

UNIVERSIDAD DE CUENCA



FACULTAD DE INGENIERÍA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

“Análisis de la aplicación de capacitores a nivel de alimentadores primarios pertenecientes a CNEL EP Unidad de Negocio El Oro”

**Trabajo de titulación previo a la obtención del
título de Ingeniero Eléctrico**

Autor:

Bayron Andrés Pérez Ayala

C.I. 070586350-4

Director:

Ing. Walter Javier Dután Amay, Mg.

C.I. 030124245-9

Cuenca – Ecuador

2018



RESUMEN

El presente proyecto tiene la finalidad de analizar la incorporación de capacitores en redes de media tensión.

El objetivo se centra en el mejoramiento del factor de potencia, lo cual conlleve a la reducción de pérdidas de potencia y de energía en la red. Para cumplir tal objetivo, se plantea una metodología que permita realizar los procedimientos de análisis de la demanda, cálculo de reactivos, análisis de la ubicación de los equipos y elección del tipo de compensación. La metodología se apoya en estándares internacionales y en regulaciones nacionales, y en los módulos de análisis del software de estudios técnicos Cymdist de CYME.

El estudio técnico se complementa con la evaluación económica del proyecto con lo cual se analiza su factibilidad y adicionalmente se realizan recomendaciones para la integración de bancos de capacitores en el sistema SCADA.

Palabras clave: CAPACITOR, MEDIA TENSIÓN, CNEL EP, CURVAS DE CARGA, FACTOR DE POTENCIA, PÉRDIDAS DE ENERGÍA, CYMDIST, SCADA.



ABSTRACT

The present project has the purpose of analyzing the incorporation of capacitors in medium voltage networks.

The objective focuses on power factor improvement, which leads to the reduction of both: power and energy losses in network. In order to achieve this objective, a methodology is proposed that allows the procedures of demand analysis, reactive power calculation, location analysis of the equipment, and choice a type of compensation. The methodology is based on international standards and national regulations, and Cymdist technical studies software analysis, provided by CYME.

The technical study is complemented with the economic evaluation of the project, which analyzes its feasibility and additionally, recommendations are made for the capacitor banks integration in the SCADA system.

Keywords: CAPACITOR, MEDIUM VOLTAGE, CNEL EP, LOAD CURVES, POWER FACTOR, ENERGY LOSSES, CYMDIST, SCADA.



ÍNDICE

RESUMEN	2
ABSTRACT	3
1. GENERALIDADES	15
1.1 Antecedentes.....	15
1.2 Justificación del proyecto.....	15
1.3 Objetivos.....	16
1.3.1 Objetivo general	16
1.3.2 Objetivos específicos	16
1.4 Alcance.....	17
2. MARCO TEÓRICO	18
2.1 Tipos de cargas, corriente activa y corriente reactiva.....	18
2.2 Potencia eléctrica y factor de potencia	19
2.3 Corrección del factor de potencia	20
2.3.1 Causas del bajo factor de potencia	20
2.3.2 Efectos del bajo factor de potencia	20
2.4 Métodos de compensación de potencia reactiva	21
2.5 Aplicación de capacitores en redes de distribución	22
2.5.1 Beneficios de la aplicación de capacitores en paralelo en redes de distribución	23
2.5.1.1 Soporte (elevación) de tensión	23
2.5.1.2 Reducción de pérdidas en las líneas	25
2.5.1.3 Capacidad liberada	26
2.5.2 Capacitores en serie y en paralelo	26
2.5.3 Tipos de bancos de capacitores.....	27
2.5.4 Control para bancos desconectables	28
2.5.5 Operación y Capacidades estándar	29
2.5.6 Ubicación de bancos de capacitores.....	30
2.5.7 Tipos de conexiones para bancos trifásicos.....	31
2.5.7.1 Bancos con puesta a tierra	31
2.5.7.2 Bancos sin puesta a tierra.....	31
2.5.8 Protección	32
2.6 Sistema SCADA	33



2.6.1	Definición.....	33
2.6.2	Componentes	33
2.6.3	Funciones básicas en sistemas de potencia	34
2.6.4	Tipos de datos y señales en sistemas de potencia	34
2.6.4.1	Señales analógicas.....	34
2.6.4.2	Sistema de adquisición de datos	35
2.6.4.3	Señales digitales.....	35
2.6.5	La comunicación en sistemas SCADA.....	35
2.6.6	Protocolos de comunicación.....	35
3.	EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS.....	37
3.1	Descripción del Sistema Eléctrico de CNEL EP UN EOR.....	37
3.2	Criterios para la selección del alimentador	38
3.2.1	Potencia demandada	39
3.2.2	Tipo de cliente	39
3.2.3	Factor de potencia (FP).....	40
3.2.4	Generación.....	40
3.2.5	Curvas de factor de potencia.....	43
3.3	Descripción y situación actual del alimentador 1711-Sauces	44
3.4	Metodología para la aplicación de bancos de capacitores en alimentador primario de media tensión	46
3.4.1	Análisis de la demanda	47
3.4.1.1	Introducción	47
3.4.1.2	Registro de mediciones.....	47
3.4.1.3	Determinar los escenarios de demanda.....	48
3.4.1.4	Curvas de carga.....	48
3.4.2	Objetivos y parámetros para la aplicación de capacitores	49
3.4.3	Procedimientos para la aplicación de bancos de capacitores	49
3.4.3.1	Cálculo de requerimiento de potencia reactiva K_{var} para compensación	50
3.4.3.2	Manipulación del software CYME – Cymdist para la ubicación de capacitores.....	50
3.4.3.3	Manipulación del software CYME – Cymdist para el Análisis de flujo de carga y determinación del tipo de compensación ..	59
3.4.3.4	Conclusión del procedimiento	64



4. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO E INTEGRACIÓN AL SISTEMA SCADA.....	66
4.1 Aplicación de la metodología propuesta en el alimentador	
1711-SAUCES.....	66
4.1.1 Análisis de la demanda	66
4.1.1.1 Registro de mediciones.....	66
4.1.1.2 Escenarios de demanda	68
4.1.2 Proceso de extrapolación.....	69
4.1.2.1 Registro de mediciones.....	69
4.1.2.2 Extrapolación	69
4.1.3 Curvas de carga.....	71
4.1.4 Curvas de factor de potencia.....	73
4.1.5 Procedimiento para la aplicación de capacitores	74
4.1.5.1 Requerimiento de kVAR (Cálculo de la capacidad del banco de capacitores)	74
4.1.5.2 Ubicación óptima de capacitores	76
4.1.5.3 Aplicación de la recomendación (Ubicación de banco de capacitores)	78
4.1.5.4 Análisis de flujo de carga y determinación del tipo de compensación	80
4.1.6 Análisis de reducción de pérdidas de energía.....	89
4.2 Resultados finales de la aplicación de la metodología	91
4.3 Estudio técnico-económico	92
4.3.1 Análisis técnico-económico de la propuesta.....	95
4.4 Recomendaciones para la integración al sistema SCADA	98
4.4.1 Descripción general del sistema SCADA/OMS-MWM/DMS.....	98
4.4.2 Esquemas de comunicación entre los IED, RTU y SCADA	103
4.4.3 Procedimiento para realizar la integración de un banco de capacitores con control electrónico	105
4.4.3.1 Configuración en el control electrónico del banco de capacitores.....	105
4.4.3.2 Configuración del puerto de comunicaciones.	106
4.4.3.3 Configuración del protocolo DNP3.0 en el controlador electrónico.....	107
4.4.4 Configuración DNP3.0 de la RTU Saitel 866.....	107



5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	114
BIBLIOGRAFÍA	119
ANEXOS.....	122



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1. Componentes de corriente.....	18
Figura 2-2. Componentes de potencia.....	19
Figura 2-3. Banco de capacitores en red de media tensión.....	23
Figura 2-4. Perfil de tensión después de la adición de un banco de capacitores.....	25
Figura 2-5. Dimensionamiento de bancos de capacitores fijos y desconectables	27
Figura 2-6. Tensiones típicas y potencias reactivas nominales.....	30
Figura 3-1. Área de concesión por empresa distribuidora	38
Figura 3-2. Perfil de factor de potencia en demanda máxima de los alimentadores preseleccionados.....	43
Figura 3-3. Cobertura del alimentador 1711.....	44
Figura 3-4. Demanda máxima mensual	45
Figura 3-5. Demanda mínima mensual	46
Figura 3-6. Ventana de diálogo para la el análisis de la distribución de carga	51
Figura 3-7. Cuadro de diálogo Parámetros de distribución de carga.....	52
Figura 3-8. Cuadro de diálogo para el análisis de flujo de carga.....	53
Figura 3-9. Módulo para la ubicación de capacitores	54
Figura 3-10. Restricciones para la ubicación de capacitores.....	56
Figura 3-11. Resultados de la búsqueda iterativa	57
Figura 3-12. Reporte de resultados.....	58
Figura 3-13. Estructura del proyecto	60
Figura 3-14. Tipos de subproyecto.....	61
Figura 3-15. Ejemplo de subproyecto	61
Figura 3-16. Propiedades de subproyecto	62
Figura 3-17. Parámetros del análisis por lotes	64
Figura 4-1. Ubicación de los Varcorders y del punto de medición en cabecera.....	67
Figura 4-2. Configuración y obtención de datos en medidores, medidor Varcorder1..	69
Figura 4-3. Datos de demanda mínima en la posición Varcorder1	70
Figura 4-4. Curva de demanda promedio laborable, demanda mínima	71
Figura 4-5. Curva de demanda promedio día sábado, demanda mínima	72
Figura 4-6. Curva de demanda promedio día domingo, demanda mínima	72
Figura 4-7. Curva de demanda promedio día laborable, demanda máxima	72
Figura 4-8. Curva de demanda promedio del día sábado, demanda máxima	73
Figura 4-9. Curva de demanda promedio del día domingo, demanda máxima.....	73



Figura 4-10. Curva de factor de potencia en escenario de carga mínima.....	74
Figura 4-11. Curva de factor de potencia en escenario de carga máxima.....	74
Figura 4-12. Configuración del análisis de ubicación de capacitores	77
Figura 4-13. Restricciones para la ubicación de capacitores.....	78
Figura 4-14. Resultados de la búsqueda iterativa	79
Figura 4-15. Ubicación óptima de condensadores	79
Figura 4-16. Reporte de resultados.....	80
Figura 4-17. Factor de potencia, día laborable.....	81
Figura 4-18. Factor de potencia, día sábado.....	81
Figura 4-19. Factor de potencia, día domingo.....	81
Figura 4-20. Factor de potencia, día laborable.....	82
Figura 4-21. Factor de potencia, día sábado.....	82
Figura 4-22. Factor de potencia, día domingo.....	83
Figura 4-23. Factor de potencia, día laborable.....	83
Figura 4-24. Factor de potencia, día sábado.....	84
Figura 4-25. Factor de potencia, día domingo.....	84
Figura 4-26. Perfil de tensión del alimentador hasta el punto de instalación	85
Figura 4-27. Factor de potencia, día laborable.....	86
Figura 4-28. Factor de potencia, día sábado.....	87
Figura 4-29. Factor de potencia, día domingo.....	87
Figura 4-30. Factor de potencia, día laborable.....	88
Figura 4-31. Factor de potencia, día sábado.....	88
Figura 4-32. Factor de potencia, día domingo.....	88
Figura 4-33. Pérdidas de energía en los días típicos, demanda mínima	90
Figura 4-34. Pérdidas de energía en los días típicos, demanda máxima	90
Figura 4-35. Visualización del sistema SCADA (vista de subestación).....	99
Figura 4-36. Esquema de comunicaciones del sistema SCADA Nacional.....	100
Figura 4-37. Vista geográfica DMD	102
Figura 4-38. Estructura Centro de Control UN El Oro	103
Figura 4-39. Pantalla principal SCT	108
Figura 4-40. Configuración de dispositivo DNP3 en SCT	110



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3-1. Demanda máxima mensual (MW)	39
Tabla 3-2. Características de los alimentadores en el mes de demanda máxima	40
Tabla 3-3. Alimentadores preseleccionados	42
Tabla 3-4. Demanda mensual del alimentador 1711	45
Tabla 3-5. Parámetros para la aplicación de capacitores	49
Tabla 3-6. Descripción de la configuración de la distribución de carga	51
Tabla 3-7. Parámetros de distribución de carga	52
Tabla 3-8. Parámetros del objetivo Búsqueda Iterativa	55
Tabla 3-9. Restricciones para la ubicación de capacitores	56
Tabla 3-10. Estructura empleada para cada escenario de demanda	63
Tabla 4-1. Alimentador Sauces - Resumen mensual, máximo kVAR	68
Tabla 4-2. Alimentador Sauces - Resumen mensual, mínimo kVAR	68
Tabla 4-3. kVAR requerido en el escenario de demanda mínima	75
Tabla 4-4. Comportamiento del alimentador	85
Tabla 4-5. Número promedio de días típicos	89
Tabla 4-6. Valores totales de pérdidas de energía	90
Tabla 4-7. Capacidad y ubicación del banco de capacitores en el alimentador 1711	91
Tabla 4-8. Análisis de flujos de carga en el alimentador 1711	92
Tabla 4-9. Flujo económico de la instalación de capacitores en alimentador primario 1711	97
Tabla 4-10. Indicadores de rentabilidad del proyecto	97
Tabla 4-11. Señales de entrada digitales	105
Tabla 4-12. Salidas digitales	106
Tabla 4-13. Señales de entrada analógicas	106
Tabla 4-14. TAGS de las señales de entrada digitales	111
Tabla 4-15. TAGS de las señales de salida digitales	111
Tabla 4-16. TAGS de las señales de entrada analógicas	111
Tabla 4-17. Rango de direcciones IEC104	112
Tabla 4-18. Direccionamiento IEC104 de las señales de entrada digitales	112
Tabla 4-19. Direccionamiento IEC104 de las señales de salida digitales	112
Tabla 4-20. Direccionamiento IEC104 de las señales de entrada analógicas	112

Cláusula de Propiedad Intelectual

Yo, Bayron Andrés Pérez Ayala, autor del Trabajo de Titulación ***“ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE CAPACITORES A NIVEL DE ALIMENTADORES PRIMARIOS PERTENECIENTES A CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO EL ORO”***, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Abril de 2018.

A handwritten signature in blue ink, consisting of a stylized 'B' and 'A' followed by 'Pérez Ayala', written over a horizontal line.

Bayron Andrés Pérez Ayala

C.I: 070586350-4

Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio
Institucional

Yo, Bayron Andrés Pérez Ayala en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del Trabajo de Titulación ***“ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE CAPACITORES A NIVEL DE ALIMENTADORES PRIMARIOS PERTENECIENTES A CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO EL ORO”***, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, Abril de 2018.



Bayron Andrés Pérez Ayala

C.I: 070586350-4



AGRADECIMIENTOS

A Dios por guiar nuestros caminos y a mis padres, hermanos, abuelitos y familiares que con su apoyo incondicional hacen posible el cumplimiento de esta etapa de mi vida.

A la Universidad de Cuenca y a los profesores de la Facultad de Ingeniería por su acogida y formación profesional.

Al Ingeniero Walter Dután Amay, Director del Trabajo de Titulación por su apoyo, colaboración y directrices para el desarrollo y culminación de este trabajo.

Al Ingeniero Mauricio Montalvo Blacio y al personal que forma parte del Centro de Operaciones de CNEL EP Unidad de Negocio El Oro por su apertura, apoyo, colaboración y amistad brindada durante el desarrollo de este proyecto.

A mis amigos y compañeros por su comprensión, paciencia y empuje.



DEDICATORIA

A mis padres y hermanos, a mis abuelitos Mamita y Papito, y a mis familiares con mucho cariño, por todo el amor, apoyo, comprensión y confianza que siempre me han brindado.



CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES

1.1 Antecedentes

En la Regulación No. CONELEC 004/01 *Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución* se establece la responsabilidad de las empresas distribuidoras "...de prestar el servicio eléctrico a los consumidores ubicados en su zona de Concesión, dentro de los niveles de calidad establecidos, en virtud de lo que señala la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, los Reglamentos aplicables, el Contrato de Concesión y las Regulaciones correspondientes."

El Operador Nacional de Electricidad (CENACE) a través del estudio técnico *Revisión de las bandas de variación de voltajes en barras y factores de potencia en puntos de entrega del Sistema Nacional de Transmisión* emitido en Abril de 2016, en su numeral 9, establece que el factor de potencia en los puntos de entrega del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y para los diferentes escenarios de demanda (máxima, media, mínima) sea de 0.96 inductivo o superior.

El *Estudio para la Compensación de Reactivos del Sistema Eléctrico Unidad de Negocio CNEL EP - EOR* realizado en 2013, determina que "El deterioro del $\cos\Phi$ debido a las cargas autoinducidas, provocan un aumento significativo de intensidad en las instalaciones eléctricas y producen pérdidas en las líneas y transformadores (pérdidas técnicas)..." concluyendo que la Unidad de Negocio (UN) El Oro (EOR) presenta desvíos de reactivos en los escenarios de demanda base, media y punta; por lo que precisa la corrección de este comportamiento del sistema eléctrico.

1.2 Justificación del proyecto

Los estudios de compensación de reactivos realizados con anterioridad en la empresa distribuidora utilizaban criterios tales como la regla de los 2/3 para la selección y ubicación de capacitores. Este estudio es importante por cuanto



permite sacar provecho de las inversiones tecnológicas realizadas como lo es la adquisición de programas computacionales que permiten realizar este tipo de estudios de una manera eficaz obteniendo resultados muy cercanos al óptimo.

Este estudio se fundamenta en la corrección del factor de potencia para mejorar la calidad del suministro de electricidad y la operación eficiente del sistema de distribución, con lo que adicionalmente se obtienen beneficios económicos relacionados con la reducción de pérdidas de energía y disminución del cargo por demanda.

Además se cuenta con el desarrollo de una metodología que sirva de base para estudios posteriores de la misma índole, con lo que se establecería un procedimiento que forme parte del plan de optimización del sistema de distribución, y de esta manera fomentar mejores prácticas y experiencias para la empresa.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Realizar el análisis para la correcta aplicación y control de capacitores en un alimentador primario de CNEL EP Unidad de Negocio El Oro.

1.3.2 Objetivos específicos

1. Seleccionar para su análisis un alimentador primario de 13.8 kV perteneciente a CNEL EP Unidad de Negocio El Oro que presente alta demanda de reactivos y se encuentre con un bajo factor de potencia.
2. Desarrollar una metodología para la aplicación de banco de capacitores mediante el software CYMDIST considerando criterios de reducción de pérdidas y caídas de tensión.
3. Evaluación técnico-económica de los resultados y beneficios de la aplicación de capacitores en el alimentador seleccionado.
4. Realizar recomendaciones para la integración de los bancos de capacitores controlables al sistema SCADA de CNEL EP Unidad de Negocio El Oro.



1.4 Alcance

El presente estudio técnico y económico contiene el análisis para mejorar el factor de potencia de un alimentador primario de media tensión mediante la implementación de una metodología que permita determinar la capacidad, ubicación y tipo de banco de capacitores. Además, evalúa los beneficios técnicos y económicos resultantes de la corrección del factor de potencia en el alimentador.

Para su consecución se tomará en estudio un conjunto de alimentadores, los cuales sean los más representativos del área concesionada, tomando su información histórica de mediciones para poder hacer un diagnóstico actual y determinar el alimentador idóneo para la aplicación de la metodología propuesta.

A partir de las mediciones realizadas tanto en cabecera como a lo largo del alimentador seleccionado, se obtendrá el factor de potencia actual, el cual será corregido hasta un valor deseable a través del empleo de la metodología propuesta, la cual se apoya del programa técnico computacional Cymdist. Se considerarán capacidades comerciales de los capacitores, siendo estas, parte de las restricciones de tipo técnica y económica.

En el campo económico se utilizará el método de Valor Presente y se evaluarán indicadores como la Tasa Interna de Retorno, la relación Costo/Beneficio y el periodo de recuperación de la inversión; mediante estos parámetros se indicará si la aplicación es satisfactoria.

Adicionalmente, se realizarán recomendaciones para la integración de banco de capacitores en el sistema SCADA.

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Tipos de cargas, corriente activa y corriente reactiva

En las redes eléctricas de corriente alterna se pueden distinguir fundamentalmente dos tipos de cargas: resistivas y reactivas. Las cargas resistivas se tienen básicamente en aparatos que generen luz y calor, son conocidas como cargas óhmicas las cuales toman corrientes que se encuentran en fase con la tensión aplicada a la misma, estas corrientes se denominan activas. En tanto que, las cargas reactivas se las encuentran en aparatos que generen movimiento y en transformadores, en un caso ideal toman corrientes desfasadas 90° respecto a la tensión aplicada, ya sea en atraso (carga inductiva) o en adelanto (carga capacitiva), estas corrientes se denominan reactivas.

La carga real se encuentra compuesta por una parte resistiva y otra reactiva. Las líneas de transmisión y distribución, transformadores, soldadoras, etc., se representan con modelos de carga real las cuales toman tanto corriente activa I_r , para generar trabajo, calor o la función deseada; y corriente reactiva I_a , para principalmente energizar los circuitos magnéticos de los equipos antes mencionados. La suma fasorial de estas componentes, mostrada en la Figura 2-1, es la corriente total I_t que fluye a través de las líneas desde la generación hasta las cargas.

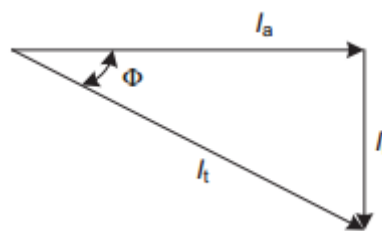


Figura 2-1. Componentes de corriente [1]

Las cargas del sistema eléctrico demandan tanto corriente activa como reactiva, esta última representando una carga adicional de corriente para los circuitos de transmisión, distribución y transformadores.

2.2 Potencia eléctrica y factor de potencia

A la potencia demandada por la componente de carga resistiva se la conoce como potencia real o activa (P), medida en kilovatios (kW) y es transformada en energía mecánica y calor. Por otro lado, a la potencia demandada por la componente de carga reactiva se la conoce como potencia reactiva (Q), medida en kilo volt-amperio reactivo (kVAR), la cual es necesaria para la excitación magnética, y a la suma vectorial de las dos componentes de potencia se conoce como potencia aparente (S) en kilo volt-amperio (kVA), que es la que se suministra hacia la carga.

Considerando, el diagrama de la Figura 2-1 y un mismo nivel de tensión de operación, las potencias mostradas en la Figura 2-2 para un circuito de corriente alterna se calculan como sigue:

$$P = VI_t \cos \varphi \quad (2.1)$$

$$Q = VI_t \sin \varphi \quad (2.2)$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = VI_t \quad (2.3)$$

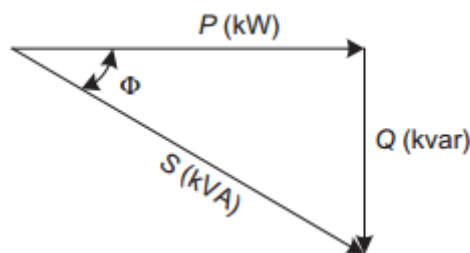


Figura 2-2. Componentes de potencia [1]

El factor de potencia (FP) se define como la relación de potencia real con la potencia aparente, cuando la onda de corriente no presenta armónicos. Entendiéndose como la relación entre la potencia real utilizada por los diferentes elementos del sistema y la potencia que se suministra al mismo. Se infiere que mide la eficiencia eléctrica de la instalación por lo cual las empresas y los



usuarios buscan operar sus instalaciones con un factor de potencia lo más alto posible, cercano a la unidad.

$$FP = \frac{P}{S} = \cos \varphi \quad (2.4)$$

2.3 Corrección del factor de potencia

En sistemas de distribución se encuentran cargas del tipo industrial, entre las que se pueden nombrar motores, transformadores, hornos de arco, que son aparatos que necesitan de una componente de potencia reactiva para llevar a cabo su funcionamiento. Esta potencia reactiva puede ser entregada por la empresa distribuidora o por los usuarios en los centros de carga.

Cuando la potencia demandada se entrega a través de la empresa eléctrica, se consideran el uso de las redes y equipos de corte, maniobra y transformación; al incrementarse la cantidad y capacidad de los centros de carga que requieren equipos que consumen energía reactiva, es evidente que se requiere más potencia reactiva (la cual tiene una incidencia directa en el factor de potencia), provocando que se requieran mayores capacidades en equipos y redes, con lo cual resulta imperativo el estudio del $\cos \varphi$.

2.3.1 Causas del bajo factor de potencia

Entre las cargas que demandan el mayor consumo de potencia reactiva son los equipos con núcleos de hierro, tales como los transformadores o los motores. La potencia reactiva requerida depende de la tensión de operación y de la cargabilidad actual del equipo.

Algunos tipos de lámparas, especialmente las lámparas de descarga de gas, también tienen un consumo comparativamente alto de potencia reactiva dependiendo del arreglo de corte y conexión. [2]

2.3.2 Efectos del bajo factor de potencia

El razonamiento que se desprende de la Figura 2-1 es, que a menor factor de potencia más alta será la demanda de corriente. Consecuentemente, un flujo excesivo de potencia reactiva en el alimentador, puede ocasionar: [1]



- Sobrecargas en transformadores.
- Caídas de tensión al final del alimentador.
- Aumento de temperatura en los cables de suministro y por lo tanto en pérdidas de potencia activa.
- Sobredimensionamiento en dispositivos de protección armónica.

Los efectos técnicos anteriormente señalados tienen incidencia en la parte económica:

- Las pérdidas por efecto Joule aumentan en conductores y máquinas debido a la gran corriente. Ambos factores aumentan el costo de funcionamiento del sistema.
- La cargabilidad de los transformadores, de los interruptores y de los cables, etc., tienen que ser aumentadas, lo que significa cargos adicionales de capital.
- Debido a la caída de tensión y como las autoridades de suministro suelen estar obligados a mantener la tensión en los terminales del consumidor dentro de los límites prescritos, tienen que incurrir en un costo adicional de cambio de equipos de regulación para compensar la caída de tensión.

