Hora	Potencia (MW)						Potencia (MVar)					
	CZU1	CZU2	CZU3	CZU4	CZU5	CZU6	CZU1	CZU2	CZU3	CZU4	CZU5	CZU6
01:00	5,4	6,0	5,9	3,2	1,2	3,2	3,5	3,9	2,8	1,7	0,2	1,1
02:00	5,3	5,9	6,2	3,1	1,2	3,2	3,4	3,8	2,9	1,7	0,2	1,1
03:00	5,2	5,8	5,8	3,3	1,2	3,5	3,5	3,8	2,8	1,7	0,2	1,2
04:00	5,3	5,9	6,3	3,4	1,3	3,7	3,5	3,9	2,8	1,7	0,2	1,2
05:00	5,3	5,9	6,9	3,5	1,3	3,6	3,3	3,6	3,1	1,6	0,3	1,5
06:00	5,7	6,4	7,1	3,5	1,3	3,5	3,5	3,9	3,5	1,6	0,3	1,7
07:00	6,8	7,6	7,3	3,3	1,4	3,6	4,2	4,7	3,8	1,7	0,6	1,9
08:00	7,4	8,3	7,4	3,0	1,5	3,8	4,6	5,2	3,6	1,8	0,4	1,9
09:00	7,6	8,4	7,9	3,5	1,4	4,0	4,7	5,2	3,8	1,9	0,5	2,0
10:00	8,2	9,1	7,6	3,7	1,3	3,9	4,4	4,9	3,6	1,8	0,4	1,9
11:00	7,7	8,6	7,1	3,6	1,3	3,6	4,2	4,7	3,4	1,9	0,4	1,8
12:00	7,3	8,2	6,2	3,3	1,3	3,5	4,1	4,6	3,1	2,0	0,4	1,8
13:00	7,3	8,1	5,7	3,2	1,1	3,3	4,5	5,0	2,9	1,7	0,7	1,7
14:00	7,2	8,0	4,8	3,1	1,2	3,3	4,5	5,0	2,5	1,9	0,7	1,8
15:00	7,2	8,0	4,6	3,2	1,1	3,4	4,6	5,1	2,5	2,1	0,5	1,8
16:00	7,0	7,7	4,6	3,0	1,2	3,5	4,3	4,8	2,5	1,9	0,5	1,8
17:00	6,7	7,4	5,0	3,3	1,3	3,5	4,2	4,6	2,5	2,0	0,3	1,7
18:00	6,4	7,1	6,7	3,5	1,6	5,2	3,6	4,0	2,8	1,9	0,3	1,9
19:00	8,1	9,1	6,8	4,7	1,8	5,5	4,4	4,9	2,8	2,0	0,3	2,0
20:00	8,5	9,4	6,3	4,6	1,6	4,8	4,5	5,0	2,7	1,9	0,3	1,8
21:00	7,7	8,6	5,6	4,1	1,4	4,1	4,3	4,7	2,5	1,8	0,3	1,5
22:00	6,8	7,5	5,3	3,5	1,3	3,7	3,8	4,2	2,4	1,6	0,3	1,4
23:00	6,2	6,9	4,8	3,0	1,3	3,5	3,8	4,3	2,2	1,5	0,3	1,3
24:00	6,1	6,7	4,7	2,9	1,2	3,3	3,8	4,2	2,1	1,5	0,2	1,2

Fuente: Multimetro ION 7330. ES-CZU, ANDE.

Tabla A.3.3: Carga horaria típica de los alimentadores. Domingo 14/12/14.

Hora	Potencia (MW)						Potencia (MVar)					
	CZU1	CZU2	CZU3	CZU4	CZU5	CZU6	CZU1	CZU2	CZU3	CZU4	CZU5	CZU6
01:00	5,6	6,3	4,6	2,7	1,2	3,3	3,6	4,0	2,2	1,4	0,3	1,2
02:00	5,5	6,1	4,5	2,7	1,2	3,2	3,6	3,9	2,0	1,4	0,2	1,1
03:00	5,2	5,8	4,4	2,6	1,2	3,3	3,4	3,7	2,1	1,3	0,2	1,1
04:00	5,3	4,8	4,6	2,7	1,1	3,3	2,9	3,2	2,0	1,3	0,1	1,1
05:00	5,2	4,8	4,5	2,8	1,1	3,3	2,8	3,1	1,9	1,3	0,2	1,2
06:00	5,2	5,8	4,5	2,7	1,1	3,3	3,2	3,6	2,0	1,3	0,3	1,3
07:00	5,1	5,7	4,4	2,7	1,1	3,3	3,2	3,5	2,1	1,3	0,3	1,5
08:00	5,2	5,8	4,8	2,7	1,1	3,5	3,3	3,7	2,2	1,4	0,3	1,6
09:00	5,6	6,2	5,4	2,8	1,3	3,9	3,2	3,5	2,3	1,4	0,4	1,7
10:00	5,9	6,6	5,2	3,2	1,3	3,8	3,3	3,7	2,2	1,5	0,2	1,7
11:00	5,9	6,6	4,7	3,1	1,2	3,3	3,3	3,6	2,2	1,5	0,2	1,7
12:00	5,5	6,1	4,3	2,6	1,2	3,2	3,1	3,5	2,2	1,5	0,2	1,7
13:00	5,6	6,2	4,3	2,5	1,1	3,1	3,5	3,9	2,1	1,4	0,2	1,6
14:00	5,9	6,6	4,2	2,4	1,0	3,0	3,2	3,6	2,2	1,5	0,3	1,7
15:00	6,0	6,6	4,0	2,4	1,0	2,9	3,4	3,8	2,2	1,6	0,3	1,6
16:00	5,6	6,3	4,0	2,4	1,1	3,0	3,7	4,1	2,2	1,6	0,3	1,7
17:00	5,6	6,2	4,3	2,5	1,1	3,1	3,8	4,2	2,2	1,7	0,3	1,6
18:00	5,6	6,2	6,2	2,7	1,5	4,8	3,8	4,2	2,5	1,8	0,3	1,7
19:00	7,2	8,0	6,4	3,9	1,6	5,0	4,1	4,5	2,5	1,6	0,2	1,7
20:00	7,4	8,2	5,9	3,9	1,5	4,3	3,9	4,3	2,5	1,5	0,2	1,6
21:00	7,3	8,1	5,4	3,4	1,4	3,7	3,7	4,2	2,4	1,5	0,3	1,4
22:00	6,7	7,5	5,0	3,0	1,3	3,4	3,6	4,0	2,3	1,4	0,2	1,2
23:00	6,1	6,8	5,6	2,8	1,2	3,3	3,3	3,7	2,6	1,4	0,2	1,2
00:00	5,9	6,5	5,5	3,0	1,2	3,2	3,3	3,7	2,4	1,4	0,2	1,2

Fuente: Multimetro ION 7330. ES-CZU, ANDE.

Tabla A.3.4: Carga horaria del transformador de potencia.

Hora	Semanal		Sábado		Domingo	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
01:00	23,1	11,8	24,9	13,2	23,7	12,6
02:00	23,4	12,1	24,9	13,2	23,1	12,2
03:00	24,0	11,8	24,9	13,3	22,5	11,8
04:00	24,1	11,7	25,9	13,3	21,8	10,6
05:00	24,6	11,8	26,4	13,4	21,8	10,4
06:00	27,0	13,7	27,4	14,6	22,7	11,8
07:00	29,6	17,1	30,1	16,9	22,4	12,0
08:00	31,3	18,1	31,4	17,6	23,2	12,5
09:00	33,3	18,3	32,7	18,0	25,2	12,6
10:00	33,2	18,0	33,8	17,2	25,9	12,6
11:00	30,8	16,2	31,9	16,5	24,9	12,6
12:00	31,6	16,8	29,8	16,0	23,0	12,2
13:00	32,8	18,4	28,8	16,4	22,9	12,7
14:00	32,4	18,8	27,3	16,3	23,1	12,5
15:00	31,3	18,1	27,5	16,5	23,0	13,0
16:00	29,9	16,5	26,9	15,7	22,3	13,6
17:00	30,7	16,4	27,1	15,2	22,8	13,8
18:00	35,0	16,6	30,5	14,5	27,1	14,3
19:00	38,2	17,2	35,9	16,4	32,3	14,7
20:00	35,7	16,2	35,2	16,2	31,2	14,0
21:00	33,1	14,8	31,5	15,0	29,3	13,4
22:00	31,3	14,6	28,1	13,6	26,9	12,8
23:00	29,7	14,1	25,7	13,4	25,9	12,4
24:00	28,1	13,1	24,9	13,1	25,3	19,4

Fuente: Multimetro ION 7330. ES-CZU, ANDE.

Tabla A.3.5: Ubicación de Capacitores durante la demanda máxima en CZU1 teniendo en cuenta la reducción de pérdidas en kW.

Red	100 KVAR por fase			200 KVAR por fase			300 KVAR por fase			400 KVAR por fase		
	Ubicación cond	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]	Ubicación cond	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]	Ubicación cond	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]	Ubicación cond	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]
CZU1	TRAMO_CZU1_277	14,37	2,98	TRAMO_CZU1_657	25,63	5,32	TRAMO_CZU1_243	34,96	7,25	TRAMO_CZU1_253	42,18	8,75
CZU1	TRAMO_CZU1_20	14,36	2,98	TRAMO_CZU1_23	25,63	5,32	TRAMO_CZU1_628	34,96	7,25	TRAMO_CZU1_627	42,16	8,74
CZU1	TRAMO_CZU1_479	14,36	2,98	TRAMO_CZU1_464	25,59	5,31	TRAMO_CZU1_166	34,96	7,25	TRAMO_CZU1_301	42,12	8,74
CZU1	TRAMO_CZU1_168	14,35	2,98	TRAMO_CZU1_86	25,59	5,31	TRAMO_CZU1_253	34,96	7,25	TRAMO_CZU1_612	42,09	8,73
CZU1	TRAMO_CZU1_625	14,33	2,97	TRAMO_CZU1_691	25,57	5,3	TRAMO_CZU1_612	34,95	7,25	TRAMO_CZU1_653	42,02	8,72
CZU1	TRAMO_CZU1_257	14,3	2,97	TRAMO_CZU1_635	25,55	5,3	TRAMO_CZU1_308	34,94	7,25	TRAMO_CZU1_291	42	8,71
CZU1	TRAMO_CZU1_424	14,29	2,97	TRAMO_CZU1_653	25,54	5,3	TRAMO_CZU1_653	34,93	7,25	TRAMO_CZU1_635	42	8,71
CZU1	TRAMO_CZU1_367	14,26	2,96	TRAMO_CZU1_612	25,52	5,29	TRAMO_CZU1_635	34,93	7,25	TRAMO_CZU1_621	41,96	8,7
CZU1	TRAMO_CZU1_450	14,26	2,96	TRAMO_CZU1_674	25,51	5,29	TRAMO_CZU1_543	34,91	7,24	TRAMO_CZU1_459	41,94	8,7
CZU1	TRAMO_CZU1_379	14,23	2,95	TRAMO_CZU1_166	25,5	5,29	TRAMO_CZU1_691	34,89	7,24	TRAMO_CZU1_370	41,87	8,69
CZU1	TRAMO_CZU1_198	14,23	2,95	TRAMO_CZU1_253	25,5	5,29	TRAMO_CZU1_64	34,87	7,23	TRAMO_CZU1_691	41,86	8,68
CZU1	TRAMO_CZU1_470	14,12	2,93	TRAMO_CZU1_628	25,48	5,28	TRAMO_CZU1_381	34,87	7,23	TRAMO_CZU1_196	41,7	8,65
CZU1	TRAMO_CZU1_98	14,05	2,91	TRAMO_CZU1_357	25,46	5,28	TRAMO_CZU1_32	34,85	7,23	TRAMO_CZU1_464	41,67	8,64
CZU1	TRAMO_CZU1_86	14,04	2,91	TRAMO_CZU1_370	25,45	5,28	TRAMO_CZU1_267	34,85	7,23	TRAMO_CZU1_129	41,45	8,6
CZU1	TRAMO_CZU1_657	14,02	2,91	TRAMO_CZU1_172	25,45	5,28	TRAMO_CZU1_464	34,84	7,23	TRAMO_CZU1_657	41,4	8,59
CZU1	TRAMO_CZU1_23	14,02	2,91	TRAMO_CZU1_243	25,43	5,28	TRAMO_CZU1_692	34,83	7,23	TRAMO_CZU1_23	41,39	8,59
CZU1	TRAMO_CZU1_674	14,02	2,91	TRAMO_CZU1_621	25,41	5,27	TRAMO_CZU1_621	34,82	7,22	TRAMO_CZU1_688	41,35	8,58
CZU1	TRAMO_CZU1_357	14,01	2,91	TRAMO_CZU1_513	25,37	5,26	TRAMO_CZU1_729	34,82	7,22	TRAMO_CZU1_513	41,34	8,57
CZU1	TRAMO_CZU1_172	14,01	2,91	TRAMO_CZU1_308	25,32	5,25	TRAMO_CZU1_370	34,81	7,22	TRAMO_CZU1_80	41,12	8,53
CZU1	TRAMO_CZU1_591	13,99	2,9	TRAMO_CZU1_411	25,29	5,25	TRAMO_CZU1_657	34,77	7,21	TRAMO_CZU1_411	41,11	8,53
CZU1	TRAMO_CZU1_421	13,99	2,9	TRAMO_CZU1_381	25,29	5,25	TRAMO_CZU1_23	34,77	7,21	TRAMO_CZU1_86	41,01	8,51

Fuente: Programa CYMDIST.

Tabla A.3.6: Ubicación de Capacitores durante la demanda máxima en CZU2 teniendo en cuenta la reducción de pérdidas en kW.