2.4 Métodos de compensación de potencia reactiva

La compensación de la carga es la administración de la potencia reactiva para mejorar la calidad del suministro en los sistemas de potencia de corriente alterna [3]. Con el propósito de realizar la compensación de potencia reactiva y con ello obteniendo beneficios en cuanto al mejoramiento del factor de potencia se emplean tres métodos [4]:

- Utilización de motores síncronos
- Utilización de capacitores síncronos
- Utilización de bancos de capacitores

Los *motores síncronos* se caracterizan por realizar trabajo mecánico y que pueden tener un comportamiento como generadores de energía reactiva. La



capacidad de generar reactivos está en función de su excitación y de la carga conectada.

Los *capacitores síncronos* son motores capaces de controlar el factor de potencia, entregando reactivos capacitivos o inductivos acorde a las necesidades. Son máquinas usualmente grandes y que representan un alto costo inicial y mantenimientos bastantes costosos.

Los *bancos de capacitores* tienen considerables ventajas en relación a los otros métodos de compensación debido a los bajos costos de adquisición y al ofrecer un mantenimiento sencillo y barato que en algunas ocasiones se vuelve prácticamente inexistente.

2.5 Aplicación de capacitores en redes de distribución

La aplicación de capacitores (ó condensadores¹) se realiza mediante prácticas que consisten en instalar y montar estos elementos a nivel de subestación y de alimentadores primarios cerca a los centros de carga. Pueden ser del tipo pole-mounted, pad-mounted o incluso subterráneos, con el fin de regular la tensión y el flujo de potencia reactiva en el punto donde se encuentre instalado. Estos equipo se fabrican con capacidades que se pueden instalar ya sea a nivel de media y baja tensión.

La aplicación de capacitores en sistemas de distribución trae muchos beneficios entre los que se destacan: la reducción de pérdidas, ayuda a corregir la caída de tensión y producen una disminución de corriente que conlleva a la liberación de capacidad tanto en conductores como en transformadores. El buen dimensionamiento, la correcta ubicación y control de estos equipos mejoran el

¹ Los términos capacitor y condensador se usarán de manera indistinta en este estudio. Preferiblemente se dirigirá a este elemento como condensador en cuanto de describa su aplicación en el programa computacional Cymdist.

rendimiento del sistema de distribución, caso contrario provocaría efectos adversos tales como el incremento de pérdidas y sobrevoltajes.



Figura 2-3. Banco de capacitores en red de media tensión [5]

La tecnología en la construcción de bancos de capacitores ha tenido un notable avance, que se reflejan en equipos con una mayor capacidad a menores costos por kVAR y una mayor eficiencia [6].

2.5.1 Beneficios de la aplicación de capacitores en paralelo en redes de distribución

La aplicación apropiada de capacitores sirve para reducir la corriente del sistema e incrementar la tensión del sistema. Con esto se obtienen otros beneficios como:

- Soporte (elevación) de tensión
- Reducción de pérdidas en las líneas
- Capacidad liberada

2.5.1.1 Soporte (elevación) de tensión

Aplicando capacitores en un sistema da lugar a un incremento de la tensión [7, 8]. Este aumento de la tensión se da desde el punto de instalación hasta el punto de entrega por la cancelación de una parte de la corriente inductiva.

La caída de tensión en una línea con carga concentrada se calcula con la expresión:



$$V = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \quad (2.5)$$

Y al instalar un banco de capacitores se puede aproximar la caída de tensión por:

$$V = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi - XI_C \quad (2.6)$$

Donde,

V = Caída de tensión

R = Resistencia de la línea en ohms.

X = Reactancia de la línea en ohm.

$I \cos \varphi$ = Componente real de corriente.

$I \sin \varphi$ = Componente reactiva de corriente.

I_C = Componente de corriente del capacitor.

La diferencia entre las ecuaciones (2.5) y (2.6) dan como resultado un valor aproximado de la elevación de tensión.

$$V = XI_C \quad (2.7)$$

La expresión (2.7) puede representarse en tanto por ciento en relación a la tensión entre fases, tal que:

$$\%V = \frac{X * kVAR}{10 * (kV_f)^2} \quad (2.8)$$

Donde,

$\%V$ = Elevación de tensión.

$kVAR$ = Capacidad del banco instalado.

kV_f = Tensión entre fases dada en kV.

La ubicación del banco de capacitores utilizado como soporte de tensión depende de donde sea necesario, al contrario que un regulador, un banco de capacitores cambia el perfil de tensión aguas arriba desde su punto de instalación [8], tal como se aprecia en la Figura 2-4.

Los bancos de capacitores que son instalados para soporte de tensión generalmente se los conecta en periodos de demanda pico y en condiciones de baja tensión, y se los desconecta en periodos de carga ligera o en condiciones de alta tensión [7].

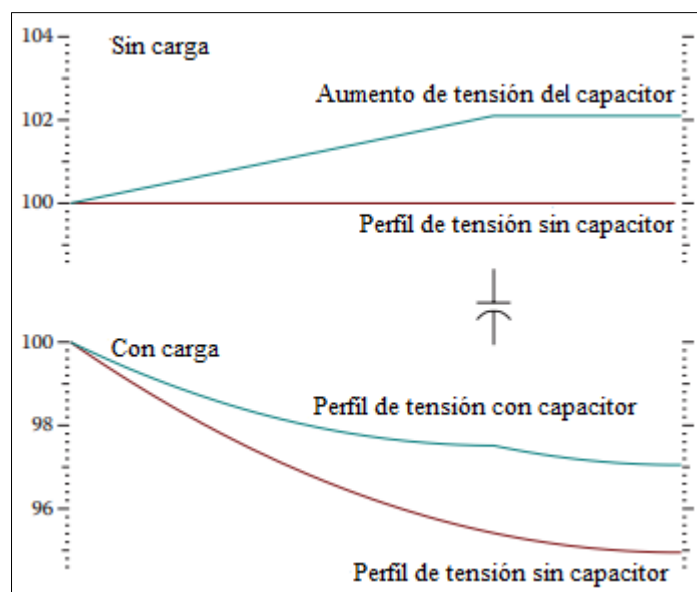


Figura 2-4. Perfil de tensión después de la adición de un banco de capacitores [8]

2.5.1.2 Reducción de pérdidas en las líneas

Las pérdidas de potencia activa son proporcionales al cuadrado de la corriente (I^2R) que circula a través de la resistencia del conductor. Al usar capacitores en las líneas, se reduce el flujo de potencia reactiva y por consiguiente existe una disminución de corriente con lo cual decrece significativamente las pérdidas.

Debido a que la cantidad de potencia transmitida decae a medida que el factor de potencia empeora, lo que también conlleva a que el porcentaje de pérdidas aumente [9].



2.5.1.3 Capacidad liberada

En [4] se hace alusión a R. F. Cook quien estableció la definición de capacidad liberada como: la cantidad de carga (en kVA) que se puede agregar con el factor de potencia original, de manera que la magnitud de la carga (en kVA) sea la misma antes y después de agregar los capacitores.

2.5.2 Capacitores en serie y en paralelo

Sea cual fuese la configuración de los bancos de capacitores, su función fundamental es la de regular el voltaje y el flujo de VARs hasta el punto donde se encuentren instalados. Los capacitores conectados en paralelo realizan su función mediante la corrección del factor de potencia en la carga, mientras que los capacitores conectados en serie la realizan compensando la reactancia inductiva del circuito donde se encuentre instalado [10].

Capacitores en serie

Los capacitores en serie se usan para disminuir o cancelar la cantidad de la componente inductiva de la impedancia que se forma a partir de las líneas y de los centros de carga. Los capacitores en serie son usados mayoritariamente en los niveles de tensión más altos, generalmente en los niveles de transmisión ya que en estos niveles se encuentran valores de reactancia por unidad de longitud bastante elevados.

Entre las razones por las que la aplicación de capacitores en serie no se usa de manera extendida en sistemas de distribución se encuentran: transitorios de la tensión, ferro-resonancia en transformadores cercanos a su localización, resonancia subsíncrona en arranque de motores y la dificultad en la protección debido a las corrientes de falla del sistema. [9] [10]

Capacitores en paralelo

El uso de capacitores en paralelo es extensivo en sistemas de distribución. Los capacitores en paralelo suministran VARs desde su punto de instalación hasta la subestación, mejorando el factor de potencia a través de la reducción de la componente reactiva de corriente. Esta reducción de corriente a su vez se refleja

en la reducción de pérdidas, liberación de capacidad asociada a conductores y transformadores y también ayuda a la recuperación del perfil de tensión.

2.5.3 Tipos de bancos de capacitores

Los bancos de capacitores pueden ser fijos y estar en servicio todo el tiempo, o pueden ser desconectables, en cuyo caso están fuera de servicio o no según sea necesario por cualquiera de los diferentes medios de control de conmutación. En la Figura 2-5 se muestra los escenarios sobre los cuales se instalarían los bancos de capacitores, esto, sobre la base de una curva de demanda de potencia reactiva.

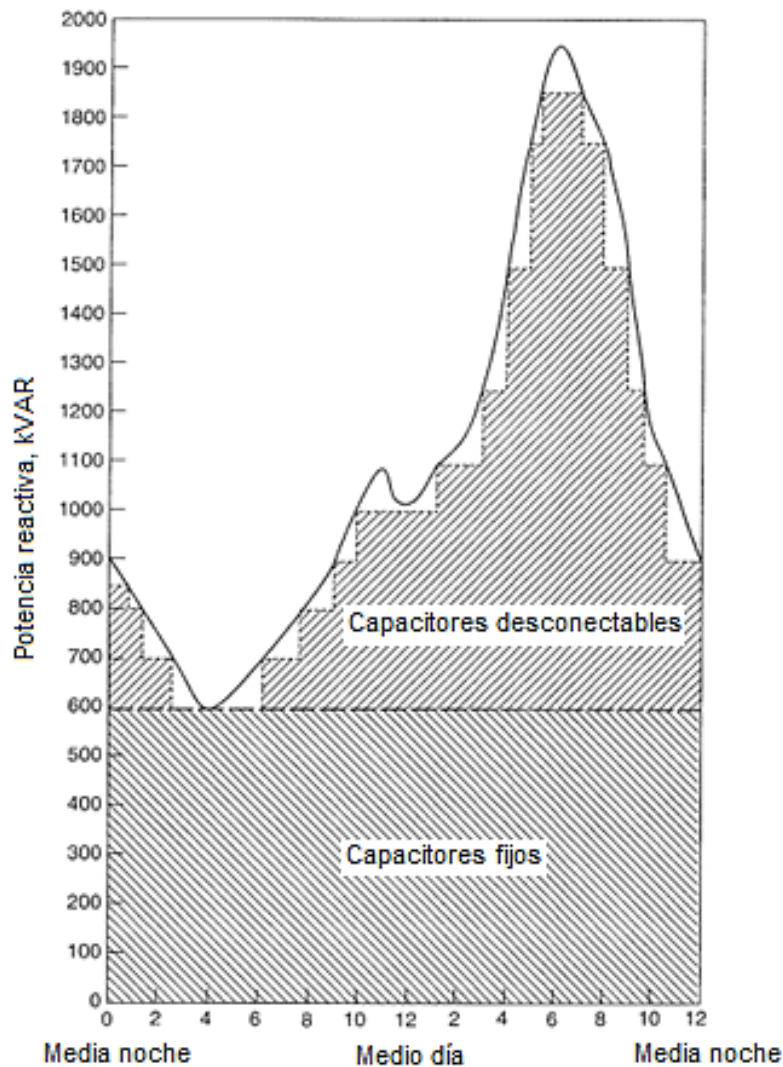


Figura 2-5. Dimensionamiento de bancos de capacitores fijos y desconectables [10]



En general para determinar el tipo de banco requerido, se considera lo siguiente [7]:

- Los bancos de capacitores fijos son dimensionados para condiciones de carga mínima.
- Los bancos de capacitores desconectables están diseñados para niveles de carga por encima de la condición mínima hasta la carga máxima.

2.5.4 Control para bancos desconectables

Los bancos de capacitores desconectables se maniobran generalmente con un cierto tipo de control automático que evalúa una determinada condición según sea el tipo. Entre los tipos de control se encuentran [7], [8]:

Tiempo: este tipo de control es aceptable cuando la demanda de potencia reactiva tiene un alto grado de regularidad con el tiempo, con lo que se pueden programar los periodos de encendido y apagado. Es el control más simple, pero no proporciona una completa confiabilidad ya que el comportamiento de la demanda puede cambiar repentinamente o pueden ocurrir errores de fijación o precisión del tiempo.

Temperatura: se debe escoger este control cuando el aumento de la demanda VAR está estrechamente relacionado con el cambio de temperatura.

Tensión: su control se relaciona cuando la mejora o el control de la regulación de la tensión es una consideración importante. El usuario debe proporcionar las tensiones mínimas y máximas, así como los retardos de tiempo y anchos de banda para evitar operaciones excesivas.

VARs: se usa si la demanda de VARs es una consideración importante. Este es el método más preciso para asegurar que el capacitor se encuentra funcionando en los tiempos apropiados para la máxima reducción de pérdidas.

Factor de potencia: es un método parecido al control VAR, cambiando en la medición por el factor de potencia. Es un control que raramente es empleado por las empresas.



Corriente: se utiliza cuando la magnitud de la corriente es directamente relacionada con la demanda VAR. Aunque no es tan efectivo como el control VAR, el control por corriente es utilizado en periodos de alta demanda.

2.5.5 Operación y capacidades estándar

Los capacitores están diseñados para operar continuamente en, o debajo de su voltaje nominal [11].

Las prácticas estándar IEEE mediante su publicación IEEE Std. 18-2012 en su numeral 5.3 establece los parámetros de operación máxima de tensión, corriente y kVAR:

“Los capacitores podrán funcionar en régimen de contingencia y en condiciones de bancos, siempre que no se superen las siguientes limitaciones:

- a) *110% de la tensión nominal RMS*
- b) *120% de la tensión máxima nominal, es decir, tensión máxima no superior a $1,2 \times \sqrt{2}$ x tensión RMS nominal, incluyendo armónicos, pero excluyendo transitorios*
- c) *135% de la corriente nominal RMS basada en kVAR nominal y tensión nominal*
- d) *135% de kVAR nominal*

Así mismo, establece las tensiones típicas y potencias reactivas nominales para los condensadores:

El estándar indica que estos valores sirven de guía y que no reflejan la fabricación general de capacitores y todas las capacidades técnicas para todas las tecnologías.



Volts, rms (fase-a-fase)	kvar	Número de fases
216	5, 7 1/2, 13 1/3, 20, y 25	1 y 3
240	2.5, 5, 7 1/2, 10, 15, 20, 25, y 50	1 y 3
480, 600	5, 10, 15, 20, 25, 35, 50, 60, y 100	1 y 3
2400	50, 100, 150, 200, 300, y 400	1 y 3
2770	50, 100, 150, 200, 300, 400, y 500	1 y 3
4160, 4800	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500 and 600	1 y 3
2400	50, 100, 150, 200, 300, and 400	1 y 3
2770	50, 100, 150, 200, 300, 400, y 500	1 y 3
4160, 4800	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500 and 600	1 y 3
6350, 6640, 7200, 7620, 7960, 8320, 9540, 9960, 11 400, 12 470, 13 280, 14 400	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, y 800	1
15 125, 15 920	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, y 800	1
19 100, 19 920	100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, y 800	1
20 800, 21 600, 22 800, 23 800, 24 940	100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, y 800	1

Figura 2-6. Tensiones típicas y potencias reactivas nominales [11]

2.5.6 Ubicación de bancos de capacitores

Para obtener el máximo beneficio de los capacitores en redes de distribución, deben estar ubicados de manera que se obtenga la mayor reducción de pérdidas, incrementando el voltaje y estar lo más cercano posible a la carga. Es así que se consideran las siguientes guías para su ubicación [7]:

- a) Utilizar la regla de los 2/3 para cargas uniformemente distribuidas.
- b) Para cargas uniformemente distribuidas decrecientemente el capacitor debe estar ubicado a la mitad de distancia desde la subestación.
- c) El banco debe estar ubicado al final del alimentador si lo que se requiere es obtener una máxima elevación de la tensión.



Los bancos de capacitores fijos son relativamente sencillos de dimensionar y de ubicar, lo que resulta difícil con bancos desconectables y aún más con la combinación de bancos fijos y desconectables. Por tanto, el estudio de la aplicación de bancos de capacitores es un campo muy amplio en el cual diferentes autores utilizan técnicas de enfoque para obtener los mayores beneficios [12], de la misma forma existen paquetes computacionales que permiten el estudio de este asunto de la ingeniería.

2.5.7 Tipos de conexiones para bancos trifásicos

Los bancos de capacitores utilizados para aplicaciones trifásicas se conectan ya sea en: estrella sin puesta a tierra, delta, o estrella a tierra; donde el tipo de conexión depende del tipo de sistema, requerimientos de protección, ubicación del banco y de las interferencias [10].

Los grupos de conexiones se diferencian por si tienen o no una conexión de puesta a tierra, con lo cual se encuentran las siguientes ventajas y desventajas de los dos grupos. [8]

2.5.7.1 Bancos con puesta a tierra

Si una unidad falla, la fase fallada toma la corriente de falla completa. Esto permite que el fusible se dispare rápidamente, pero requiere que los fusibles sean clasificados (valorados o dimensionados) para la corriente total de falla.

El banco en estrella con conexión a tierra puede atraer armónicos de secuencia cero (equilibrado 3° , 9° , 15° ,...). Este problema se encuentra frecuentemente en casos de interferencia telefónica.

2.5.7.2 Bancos sin puesta a tierra

Fallo de la unidad: el colapso del voltaje en una unidad averiada lleva el neutro flotante a la tensión de fase. Ahora, el cambio neutral tensiona los condensadores restantes con tensión de línea a línea, 173% de la capacidad del capacitor.

Corriente de falla: cuando una unidad falla, el circuito no consume corriente de falla completa, es una falla de alta impedancia.



Armónicos: menos posibilidades de problemas de armónicos porque los armónicos de secuencia cero sin conexión a tierra (equilibrado 3^o, 9^o, 15^o,...) no pueden fluir al suelo a través del condensador.

2.5.8 Protección

Un esquema de protección de capacitores debe suministrar confiabilidad al detectar y eliminar una falla de manera que no se produzcan las siguientes situaciones [7]:

- a) Desarrollo de una falla importante que pone en peligro el circuito.
- b) La presión del gas dentro del condensador con falla aumenta hasta el punto en que puede ocurrir una ruptura de la carcasa, afectando a otros equipos en las cercanías.
- c) Los condensadores restantes se dañan por sobretensión

Los bancos de capacitores a nivel de alimentadores primarios al ser más pequeños que los bancos aplicados a subestaciones, requieren un esquema de protección más sencillo en el que solo se incluyen fusibles y pararrayos.

Fusibles

Los fusibles pueden ser del tipo grupal o individual incluso una combinación de estos dos. La protección con fusibles del tipo grupal se usan conectándolos en serie con el grupo asociado a cada fase, mientras que en la de tipo individual, cada capacitor (unidad del grupo en cada fase) es protegido separadamente. La protección grupal es la que tiene una aplicación más extensa en redes de distribución.

Para dimensionar la protección, [7] sugiere seleccionar un fusible que sea capaz de manejar corrientes 1.25 o 1.35 veces mayores a la corriente nominal del capacitor.

Pararrayos

Los pararrayos son empleados para limitar las sobretensiones producidas por las descargas eléctricas o las operaciones de corte y maniobra.



En general, los pararrayos se instalan en el lado en el que los fusibles han sido colocados, y lo más cerca posible del banco de condensadores. Colocar este dispositivo en el lado anterior del fusible con respecto a la cabecera protege el soporte del fusible y reduce la corriente de sobretensión a través de este elemento. Las conexiones deben mantenerse lo más cortas posibles, a fin de minimizar el estrés de tensión sobre el aislamiento de la unidad del condensador.

2.6 Sistema SCADA

2.6.1 Definición

Es un sistema que abarca supervisión, control y adquisición de datos. Los sistemas SCADA se definen como el conjunto de equipos que proporcionarán a un operador en una ubicación remota la información suficiente para determinar el estado de un equipo en particular o un proceso y realizar acciones que tomen lugar en aquellos equipos o procesos sin estar físicamente presente [13].

2.6.2 Componentes

El sistema se forma principalmente de estos 4 componentes:

1. **Instrumentación.** Se refiere a los componentes usados para monitorear y controlar equipos o maquinas a través del SCADA. Su función es la de convertir las señales físicas en señales eléctricas analógicas o digitales que se puedan leer a través de los dispositivos de la estación remota.
2. **Estación remota.** La estación remota o Unidad Terminal Remota (RTU) adquiere todos los datos desde los elementos de campo, los procesa y transmite los más relevantes a la estación maestra, al mismo tiempo recibe señales de datos y de control de la estación maestra y transmite las señales de control a los equipos conectados.
3. **Sistema de comunicación.** Se refiere a los canales de comunicación que conectan las estaciones remotas con las estaciones maestras.
4. **Estación maestra.** También conocida como estación central, es una colección de computadoras, periféricos y sistemas apropiados de entrada y salida (E/S) que permiten a los operadores monitorear y controlar el estado del sistema de potencia (o un proceso). Esto es posible a través



de la Interfaz Hombre-Máquina, la cual se requiere para la interacción entre la estación maestra y los usuarios del sistema SCADA.

2.6.3 Funciones básicas en sistemas de potencia

Se incluyen la adquisición de datos, control remoto, interfaz humano máquina, análisis de datos históricos y reportes. [1] [13]

1. **La adquisición de datos** es la función que permite obtener los datos desde las señales analógicas, digitales o de pulso que se presentan en los equipos que son controlados o monitoreados en el sistema de potencia. Estos datos también pueden ser de control de equipos como actuadores, relés, válvulas o motores.
2. **El control remoto** se refiere al control de las variables requeridas por el operador desde el cuarto de control. En sistemas de potencia el control es mayoritariamente relacionado con el cambio de posiciones, involucrando a equipos de cierre y apertura tales como breakers o interruptores; y a equipos de cambio de posición de encendido y apagado.
3. **El análisis de datos históricos** es una función que permite usar los datos disponibles tras un evento en el sistema de potencia. El análisis post-falla se vale de estos datos adquiridos por el sistema SCADA para tener una mejor visión de la falla, mal funcionamiento de algún equipo o de la acción tomada por el operador.
4. **Generación de reportes** es una de las partes esenciales, diferentes departamentos y niveles de administración de la empresa hacen uso de este recurso.

2.6.4 Tipos de datos y señales en sistemas de potencia

Los datos adquiridos pueden ser clasificados en dos grupos: analógicos y digitales. [13]

2.6.4.1 Señales analógicas

Son los datos de señales continuas relacionadas con señales variables en el tiempo. En el campo, los transformadores de potencial reducen la tensión desde los kV hasta el nivel de los V, luego el transductor de tensión convierte la señal



física a rangos de corriente muy bajos (4 mA – 20 mA). Las razones para tener salidas de corriente desde los transductores es que esta señal se puede transmitir por distancias más extensas y es menos propensa a distorsiones por interferencia.

2.6.4.2 Sistema de adquisición de datos

Este sistema consiste en muestrear las condiciones físicas de los elementos de campo para posteriormente convertir estas muestras en señales digitales que se pueden ver y controlar a través de un computador.

Entre los componentes de este sistema se incluyen:

- Sensor o transductor
- Acondicionamiento de la señal
- Convertidores analógicos-digitales

2.6.4.3 Señales digitales

Las señales del tipo digital son aquellas señales discontinuas que varían entre dos estados o niveles en pasos discretos. Entre las señales digitales en sistemas de potencia se encuentran las de desconexión y de cambio de posiciones en interruptores o elementos de compensación reactiva.

2.6.5 La comunicación en sistemas SCADA

La comunicación en el sistema SCADA se refiere a los canales de comunicación entre los elementos de campo y la estación maestra. Los canales de comunicación permiten el monitoreo, control y acceso a los datos de campo haciendo posible la evaluación del sistema de potencia en tiempo real, a su vez se transmite los datos de control hacia los equipos que lo requieran para mantener el sistema estable y seguro.

2.6.6 Protocolos de comunicación

Entre los protocolos más usados en sistemas de potencia se tienen [13]:

- IEC 60870-6 es el estándar internacional para que un centro de control pueda comunicarse con otro centro de control.



- Para la comunicación desde la estación maestra al equipo de campo, se tiene el protocolo DNP3 (IEEE 1815) que se utiliza en América del Norte y la serie IEC 870-5-101 (T101) y 104 (TCP / IP) se utilizan en Europa y por proveedores europeos.
- Para la comunicación entre equipos de campo se utilizan IEC 61850, DNP3 (IEEE1815) y Modbus.



CAPÍTULO 3

3. EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Inicialmente en este capítulo se realizará una descripción del sistema de distribución de CNEL EP UN EOR. A continuación, se efectuará la selección del alimentador primario referencial para la aplicación de capacitores en media tensión y en un apartado más adelante se incluye la descripción y situación actual del alimentador elegido. Finalmente se indicará la metodología de estudio que se utilizará para llevar a cabo este proyecto.

3.1 Descripción del Sistema Eléctrico de CNEL EP UN EOR.

CNEL EP Unidad de Negocio El Oro provee el servicio eléctrico a través de la energía comprada al Sistema Nacional Interconectado (SNI) en un área de concesión de 6731.47 km² [14] y con una cobertura eléctrica del 98.25% [15] que abarca a las provincias de El Oro; a Guayas, con el cantón Balao y la parroquia Tenguel perteneciente al cantón Guayaquil y Azuay con el cantón Ponce Enríquez.

La empresa cuenta a nivel de subtransmisión con un total de 266,37 km [15] de líneas a tensión nominal de 69 kV. En el sistema primario cuenta con 63 alimentadores que operan a 13.8 kV de tensión nominal y dos alimentadores operando a 22 kV, los cuales son repartidos a través de 17 subestaciones (S/E) reductoras.

En el punto de frontera o interconexión al SNI, CNEL EP Unidad de Negocio El Oro se abastece a través de la S/E Machala de 138/69 kV perteneciente a CELEC EP UN TRANSELECTRIC, la cual tiene 2 alimentadores a nivel de 69 kV denominadas EMELORO 1 y EMELORO 2.