Red	100 KVAR por fase			200 KVAR por fase			300 KVAR por fase			400 KVAR por fase		
	Ubicación cond	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]	Ubicación cond	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]	Ubicación cond	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]	Ubicación cond	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]
CZU1	TRAMO_CZU2_791	12,34	5,41	TRAMO_CZU1_657	25,63	5,32	TRAMO_CZU2_899	16,56	7,26	TRAMO_CZU2_899	20,56	9,02
CZU1	TRAMO_CZU2_753	12,34	5,41	TRAMO_CZU1_23	25,63	5,32	TRAMO_CZU2_967	16,55	7,26	TRAMO_CZU2_864	20,55	9,01
CZU1	TRAMO_CZU2_1074	12,29	5,39	TRAMO_CZU1_464	25,59	5,31	TRAMO_CZU2_1037	16,55	7,26	TRAMO_CZU2_840	20,5	8,99
CZU1	TRAMO_CZU2_898	12,29	5,39	TRAMO_CZU1_86	25,59	5,31	TRAMO_CZU2_850	16,54	7,25	TRAMO_CZU2_1037	20,46	8,97
CZU1	TRAMO_CZU2_783	12,25	5,37	TRAMO_CZU1_691	25,57	5,3	TRAMO_CZU2_975	16,54	7,25	TRAMO_CZU2_891	20,43	8,96
CZU1	TRAMO_CZU2_903	12,24	5,37	TRAMO_CZU1_635	25,55	5,3	TRAMO_CZU2_913	16,52	7,25	TRAMO_CZU2_858	20,41	8,95
CZU1	TRAMO_CZU2_746	12,2	5,35	TRAMO_CZU1_653	25,54	5,3	TRAMO_CZU2_1060	16,48	7,23	TRAMO_CZU2_779	20,4	8,95
CZU1	TRAMO_CZU2_987	12,14	5,32	TRAMO_CZU1_612	25,52	5,29	TRAMO_CZU2_958	16,48	7,23	TRAMO_CZU2_1011	20,36	8,93
CZU1	TRAMO_CZU2_942	11,99	5,26	TRAMO_CZU1_674	25,51	5,29	TRAMO_CZU2_864	16,46	7,22	TRAMO_CZU2_850	20,36	8,93
CZU1	TRAMO_CZU2_894	11,96	5,24	TRAMO_CZU1_166	25,5	5,29	TRAMO_CZU2_848	16,46	7,22	TRAMO_CZU2_975	20,35	8,93
CZU1	TRAMO_CZU2_752	11,92	5,23	TRAMO_CZU1_253	25,5	5,29	TRAMO_CZU2_779	16,46	7,22	TRAMO_CZU2_956	20,35	8,92
CZU1	TRAMO_CZU2_879	11,9	5,22	TRAMO_CZU1_628	25,48	5,28	TRAMO_CZU2_906	16,43	7,21	TRAMO_CZU2_906	20,32	8,91
CZU1	TRAMO_CZU2_850	11,87	5,2	TRAMO_CZU1_357	25,46	5,28	TRAMO_CZU2_839	16,42	7,2	TRAMO_CZU2_848	20,22	8,87
CZU1	TRAMO_CZU2_975	11,87	5,2	TRAMO_CZU1_370	25,45	5,28	TRAMO_CZU2_956	16,4	7,19	TRAMO_CZU2_958	20,21	8,86
CZU1	TRAMO_CZU2_958	11,87	5,2	TRAMO_CZU1_172	25,45	5,28	TRAMO_CZU2_858	16,39	7,19	TRAMO_CZU2_887	20,21	8,86
CZU1	TRAMO_CZU2_839	11,86	5,2	TRAMO_CZU1_243	25,43	5,28	TRAMO_CZU2_840	16,38	7,18	TRAMO_CZU2_909	20,15	8,84
CZU1	TRAMO_CZU2_1037	11,84	5,19	TRAMO_CZU1_621	25,41	5,27	TRAMO_CZU2_936	16,33	7,16	TRAMO_CZU2_812	20,12	8,83
CZU1	TRAMO_CZU2_936	11,84	5,19	TRAMO_CZU1_513	25,37	5,26	TRAMO_CZU2_909	16,32	7,16	TRAMO_CZU2_892	20,09	8,81
CZU1	TRAMO_CZU2_848	11,83	5,19	TRAMO_CZU1_308	25,32	5,25	TRAMO_CZU2_772	16,31	7,15	TRAMO_CZU2_839	20,07	8,8
CZU1	TRAMO_CZU2_774	11,81	5,18	TRAMO_CZU1_411	25,29	5,25	TRAMO_CZU2_891	16,28	7,14	TRAMO_CZU2_979	20,04	8,79
CZU1	TRAMO_CZU2_1050	11,79	5,17	TRAMO_CZU1_381	25,29	5,25	TRAMO_CZU2_899	16,56	7,26	TRAMO_CZU2_873	19,94	8,74

Fuente: Programa CYMDIST.

Tabla A.3.7: Ubicación de Capacitores durante la demanda máxima en CZU3 teniendo en cuenta la reducción de pérdidas en KW.

Red	100 KVAR por fase			200 KVAR por fase			300 KVAR por fase			400 KVAR por fase		
	Ubicación cond	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]	Ubicación cond	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]	Ubicación cond	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]	Ubicación cond	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]
CZU1	TRAMO_CZU3_1603	31,63	4,1	TRAMO_CZU3_1550	54,34	7,04	TRAMO_CZU3_1834	72,31	9,37	TRAMO_CZU3_1834	84,19	10,91
CZU1	TRAMO_CZU3_1818	31,63	4,1	TRAMO_CZU3_1230	54,32	7,04	TRAMO_CZU3_1199	72,25	9,36	TRAMO_CZU3_1594	84,18	10,91
CZU1	TRAMO_CZU3_1109	31,63	4,1	TRAMO_CZU3_1658	54,22	7,03	TRAMO_CZU3_1594	72,22	9,36	TRAMO_CZU3_1256	84,1	10,9
CZU1	TRAMO_CZU3_1767	31,63	4,1	TRAMO_CZU3_1169	54,2	7,02	TRAMO_CZU3_1216	72,11	9,35	TRAMO_CZU3_1591	84,05	10,89
CZU1	TRAMO_CZU3_1644	31,62	4,1	TRAMO_CZU3_1199	54,19	7,02	TRAMO_CZU3_1256	72,02	9,33	TRAMO_CZU3_1199	83,99	10,88
CZU1	TRAMO_CZU3_1854	31,62	4,1	TRAMO_CZU3_1834	54,16	7,02	TRAMO_CZU3_1591	71,93	9,32	TRAMO_CZU3_1564	83,82	10,86
CZU1	TRAMO_CZU3_1440	31,61	4,1	TRAMO_CZU3_1216	54,11	7,01	TRAMO_CZU3_1550	71,93	9,32	TRAMO_CZU3_1216	83,79	10,86
CZU1	TRAMO_CZU3_1689	31,59	4,09	TRAMO_CZU3_1475	54,06	7,01	TRAMO_CZU3_1203	71,92	9,32	TRAMO_CZU3_1590	83,77	10,86
CZU1	TRAMO_CZU3_1465	31,58	4,09	TRAMO_CZU3_1594	54,05	7	TRAMO_CZU3_1428	71,9	9,32	TRAMO_CZU3_1357	83,64	10,84
CZU1	TRAMO_CZU3_1855	31,58	4,09	TRAMO_CZU3_1244	54,05	7	TRAMO_CZU3_1136	71,85	9,31	TRAMO_CZU3_1203	83,63	10,84
CZU1	TRAMO_CZU3_1453	31,56	4,09	TRAMO_CZU3_1076	54,02	7	TRAMO_CZU3_1076	71,85	9,31	TRAMO_CZU3_1428	83,6	10,83
CZU1	TRAMO_CZU3_1588	31,52	4,08	TRAMO_CZU3_1185	54	7	TRAMO_CZU3_1424	71,8	9,3	TRAMO_CZU3_1424	83,43	10,81
CZU1	TRAMO_CZU3_1413	31,49	4,08	TRAMO_CZU3_1364	53,98	6,99	TRAMO_CZU3_1185	71,78	9,3	TRAMO_CZU3_1136	83,36	10,8
CZU1	TRAMO_CZU3_1662	31,49	4,08	TRAMO_CZU3_1136	53,96	6,99	TRAMO_CZU3_1230	71,78	9,3	TRAMO_CZU3_1076	83,25	10,79
CZU1	TRAMO_CZU3_1193	31,47	4,08	TRAMO_CZU3_1203	53,92	6,99	TRAMO_CZU3_1364	71,73	9,3	TRAMO_CZU3_1548	83,2	10,78
CZU1	TRAMO_CZU3_1664	31,44	4,07	TRAMO_CZU3_1428	53,92	6,99	TRAMO_CZU3_1658	71,61	9,28	TRAMO_CZU3_1185	83,11	10,77
CZU1	TRAMO_CZU3_1703	31,42	4,07	TRAMO_CZU3_1540	53,91	6,99	TRAMO_CZU3_1564	71,57	9,27	TRAMO_CZU3_1364	83,03	10,76
CZU1	TRAMO_CZU3_1312	31,4	4,07	TRAMO_CZU3_1595	53,9	6,98	TRAMO_CZU3_1595	71,51	9,27	TRAMO_CZU3_1550	82,8	10,73
CZU1	TRAMO_CZU3_1581	31,4	4,07	TRAMO_CZU3_1424	53,87	6,98	TRAMO_CZU3_1590	71,5	9,27	TRAMO_CZU3_1595	82,59	10,7
CZU1	TRAMO_CZU3_1469	31,36	4,06	TRAMO_CZU3_1576	53,87	6,98	TRAMO_CZU3_1357	71,33	9,24	TRAMO_CZU3_1294	82,46	10,69
CZU1	TRAMO_CZU3_1585	31,31	4,06	TRAMO_CZU3_1256	53,83	6,98	TRAMO_CZU3_1685	71,24	9,23	TRAMO_CZU3_1230	82,44	10,68

Fuente: Programa CYMDIST.