La posición EMELORO 1 está conformada por 7 subestaciones propias y una subestación particular. La posición EMELORO 2 está conformada por 10 subestaciones propias y 4 subestaciones particulares. La demanda máxima

registrada a 2017 fue de 65,5 MW en EMELORO1 y 125,4 MW para EMELORO2.

ÁREAS GEOGRÁFICAS DE PRESTACIÓN DE SERVICIO ELÉCTRICO

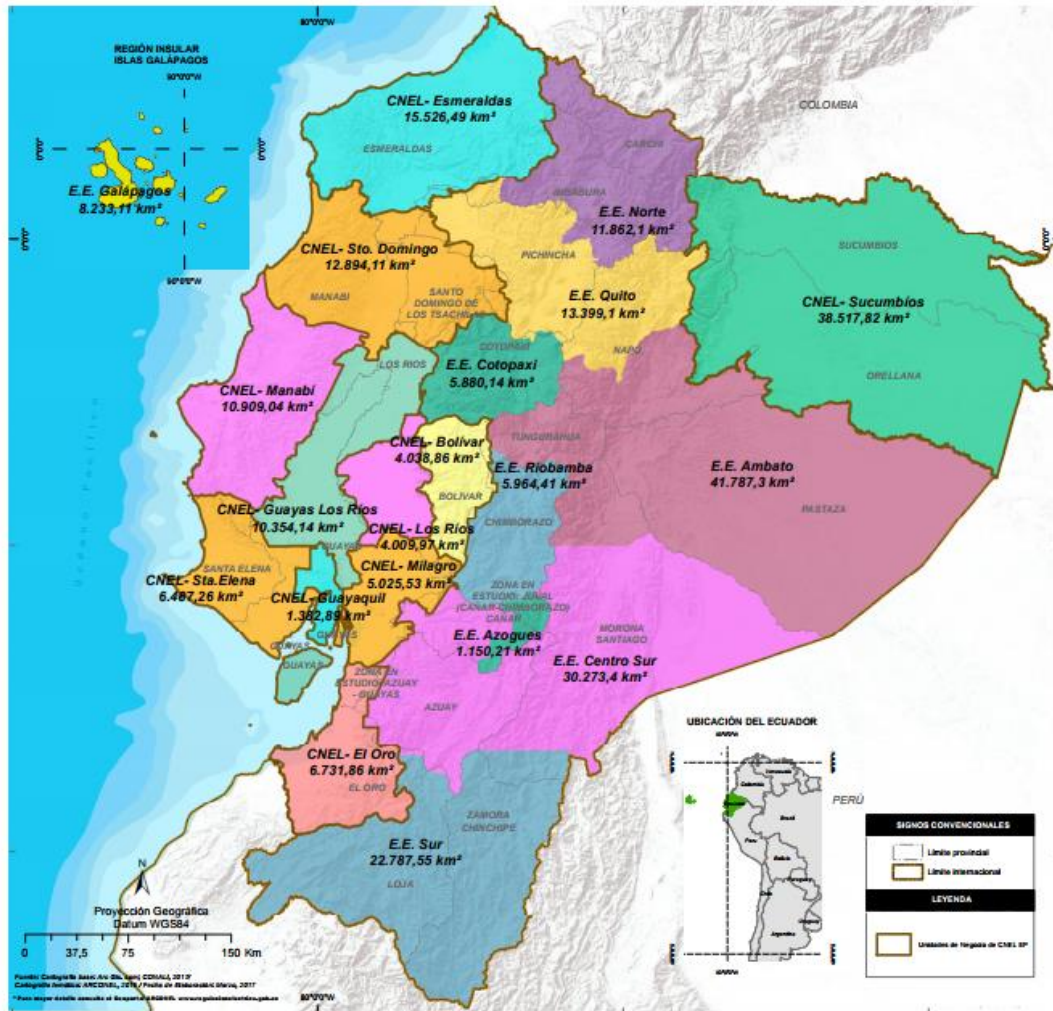


Figura 3-1. Área de concesión por empresa distribuidora [14]

3.2 Criterios para la selección del alimentador

En esta sección se indicarán los criterios aplicados para la selección del alimentador que será caso de estudio.

Para seleccionar un caso particular de estudio (alimentador primario) se obtienen los datos de las mediciones realizadas en cabecera de los alimentadores de media tensión pertenecientes a CNEL EP UN EOR. La validación de la



información se hará a través de los datos obtenidos en el año móvil que consiste de septiembre de 2016 a agosto de 2017.

Para la aplicación de los criterios de selección expuestos más adelante, se considera el comportamiento de los alimentadores en el mes de demanda máxima coincidente de este año. En la Tabla 3-1 se verifica que la demanda máxima coincidente del sistema corresponde al mes de mayo con 197.23 MW.

Tabla 3-1. Demanda máxima mensual (MW)

MES	DEMANDA (MW)
sep-16	164.10
oct-16	157.94
nov-16	162.17
dic-16	168.40
ene-17	187.64
feb-17	195.39
mar-17	196.40
abr-17	195.92
may-17	197.23
jun-17	187.43
jul-17	172.09
ago-17	167.39

3.2.1 Potencia demandada

Los alimentadores referenciales en el estudio serán aquellos más representativos del sistema en cuanto a demanda de potencia activa, por lo que se establece que la demanda máxima en alimentadores primarios supere los 3 MW. La Tabla 3-2 muestra los alimentadores de CNEL EP UN El Oro, cada uno con su potencia demanda (kW).

3.2.2 Tipo de cliente

Los alimentadores se elegirán de acuerdo al tipo de carga conectada. Se descartan los alimentadores que contienen cargas importantes del tipo industrial. La Tabla 3-2 muestra los alimentadores caracterizados o no como del tipo industrial.



3.2.3 Factor de potencia (FP)

Se analiza el FP y se considerarán los alimentadores que presentan valores menores al establecido en la Regulación No. CONELEC 004/01 *Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución* [16] (sección 2.3.3) y en la *Revisión de las bandas de variación de voltaje en barras y factores de potencia en puntos de entrega del Sistema Nacional de Transmisión (SNT)* [17] (sección 9); es decir, menor del 0.96 inductivo.

En la Tabla 3-2 se muestran los valores de FP de los alimentadores donde cabe recalcar que estos datos son los proporcionados en demanda máxima y no como un valor promedio.

3.2.4 Generación

Con relación a lo establecido en el numeral 2.3 de la Regulación No. CONELEC 004/02 *Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM* [18], el factor de potencia se lo determinará sin tomar en cuenta el efecto de cualquier generación inmersa en la red del Distribuidor.

Tabla 3-2. Características de los alimentadores en el mes de demanda máxima

INFORMACIÓN DEL ALIMENTADOR – MAYO 2017					
SUBESTACIÓN	CÓDIGO	NOMBRE	Demanda Máxima [MW]	FP	TIPO INDUSTRIAL
LA PEAÑA	0111	EL CARMEN	4.37	-0.97	NO
	0112	MALECÓN	3.89	-0.94	NO
	0113	PASAJE	4.05	-0.96	NO
	0114	BUENAVISTA	3.44	-0.96	NO
BARBONES	0211	BARBONES-TENDALES	2.38	-0.94	NO
	0212	EL GUABO	3.03	-0.97	NO
EL CAMBIO	0311	EL CAMBIO	3.82	-0.93	NO
	0312	SANTA ROSA	2.98	-0.89	NO
	0313	EXPRESO 1	3.02	-0.98	NO
MACHALA	0411	MADERO VARGAS	4.80	-0.98	NO
	0412	UNIORO	0.79	0.92	NO
	0413	EMPRORO	4.97	-0.99	NO
	0414	CONDADO	2.83	-0.97	NO
	0415	EXPRESO 2	4.29	-0.96	NO
	0416	CIUDAD DEL SOL	1.42	-0.97	NO



INFORMACIÓN DEL ALIMENTADOR – MAYO 2017					
SUBESTACIÓN	CÓDIGO	NOMBRE	Demanda Máxima [MW]	FP	TIPO INDUSTRIAL
LA AVANZADA	0511	QUITUMBE	1.41	0.99	NO
LOS PINOS	0611	PUERTO BOLÍVAR	3.96	-0.96	NO
	0612	AUT PORTUARIA	3.32	-0.98	NO
	0613	BARRIOS DEL SUR	4.92	-0.96	NO
	0614	18 DE OCTUBRE	2.71	-0.97	NO
	0615	CETEORO	1.49	-0.96	NO
	0616	UNE	4.65	-0.98	NO
SANTA ROSA	0711	OLMEDO	3.16	-0.98	NO
	0712	PUERTO JELY	6.47	-0.96	FV ²
	0713	BOLÍVAR	2.78	-0.98	NO
	0714	BELLAVISTA- LA AVANZADA	3.52	-0.93	NO
MACHALA CENTRO	0811	SUCRE	3.88	-0.99	NO
	0813	ARÍZAGA	3.86	-0.97	NO
	0815	FYBECA	3.01	-0.98	NO
ARENILLAS	0911	ARENILLAS	2.23	-0.97	FV
	0912	CUCA-LA PITAHAYA	2.02	-0.91	NO
	0913	CORDÓN FRONTERIZO	2.09	-0.99	NO
	0914	EL TELÉGRAFO	1.73	-0.93	NO
	0915	JAMBELÍ	1.30	-0.94	NO
PORTOVELO	1012	PINDO	3.70	-0.95	SI
	1013	PIÑAS	3.58	-0.94	SI
	1014	ATAHUALPA	2.88	-0.91	SI
	1015	OSORIO	3.53	-0.99	SI
	1011	ZARUMA	5.20	-0.99	NO
HUAQUILLAS	1112	TENIENTE CORDOVEZ	2.59	-0.95	NO
	1113	CHACRAS	3.82	-0.92	NO
	1114	HUALTACO	3.94	-0.95	NO
	1111	HUAQUILLAS	2.69	-0.99	NO
PAGUA	1211	BELLA RICA	7.85	-0.94	SI
	1213	LA CADENA	4.61	-0.90	SI
	1214	RIO BONITO	0.44	-0.91	NO

² FV = Instalación fotovoltaica



INFORMACIÓN DEL ALIMENTADOR – MAYO 2017					
SUBESTACIÓN	CÓDIGO	NOMBRE	Demanda Máxima [MW]	FP	TIPO INDUSTRIAL
	1212	PONCE ENRÍQUEZ	6.18	-0.93	SI
BALAO	1311	TENGUEL	2.45	-0.84	SI
	1312	CIEN FAMILIAS	1.09	-0.76	NO
	1313	BALAO	1.44	-0.71	NO
SARACAY	1411	BALSAS	1.74	-0.95	NO
	1412	PIEDRAS	1.12	-0.97	NO
	1413	TORATA	0.55	-0.91	NO
LA IBERIA	1511	LA PRIMAVERA	2.33	-0.99	NO
	1512	TILLALES	2.89	-0.94	NO
	1513	ANDINA	1.31	-0.90	SI
POROTILLO	1611	CHILLA	1.12	-0.93	NO
	1612	QUERA	1.11	-0.90	NO
LA PRIMAVERA	1711	SAUCES	3.88	-0.95	NO
	1712	10 DE SEPTIEMBRE	1.06	-0.94	NO
	1713	EL AGUADOR	4.34	-0.98	NO
	1714	PUERTO GRANDE	4.02	-0.97	NO

En la Tabla 3-3 se muestran los alimentadores preseleccionados resultado de la aplicación de los criterios antes mencionados.

Tabla 3-3. Alimentadores preseleccionados

INFORMACIÓN DEL ALIMENTADOR					
SUBESTACIÓN	CÓDIGO	NOMBRE	Demanda Máxima [MW]	FP	TIPO INDUSTRIAL
LA PEÑA	0112	MALECÓN	3.89	-0.94	NO
EL CAMBIO	0311	EL CAMBIO	3.82	-0.93	NO
SANTA ROSA	0714	BELLAVISTA - LA AVANZADA	3.52	-0.93	NO
HUAQUILLAS	1113	CHACRAS	3.82	-0.92	NO
	1114	HUALTACO	3.94	-0.95	NO
LA PRIMAVERA	1711	SAUCES	3.88	-0.95	NO



Como criterio final se plantea:

3.2.5 Curvas de factor de potencia

Al tener un único valor de factor de potencia para cada alimentador (Tabla 3-3), no es posible establecer un juicio acertado de selección, por lo que se procede a realizar curvas de factor de potencia de los alimentadores filtrados, para su correspondiente día de demanda máxima perteneciente al mes de demanda máxima del sistema. Finalmente, se selecciona el alimentador que posee el peor perfil de factor de potencia dentro de los seleccionados.

La Figura 3-2 muestra el perfil de factor de potencia de los alimentadores preseleccionados, aquellos que se encuentran dentro del sistema con el menor factor de potencia. El alimentador 0714-Bellavista-La Avanzada presenta un comportamiento diario de factor de potencia que se puede describir como el peor de entre los antes mencionados, el cual resultaría idóneo para ser puesto en estudio, pero debido a que este alimentador comúnmente se encuentra fuera de operación normal ya que constantemente presenta transferencias de carga con el alimentador 0511 - Quitumbe, quedaría descartado.

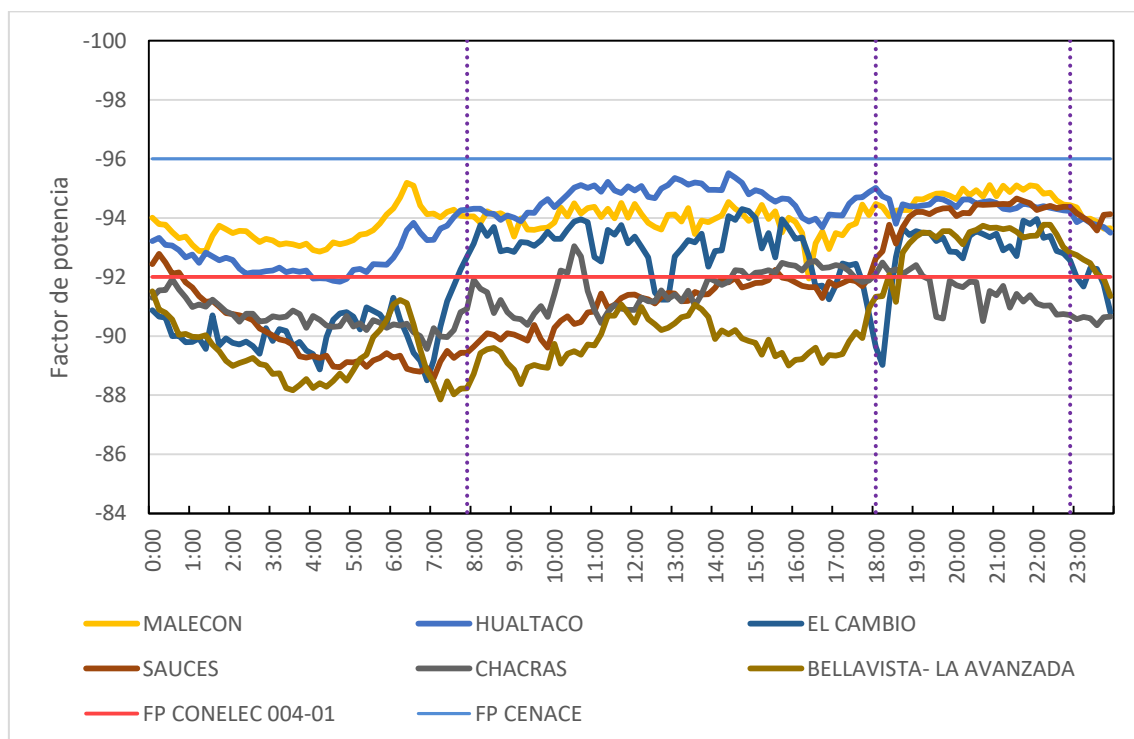


Figura 3-2. Perfil de factor de potencia en demanda máxima de los alimentadores preseleccionados

Se determinó que el alimentador 1711-Sauces sea el circuito objeto de estudio.

3.3 Descripción y situación actual del alimentador 1711-Sauces

El alimentador 1711-Sauces con topología radial opera con tensión nominal de 13.8 kV y 915 nodos, proviene de la subestación 17 denominada “La Primavera”, además, este circuito cuenta con 5 puntos de interconexión o transferencia. Geográficamente este alimentador se encuentra ubicado al noreste de la ciudad de Machala, en la Figura 3-3 se expone la cobertura de redes de media tensión en la planimetría de la ciudad.

Este alimentador suministra energía eléctrica a 6437 clientes, quienes en su mayoría son del tipo residencial. La capacidad instalada en el alimentador es de 6522.5 kVA y en 2017 su demanda máxima se registró en el mes de marzo con 4012.44 kW, específicamente el día 21 a las 21H10. En la Tabla 3-4, Figura 3-4, y Figura 3-5 se presentan las demandas máximas y mínimas tanto de kW como de kVAR del año móvil.

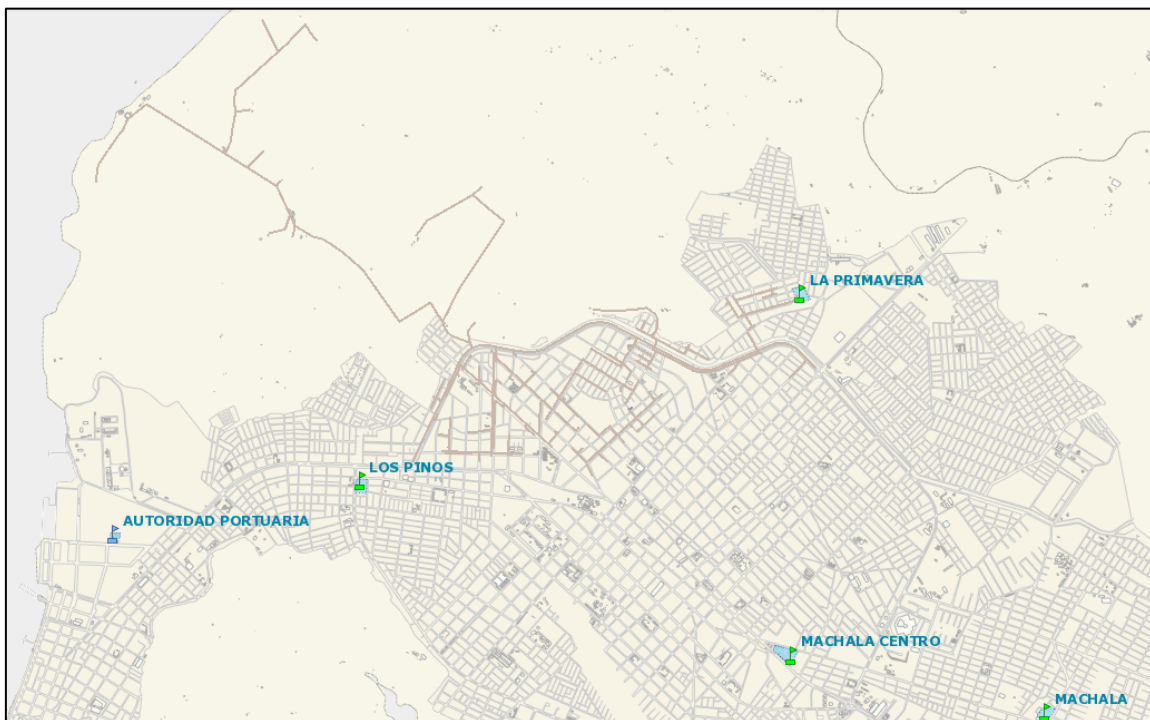


Figura 3-3. Cobertura del alimentador 1711 [19]



Tabla 3-4. Demanda mensual del alimentador 1711

Mes	Demanda Máxima		Demanda Mínima	
	kW	kVAR	kW	kVAR
sep-16	3076.17	1192.90	1158.78	408.97
oct-16	3051.97	1207.28	1236.74	633.37
nov-16	3144.44	1219.02	1212.36	597.02
dic-16	3662.26	1219.03	1446.50	715.45
ene-17	3686.41	1231.69	1407.73	527.88
feb-17	3884.39	1223.83	1604.69	696.19
mar-17	4012.45	1334.18	1639.22	753.01
abr-17	3956.29	1298.52	1577.48	689.67
may-17	3885.37	1259.07	1616.25	793.74
jun-17	3411.42	1239.73	1470.00	789.81
jul-17	3205.10	1202.25	1348.15	679.28
ago-17	3099.96	1265.26	1233.17	593.68

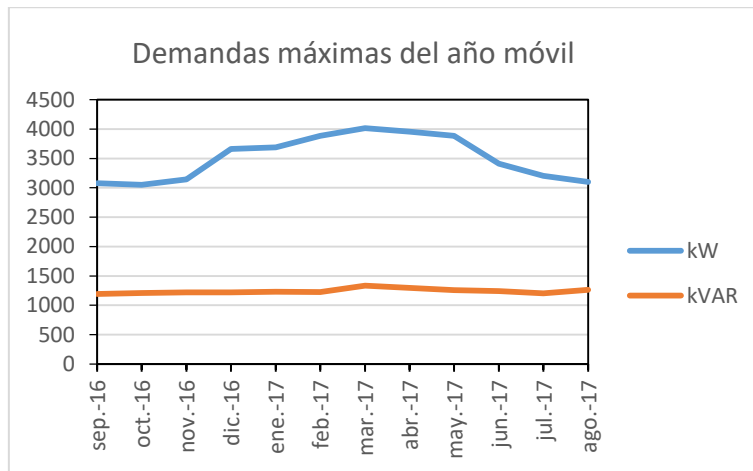


Figura 3-4. Demanda máxima mensual

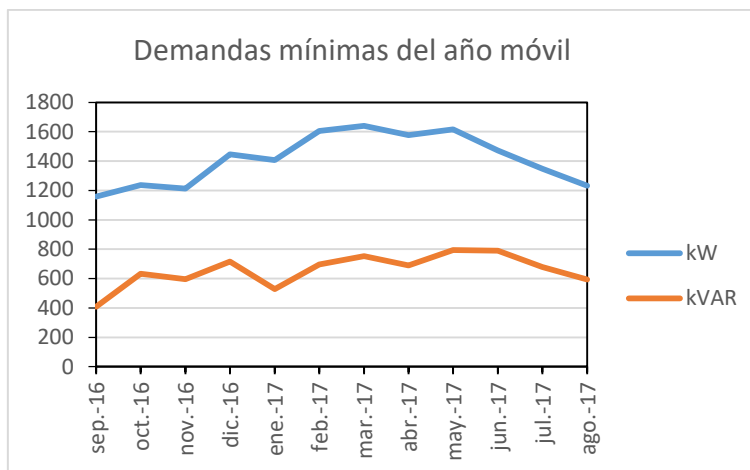


Figura 3-5. Demanda mínima mensual

3.4 Metodología para la aplicación de bancos de capacitores en alimentador primario de media tensión

Para la aplicación de capacitores (estudio y cálculo de capacidad, ubicación y tipo) a nivel de alimentadores primarios es necesario el uso de una herramienta rápida y eficaz; por mejor optativa se decidió hacer uso de un programa computacional ya que los cálculos que se requieren para este tipo de estudio tomarían mucho tiempo al realizarlos a mano. Esta herramienta es CYME-Cymdist, software de análisis técnico, el cual dispone la empresa distribuidora.

Se realizará un análisis de la demanda basándose en las mediciones realizadas en cabecera y en mediciones temporales sectorizadas, estas últimas siendo extrapoladas a escenarios de demanda máxima y mínima para elaborar curvas de carga y proceder a la aplicación de capacitores a nivel de alimentador de media tensión, consistiendo en el proceso de calcular los requerimientos de reactivos, ubicación y tipo de los bancos de capacitores.

Como base de cálculo para el estudio de aplicación de capacitores se utilizarán los valores de factor de potencia estipulados en la regulación CONELEC 0004/01 *Calidad del Servicio eléctrico de Distribución* y en el estudio técnico *“Revisión de las bandas de variación de voltajes en barras y factores de potencia en puntos de entrega del Sistema Nacional de Transmisión”* elaborado por CENACE y expedido en Abril de 2016.



En Ecuador, la estacionalidad durante el año se encuentra bien marcada mediante dos periodos: invierno y verano. Las estaciones si bien tienen alteraciones, duran aproximadamente 6 meses, por lo que se establece que la estación de invierno se sitúa entre diciembre y mayo; y los restantes meses del año se sitúan en la estación de verano.

Ya que el área de concesión de CNEL EP Unidad de Negocio El Oro abarca parte del área costera sur del Ecuador, y el uso de la energía eléctrica depende de los hábitos de los usuarios, se infiere que la demanda tiene comportamiento estacional y los escenarios de demanda se manifiestan de tal manera que la demanda máxima del sistema se encuentra presente en la estación de invierno (temperatura ambiente alta) mientras que la demanda mínima se presenta en la estación de verano (temperatura ambiente normal).

3.4.1 Análisis de la demanda

3.4.1.1 Introducción

El procesamiento de la información de la demanda se realiza en función de los datos obtenidos en cabecera a través de los medidores ION Power Logic, y también de los datos obtenidos mediante mediciones sectorizadas temporales a través de los registradores Varcorders de la empresa Sensorlink; siendo útil la colocación de al menos dos puntos de medición donde se tenga un requerimiento importante de demanda, y/o se presenten cargas importantes. Las mediciones se extrapolan a los escenarios de máxima y mínima demanda.

3.4.1.2 Registro de mediciones

Se obtienen datos de demanda en cabecera del alimentador en una muestra de por lo menos un año completo, el cual contenga datos de las estaciones de invierno (demanda máxima) y verano (demanda mínima).

Realizar mediciones temporales aguas abajo en secciones del alimentador en las que se tenga conocimiento de la existencia de una mayor cantidad de demanda y/o cargas importantes. Este grupo de mediciones se extrapolan a los escenarios de máxima y mínima demanda.



Cabe recalcar que las mediciones temporales se efectuarán conforme a la sección 2.3.2 de [16], mediante registros en periodos de 10 minutos y en un mínimo de 7 días continuos en los que se incluyan días laborables, un día sábado y un día domingo.

Con la información recabada de las mediciones y los kVA conectados (capacidad instalada) de los transformadores de distribución pertenecientes al alimentador primario se realizará una distribución de carga, lo que consiste en ajustar la carga medida correspondiendo a la capacidad instalada.