Tabla A.3.8: Ubicación de Capacitores durante la demanda máxima en CZU4 teniendo en cuenta la reducción de pérdidas en kW.

Red	100 KVAR por fase			200 KVAR por fase			300 KVAR por fase			400 KVAR por fase		
	Ubicación cond	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]	Ubicación cond	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]	Ubicación cond	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]	Ubicación cond	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]
CZU1	TRAMO_CZU4_1926	14,92	5,23	TRAMO_CZU4_1908	23,35	8,19	TRAMO_CZU4_2140	26,87	9,43	TRAMO_CZU4_1943	26,96	9,46
CZU1	TRAMO_CZU4_1908	14,9	5,23	TRAMO_CZU4_1926	23,28	8,17	TRAMO_CZU4_2080	26,86	9,43	TRAMO_CZU4_2251	26,96	9,46
CZU1	TRAMO_CZU4_1994	14,89	5,23	TRAMO_CZU4_2113	23,23	8,15	TRAMO_CZU4_1971	26,84	9,42	TRAMO_CZU4_2274	26,9	9,44
CZU1	TRAMO_CZU4_1860	14,89	5,23	TRAMO_CZU4_2199	23,16	8,13	TRAMO_CZU4_2297	26,83	9,41	TRAMO_CZU4_2151	26,8	9,4
CZU1	TRAMO_CZU4_2199	14,87	5,22	TRAMO_CZU4_1860	23,12	8,11	TRAMO_CZU4_2169	26,78	9,4	TRAMO_CZU4_2080	26,72	9,38
CZU1	TRAMO_CZU4_2340	14,79	5,19	TRAMO_CZU4_1997	23,06	8,09	TRAMO_CZU4_2262	26,6	9,34	TRAMO_CZU4_2140	26,72	9,38
CZU1	TRAMO_CZU4_2366	14,75	5,17	TRAMO_CZU4_2003	22,91	8,04	TRAMO_CZU4_2251	26,48	9,29	TRAMO_CZU4_2141	26,67	9,36
CZU1	TRAMO_CZU4_2309	14,7	5,16	TRAMO_CZU4_1971	22,77	7,99	TRAMO_CZU4_1997	26,48	9,29	TRAMO_CZU4_2286	26,5	9,3
CZU1	TRAMO_CZU4_2285	14,59	5,12	TRAMO_CZU4_2297	22,77	7,99	TRAMO_CZU4_1943	26,46	9,28	TRAMO_CZU4_2030	26,42	9,27
CZU1	TRAMO_CZU4_2091	14,59	5,12	TRAMO_CZU4_2169	22,75	7,98	TRAMO_CZU4_2274	26,22	9,2	TRAMO_CZU4_2156	26,34	9,24
CZU1	TRAMO_CZU4_2113	14,57	5,11	TRAMO_CZU4_2340	22,57	7,92	TRAMO_CZU4_1909	26,12	9,16	TRAMO_CZU4_2262	26,25	9,21
CZU1	TRAMO_CZU4_2092	14,49	5,08	TRAMO_CZU4_2140	22,37	7,85	TRAMO_CZU4_2266	26,02	9,13	TRAMO_CZU4_2003	26,13	9,17
CZU1	TRAMO_CZU4_2146	14,45	5,07	TRAMO_CZU4_2080	22,36	7,85	TRAMO_CZU4_2151	25,91	9,09	TRAMO_CZU4_1964	26,11	9,16
CZU1	TRAMO_CZU4_2166	14,19	4,98	TRAMO_CZU4_2366	22,25	7,81	TRAMO_CZU4_2113	25,75	9,04	TRAMO_CZU4_2101	26,06	9,15
CZU1	TRAMO_CZU4_1997	14,17	4,97	TRAMO_CZU4_2262	22,25	7,81	TRAMO_CZU4_2141	25,55	8,96	TRAMO_CZU4_1888	25,9	9,09
CZU1	TRAMO_CZU4_2033	14,04	4,93	TRAMO_CZU4_1909	22,04	7,73	TRAMO_CZU4_2286	25,2	8,84	TRAMO_CZU4_2197	25,8	9,05
CZU1	TRAMO_CZU4_2094	13,94	4,89	TRAMO_CZU4_2266	22	7,72	TRAMO_CZU4_1994	25,16	8,83	TRAMO_CZU4_1971	25,8	9,05
CZU1	TRAMO_CZU4_1950	13,89	4,87	TRAMO_CZU4_2309	21,96	7,7	TRAMO_CZU4_1908	25,08	8,8	TRAMO_CZU4_2297	25,77	9,04
CZU1	TRAMO_CZU4_2003	13,83	4,85	TRAMO_CZU4_2251	21,74	7,63	TRAMO_CZU4_2030	25,06	8,79	TRAMO_CZU4_2169	25,7	9,02
CZU1	TRAMO_CZU4_1971	13,77	4,83	TRAMO_CZU4_1943	21,72	7,62	TRAMO_CZU4_2156	24,94	8,75	TRAMO_CZU4_1909	25,36	8,9
CZU1	TRAMO_CZU4_2297	13,77	4,83	TRAMO_CZU4_2274	21,43	7,52	TRAMO_CZU4_1926	24,83	8,71	TRAMO_CZU4_2324	25,34	8,89

Fuente: Programa CYMDIST.

Figura A.3.1: Tramo 253 CZU1, ubicación de un banco de capacitores de 400 kVAR por fase.

Fuente: Programa CYMDIST.

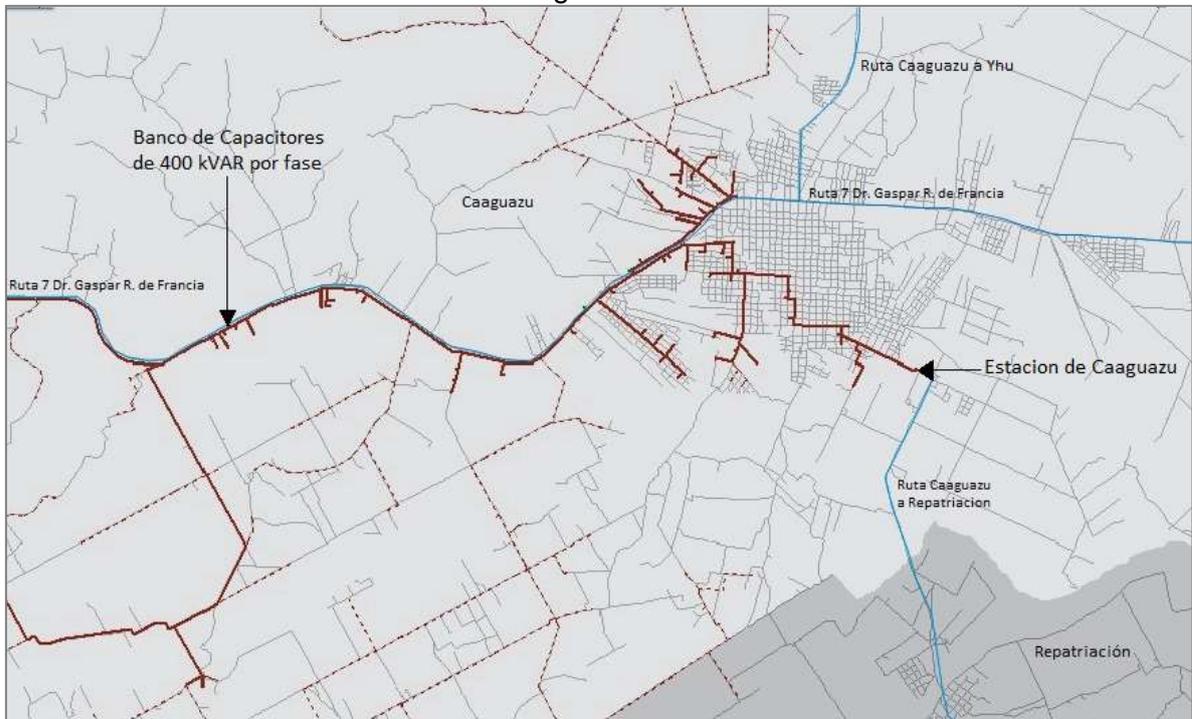


Figura A.3.2: Tramo 899 CZU2, ubicación de un banco de capacitores de 400 kVAR por fase.

Fuente: Programa CYMDIST.

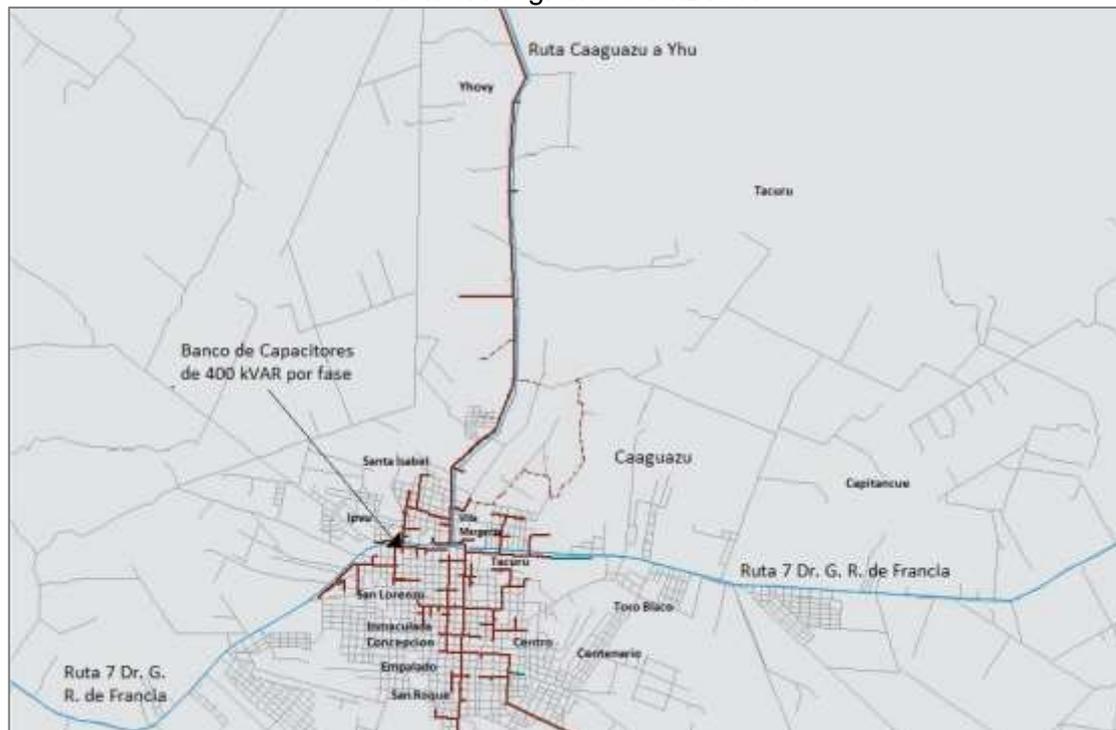


Figura A.3.3: Tramo 1834 CZU3, ubicación de un banco de capacitores de 300 kVAr por fase.

Fuente: Programa CYMDIST.



Figura A.3.4: Tramo 2140 CZU4, ubicación de un banco de capacitores de 300 kVAr por fase.

Fuente: Programa CYMDIST.

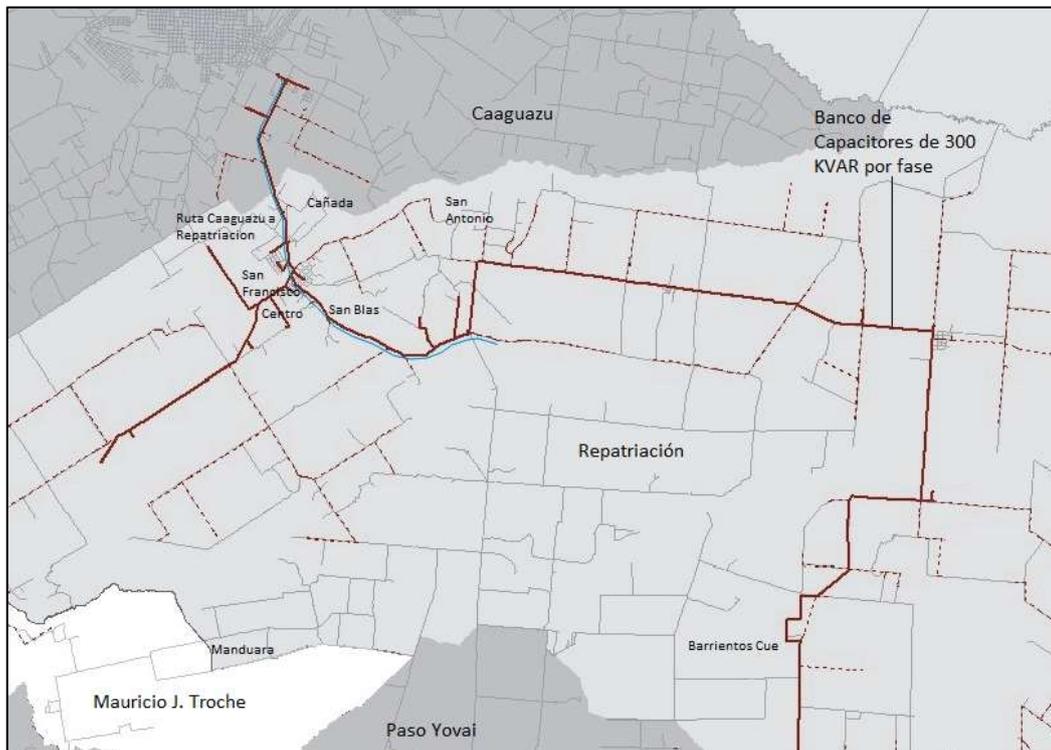
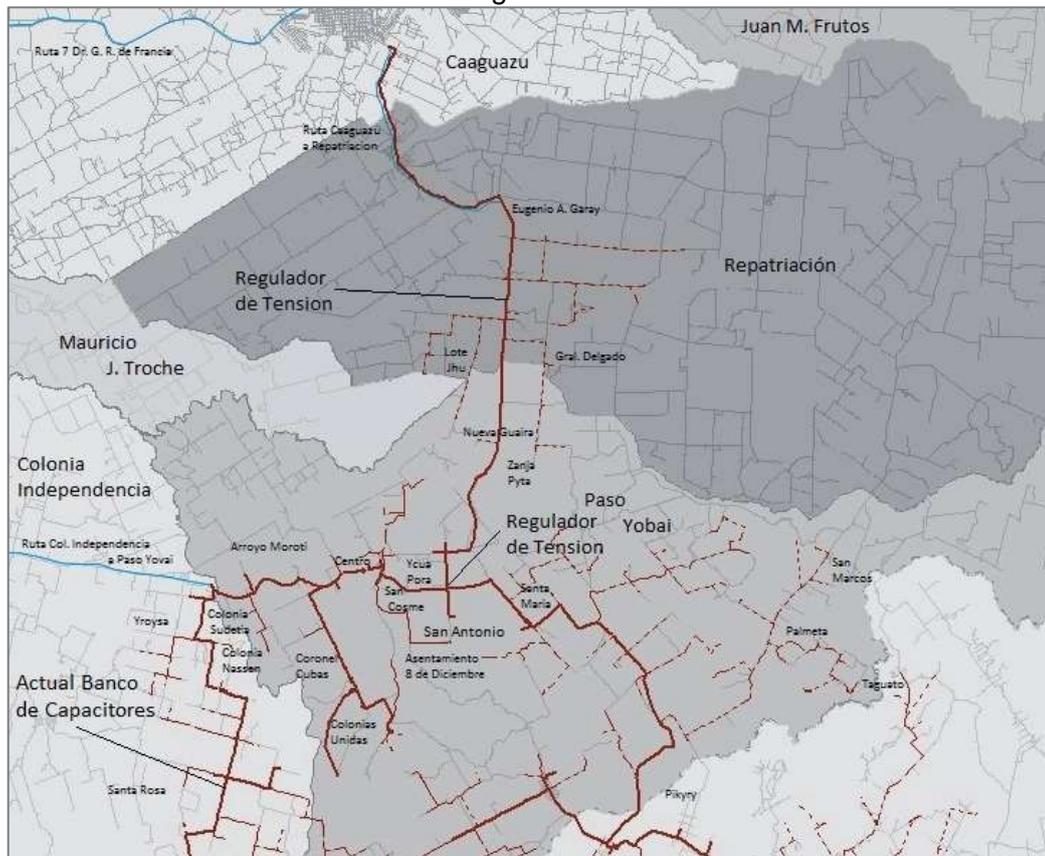


Figura A.3.5: Ubicación actual del banco de capacitores y reguladores en CZU6.