3.4.1.3 Determinar los escenarios de demanda

Determinar los escenarios (meses) de demanda máxima y demanda mínima mediante los datos de potencia reactiva para cada uno de los meses dentro del año de estudio.

Es necesario que se descarten del estudio aquellos días de cualquier mes del año en que el alimentador se encuentre en operación anormal como puede ser:

- desconexión parcial o total de carga
- apertura del alimentador
- transferencia de carga entre alimentadores
- sobrecargas
- fallas debido a cortocircuitos o descargas atmosféricas

Otro factor importante a considerar es verificar que el medidor no haya registrado lecturas erróneas, fuera de rango, que pudieron ser provocadas por un error en los transformadores de medición, cableado, configuración o daño interno del medidor, etc.

3.4.1.4 Curvas de carga

En base a los datos de demanda elaborar curvas de carga en kW y kVAR en escenarios de demanda máxima y de demanda mínima. Las curvas de carga representan 3 días típicos (laborable, sábado, domingo) para un total de 18 días para cada estación del año. Cada curva contiene 24 valores horarios de demanda.



Para realizar las curvas se deberá:

- Aplicar el mismo criterio de selección de la información como el utilizado en el caso de la determinación de los escenarios, esto es, la información será procesada solo para los días de operatividad normal del alimentador.
- Utilizar factores de multiplicación para extrapolar los datos de las mediciones de los varcorders a los diferentes escenarios.

3.4.2 Objetivos y parámetros para la aplicación de capacitores

En la Tabla 3-5 se establecen los parámetros, que de acuerdo a la presente metodología, determinarán la aplicación de capacitores en alimentadores primarios con nivel de tensión de 13.8 kV.

Tabla 3-5. Parámetros para la aplicación de capacitores

Parámetro	Valor
Capacidades estándar (kVAR) monofásica a nivel de tensión de 7960 kV. [11]	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, 800.
Porcentaje de caída de tensión	Las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal es de $\pm 8.00\%$ [16].
Factor de potencia	El valor mínimo en alimentadores es de 0.92 inductivo [16]. El valor mínimo los puntos de entrega del S.N.T. es de 0.96 inductivo [17].
Factor de potencia deseable en cabecera	El valor mínimo en cabecera es de 0.96 inductivo.
Factor de potencia en el punto de instalación del banco	El valor máximo será de 0.99 inductivo.
Sobrecompensación en el punto de instalación del banco	Se permitirá una sobrecompensación del 100 %.

3.4.3 Procedimientos para la aplicación de bancos de capacitores

El paso posterior al análisis de la demanda del alimentador es realizar el cálculo de requerimientos de potencia reactiva (kVAR) del alimentador y el análisis de ubicación y selección del tipo de compensación de él o los bancos de



capacitores. En esta sección se describe la funcionalidad de los diferentes módulos empleados en el software CYME-Cymdist para realizar el análisis.

3.4.3.1 Cálculo de requerimiento de potencia reactiva kVAR para compensación

Una vez realizadas las curvas de carga para los días típicos en los dos escenarios de demanda, se procede a calcular la cantidad de reactivos necesarios para mejorar el factor de potencia. El objetivo es obtener un factor de potencia de 0.96 inductivo como mínimo, siendo este valor el considerado para el procedimiento de cálculo y análisis.

3.4.3.2 Manipulación del software CYME – Cymdist para la ubicación de capacitores

Los criterios expuestos a continuación sirven de base para la manipulación del módulo **Ubicación de los Condensadores**. Antes, se describirá el empleo de los módulos **Distribución de Carga** y **Flujo de Carga** los cuales son las herramientas fundamentales de análisis de cualquier sistema de energía eléctrica.

- Módulo Distribución de Carga

Esta función hace un ajuste de la capacidad instalada para que se corresponda con la carga medida. Se puede definir la demanda medida del alimentador e incluir medidores a lo largo del alimentador con lo que el ajuste de la carga sería más preciso. La configuración de la distribución de carga se muestra a continuación:

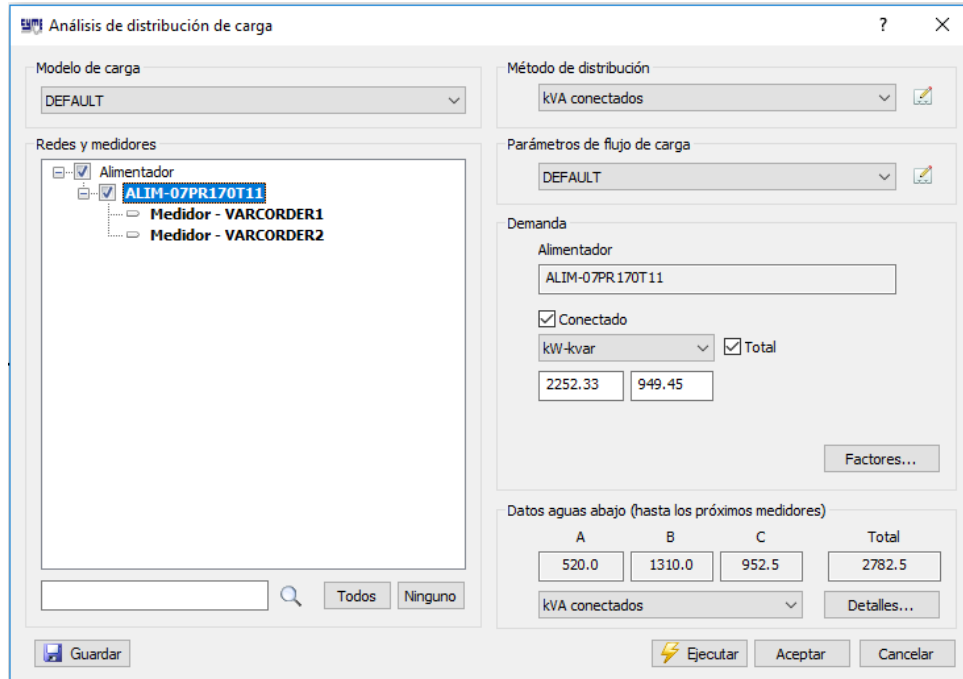


Figura 3-6. Ventana de diálogo para la el análisis de la distribución de carga

Tabla 3-6. Descripción de la configuración de la distribución de carga

Distribución de carga	
Modelo de carga	Seleccione su configuración
Redes y medidores	Escoja ya sea la red (alimentador) o medidor para determinar sus parámetros de demanda.
Método de distribución	Seleccionar: kVA conectados: divide la demanda medida entre las cargas proporcionalmente a la capacidad de cada transformador.
Parámetros de flujo de carga	Permite escoger una configuración de flujo de carga (Se detalla en la siguiente sección)
Demanda	El cuadro de dialogo cambiará de aspecto de acuerdo si se ha escogido un alimentador o medidor para su ajuste de demanda. Marcar la opción conectado para incluir la medición en el análisis. Seleccione el tipo de demanda en kW-kVAR e introduzca los datos requeridos como datos totales.

Los parámetros de distribución de carga son los siguientes:

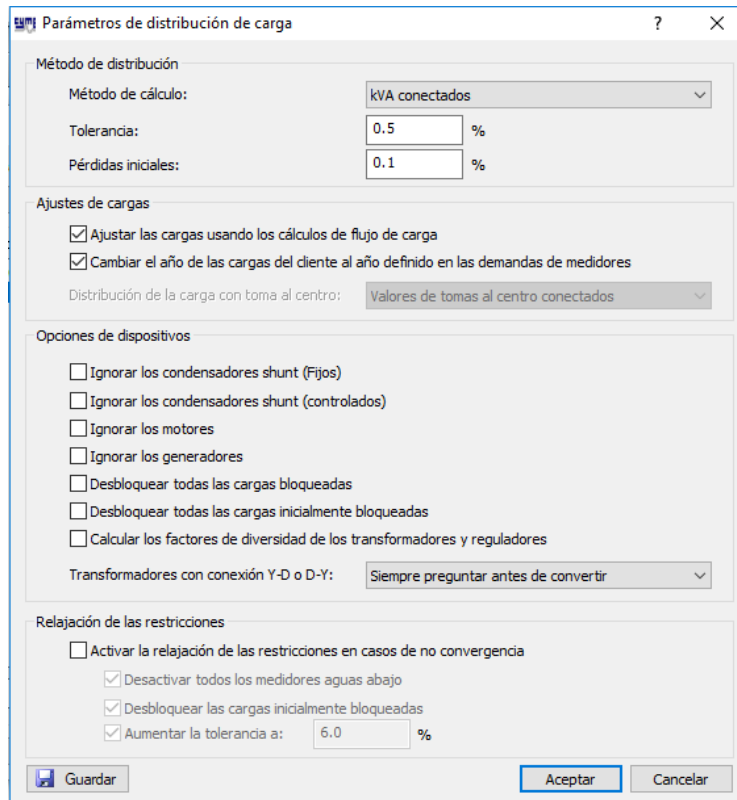


Figura 3-7. Cuadro de diálogo Parámetros de distribución de carga

Tabla 3-7. Parámetros de distribución de carga

Parámetros de distribución de carga	
Método de distribución	Se selecciona el método de cálculo a aplicar y también se ajusta la precisión de cálculo y una aproximación de las pérdidas en kW y en kVAR.
Ajustes de cargas	Permite ajustar las cargas usando los cálculos de flujo de carga.
Opciones de dispositivos	Permite ignorar o no ciertos dispositivos en el análisis, también permite desbloquear las cargas y calcular los factores de diversidad de los transformadores y reguladores.

- Módulo Análisis de flujo de carga

El análisis de flujo de carga tiene por objetivo el análisis del comportamiento en régimen permanente del sistema eléctrico bajo diversas condiciones de

operación. La configuración del análisis de flujo de carga se muestra en el cuadro de diálogo

En el cuadro de diálogo Flujo de carga se puede establecer lo siguiente:

- Los Parámetros del análisis de flujo de carga, incluyendo los factores de escala de carga y de generación.
- Las Redes en las que se puede realizar el Flujo de carga.
- Los Comandos para incluir o excluir cualquier equipo en particular.
- Los Límites de carga de los equipos.
- Los Límites de tensión para la barra y/o violaciones de tensión en la carga de los clientes.
- Las opciones de salida de los reportes y del diagrama unifilar

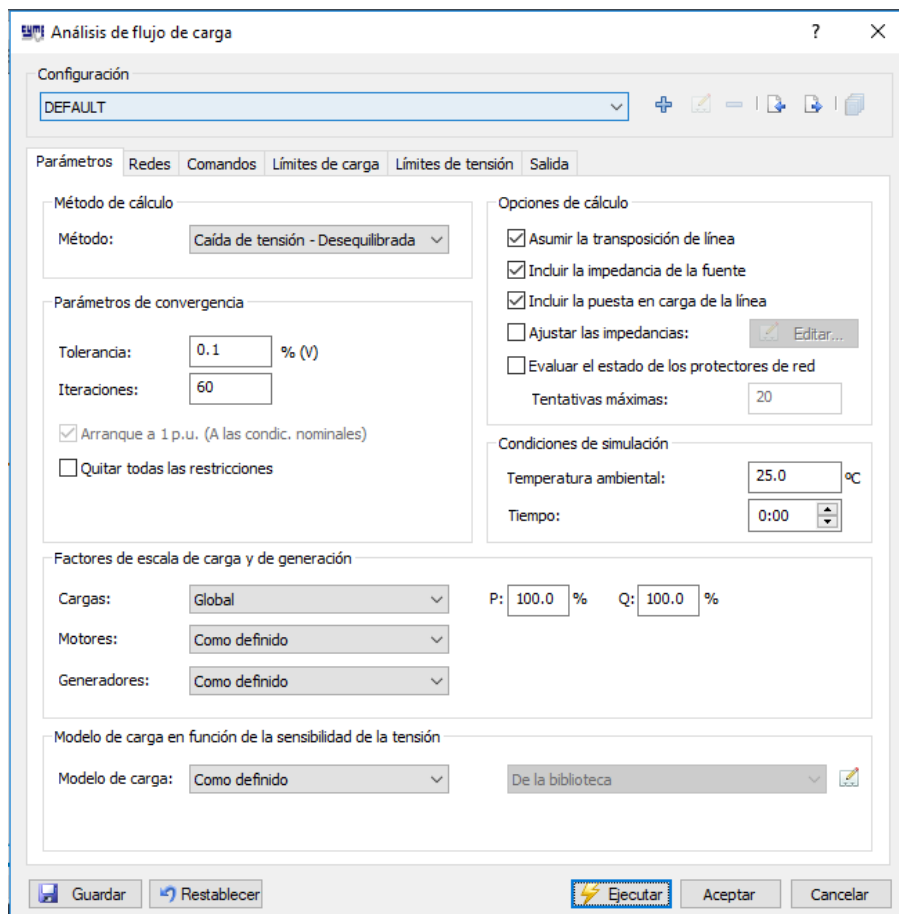


Figura 3-8. Cuadro de diálogo para el análisis de flujo de carga

El método de cálculo empleado para el análisis es el de caída de tensión desequilibrada.

- Módulo Ubicación de los capacitores

Este módulo indicará las secciones donde conectar los capacitores en el alimentador en función de la reducción de pérdidas en kW, mejorar la tensión del sistema y mantener el factor de potencia.

El método para el análisis de la ubicación de capacitores será por **Búsqueda iterativa**; éste método solicita el número de instalaciones que se desean realizar en el alimentador y cuyo valor máximo se ha establecido en 3 bancos trifásicos de acuerdo a [20].

En la Figura 3-9 se muestra la pantalla de inicio de análisis de ubicación de capacitores.

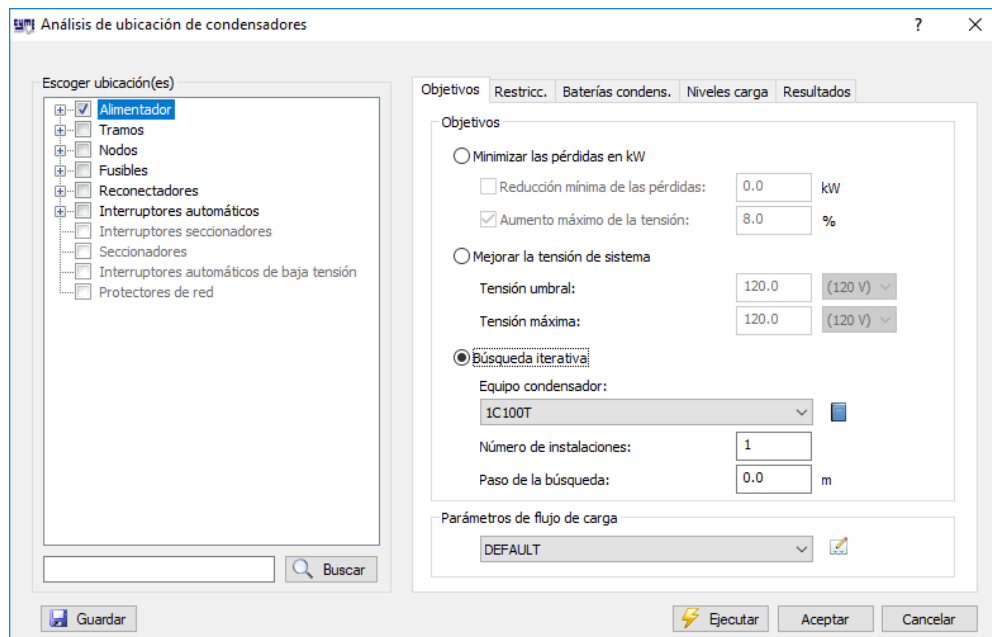


Figura 3-9. Módulo para la ubicación de capacitores

La capacidad del equipo a utilizarse para la ubicación mediante búsqueda iterativa se la obtiene del estudio de **demanda mínima** de las curvas de carga típica (laborable, sábado, domingo), usando la capacidad estándar inmediatamente superior a la calculada, es decir, en caso de calcularse una



demanda mínima de compensación de 280 kVAR se utilizará un banco de capacitores trifásico de 300 kVAR.

Lengüeta Objetivos

Se presentan tres objetivos:

- Minimizar las pérdidas en kW
- Mejorar la tensión del sistema
- y Búsqueda iterativa

Según el objetivo seleccionado, se activarán algunas restricciones opcionales. Como se indicó en 3.4.3, la aplicación de la metodología se realizará a través del objetivo *Búsqueda Iterativa*, ya que éste brinda una lista exhaustiva de todas las soluciones de ubicación de los capacitores, en el cual se aplican ambos objetivos: minimizar pérdidas en kW y mejorar la tensión del sistema.

Tabla 3-8. Parámetros del objetivo Búsqueda Iterativa

Búsqueda iterativa	
Equipo condensador	Seleccione mediante el cálculo realizado en 3.4.3.1 el tamaño de capacitores desde la lista de base de datos de los equipos.
Número de instalaciones	La experiencia del cuerpo profesional de la Unidad de Negocio recomienda como máximo un número de 3 instalaciones.
Paso de la búsqueda	Escriba 0 (cero) para tomar en cuenta todos los tramos de la red.

Lengüeta Restricciones

Las restricciones activas para el objetivo seleccionado se muestran en la Figura 3-10 y se presentan a continuación:

Tabla 3-9. Restricciones para la ubicación de capacitores

Restricciones	
Distancia mínima desde la subestación	Distancia mínima aguas abajo de la subestación para instalar un capacitor.
Distancia mínima entre baterías de condensadores	Distancia mínima entre dos instalaciones.
Factor de potencia máxima	Límite máximo de factor de potencia en el punto de instalación del capacitor.
Corriente falla máxima	Impide la instalación de capacitores donde el nivel de la falla sea demasiado alto.
Límite de sobrecompensación	Límite máximo de sobrecompensación de potencia reactiva

El software también permite incluir y/o excluir tramos dentro de la simulación, en la parte inferior del cuadro de dialogo se agregan las secciones o tramos que serán analizadas. Se establecerá que CYME solo sugiera capacitores en tramos trifásicos.

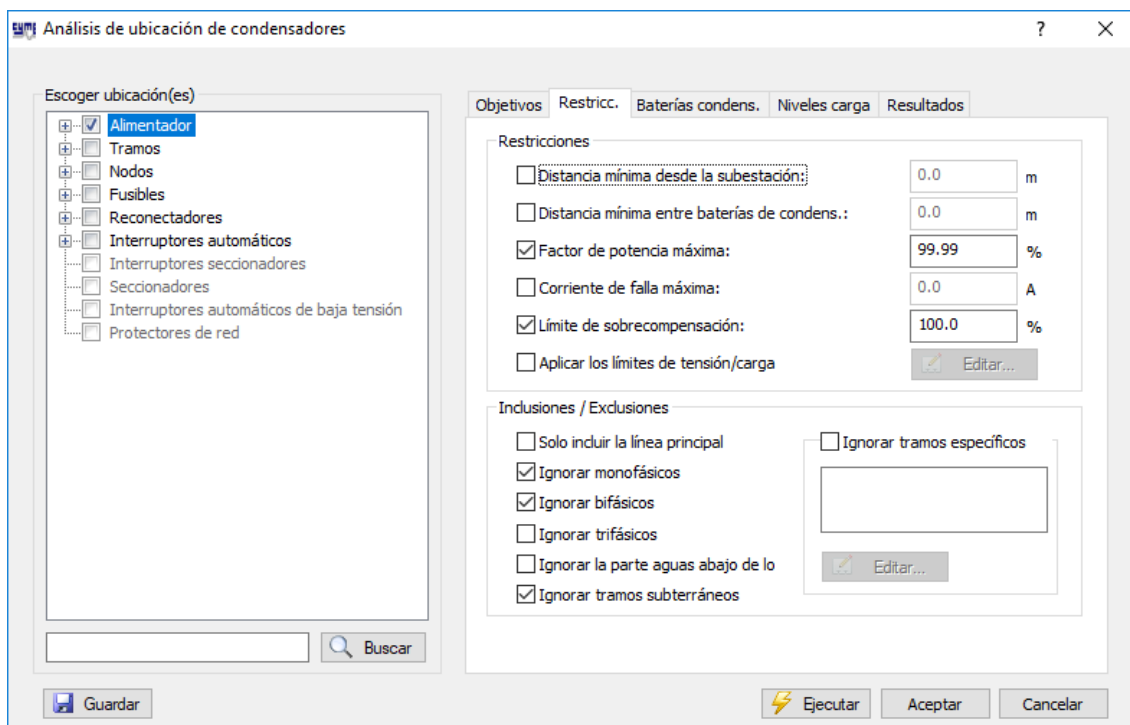


Figura 3-10. Restricciones para la ubicación de capacitores



Las lengüetas **Baterías de condensadores** y **Niveles de carga** se encuentran deshabilitadas con el uso del objetivo **Búsqueda iterativa**.

Resultados de la búsqueda iterativa

Cuando se selecciona la opción de **Búsqueda iterativa** como objetivo, los resultados aparecen en un cuadro de dialogo (Figura 3-11) donde se puede seleccionar diferentes opciones de filtrado que permiten visualizar varias combinaciones posibles. Se filtrarán los resultados en dos niveles; en el primero, por reducción de pérdidas en kW, y en el segundo, por aumento de tensión.

Se presiona el botón **Mostrar** para presentar los resultados luego de cada filtrado.

Red	Ubicación cond #1	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]	Ubicación peor tensión	Fase Peor tensión	Tensión (V)	Aumento de tensión [V]	Aumento de tensión [%]
ALIM-07PR170T11	99447_MTA	2.26	5.16	IMTA_L_61212	C	115.91	0.54	0.47
ALIM-07PR170T11	99446_MTA	2.25	5.12	IMTA_L_61212	C	115.91	0.53	0.46
ALIM-07PR170T11	67206_MTA	2.24	5.11	IMTA_L_61212	C	115.90	0.53	0.46
ALIM-07PR170T11	244444_MTA	2.23	5.08	IMTA_L_61212	C	115.90	0.52	0.45
ALIM-07PR170T11	244443_MTA	2.18	4.96	IMTA_L_61212	C	115.89	0.51	0.45
ALIM-07PR170T11	244441_MTA	2.17	4.96	IMTA_L_61212	C	115.89	0.51	0.45
ALIM-07PR170T11	128499_MTA	2.17	4.96	IMTA_L_61212	C	115.89	0.51	0.45
ALIM-07PR170T11	135731_MTA	2.17	4.96	IMTA_L_61212	C	115.89	0.51	0.45
ALIM-07PR170T11	135732_MTA	2.15	4.90	IMTA_L_61212	C	115.89	0.51	0.44
ALIM-07PR170T11	61452_MTA	2.12	4.83	IMTA_L_61212	C	115.88	0.51	0.44
ALIM-07PR170T11	281748_MTA	2.09	4.76	IMTA_L_61212	C	115.88	0.50	0.43
ALIM-07PR170T11	281749_MTA	2.04	4.65	IMTA_L_61212	C	115.87	0.49	0.43
ALIM-07PR170T11	61457_MTA	1.92	4.37	IMTA_L_61212	C	115.85	0.48	0.41
ALIM-07PR170T11	61458_MTA	1.70	3.88	IMTA_L_61212	C	115.82	0.44	0.38
ALIM-07PR170T11	61459_MTA	1.61	3.68	IMTA_L_61212	C	115.81	0.43	0.37
ALIM-07PR170T11	61519_MTA	1.44	3.28	IMTA_L_61212	C	115.78	0.41	0.35
ALIM-07PR170T11	61518_MTA	1.40	3.20	IMTA_L_61212	C	115.78	0.40	0.35
ALIM-07PR170T11	61536_MTA	1.33	3.04	IMTA_L_61212	C	115.77	0.39	0.34
ALIM-07PR170T11	371735_MTA	1.26	2.87	IMTA L 61212	C	115.76	0.38	0.33

Figura 3-11. Resultados de la búsqueda iterativa

Se debe presionar el botón **Reporte** para generar el reporte de resultados basado en los filtros seleccionados.



Red	Zona	Ubicación cond #1	Reducción de pérdidas (kW)	Reducción de pérdidas (%)	Ubicación peor tensión	Fase Peor tensión	Tensión (V)	Aumento de tensión (V)	Aumento de tensión (%)		
1	ALIM-07PR170T11	No definido	99447_MTA	2.26	5.16	IMTA_L_61212	C	115.91	0.54	0.47	Círculo Aplicar
2	ALIM-07PR170T11	No definido	98446_MTA	2.25	5.12	IMTA_L_61212	C	115.91	0.53	0.46	Círculo Aplicar
3	ALIM-07PR170T11	No definido	67206_MTA	2.24	5.11	IMTA_L_61212	C	115.90	0.53	0.46	Círculo Aplicar
4	ALIM-07PR170T11	No definido	244444_MTA	2.23	5.08	IMTA_L_61212	C	115.90	0.52	0.45	Círculo Aplicar
5	ALIM-07PR170T11	No definido	244443_MTA	2.18	4.96	IMTA_L_61212	C	115.89	0.51	0.45	Círculo Aplicar

Figura 3-12. Reporte de resultados

El reporte generado brinda información acerca de los elementos de la red simulada, nombre de las zonas predefinidas, tramo de la red donde se simuló el condensador, la reducción de pérdidas en kW calculado en base a la ubicación de simulación, la reducción de pérdidas en porcentaje (%) relacionando las pérdidas totales de la red tras haber ubicado el capacitor, además se muestra el tramo en el cual se encontró la menor tensión del sistema y también la tensión mínima de la red y el aumento de ésta después de haber aplicado los capacitores.

En el reporte también se puede marcar con un **círculo** la posición del capacitor en el diagrama unifilar para poder distinguirlo con mayor facilidad y finalmente en la columna **Aplicar** se puede añadir el capacitor en la sección o tramo simulado.

Luego de aplicar el banco de capacitores en la sección que indica la mayor reducción de pérdidas de potencia activa, comprobar que:

- Para los datos de demanda ingresada en cabecera, se obtenga un factor de potencia mayor al 96% inductivo.
- En el punto de instalación del banco de capacitores no exista sobrecompensación de potencia reactiva.
- La sección escogida debe proporcionar un escenario de fácil montaje en postes para el banco de capacitores y los equipos que éste requiera para su puesta en funcionamiento.

Si no se cumplen las condiciones anteriores se deberá aplicar el banco de capacitores en la siguiente sección sugerida.