Fuente: Programa CYMDIST.



APÉNDICE B: RESUMEN EJECUTIVO

B.1 Reducción de Pérdidas. Compensación Concentrada.

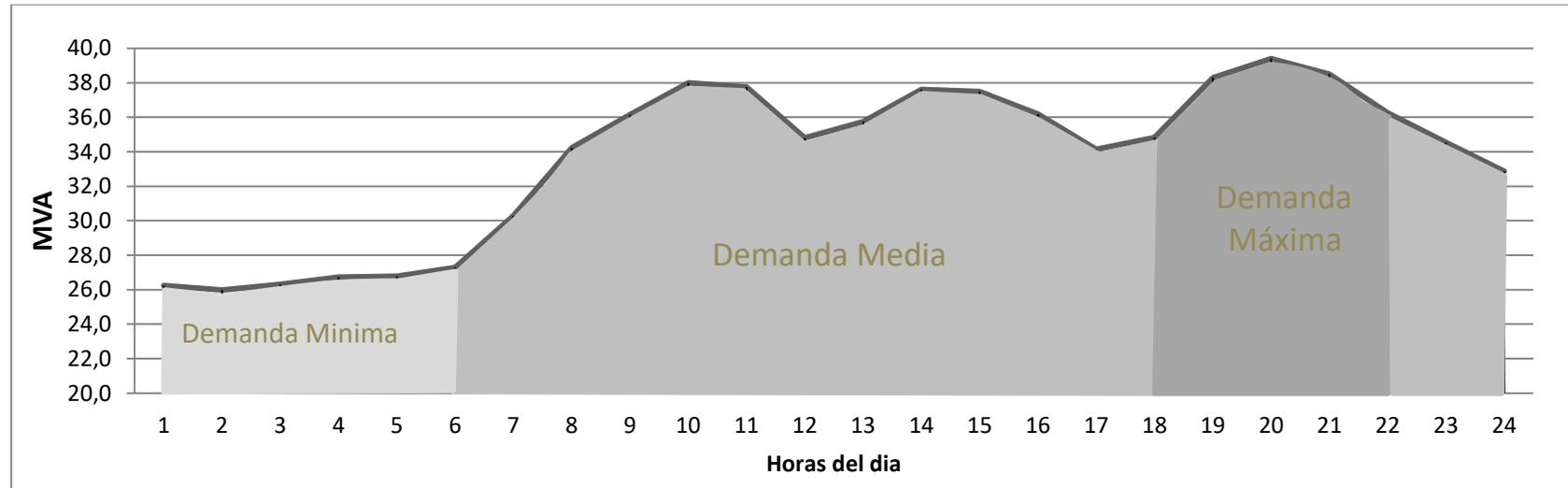


Figura B1.1: Curva de carga típica del Transformador de la ES-CZU. Fecha: 18/12/14.

Según la curva de la **figura B1.1** y teniendo en cuenta la carga máxima, media y mínima promedio, se estima las siguientes duraciones de carga:

- Demanda Máxima: 6 horas
- Demanda Media: 14 horas
- Demanda Mínima: 4 horas

Teniendo en cuenta la reducción de pérdidas de la **tabla 8.23**, luego de instalar los bancos de capacitores en la barra de 23 kV, se muestran a continuación la reducción de pérdidas en kW/horas:

Año	Carga	9 MVar		12 MVar		15 MVar	
		KW	kW/h	KW	KW/h	KW	KW/h
2015	Máxima	4,5	18,16	7	28	9,3	37,2
	Media	2,5	34,72	2,8	38,64	4,9	69,16
	Mínima	0,7	4,44	0,7	4,44	-0,6	-3,72
2016	Máxima	4,8	19,2	8,1	32,4	11,2	44,8
	Media	3,1	43,12	4,9	68,88	6,3	87,64
	Mínima	1	5,88	1,3	7,8	0,6	3,6
2017	Máxima	5,8	23,2	10,7	42,8	14,1	56,4
	Media	3,9	54,88	6,9	97,16	8,7	122,08
	Mínima	1,4	8,64	2,1	12,36	1,8	11,04
2018	Máxima	8,7	34,96	14,9	59,52	20,1	80,32
	Media	5	70,28	8,2	114,8	10,9	152,32
	Mínima	2	12,24	2,8	16,56	2,9	17,64
2019	Máxima	9,5	38,16	17,5	70,08	24,3	97,2
	Media	5,4	75,6	10,6	148,96	14,7	206,36
	Mínima	2,7	16,44	4	24	4,7	28,32

Tabla B1.1: Reducción de pérdidas en kW/h.

Mediante la tabla **B1.1**, se obtienen los kWh/día de la siguiente forma:

Año	Carga	9 MVar		12 MVar		15 MVar	
		KWh	KWh/día	KWh	KWh/día	KWh	KWh/día
2015	Máxima	18,16	57,32	28	71,08	37,2	102,64
	Media	34,72		38,64		69,16	
	Mínima	4,44		4,44		-3,72	
2016	Máxima	19,2	68,2	32,4	109,08	44,8	136,04
	Media	43,12		68,88		87,64	
	Mínima	5,88		7,8		3,6	
2017	Máxima	23,2	86,72	42,8	152,32	56,4	189,52
	Media	54,88		97,16		122,08	
	Mínima	8,64		12,36		11,04	
2018	Máxima	34,96	117,48	59,52	190,88	80,32	250,28
	Media	70,28		114,8		152,32	
	Mínima	12,24		16,56		17,64	
2019	Máxima	38,16	130,2	70,08	243,04	97,2	331,88
	Media	75,6		148,96		206,36	
	Mínima	16,44		24		28,32	

Tabla B1.2: Reducción de pérdidas en kWh/día.

Teniendo en cuenta la reducción total de pérdidas diarias de la **tabla B1.2** para los 365 días del año con una proyección de 5 años y un costo promedio de generación de 0,02 USD/kWh, la valoración pérdidas es el siguiente:

Año	9 MVAR		12 MVAR		15 MVAR	
	Diferencia MWh/Día	USD Ahorrado	Diferencia MWh/Día	USD Ahorrado	Diferencia MWh/Día	USD Ahorrado
2015	0,057	418,4	0,71	518,8	0,103	749,3
2016	0,68	497,8	0,109	796,3	0,136	993,1
2017	0,086	633,1	0,152	1.112	0,189	1.384
2018	0,117	857,6	0,191	1.393	0,250	1.827
2019	0,130	950,5	0,243	1.774	0,332	2.423
Total		3.357		5.595		7.376

Tabla B1.3: Valoración de la reducción de pérdidas.

B.2 Reducción de Pérdidas – Compensación Distribuida.

En la figura siguiente se puede observar una curva de carga típica del alimentador CZU2.

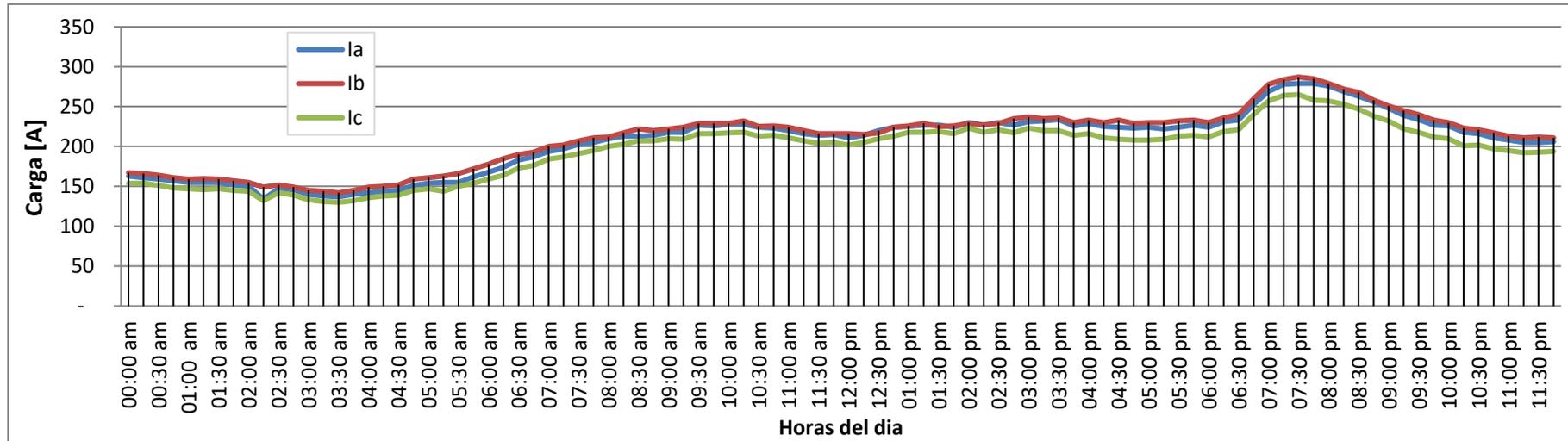


Figura B2.1: Curva de carga típica del alimentador CZU2.

Según la figura B2.1 y teniendo en cuenta el análisis de la **sesión B1, figura B1.1**, se estima las siguientes duraciones de carga:

- Demanda Máxima: 4 horas
- Demanda Media: 14 horas
- Demanda Mínima: 6 horas

Este análisis se lleva a cabo para cada alimentador, las duraciones obtenidas son:

	CZU1	CZU3	CZU4
Máxima	4 h	4 h	4 h
Media	14 h	16h	16 h
Mínima	6 h	4 h	4 h

Tabla B2.1: Duraciones de la demanda máxima, media y mínima según la curva de demanda de cada alimentador.

La diferencia de las pérdidas antes y después de instalar los bancos de capacitores en los alimentadores, se muestran a continuación:

Carga	Perdidas MW		Diferencia MW	MWh
	Sin Banco	Con Banco		
Máxima	0,482	0,439	0,043	0,172
Media	0,280	0,241	0,039	0,546
Mínima	0,138	0,114	0,024	0,144
Total MWh/Día				0,862

Tabla B2.2: Reducción de pérdidas diarias en el alimentador CZU1.

Carga	Perdidas MW		Diferencia MW	MWh
	Sin Banco	Con Banco		
Máxima	0,228	0,207	0,021	0,084
Media	0,114	0,097	0,017	0,238
Mínima	0,058	0,046	0,012	0,072
Total MWh/Día				0,394

Tabla B2.3: Reducción de pérdidas diarias en el alimentador CZU2.

Carga	Perdidas MW		Diferencia MW	MWh
	Sin Banco	Con Banco		
Máxima	0,760	0,689	0,071	0,284
Media	0,240	0,199	0,041	0,656
Mínima	0,128	0,109	0,019	0,076
Total MWh/Día				1,01

Tabla B2.4: Reducción de pérdidas diarias en el alimentador CZU3.

Carga	Perdidas MW		Diferencia MW	MWh
	Sin Banco	Con Banco		
Máxima	0,284	0,258	0,026	0,104
Media	0,098	0,084	0,014	0,224
Mínima	0,048	0,045	0,003	0,012
Total MWh/Día				0,34

Tabla B2.5: Reducción de pérdidas diarias en el alimentador CZU4.

En la siguiente tabla se puede observar el resumen de la reducción de pérdidas diarias para cada alimentador compensado.

Alimentador	Reducción MWh/Día
CZU1	0,862
CZU2	0,394
CZU3	1,01
CZU4	0,34
TOTAL	2.60

Tabla B2.6: Reducción de pérdidas diarias para cada alimentador compensado.

Teniendo en cuenta la reducción total de pérdidas diarias para los 365 días del año con una proyección de 5 años y un costo promedio de generación de 0,02 USD/kWh, la valoración pérdidas es el siguiente:

Año	Diferencia MWh/día	USD Ahorrado
2015	2,60	18.980
2016	3,28	23,944
2017	3,76	27,448
2018	4,23	30,879
2019	4,73	34,529
	Total	137.240

Tabla B2.7: Reducción de pérdidas anual y valoración en USD, para cada alimentador compensado.

Tabla B2.8: Proyección a corto plazo de la demanda máxima simultánea con una tasa de crecimiento de 9.1%.

2015			
CZU1	249	253	251
CZU2	303	310	288
CZU3	232	269	214
CZU4	163	134	135
CZU5	55	32	63
CZU6	195	148	179
2016			
CZU1	271	276	274
CZU2	331	338	314
CZU3	254	294	233
CZU4	177	146	148
CZU5	60	35	69
CZU6	213	162	195
2017			
CZU1	296	301	299
CZU2	361	369	343
CZU3	277	321	255
CZU4	193	160	161
CZU5	65	38	75
CZU6	232	177	213
2018			
CZU1	323	329	326
CZU2	394	402	374
CZU3	302	350	278
CZU4	211	174	176
CZU5	71	41	82
CZU6	254	193	232
2019			
CZU1	352	359	356
CZU2	430	439	408
CZU3	329	382	303
CZU4	230	190	192
CZU5	77	45	90
CZU6	277	210	253

Tabla B2.9: Proyección a corto plazo de la demanda media simultánea con una tasa de crecimiento de 9.1%.

2015			
CZU1	193	197	183
CZU2	215	220	204
CZU3	147	135	128
CZU4	95	82	81
CZU5	38	26	45
CZU6	89	68	96
2016			
CZU1	211	215	200
CZU2	234	240	223
CZU3	161	148	139
CZU4	104	89	88
CZU5	42	29	49
CZU6	98	74	105
2017			
CZU1	230	235	218
CZU2	256	262	243
CZU3	175	161	152
CZU4	113	97	96
CZU5	45	31	53
CZU6	106	81	114
2018			
CZU1	251	256	238
CZU2	279	286	265
CZU3	191	176	166
CZU4	123	106	105
CZU5	50	34	58
CZU6	116	88	125
2019			
CZU1	274	280	260
CZU2	305	312	289
CZU3	209	192	181
CZU4	134	116	114
CZU5	54	37	63
CZU6	127	96	136

Tabla B2.10: Proyección a corto plazo de la demanda mínima simultánea con una tasa de crecimiento de 9.1%.

2015			
CZU1	132	146	130
CZU2	146	163	144
CZU3	100	99	95
CZU4	68	58	56
CZU5	25	15	28
CZU6	49	38	57
2016			
CZU1	144	160	141
CZU2	159	177	157
CZU3	110	108	104
CZU4	74	63	61
CZU5	27	17	31
CZU6	54	42	62
2017			
CZU1	157	174	154
CZU2	174	193	171
CZU3	119	118	113
CZU4	81	69	66
CZU5	30	18	34
CZU6	58	45	68
2018			
CZU1	171	190	168
CZU2	190	211	187
CZU3	130	129	123
CZU4	88	75	72
CZU5	33	20	37
CZU6	64	50	74
2019			
CZU1	186	207	184
CZU2	207	230	204
CZU3	142	141	134
CZU4	96	82	79
CZU5	36	22	40
CZU6	70	54	80

IX ANEXO

Figura C.1: Vista de la ES-CZU.