3.4.3.3 Manipulación del software CYME – Cymdist para el Análisis de flujo de carga y determinación del tipo de compensación

Luego de definir la ubicación en la cual se cumplan las condiciones establecidas, se comprueba el comportamiento del alimentador mediante análisis de flujos de carga para los días típicos en los dos escenarios de demanda. Este análisis se realiza empleando los módulos **Administrador avanzado de proyectos** y **Análisis por lotes**.

- Administrador avanzado de proyectos

El Administrador avanzado de proyectos es una herramienta exhaustiva que permite la preparación detallada y colaborativa de un proyecto dado consistente en cambios hechos a la red y análisis asociados. El usuario puede asociar una selección de simulaciones a los proyectos o sub-proyectos, estas incluyen cortocircuito, la distribución de carga, el crecimiento de carga, flujo de carga y el análisis de contingencias.

Se ha desarrollado una estructura de proyecto que permita hacer cambios a la red en cada uno de los intervalos de demanda horaria y analizar el impacto de la aplicación de capacitores dentro de la misma. Dicho de otra forma, la estructura maneja tres escenarios identificados con los días típicos, los cuales contienen subproyectos por cada intervalo de demanda donde se manejan los análisis de distribución de carga y flujos de carga para verificar el estado de la red en una etapa anterior y posterior al conectar los bancos de capacitores.

Los rectángulos en color de la Figura 3-13, identifican de color rojo a los subproyectos y de color azul a los tipos de análisis asociados.

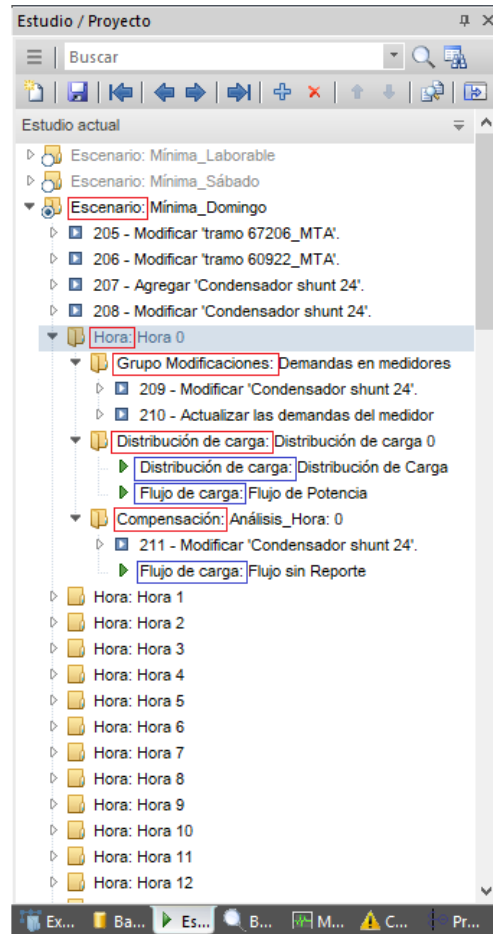


Figura 3-13. Estructura del proyecto

Entre las categorías de los subproyectos se encuentran:

- Grupo de las modificaciones
- Transferencia de carga
- Nuevos clientes
- Escenario
- Año

Estas categorías tienen un alcance que puede ser del tipo Global o Local. En la Figura 3-14 se muestran los subproyectos que se emplearán en el estudio.

Nombre	Categoría	Alcance	Nombre de sub proyecto por o
Distribución de carga	Grupo de las modificacione	Global -Siempre cargado con el proyecto	Distribución de carga
Transferencia de carga	Transferencia de carga	Global -Siempre cargado con el proyecto	
Nuevos clientes	Nuevos clientes	Global -Siempre cargado con el proyecto	
Compensación	Grupo de las modificacione	Global -Siempre cargado con el proyecto	Análisis_Hora:
Grupo Modificaciones	Grupo de las modificacione	Global -Siempre cargado con el proyecto	Demandas en medidores
Escenario	Escenario	Global -Siempre cargado con el proyecto	
Año	Año	Global -Siempre cargado con el proyecto	
Hora	Grupo de las modificacione	Global -Siempre cargado con el proyecto	Hora

Figura 3-14. Tipos de subproyecto

El nombre que se escribe en **Nombre de subproyecto por omisión** se copia automáticamente en el campo **Nombre del subproyecto** del cuadro de dialogo **Propiedades del subproyecto**. Por ejemplificar se expone el subproyecto nombrado como **Compensación**, este subproyecto se encuentra asociado a la categoría Grupo de las modificaciones con un alcance Global como se muestra en la Figura 3-15 y en la Figura 3-16.

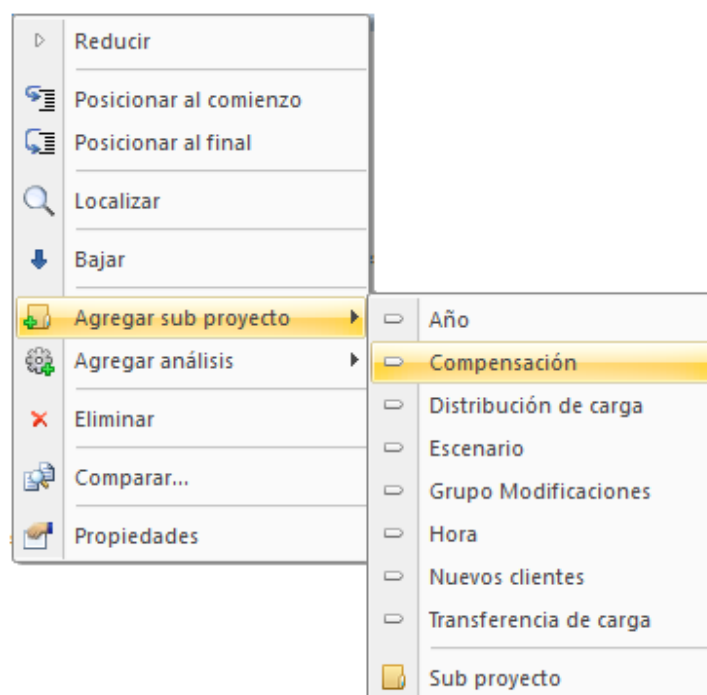


Figura 3-15. Ejemplo de subproyecto

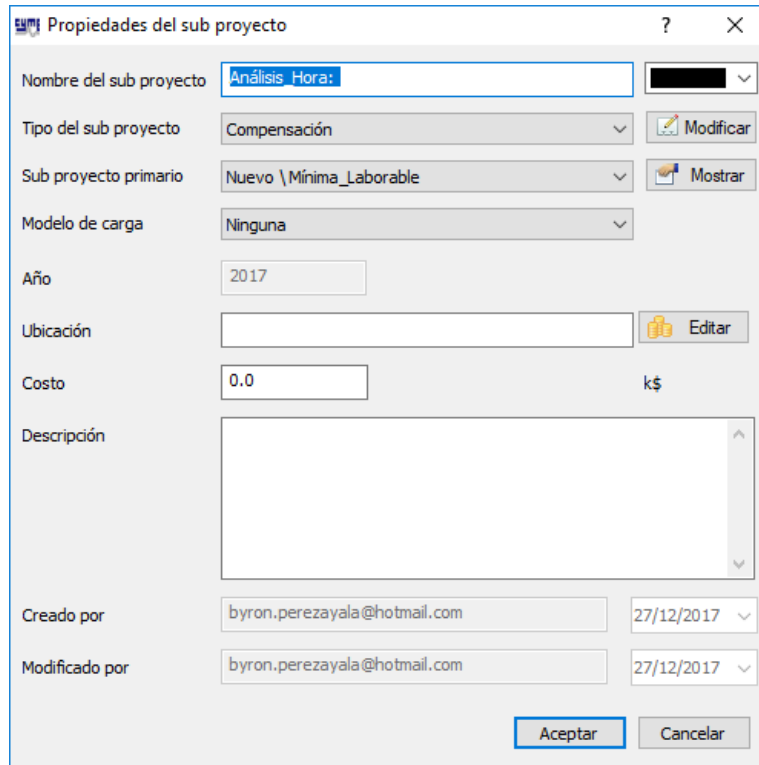


Figura 3-16. Propiedades de subproyecto

El administrador avanzado de proyectos permite agregar nuevos análisis de cualquier tipo existente en el proyecto. Entre los tipos de análisis se tienen:

- Análisis de dispositivos de protección
- Cortocircuito
- Crecimiento de carga
- Distribución de carga
- Falla mínima
- Flujo de carga

Los análisis empleados para el desarrollo del proyecto serán los de distribución de carga y flujo de carga.

El proyecto tomará la siguiente forma, donde se describe un escenario (no se debe confundir con el escenario de demanda) o caso para cada día típico de demanda:



Tabla 3-10. Estructura empleada para cada escenario de demanda

Estructura de proyecto	
Escenario por día típico	<p style="text-align: center;">Paso previo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ubicar los medidores en el diagrama unifilar del alimentador. • Insertar el capacitor en la ubicación sugerida por el software. <p style="text-align: center;">Estructura del subproyecto <i>Hora</i>:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Desconectar el capacitor instalado. • Modificar las demandas de los medidores y de la fuente. • Distribución de carga. • Flujo de carga (anterior) • Conectar el capacitor. • Flujo de carga (posterior)

- Análisis por lotes

El análisis por lotes permite ejecutar múltiples escenarios de análisis en uno o varios estudios, redes, subproyectos o escenarios.

Los análisis disponibles son:

- Flujo de carga
- Cortocircuito
- Cortocircuito ANSI
- Cortocircuito IEC 60909
- Análisis de verificación de las capacidades nominales de los equipos
- Análisis de los dispositivos de protección
- Falla mínima
- Evaluación de la confiabilidad
- Armónicos

Se pueden incluir distintos tipos de análisis y cada análisis puede ser configurado con parámetros de cálculo distinto. La salida del análisis incluye el reporte sumario de los resultados de la red y, los reportes detallados y gráficos de cada simulación. Las opciones de salida están disponibles según el análisis.

Los planes de simulación son totalmente configurables, razón por la cual se decide realizar el análisis de flujo de carga mediante este módulo. Tal como se

ilustra en la Figura 3-17 se utiliza el análisis de **Flujo de carga** con un alcance en los subproyectos sobre los que se define el estado del capacitor instalado como conectado o desconectado, y de esta forma monitorear el comportamiento de la red.

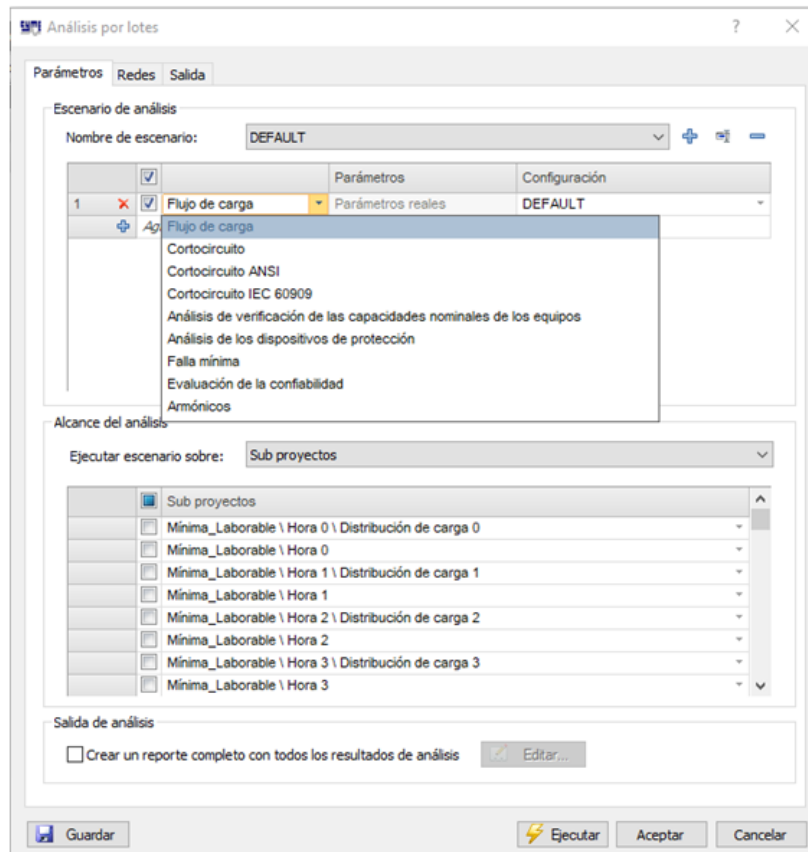


Figura 3-17. Parámetros del análisis por lotes

3.4.3.4 Conclusión del procedimiento

Se finaliza el análisis de la siguiente manera:

- Si al realizar los análisis de flujos de carga utilizando las curvas de carga definidas para los días típicos (laborable, sábado y domingo) tanto en demanda mínima y máxima, la operatividad del alimentador sigue cumpliendo con los parámetros establecidos en la Tabla 3-5 sin modificar la capacidad del banco de capacitores aplicado en demanda mínima, la compensación será del tipo fija.



- De otra manera, si en el análisis de flujo de carga en escenario de demanda máxima se comprueba el cumplimiento parcial de los parámetros establecidos, se incrementará la capacidad del banco de capacitores al inmediato superior establecido en demanda mínima, es decir, si del análisis en demanda mínima se aplica un banco de capacitores de 300 kVAR se deberá comprobar la correcta operación del alimentador con un banco de capacitores de 450 kVAR en la misma ubicación y verificar su comportamiento acorde a lo establecido, de ser el correcto, éste último banco de capacitores será el aplicado, manteniéndose la compensación como del tipo fija.
- Para consideración final, si se comprueba que para el análisis de demanda máxima se cumplen con los parámetros establecidos al aumentar la capacidad del banco, pero al aplicar este banco de mayor capacidad en los periodos de demanda mínima se sobrecompensa el nivel de reactivos en el alimentador y/o se tienen elevación de voltaje en el punto de instalación por encima de los límites permitidos en la regulación, se deberá instalar un control que permita realizar su desconexión, definiéndose la compensación como del tipo desconectable.



CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO E INTEGRACIÓN AL SISTEMA SCADA

En este capítulo se realiza la aplicación de la metodología para la ubicación de capacitores a nivel de alimentador valiéndose de los resultados alcanzados mediante el software CYME-Cymdist, simulando en primera instancia la ubicación y posteriormente realizar un análisis de flujos de carga mediante la utilización conjunta del módulo Administrador Avanzado de Proyectos y la función de Análisis por Lotes. Se efectúa el análisis de resultados con lo cual se verifica la factibilidad técnica y económica del estudio, además se analiza la integración de los bancos de capacitores al sistema SCADA.

4.1 Aplicación de la metodología propuesta en el alimentador 1711-SAUCES

La metodología propuesta es aplicada en el alimentador escogido mediante el estudio realizado en la sección 3.2., este fue el alimentador 1711-Sauces.

4.1.1 Análisis de la demanda

4.1.1.1 Registro de mediciones

Las mediciones en cabecera (NODOFUENTE-1282) pertenecen a una muestra de un año comprendido entre septiembre del 2016 y agosto del 2017 con lo cual se abarcan las dos estaciones del año (invierno y verano) que definen el comportamiento de la demanda en el alimentador.

Se tabularon los valores de demandas máximas y mínimas de potencia reactiva (kVAR) en cabecera con su correspondiente potencia activa (kW) y factor de potencia (FP) para cada mes del periodo de estudio, las Tablas 4-1 y 4-2 muestran esta información.

La colocación de los instrumentos de medición aguas abajo de la cabecera del alimentador se hicieron en dos posiciones conforme a lo recomendado en la

sección 3.4.1.2, los medidores se ubicaron en dos derivaciones las cuales poseen la mayor cantidad de carga concentrada.

Los tramos considerados como puntos estratégicos visualizados en la Figura 4-1 fueron: el tramo 67206_MTA con nombre de medidor VARCORDER1 y el tramo 60922_MTA con nombre de medidor VARCORDER2. La ubicación de estos puntos de medición en el mapa de la ciudad fueron: **Varcorder 1**, en la intersección entre la Av. Fulton Franco y la calle Pasaje; **Varcorder2**, en la intersección de la Av. Fulton Franco y la Av. Circunvalación Norte.

Las mediciones se realizaron por un periodo de una semana seguida en los que se incluyeron días laborables, un sábado y un domingo; se consideraron registros de la demanda de 10 minutos como lo indica la regulación CONELEC 004/01. Cabe resaltar que no se tuvieron eventos que comprometan la operación normal del alimentador durante los periodos de medición.

En total para determinar el comportamiento del alimentador se tuvieron tres puntos de medición, tal como se puede observar en la Figura 4-1.

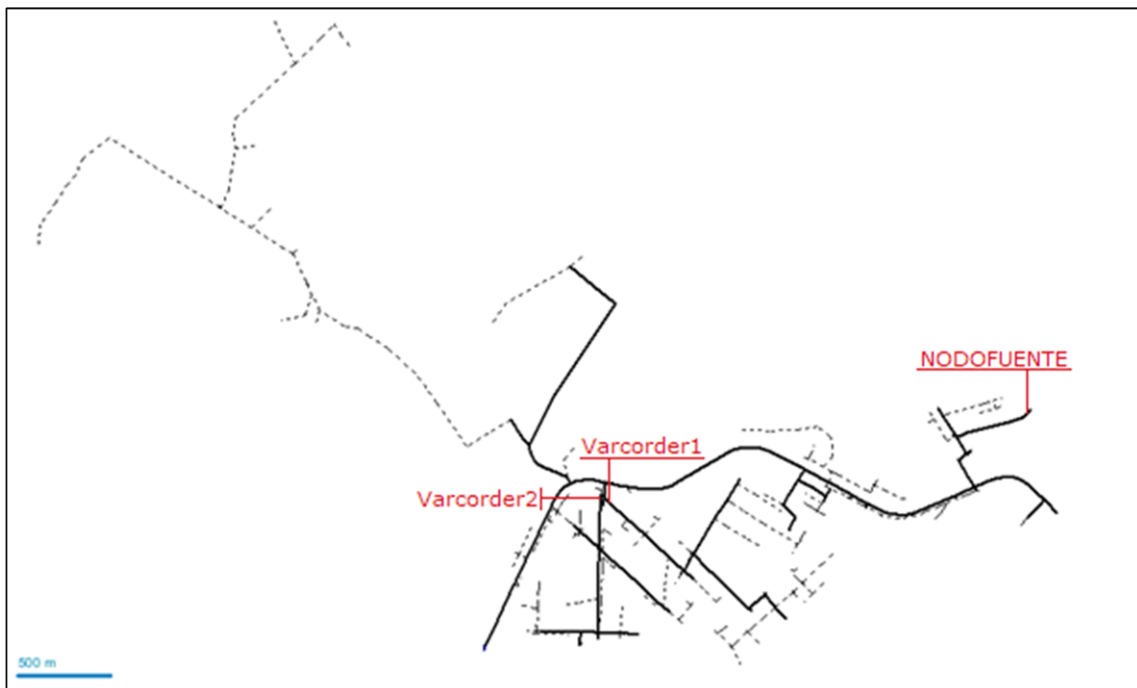


Figura 4-1. Ubicación de los Varcorders y del punto de medición en cabecera



4.1.1.2 Escenarios de demanda

La Tabla 4-1 muestra al mes de marzo como el mes que presenta la demanda máxima de potencia reactiva con 1334.18 kVAR, y la Tabla 4-2 muestra al mes de septiembre con 408.97 kVAR como el mes de mínima demanda. Con lo que queda establecido que el escenario de demanda mínima corresponde al mes de septiembre, mientras que el mes de marzo se considera como el escenario de demanda máxima.

Tabla 4-1. Alimentador Sauces - Resumen mensual, máximo kVAR

Mes	kVAR tot	kW tot	FP
sep-16	1192.90	2878.68	-92.38
oct-16	1207.28	1957.21	-85.11
nov-16	1219.02	3144.44	-93.24
dic-16	1219.03	3593.68	-94.70
ene-17	1231.69	3343.52	-93.84
feb-17	1223.83	3521.72	-94.46
mar-17	1334.18	3835.47	-94.45
abr-17	1298.52	3794.54	-94.61
may-17	1259.07	3489.07	-94.06
jun-17	1239.73	3350.08	-93.78
jul-17	1202.25	3046.73	-93.02
ago-17	1265.26	2919.81	-91.76

Tabla 4-2. Alimentador Sauces - Resumen mensual, mínimo kVAR

Mes	kVAR tot	kW tot	FP
sep-16	408.97	1158.78	-94.30
oct-16	633.37	1492.73	-92.06
nov-16	597.02	1253.95	-90.29
dic-16	715.45	1691.08	-92.10
ene-17	527.88	1099.27	-90.14
feb-17	696.19	1788.71	-93.19
mar-17	753.01	1858.71	-92.68
abr-17	689.67	1638.55	-92.17
may-17	793.74	1743.85	-91.02
jun-17	789.81	1732.94	-90.99
jul-17	679.27	1538.29	-91.48
ago-17	593.68	1448.36	-92.53



Con los datos de demanda en cabecera y en los medidores ubicados aguas abajo se elaboraron curvas de carga promedio de cada día típico (laborable, sábado, domingo) de cada escenario de demanda (máxima y mínima). Para llevar a cabo lo manifestado con anterioridad, se hicieron extrapolaciones de las mediciones temporales sectorizadas hacia los escenarios de demanda mínima y máxima.

4.1.2 Proceso de extrapolación

Para describir este proceso se toma en cuenta únicamente el punto de medición Varcorder1, el proceso de extrapolación es idéntico para el punto Varcorder2.

4.1.2.1 Registro de mediciones

A través de los registradores se obtuvieron mediciones por fase de corriente, factor de potencia y potencia reactiva. La configuración de las mediciones y la captura de un grupo de datos para el punto de medición Varcorder1 es posible observar en la Figura 4-2, el intervalo de muestra fue de 30 segundos y el intervalo de registro fue de 10 minutos, la configuración anteriormente descrita se replica para el segundo medidor.

SAUCES 240605 FASE AFUERA (Logging Clock Synchronized)				SAUCES 240604 FASE CENTRO (Logging Clock Synchronized)				SAUCES 240606 FASE ADENTRO (Logging Clock Synchronized)						
Configuration		Nominal Phase to Ground Voltage		Configuration		Nominal Phase to Ground Voltage		Configuration		Nominal Phase to Ground Voltage				
Sample Interval: 30 Seconds		7967		Sample Interval: 30 Seconds		7967		Sample Interval: 30 Seconds		7967				
Log Interval: 10 Minutes				Log Interval: 10 Minutes				Log Interval: 10 Minutes						
DATE/TIME	AMPS	P.F. Lead	P.F. Lag	KILOVARS	DATE/TIME	AMPS	P.F. Lead	P.F. Lag	ILOVARS	DATE/TIME	AMPS	P.F. Lead	P.F. Lag	ILOVARS
24-ago-17 00:00:00	34.8		0.88	130.4	24-ago-17 00:00:00	54.0		0.88	203.9	24-ago-17 00:00:00	35.9		0.95	91.4
24-ago-17 00:10:00	34.3		0.88	130.4	24-ago-17 00:10:00	52.6		0.87	204.8	24-ago-17 00:10:00	35.2		0.95	90.2
24-ago-17 00:20:00	33.7		0.88	127.8	24-ago-17 00:20:00	51.7		0.87	203.8	24-ago-17 00:20:00	34.5		0.94	91.7
24-ago-17 00:30:00	33.1		0.88	127.2	24-ago-17 00:30:00	50.7		0.87	200.0	24-ago-17 00:30:00	33.3		0.94	88.7
24-ago-17 00:40:00	32.7		0.87	128.1	24-ago-17 00:40:00	50.4		0.87	200.0	24-ago-17 00:40:00	33.1		0.94	89.7
24-ago-17 00:50:00	31.5		0.87	125.1	24-ago-17 00:50:00	48.4		0.86	193.9	24-ago-17 00:50:00	32.4		0.94	87.7

Figura 4-2. Configuración y obtención de datos en medidores, medidor Varcorder1

4.1.2.2 Extrapolación

En este numeral se describe el procedimiento de extrapolación para el escenario de demanda mínima, el cual también se aplicó para el escenario de demanda máxima conforme a los siguientes numerales:



7943	Cabecera Agosto		2016 - Septiembre 01 - 07				AFUERA Corregido		CENTRO Corregido		ADENTRO Corregido	
Local Time	kVAR tot	kW tot	kVAR tot	Relación	kW tot	Relación	kVAR tot	kW tot	kVAR tot	kW tot	kVAR tot	kW tot
24-ago-17 00:00:00	953.95	2101.99	954.69	0.08%	1973.82	-6.10%	130.14	229.25	203.49	354.51	91.20	254.10
24-ago-17 00:10:00	971.40	2042.85	908.31	-6.95%	1880.22	-7.96%	130.10	224.53	204.34	341.99	89.97	248.81
24-ago-17 00:20:00	941.06	1985.25	889.53	-5.79%	1833.76	-7.63%	127.55	220.92	203.33	335.34	91.53	242.82
24-ago-17 00:30:00	955.89	1960.87	880.07	-8.62%	1768.91	-9.79%	126.92	216.64	199.51	328.85	88.52	234.05
24-ago-17 00:40:00	949.82	1932.22	892.97	-6.37%	1739.83	-9.96%	127.80	212.53	199.54	325.55	89.55	232.24
24-ago-17 00:50:00	930.56	1881.42	896.82	-3.76%	1718.82	-8.64%	124.81	203.82	193.45	311.70	87.49	227.38

Figura 4-3. Datos de demanda mínima en la posición Varcorder1

1 Obtener los datos eléctricos en cabecera del alimentador sobre el mismo periodo de medición de los instrumentos en Varcorder1 y Varcorder2. Se puede observar la correspondencia de datos entre las primeras columnas de las tablas que se muestran en la Figura 4-2 y la Figura 4-3.

2 Para cada escenario de demanda se debe realizar una relación de correspondencia entre los días de la semana de medición, esto es, en el caso de que el periodo de medición de cualquiera de los puntos aguas abajo comience en un día de entre la semana entonces se debe tomar los valores de la cabecera para el mismo día de la semana para que el comportamiento del alimentador (en días típicos) pueda ser comparable y se proceda a la extrapolación.

Se debe considerar que la operación del alimentador sea normal en los escenarios de demanda sobre los días escogidos para establecer la relación.

3 Encontrar la *tasa de incremento o decremento* (factor de multiplicación) de la demanda de acuerdo a la siguiente expresión:

$$factor\ de\ multiplicación = \frac{A - B}{A} \tag{4.1}$$

Donde,

A = Valor medido en el escenario a extrapolar.

B = Valor que se requiere extrapolar.

4 Multiplicar el valor de la tasa por el valor recogido por los puntos de medición aguas abajo. Esto corresponde a llevar las mediciones de los



puntos aguas abajo realizadas en agosto de 2017 a los meses de marzo de 2017 (demanda máxima) y septiembre de 2016 (demanda mínima).

4.1.3 Curvas de carga

Las curvas de carga representan el comportamiento de los 3 días típicos laborable, sábado y domingo, para un total de 18 días para cada escenario de demanda (máxima y mínima; 6 meses), cada curva de carga contiene valores horarios de potencia activa y reactiva.

En las figuras 4-4, 4-5 y 4-6 se muestran las curvas de carga en cabecera en el escenario de mínima demanda para los días laborable, sábado y domingo, respectivamente.

En las figuras 4-7, 4-8 y 4-9 se muestran las curvas de carga en cabecera en el escenario de máxima.

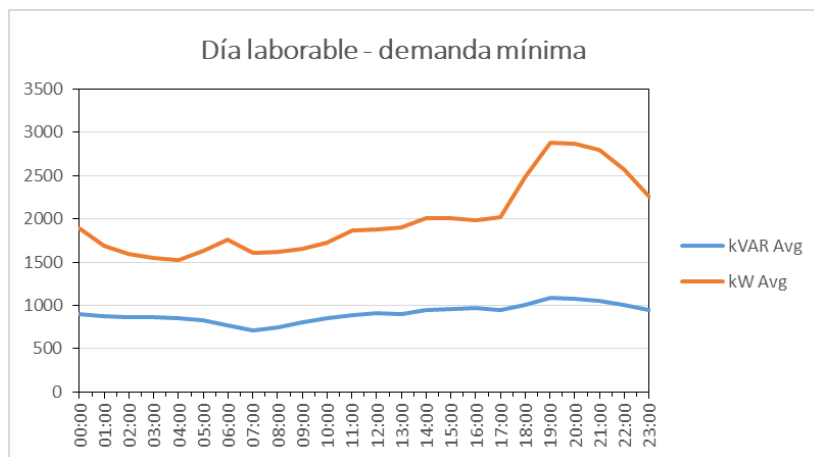


Figura 4-4. Curva de demanda promedio laborable, demanda mínima

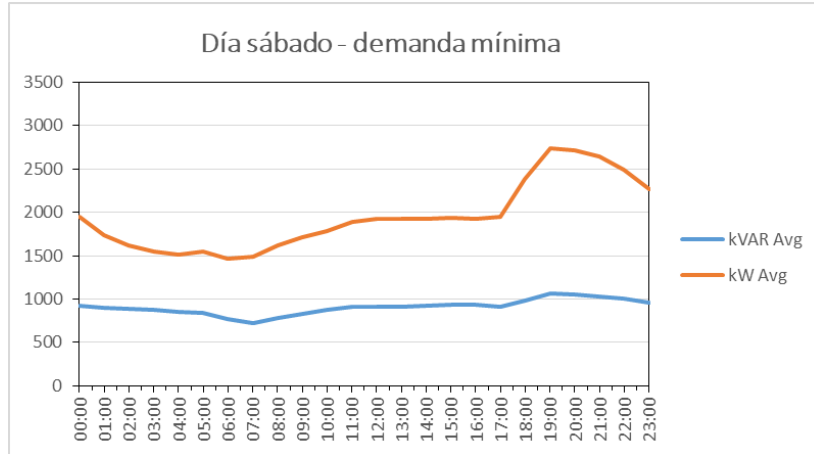


Figura 4-5. Curva de demanda promedio día sábado, demanda mínima

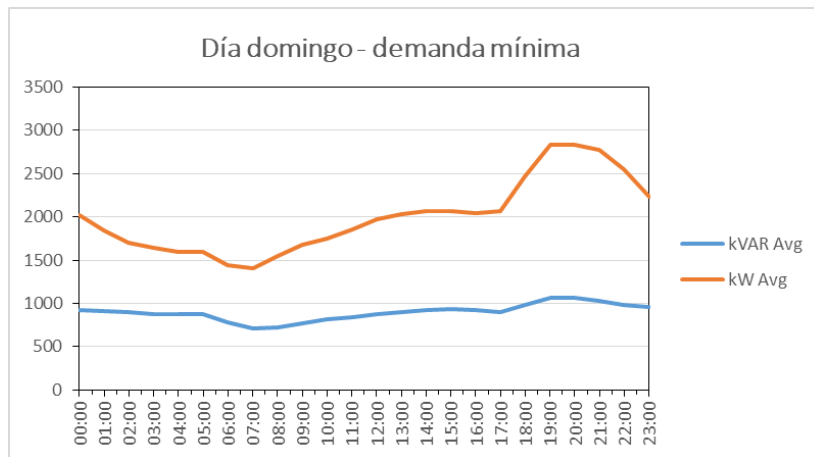


Figura 4-6. Curva de demanda promedio día domingo, demanda mínima

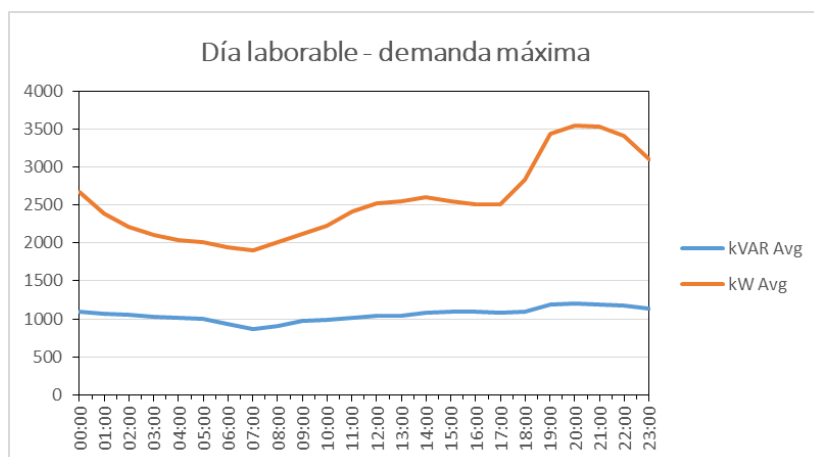


Figura 4-7. Curva de demanda promedio día laborable, demanda máxima

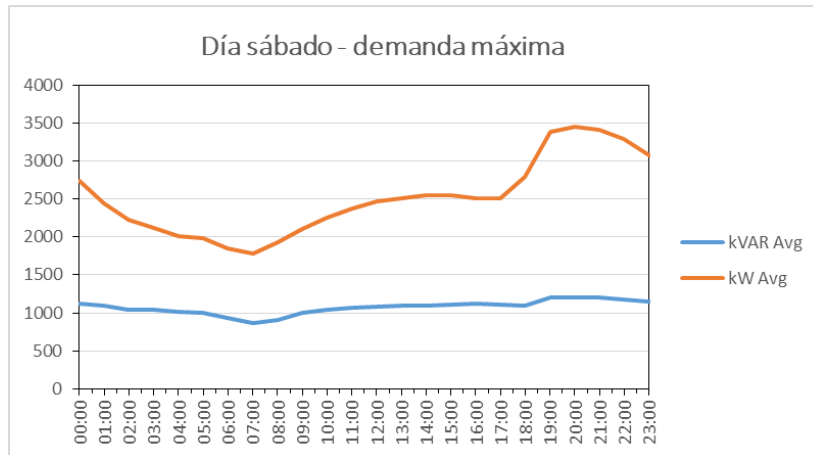


Figura 4-8. Curva de demanda promedio del día sábado, demanda máxima

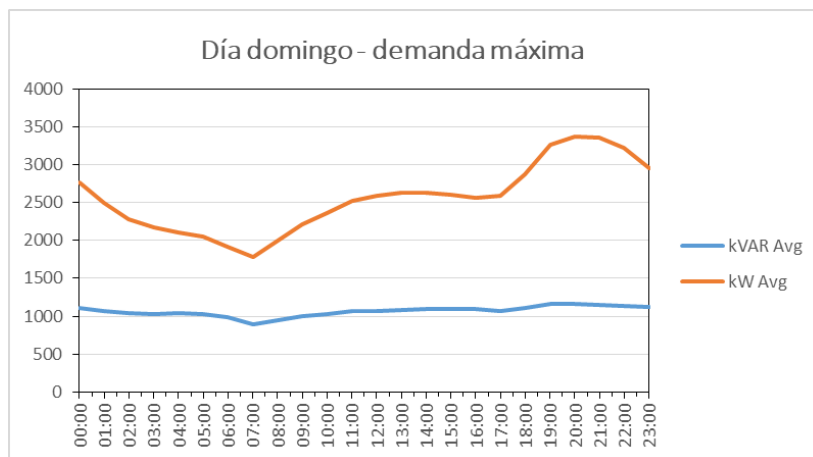


Figura 4-9. Curva de demanda promedio del día domingo, demanda máxima

4.1.4 Curvas de factor de potencia

Se realizó un análisis del estado actual del alimentador en cuanto se refiere a factor de potencia, para ello se consideraron las demandas de potencia activa y reactiva que se graficaron en el apartado anterior, las figuras mostradas más adelante resultaron de la relación de estas demandas.

El factor de potencia en ninguno de los casos durante todo el periodo de análisis supera totalmente el valor mínimo establecido por la ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad), en escenario de mínima carga existe una importante demanda de reactivos en comparación con la demanda de potencia activa provocando la disminución del $\cos\Phi$.

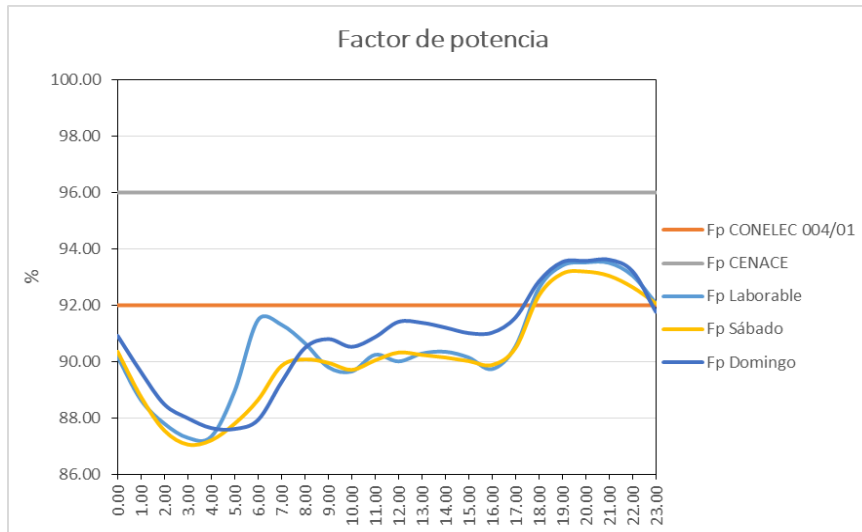


Figura 4-10. Curva de factor de potencia en escenario de carga mínima

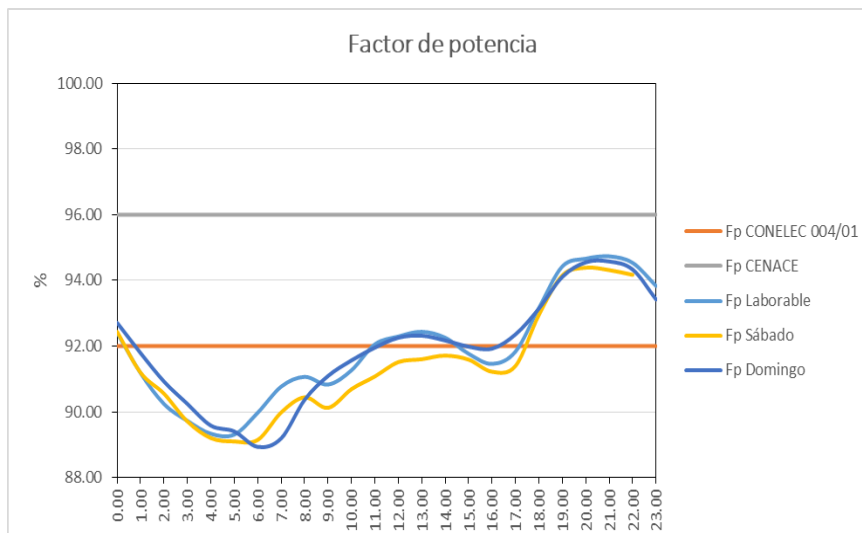


Figura 4-11. Curva de factor de potencia en escenario de carga máxima

4.1.5 Procedimiento para la aplicación de capacitores

4.1.5.1 Requerimiento de kVAR (Cálculo de la capacidad del banco de capacitores)

El objetivo del cálculo de requerimientos de kVAR es encontrar la capacidad del banco con el cual se pueda obtener un factor de potencia de 0.96 inductivo a nivel de cabecera.



El cálculo de requerimiento se hace en base a la demanda medida en el escenario de mínima carga. En la Tabla 4-3 se exponen los valores de factor de potencia actual del alimentador y la cantidad de potencia kVAR requerida.

La cantidad de potencia reactiva a ser instalada se calcula a partir del valor de factor de potencia actual del sistema y teniendo como objetivo pasar a un valor de $\cos\phi$ superior (0.96 inductivo). La potencia requerida Q_c se puede calcular a partir de la ecuación [1]:

$$Q_c = P_a(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) \quad (4.2)$$

Donde,

Q_c = capacidad del banco de capacitores en kVAR.

P_a = potencia activa en cabecera en kW.

$\tan \varphi_1$ = tangente del ángulo de fase actual medido en cabecera.

$\tan \varphi_2$ = tangente del ángulo de fase después de la instalación del banco de capacitores.

Tabla 4-3. kVAR requerido en el escenario de demanda mínima

Hora	Laborable		Sábado		Domingo	
	FP	Qreq.	FP	Qreq.	FP	Qreq.
00:00	0.90	351.48	0.90	351.25	0.91	332.39
01:00	0.89	386.89	0.89	391.00	0.90	369.88
02:00	0.88	402.58	0.88	417.33	0.89	397.17
03:00	0.87	410.15	0.87	422.62	0.88	403.90
04:00	0.87	404.24	0.87	406.49	0.88	409.97
05:00	0.89	358.51	0.88	389.01	0.88	408.83
06:00	0.92	260.76	0.89	336.80	0.88	358.65
07:00	0.91	245.68	0.90	291.11	0.89	297.54
08:00	0.91	278.53	0.90	305.42	0.91	274.42
09:00	0.90	324.69	0.90	330.11	0.91	281.58
10:00	0.90	345.68	0.90	354.55	0.91	306.60
11:00	0.90	342.34	0.90	357.53	0.91	306.82
12:00	0.90	358.14	0.90	350.07	0.91	295.83
13:00	0.90	347.97	0.90	354.14	0.91	306.86
14:00	0.90	361.76	0.90	359.31	0.91	321.12



Hora	Laborable		Sábado		Domingo	
	FP	Qreq.	FP	Qreq.	FP	Qreq.
15:00	0.90	373.74	0.90	368.75	0.91	333.87
16:00	0.90	392.68	0.90	374.33	0.91	329.53
17:00	0.91	353.47	0.91	343.70	0.92	300.72
18:00	0.93	281.15	0.92	289.59	0.93	260.68
19:00	0.94	251.39	0.93	265.15	0.94	236.83
20:00	0.94	240.41	0.93	257.02	0.94	233.54
21:00	0.94	235.88	0.93	262.21	0.94	224.87
22:00	0.93	255.16	0.93	279.19	0.93	241.05
23:00	0.92	292.52	0.92	294.93	0.92	310.37

La tabla anterior muestra necesaria la instalación ya sea de bancos trifásicos de 300 kVAR o 450 kVAR, los cuales son valores estandarizados de las capacidades y que se encuentran cercanos a los valores calculados.

De esta manera se inicia el estudio con el equipo de capacidad más baja, es decir, se hace el análisis del banco de 300 kVAR y de ser necesario, posteriormente con el banco de 450 kVAR.

4.1.5.2 Ubicación óptima de capacitores

Para la ubicación de bancos de capacitores se utilizó el módulo *Ubicación Óptima de Condensadores* del software CYME-Cymdist. El método empleado para llevar a cabo el análisis para la ubicación de capacitores fue el de *búsqueda iterativa*. El objetivo de este método es sugerir tramos que presentan la mayor reducción de pérdidas en kW y el mayor aumento de tensión.

Se procedió a realizar la ubicación del banco de capacitores tomándose en cuenta la demanda mínima del alimentador. Esta demanda se dio en el día típico domingo a las 07h00 con 707.12 kVAR y 1404.26 kW.

Paso previo a la simulación para la ubicación de capacitores se ingresaron las demandas en kVAR y kW en los tres puntos de medición para de acuerdo a estos valores se permitan realizar los análisis de la distribución de carga y flujos de carga.



La Figura 4-12 muestra el cuadro de diálogo de la ubicación de capacitores. Se puede apreciar que el objetivo por búsqueda iterativa requiere el ingreso de las capacidades del banco, en el caso inicial se procedió a realizar simulaciones con un equipo de capacidad de 100 kVAR monofásico que en la base de datos se encuentra con el código 1C100T. Adicionalmente se estableció una sola instalación de equipos y en el paso de búsqueda se configuró como 0 para que el programa proceda a realizar el análisis sobre todos los tramos del alimentador.

Los tramos también fueron filtrados para reducir el espacio de búsqueda como se puede observar en la Figura 4-13, solo se consideraron realizar el análisis sobre tramos trifásicos.

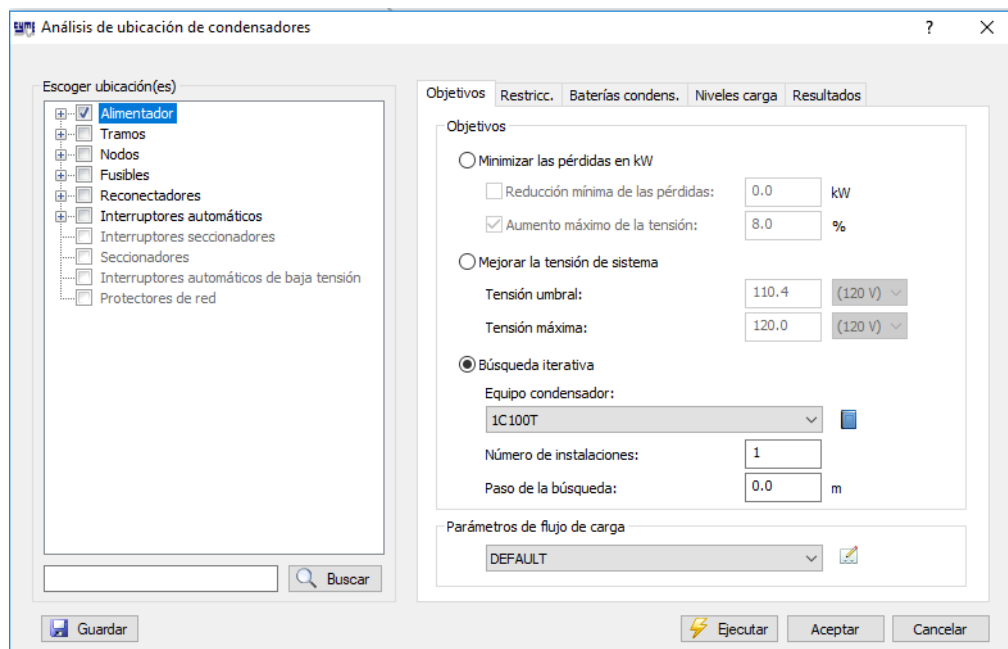


Figura 4-12. Configuración del análisis de ubicación de capacitores

En la siguiente figura se presentan las restricciones que se aplicaron en el punto de instalación y las secciones sobre las que se ha permitido realizar las simulaciones.

Se estableció que en el punto de instalación el límite máximo de sobrecompensación sea del 100% y el factor de potencia máximo sea del 99.99% inductivo.

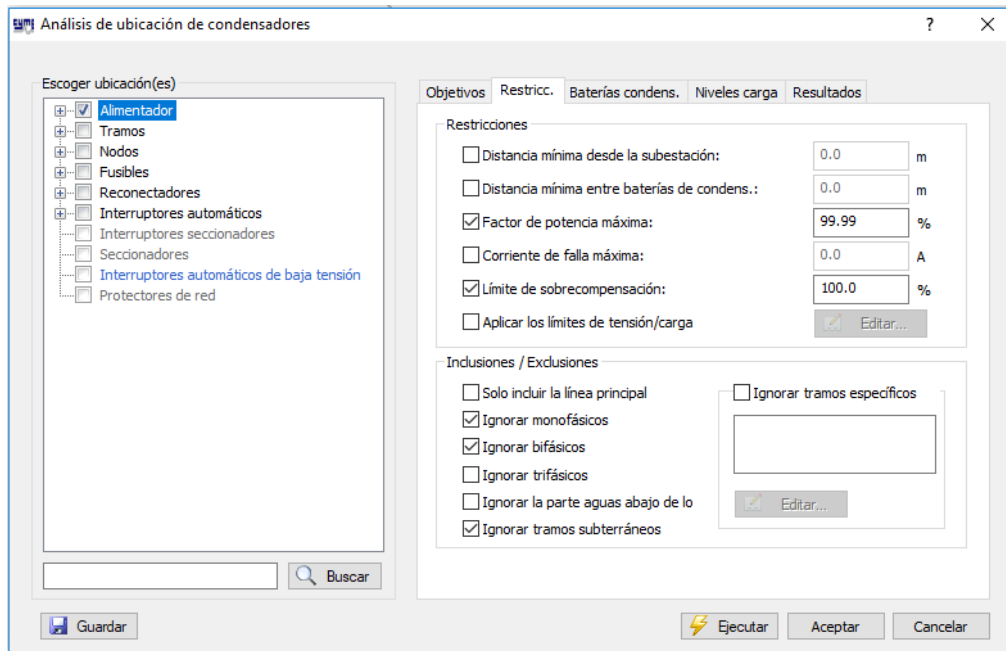


Figura 4-13. Restricciones para la ubicación de capacitores

4.1.5.3 Aplicación de la recomendación (Ubicación del banco de capacitores)

Los resultados presentados en función de la demanda del alimentador y de las restricciones de equipos y tramos para el análisis de ubicación se muestran en el siguiente cuadro de diálogo (Figura 4-14). Este cuadro permite filtrar la información de manera que se permita la visualización de resultados ordenados de forma descendente para los criterios de reducción de pérdidas en kW y el mayor aumento de tensión en el alimentador, en el siguiente paso se reportaron los resultados (Figura 4-16).

La sección o tramo resultante de la simulación con la mejor condición para la ubicación fue la sección 24444_MTA (Figura 4-15), se ha tomado el nodo de origen del tramo como el punto de instalación y de análisis ya que brinda un escenario con buenas condiciones para la instalación de los equipos. Los colores identifican los tramos asociados a un rango de pérdidas de potencia en kW.