Figura C.2: Vista de la ES-CZU.

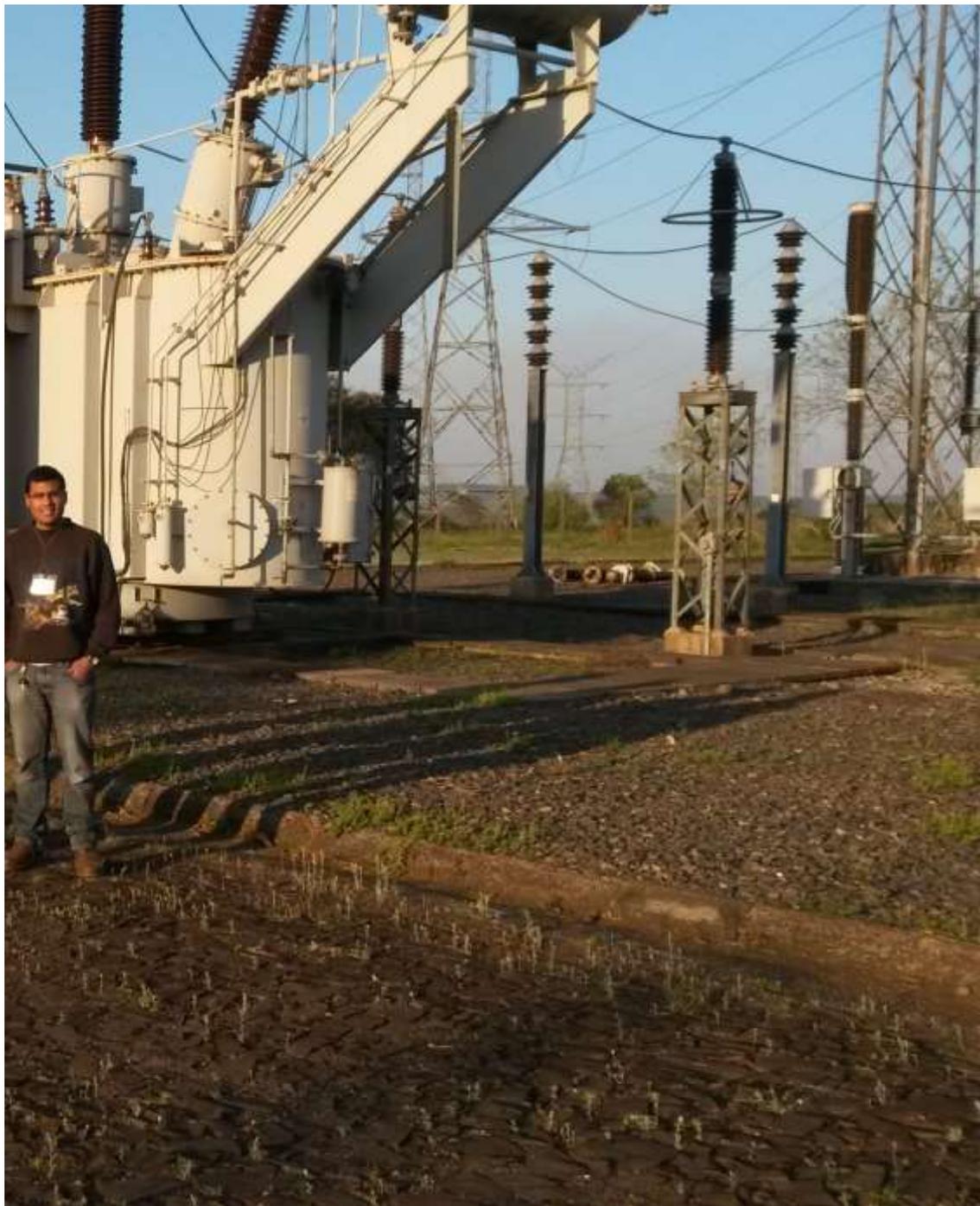


Figura C.3: Vista del actual banco de capacitores de la ES-CZU.



Figura C.4: Extracción de datos de los multimedidores ION 7330.



Figura C.5: Medición de corriente a través de VARcorder.



X. Bibliografía

- [1] Jusus Fraile Mora, *Circuitos Electricos*. Madrid: Pearson, 2012.
- [2] Ramon Mujal Rosas, *Tecnologia Electrica.*, 2000.
- [3] Galo Leonel Paguay Castro Giovanni Francisco Hidalgo Lavayen, Reduccion de perdidas de energia electrica en los alimentadores mediante compensacion reactiva considerando clientes finales industriales, 2009.
- [4] Harry Mileaf, *Curso Practico de Electricidad*, Primera ed., Grupo Noriega Editores, Ed., 1992.
- [5] Jaime W. Chavez Arias, Comparacion tecnica economica de alternativas de compensacion reactiva concentrada y distribuida en sistemas de distribucion, 2014, Proyecto Final de Grado.
- [6] Theodore Wildi, *Maquinas Electricas y Sistemas de Potencia*, Sexta Edicion ed. Mexico: Pearson, 2007.
- [7] Robert L. Boylestad, *Introduccion al Analisis de Circuitos*, Decima Edicion ed.: Pearson, 2004.
- [8] Ramasamy Natarajan, *Power System Capacitors.*: Taylor & Francis Group, 2005.
- [9] Schneider Electric, *Guia de Diseño de Instalaciones Electricas 08*.
- [10] Juan Antonio Yebra Moron, *Sistemas Electricos de Distribucion*, Primera ed. Mexico: Reverte, 2009.
- [11] Jose Dolores Juarez Cervantes, *Sistemas de Distribucion de Energia Electrica*, Primera ed. Mexico, 1995.
- [12] Ing. Roberto Espinosa y Lara, *Sistemas de Distribucion*. Mexico: LIMUSA, 1990.
- [13] Samuel Ramirez Castaño, *Redes de Distribucion de Energia*, Tercera ed.: Manizales.
- [14] Elecond Capacitores S.A, *Capacitores de media tension*.
- [15] Flavio Luciano A. Souza (Servicios de Electricid S.A.) Sergio T. Sobral - Cid Ney F. Ramos(IESA S.A), Control de Potencia Reactiva Integrando Sistemas de Distribucion y de Trasmision, Biblioteca ANDE.
- [16] Alfredo Maldonado Erazo, "Energizacion de un Banco de Capacitores en una Subestacion," Quito, Tesis 1987.
- [17] Gabriel Estrada Soria, Metodologia Tecnico-economica de localizacion de capacitores en sistemas de distribucion para la reduccion de perdidas, 2003.
- [18] H. Wayne Beaty, John M. Carroll. Donald G. Fink, *Manual Practico de Electricidad para Ingenieros*, Tomo I ed.: Reverte, 1984.
- [19] Galo Roberto Albuja Jaramillo, Ubicacion Optima de Capacitores en Redes primarias de Distribucion utilizando Algoritmos Geneticos Considerando Demanda Variable, 2011, Proyecto Final de Grado.
- [20] Oscar Ivan Correa Maza, Estudio de Reconfiguracion y Optimizacion de los alimentadores de la Subestacion Machala perteneciente a la Corporacion Nacional de Electricidad S.A. - Regional el Oro., 2010, Tesis.
- [21] *Manual CYMDIST 7.0*.
- [22] CYME, *Tutorial CYMDIST-Software para sistemas electricos de potencia*.

- [23] Power World, *Power World Simulator 18 User Guide*.
- [24] Gabriel Baca Urbina, *Fundamentos de Ingeniería Económica*, Cuarta ed.: Mc Graw Hill, 2007.
- [25] *Guide for Application of Shunt Power Capacitors*. New York: IEEE, 2010.
- [26] *Standard for Shunt Power Capacitors*. USA: IEEE, 1992.
- [27] ANDE, *Pliego de Tarifas N°19.*, 2005.