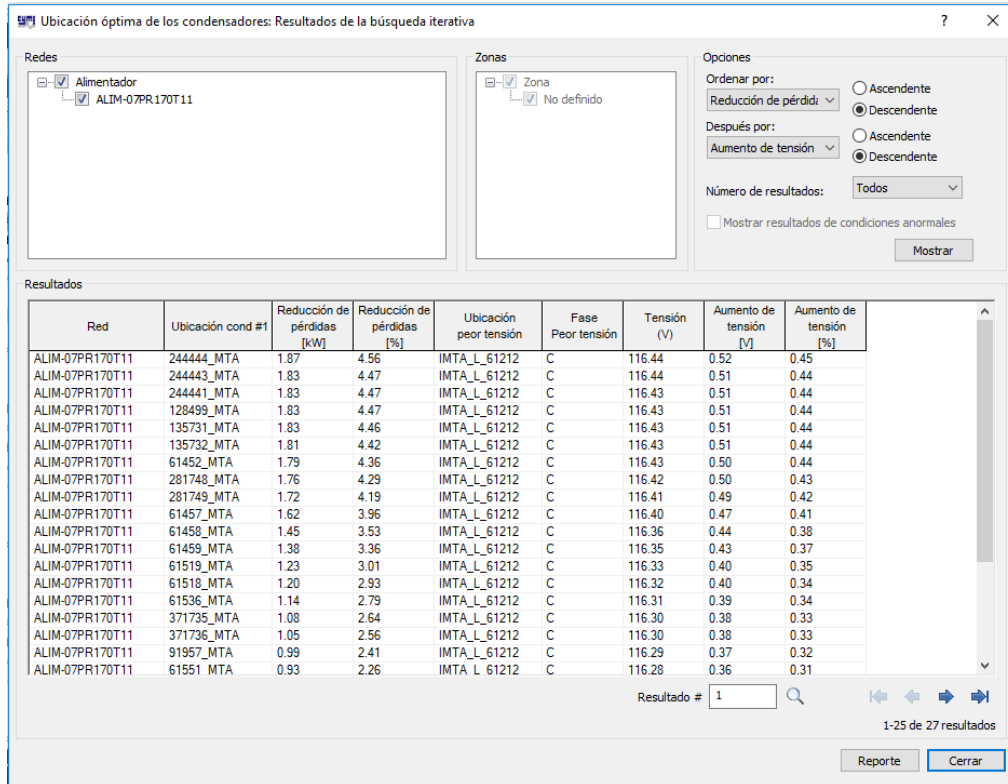


Figura 4-14. Resultados de la búsqueda iterativa

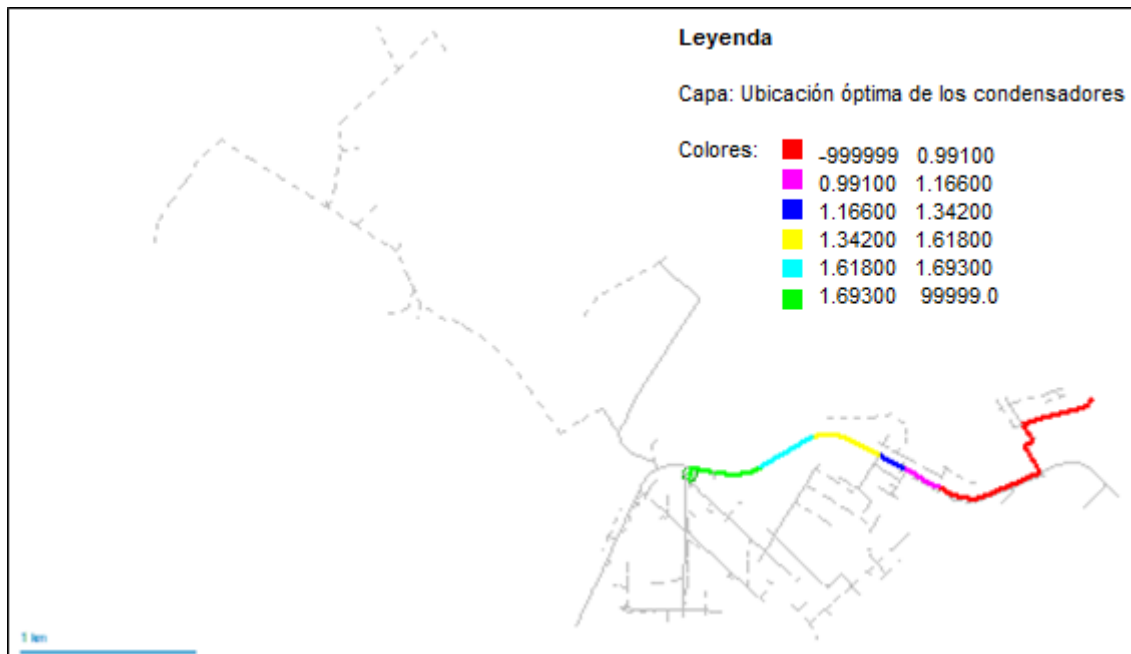


Figura 4-15. Ubicación óptima de condensadores



Red	Zona	Ubicación cond #1	Reducción de pérdidas (kW)	Reducción de pérdidas (%)	Ubicación peor tensión	Fase Peor tensión	Tensión (V)	Aumento de tensión (V)	Aumento de tensión (%)			
1	ALIM-07PR170T11	No definido	244444_MTA	1.87	4.56	IMTA_L_61212	C	116.44	0.52	0.45	Círculo	Aplicar
2	ALIM-07PR170T11	No definido	244443_MTA	1.83	4.47	IMTA_L_61212	C	116.44	0.51	0.44	Círculo	Aplicar
3	ALIM-07PR170T11	No definido	244441_MTA	1.83	4.47	IMTA_L_61212	C	116.43	0.51	0.44	Círculo	Aplicar
4	ALIM-07PR170T11	No definido	128499_MTA	1.83	4.47	IMTA_L_61212	C	116.43	0.51	0.44	Círculo	Aplicar
5	ALIM-07PR170T11	No definido	135731_MTA	1.83	4.46	IMTA_L_61212	C	116.43	0.51	0.44	Círculo	Aplicar

Figura 4-16. Reporte de resultados

4.1.5.4 Análisis de flujo de carga y determinación del tipo de compensación

La metodología en este punto establece que tras realizar el cálculo de requerimientos de kVAR del alimentador y seleccionar el tramo que presenta las mejores condiciones para ser ubicado, se inicie con el análisis de flujos de carga con el fin de cumplir con los objetivos implantados, para ello se debe cumplir los siguientes requerimientos y condiciones:

- Obtener un factor de potencia igual o superior a 0.96 inductivo a nivel de cabecera para cada demanda horaria.
- Verificar la no sobrecompensación de potencia reactiva en el punto de instalación del banco de capacitores.

Análisis utilizando un banco de capacitores de 300 kVAR

Escenario de demanda mínima

- Factor de potencia en cabecera

El resultado del análisis horario para cada día típico (Figura 4-17, Figura 4-18, Figura 4-19) en escenario de demanda mínima demuestra que, si bien la curva se encuentra sobre el valor aceptable a nivel de alimentador primario, es decir, 0.92 inductivo, en ninguno de los casos el factor de potencia supera el valor de 0.96 en su totalidad. De acuerdo a lo anterior, se dio paso hacia la utilización de un banco de capacitores de mayor capacidad, un banco de 450 kVAR.

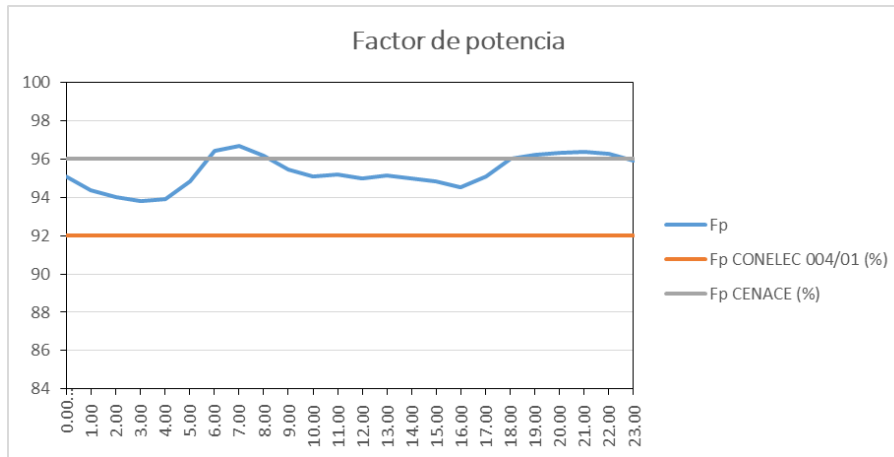


Figura 4-17. Factor de potencia, día laborable

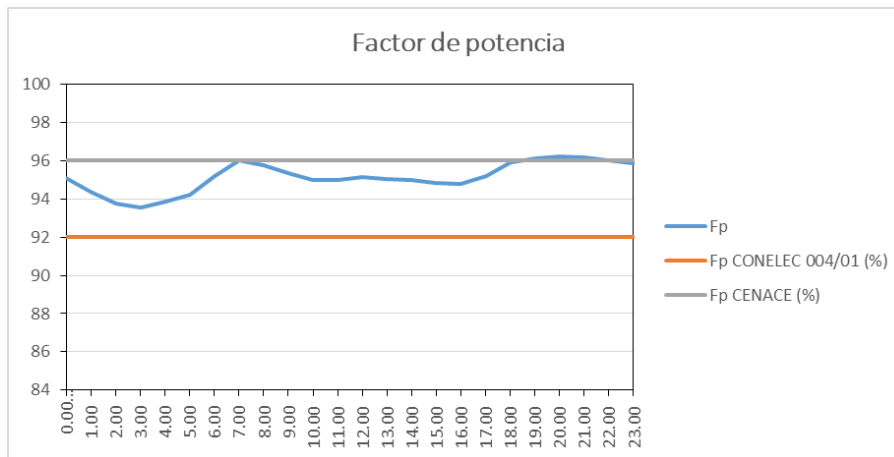


Figura 4-18. Factor de potencia, día sábado

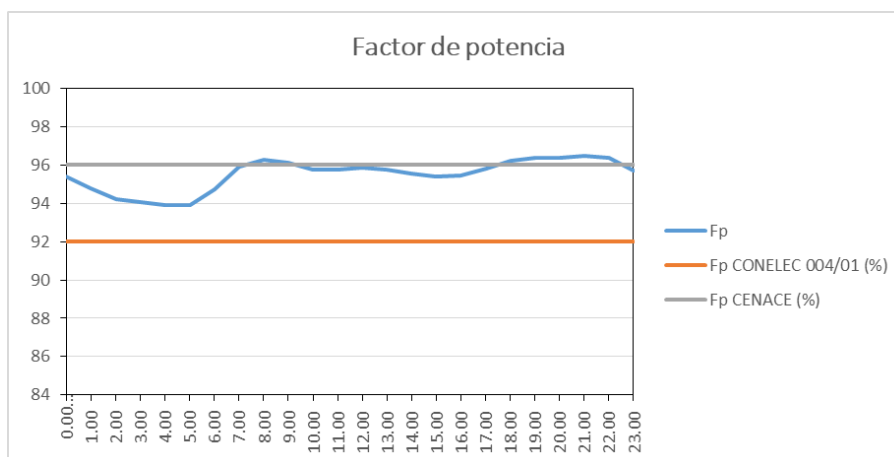


Figura 4-19. Factor de potencia, día domingo



Banco de capacitores con capacidad de 450 kVAR

Escenario de demanda mínima

- Factor de potencia en cabecera

Mediante las figuras 4-20, 4-21 y 4-22 se observa que después de conectar el banco de capacitores en la sección sugerida se pudo cumplir con el primer requerimiento, el factor de potencia es superior al mínimo establecido por ARCONEL y por el CENACE.

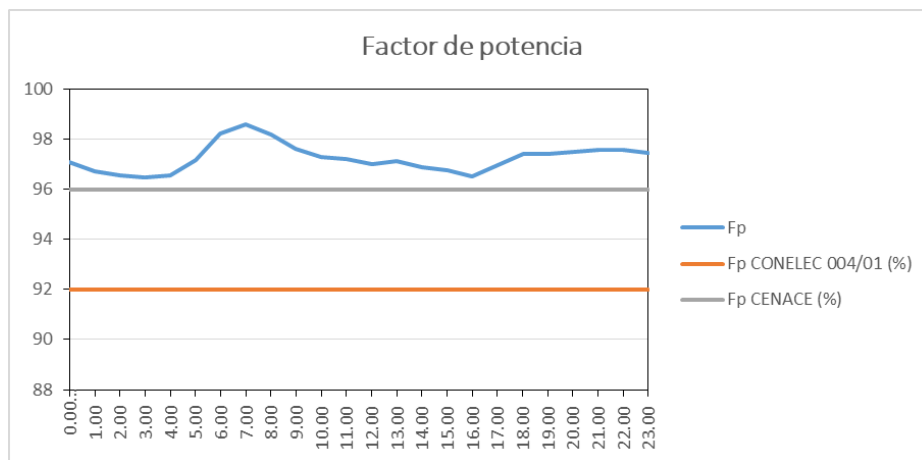


Figura 4-20. Factor de potencia, día laborable

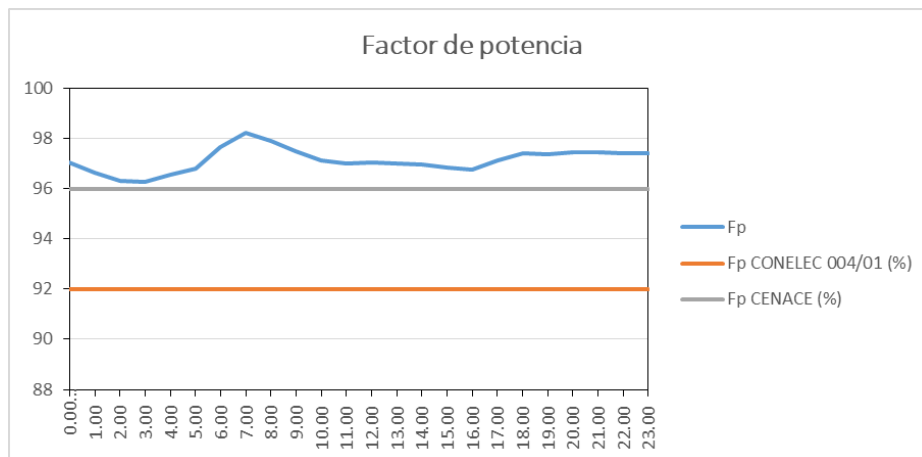


Figura 4-21. Factor de potencia, día sábado

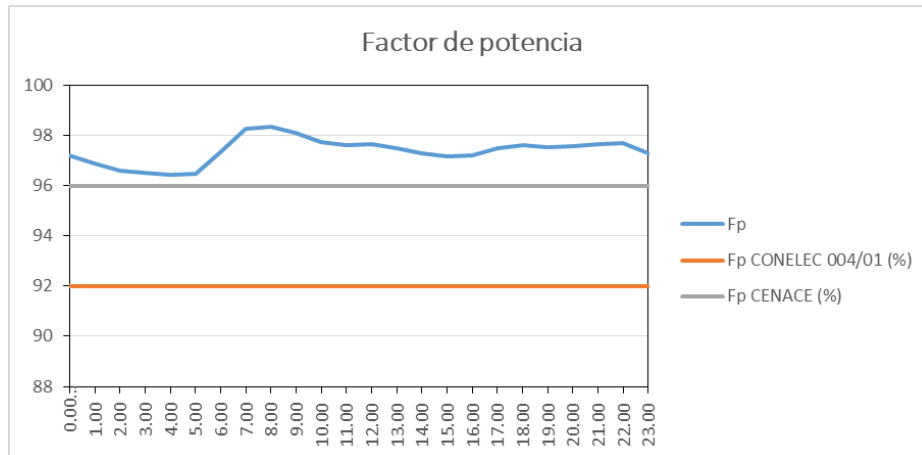


Figura 4-22. Factor de potencia, día domingo

- Factor de potencia en el punto de instalación

En las curvas de factor de potencia de los días laborable (Figura 4-23) y sábado (Figura 4-24) se comprobó que el alimentador opera con niveles de factor de potencia muy aceptables, muy superiores a los dos mínimos establecidos por la Regulación CONELEC No 004/01 y por el Operador Nacional de Electricidad.

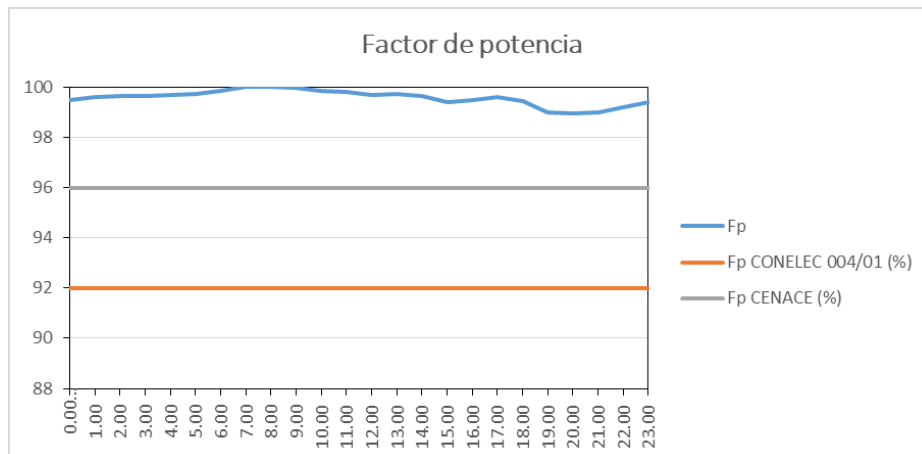


Figura 4-23. Factor de potencia, día laborable

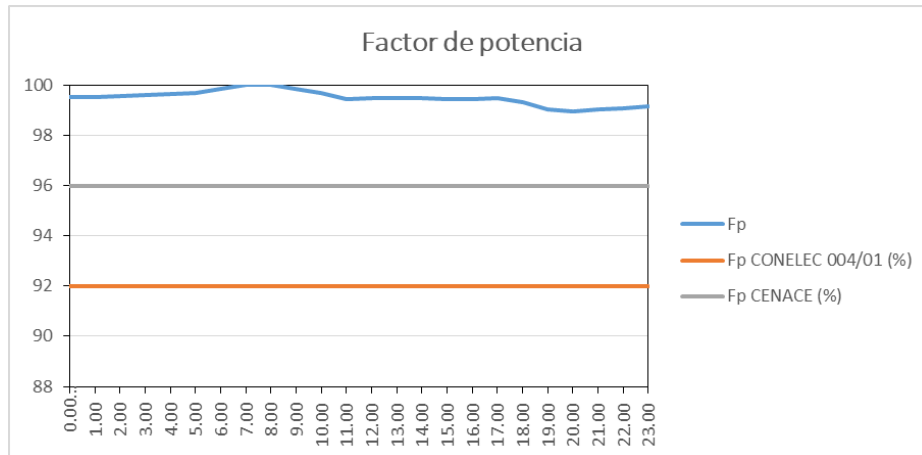


Figura 4-24. Factor de potencia, día sábado

Por otro lado, en la curva de factor de potencia proporcionada por el comportamiento de la demanda del día domingo (Figura 4-25) se encontró que durante la operación del alimentador entre las 07h00 y las 08h00 existió sobrecompensación por lo que el factor de potencia pasó a ser del tipo capacitivo.

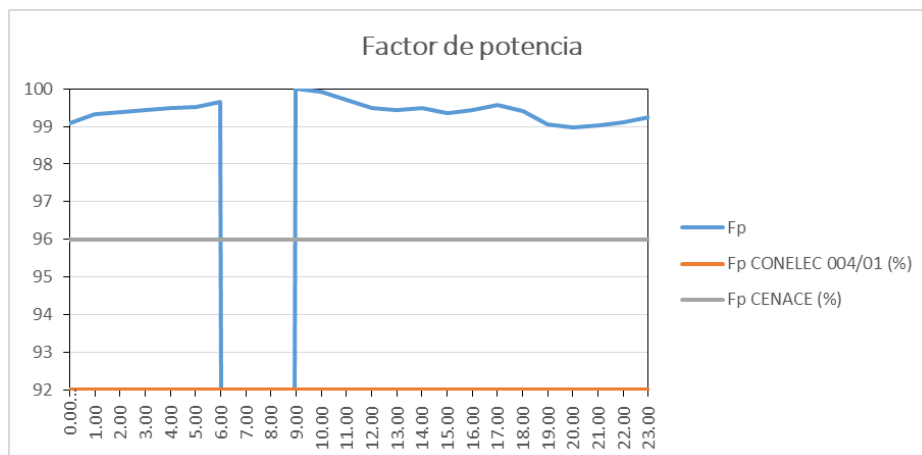


Figura 4-25. Factor de potencia, día domingo

La Tabla 4-4 demostró que el estudio de flujos de carga en las diferentes horas del día domingo en demanda mínima ocurrieron dos casos en los que en el punto de instalación se presentó sobrecompensación, pero se produjeron durante un tiempo el cual no justifica la instalación de algún tipo de control para la desconexión del banco de capacitores.



Tabla 4-4. Comportamiento del alimentador

Hora	Factor de potencia (%)	Demanda en kW	Demanda en KVAR
6.00	99.66	979.29	80.67
7.00	-99.99	869.71	-11.76
8.00	-99.99	888.02	-1.31
9.00	99.99	910.26	9.26

Estos valores de sobrecompensación indica que se debe realizar un análisis de tensión en el punto de ubicación para constatar que los eventos descritos anteriormente, no provoquen sobretensiones por encima del valor permitido que es del 8% a nivel de alimentadores primarios. Se realizó una captura del perfil de tensión del alimentador hasta el punto de instalación del banco de capacitores y se encontró que el valor de tensión a nivel de todas las secciones es el permitido por las regulaciones. Los perfiles de tensión mostrados en color rojo corresponden al estado del sistema con el banco de capacitores desconectado.

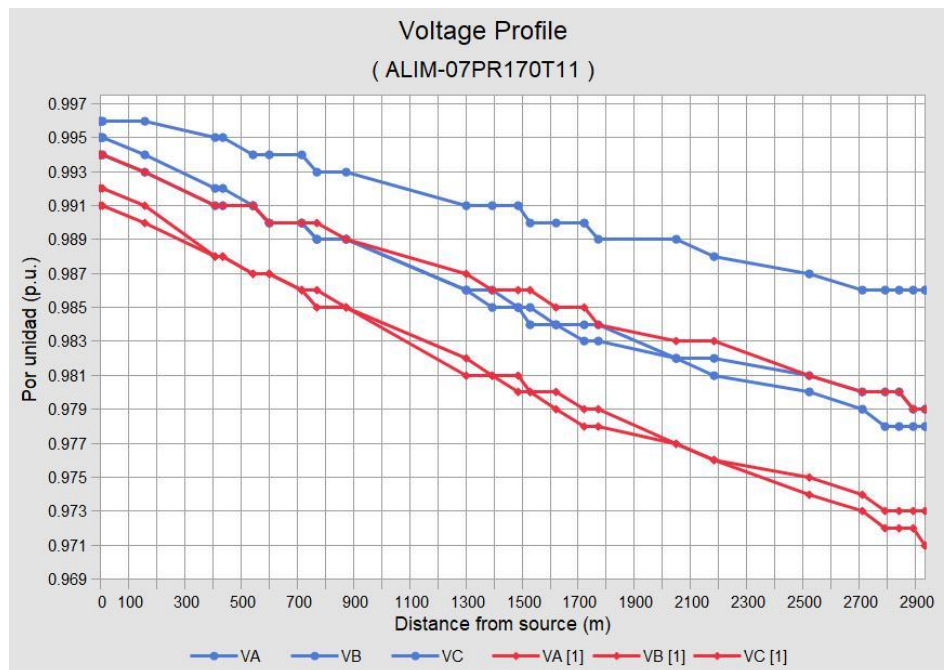


Figura 4-26. Perfil de tensión del alimentador hasta el punto de instalación



Escenario de demanda máxima

Resulta necesaria la simulación en el escenario de demanda máxima después de comprobarse que la instalación del banco en el punto elegido anteriormente cumple con los dos requerimientos establecidos al inicio del apartado 4.1.5.4.

Esto se realizó para verificar que el comportamiento del alimentador en escenario de demanda máxima no difiera mucho con el de mínima y que se pueda establecer la implementación únicamente de equipos de compensación del tipo fija.

- Factor de potencia en cabecera

Las figuras 4-27, 4-28 y 4-29 muestran un comportamiento favorable del alimentador ya que el factor de potencia a nivel de cabecera se manifiesta con valores superiores al 0.96 inductivo en los tres casos de días típicos.

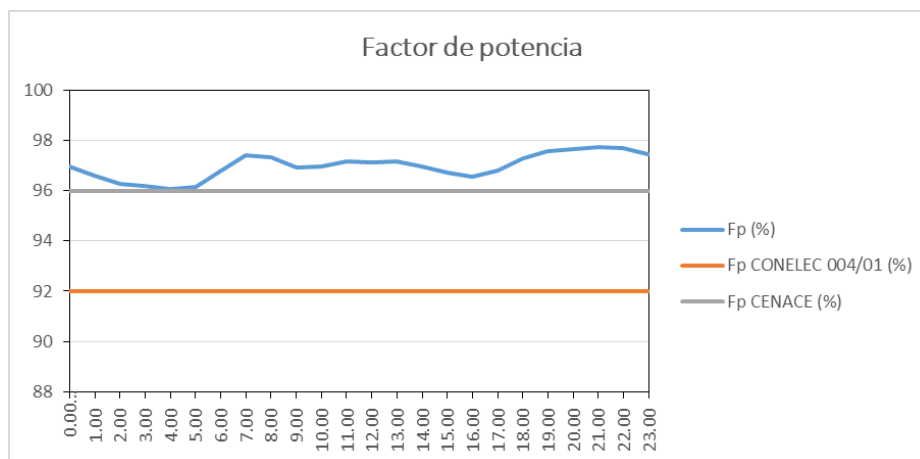


Figura 4-27. Factor de potencia, día laborable

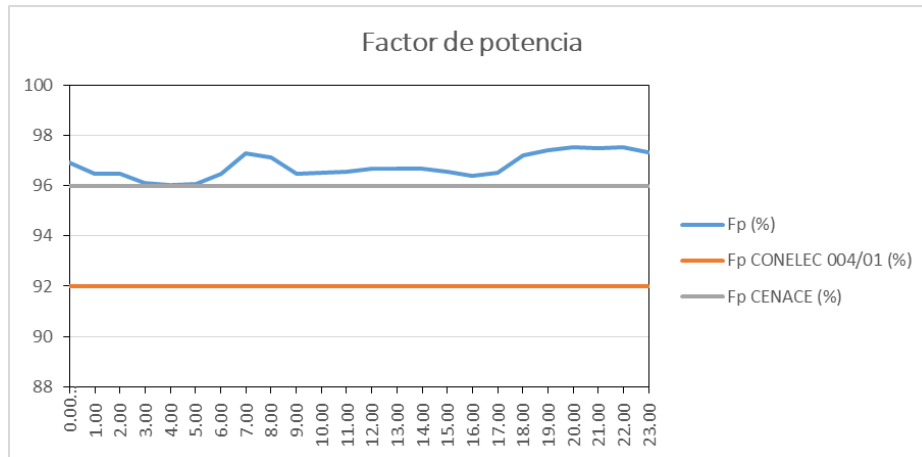


Figura 4-28. Factor de potencia, día sábado

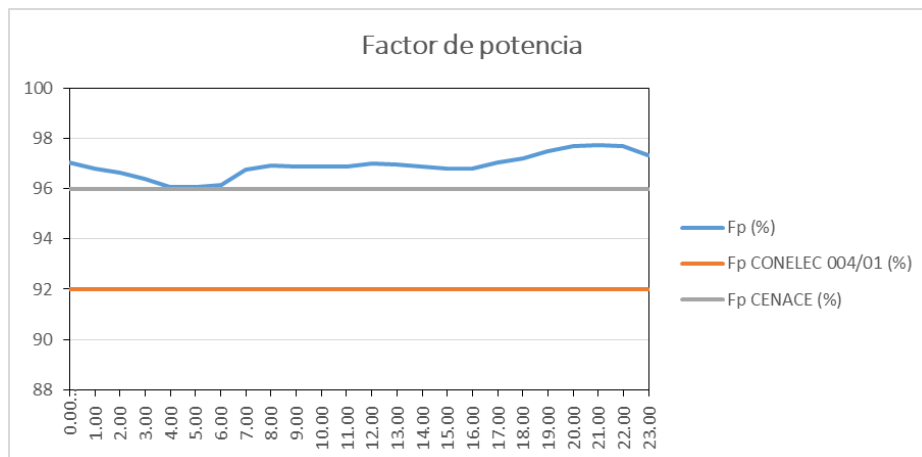


Figura 4-29. Factor de potencia, día domingo

- **Factor de potencia en el punto de instalación**

Los resultados también son favorables en el punto de instalación, el nivel de factor de potencia está por encima de los mínimos establecidos.

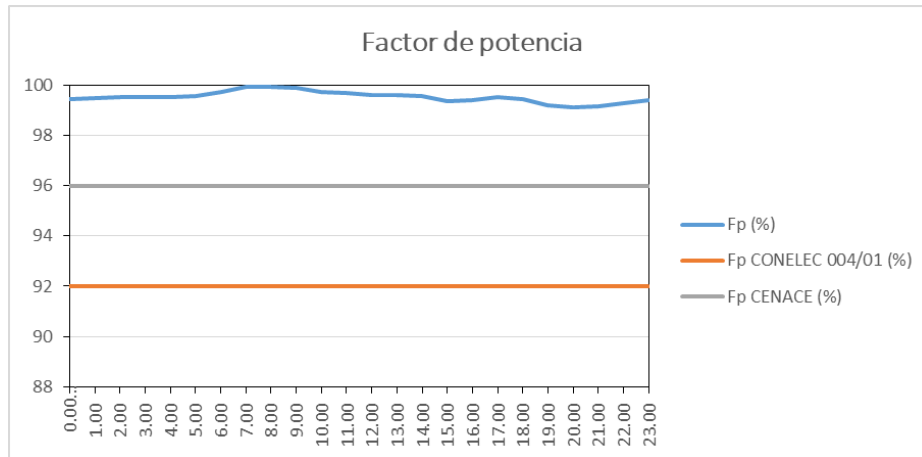


Figura 4-30. Factor de potencia, día laborable

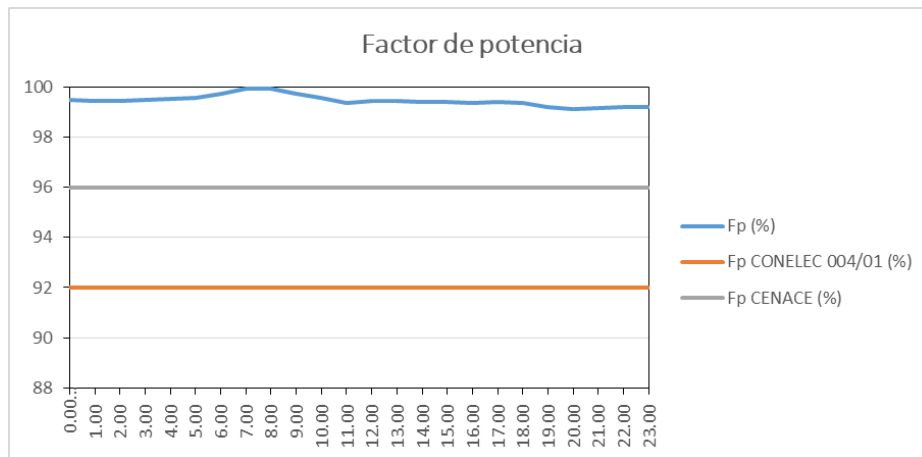


Figura 4-31. Factor de potencia, día sábado

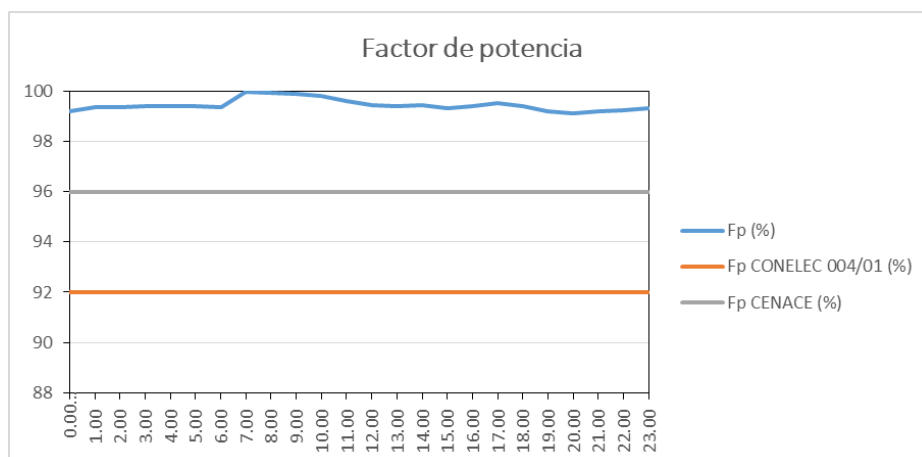


Figura 4-32. Factor de potencia, día domingo



4.1.6 Análisis de reducción de pérdidas de energía

Para realizar el análisis de pérdidas de potencia y de energía se considera el esquema de días presentados en la Tabla 4-5. Este esquema representa a todos los meses del año, se fija que cada mes contiene 30 días.

Tabla 4-5. Número promedio de días típicos

Días típicos	
Laborables	22
Sábados	4
Domingos	4

Para anualizar las pérdidas de energía en los dos casos de compensación se procedió de la siguiente manera:

- 1 Calcular las pérdidas de energía diarias de cada día típico.
- 2 El valor resultante del numeral anterior se multiplica por su correspondiente número de días dependiendo del día típico de análisis (véase Tabla 4-5) y este producto a su vez se multiplica por lo que dura cada escenario de demanda (6 meses).
- 3 Sumar los valores relacionados a cada uno de los escenarios de demanda para corresponder a los valores totales de un año.

En la Figura 4-33 y en la Figura 4-34 se graficaron los valores de pérdidas de energía por cada día típico en los escenarios de demanda mínima y máxima respectivamente. En cada gráfica se dibujaron barras que representan los valores de los dos casos: sin compensación y con compensación.

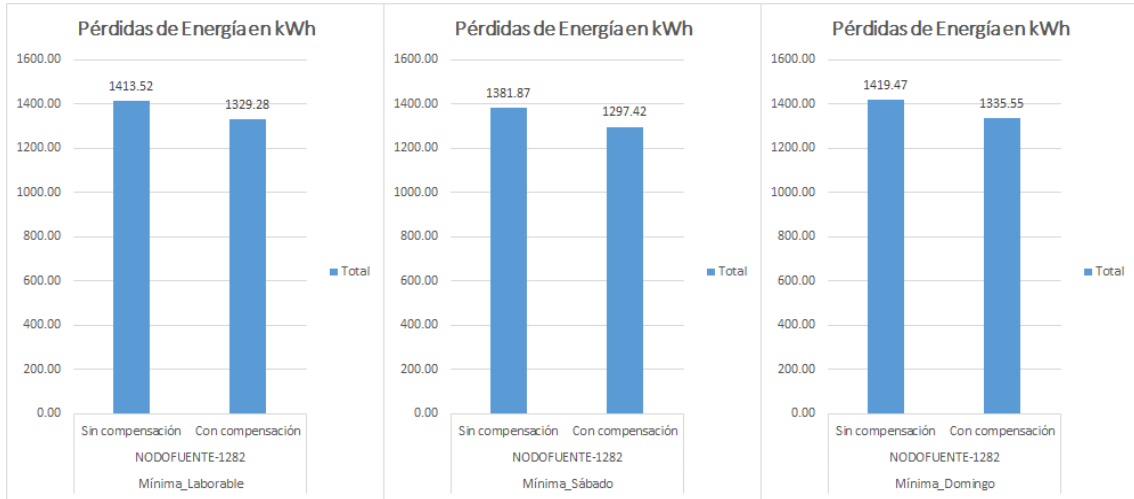


Figura 4-33. Pérdidas de energía en los días típicos, demanda mínima

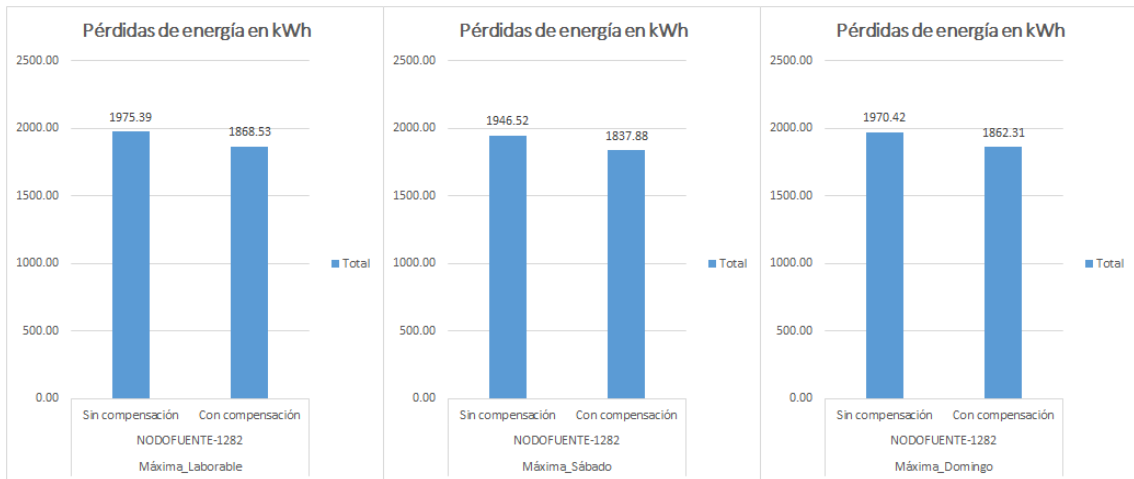


Figura 4-34. Pérdidas de energía en los días típicos, demanda máxima

A continuación se muestran tabulados los valores de pérdidas de energía asociados a cada escenario de demanda.

Tabla 4-6. Valores totales de pérdidas de energía

Día Típico	Compensación	Escenario	MWh
Laborable	Sin Compensación	Mínima	186.59
		Máxima	284.46
		Total	471.05
	Con Compensación	Mínima	175.46
		Máxima	269.04
		Total	444.5



Día Típico	Compensación	Escenario	MWh
Sábado	Sin Compensación	Mínima	33.16
		Máxima	46.72
		Total	79.88
	Con Compensación	Mínima	31.14
		Máxima	44.11
		Total	75.25
Domingo	Sin Compensación	Mínima	34.07
		Máxima	47.29
		Total	81.36
	Con Compensación	Mínima	32.05
		Máxima	44.70
		Total	76.75

4.2 Resultados finales de la aplicación de la metodología

La colocación del banco de capacitores en la sección 24444_MTA (Figura 4-15), verificó que el tramo brinda el mejor escenario con respecto a las funciones de reducción de pérdidas en kW, aumento de la tensión y fácil acceso para la instalación de los equipos. En la Tabla 4-7 se puede observar una información detalla acerca de la ubicación del banco de capacitores.

Tabla 4-7. Capacidad y ubicación del banco de capacitores en el alimentador 1711

Alimentador	Banco de capacitores		Ubicación			
	Capacidad	Tipo	Sección	Referencia	x	y
1711 SAUCES	450 kVAR	Fijo	24444_MTA	Av. Circunvalación Norte y 14ava Oeste	614386, 950	9641273, 471

Del cálculo de requerimientos de compensación se encontró que en el escenario de demanda mínima se requieren capacidades comprendidas entre los 300 kVAR y 450 kVAR para mejorar el factor de potencia hasta el valor de 0.96 inductivo. Con la finalidad de verificar el funcionamiento del alimentador en base a parámetros establecidos en 4.1.5.4 se realizó el estudio de flujos de carga que se resume en la Tabla 4-8.



En el resumen se puede apreciar que la instalación del banco de capacitores de 450 kVAR mejora el factor de potencia en los diferentes días típicos en cada estación o escenario del año, esta mejora supera los mínimos establecidos por el ente regulador y el operador nacional.

A pesar de que se observó dos horarios de demanda en lo que existe sobrecompensación los cuales corresponden a las horas 7 y 8 del día domingo en máxima demanda en el punto de instalación, se ha concluido que este comportamiento no requiere de algún tipo de control de desconexión para el banco de capacitores. Para justificar lo anteriormente dicho, también se realizó un estudio del perfil de tensión con el cual quedó demostrado que el nivel de tensión es el aceptable, con un valor de tensión igual a 0.97 por unidad en el punto de instalación, valor que se encuentra dentro de lo que especifica la regulación con respecto a los niveles de tensión en alimentadores.

Como beneficio adicional se presentan la reducción de pérdidas de energía y la disminución del pico de demanda en los diferentes escenarios de demanda.

Tabla 4-8. Análisis de flujos de carga en el alimentador 1711

Alimentador	Banco de capacitores		Día Típico	Factor de potencia prom.		Δ Pérdidas kW	Pérdidas de Energía MWh-año	
	Cap.	Tipo		Actual	Estudio			
1711 SAUCES	450 kVAR	Fijo	Máxima	Laborable	91.90	96.98	106.86	15.42
				Sábado	91.51	96.77	108.64	2.61
				Domingo	91.87	96.93	108.11	2.59
			Mínima	Laborable	90.51	97.23	84.25	11.13
				Sábado	90.18	97.13	84.45	2.03
				Domingo	90.75	97.38	83.92	2.01

4.3 Estudio técnico-económico

Entre los rubros relacionados con la incorporación de equipos de compensación se tomaron en cuenta los siguientes: los costos de adquisición e instalación, costos de operación y mantenimiento (O&M) y costo de retiro.



Entre las herramientas financieras que permiten evaluar la rentabilidad del proyecto se encuentran: Valor Presente Neto (VPN), Tasa de Retorno de Inversión (TIR), la Relación Beneficio-Costo (B/C) y el tiempo de recuperación de la inversión.

El Valor Presente (VP), consiste en traer a valor presente una serie de anualidades constantes que se pagan por un lapso de tiempo definido, para ello se utiliza la siguiente expresión:

$$VP = VA * \left[\frac{(1 + i)^n - 1}{i * (1 + i)^n} \right] \quad (4.3)$$

Además, para traer a valor presente una cantidad que se encuentra ubicada en un tiempo diferente al año cero y que no es una serie de anualidades constantes se utilizará la siguiente expresión:

$$VP = VA * \left[\frac{1}{(1 + i)^n} \right] \quad (4.4)$$

Donde:

VP = valor presente

VA = valor anual

N = vida útil del Proyecto

I = tasa de interés

Costos de inversión (CI), son los fondos previstos para el proyecto, se deben considerar los precios unitarios de los materiales, la mano de obra y los costos indirectos.

El Valor Presente Neto (VPN), es el valor presente de

Los flujos de efectivo futuros menos su costo de inversión, es decir, es la suma de ingresos y egresos de un proyecto. Su representación se muestra como sigue,

$$VPN = VP - CI \quad (4.5)$$



Donde:

VPN = Valor Presente Neto

VP = Valor Presente

CI = Costos de inversión

Consideraciones:

Si el $VPN > 0$, la inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida y el proyecto puede aceptarse.

Si el $VPN < 0$, la inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida y el proyecto debería rechazarse.

Si el $VPN = 0$, la inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas, la decisión debería basarse en un mejor posicionamiento técnico.

La Tasa Interna de Retorno (TIR), se define como la tasa de interés que resulta en un Valor Presente Neto igual a cero para un grupo de transacciones de dinero en el tiempo.

$$VPN = VP - CI \mid_{VPN=0} \quad (4.6)$$

$$0 = VP - CI \quad (4.7)$$

$$0 = VA * \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n} \right] - CI \quad (4.8)$$

Consideraciones:

Si la TIR < tasa de descuento, se determina al proyecto como económicamente viable.

Si la TIR \geq tasa de descuento, se determina como económicamente viable.



La Relación Costo/Beneficio, es la relación entre los beneficios actualizados y los costos actualizados del proyecto a una misma tasa de interés.

$$B/C = \frac{VP \text{ de beneficios}}{VP \text{ de costos}} \quad (4.9)$$

Consideraciones:

Si $B/C > 1$, se determina que el proyecto es económicamente aceptable para los estimados y la tasa de descuento aplicada.

Si $B/C < 1$, el proyecto no es económicamente aceptable.

El periodo de recuperación de la inversión, se considera el valor de la inversión inicial total y los flujos totales del proyecto.

$$RC = \frac{CI}{B} \quad (4.10)$$

Donde,

RC = periodo de recuperación de la inversión

CI = costos totales

B = beneficios totales

Consideraciones:

El periodo de recuperación nunca debería utilizarse como la medida primaria de valor para seleccionar una alternativa. En su lugar, se determinaría para ofrecer depuración inicial o información complementaria junto con un análisis realizado usando el valor presente u otro método. [21]

4.3.1 Análisis técnico-económico de la propuesta

El objetivo de este análisis debería ser el de optimizar la utilización económica de la corrección del factor de potencia considerando la reducción de pérdidas, aumentar la transferencia de potencia en las líneas y liberar un rango de carga



al transformador de la subestación. Esta sección, por lo tanto, se enfoca en el análisis de los resultados económicos de la reducción de pérdidas de energía y en la disminución del pico de demanda.

Se analizó un flujo de fondos para un equipo cuya vida útil es de 15 años, considerando una eventual reposición de una unidad estimada a 5 años utilizando una tasa de descuento del 8%.

Se toma en cuenta el costo medio del servicio público de energía eléctrica nacional de 9.459 ¢USD/kWh, y la Tarifa de Transmisión de 2,687 USD/kW-mes, estos valores se obtuvieron de la RESOLUCIÓN Nro. ARCONEL – 052/17.

Para representar el costo inicial se tomaron en cuenta los costos de adquisición y de instalación (materiales, mano de obra y transporte); se estimó un 3% del costo inicial para cubrir los costos de operación y mantenimiento (O&M); los costos de reposición representan un 30% del costo inicial y para cubrir los costos de retiro también se consideraron los costos de mano de obra y materiales necesarios para la desconexión del banco de capacitores.

Los costos de adquisición y mano de obra provienen referencialmente del Sistema Oficial de Contratación Pública del proceso COTO-CNELGLR-011-16 con descripción “GLR OYM REDES SUMINISTRO E INSTALACION DE BANCOS DE CAPACITORES EN LAS REDES DE DISTRIBUCION DE CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS LOS RIOS”; mientras que los costos de materiales se obtuvieron de la lista de precios unitarios difundidos por Oficina Central de CNEL EP (Anexo 1).

Dicho lo anterior, se procedió a calcular los indicadores de rentabilidad para verificar si la metodología propuesta es factible económicamente. El flujo de fondos del proyecto se muestra en la

Tabla 4-9, presentándose finalmente con los valores del VPN, TIR, B/C y Periodo de Recuperación, esta tabla indicó que la incorporación del banco de capacitores es factible, los resultados de los indicadores se describen en la Tabla 4-10.



Tabla 4-9. Flujo económico de la instalación de capacitores en alimentador primario 1711

Período	Año	Inversión	Costos de O&M	Ahorro anual por reducción de pérdidas de potencia	Ahorro anual por reducción de pérdidas de energía	Total
0	2018	-9186.11	0	0	0	-9186.11
1	2019	0.00	-275.58	182.98	3260.52	3167.92
2	2020	0.00	-275.58	182.98	3260.52	3167.92
3	2021	0.00	-275.58	182.98	3260.52	3167.92
4	2022	0.00	-275.58	182.98	3260.52	3167.92
5	2023	-2755.83	-275.58	182.98	3260.52	412.09
6	2024	0.00	-275.58	182.98	3260.52	3167.92
7	2025	0.00	-275.58	182.98	3260.52	3167.92
8	2026	0.00	-275.58	182.98	3260.52	3167.92
9	2027	0.00	-275.58	182.98	3260.52	3167.92
10	2028	0.00	-275.58	182.98	3260.52	3167.92
11	2029	0.00	-275.58	182.98	3260.52	3167.92
12	2030	0.00	-275.58	182.98	3260.52	3167.92
13	2031	0.00	-275.58	182.98	3260.52	3167.92
14	2032	0.00	-275.58	182.98	3260.52	3167.92
15	2033	-275.58	-275.58	182.98	3260.52	2892.34
VPN						\$ 15,967.18
TIR						31.50%
Beneficio/Costo						2.18
PayBack						2.90

Tabla 4-10. Indicadores de rentabilidad del proyecto

Indicador	Valor	Detalle
Valor Presente Neto (VPN)	15,967.18	VPN > 0 → El Proyecto puede aceptarse.
Tasa Interna de Retorno (TIR)	31.50%	TIR > 8% → El proyecto es económicamente viable.
Relación Benef./Costo	2.18	B/C → El proyecto es económicamente aceptable.
Periodo de recuperación (PayBack)	2.90	Periodo de recuperación corto considerando la vida útil del equipo.



Puesto que el equipo es relativamente de bajo costo, la recuperación de la inversión se logra en un corto período, alcanzando una aceptable reducción de pérdidas de energía, acompañado de la reducción del pico de demanda. De igual forma se observa que el proyecto es rentable pues tiene una relación beneficio-costos mayor que uno y se ratifica la factibilidad de ejecución ya que la Tasa de Recuperación de la Inversión (TIR) calculada es superior a la tasa de interés prevista para esta inversión.

4.4 Recomendaciones para la integración al sistema SCADA

4.4.1 Descripción general del sistema SCADA/OMS-MWM/DMS

En esta sección se realizará la descripción del sistema SCADA que dispone CNEL EP UN El Oro y se indicará de una manera resumida los aspectos más importantes para integrar un banco de capacitores con control electrónico al SCADA.

Antes de que se implementara el sistema SCADA, la UN El Oro solo disponía de un sistema de monitoreo y registro de parámetros eléctricos, mediante la plataforma ION ENTERPRISE, en la misma se encuentran ingresados todos los medidores de cabecera de los alimentadores de media tensión y de líneas de subtransmisión disponibles, mediante esta plataforma no es posible realizar acciones de control sobre los equipos de la subestación.

En la actualidad CNEL EP UN El Oro cuenta con un sistema SCADA/OMS-MWM/DMS desarrollado por la Empresa Española TELVENT ENERGÍA S. A perteneciente a Schneider Electric, cuya implementación comenzó en el mes de mayo del año 2015.

El sistema SCADA utilizado es denominado OASyS, este se encuentra instalado en los servidores locales en el centro de control de la distribuidora, estos servidores son del tipo duales HOT/STANDBY, funcionando el uno como principal (HOT) y el otro como respaldo (STANDBY), este último se encuentra listo para entrar en funcionamiento en caso de tener alguna contingencia o fallo crítico en el servidor principal.

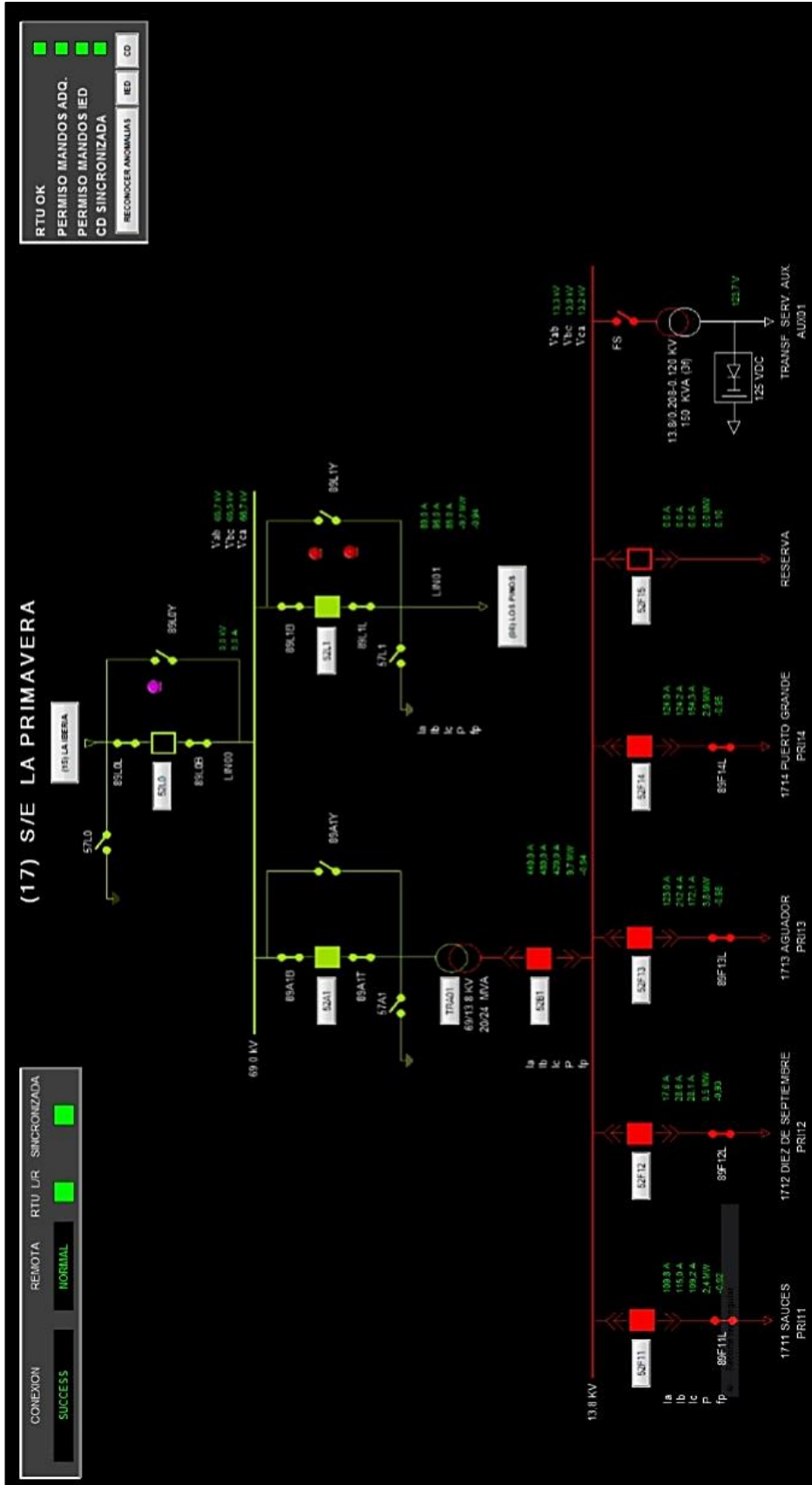


Figura 4-35. Visualización del sistema SCADA (vista de subestación)

Mediante el SCADA OASyS es posible tener en tiempo real: estados, alarmas, medidas analógicas, además de almacenar registros históricos de parámetros eléctricos, de eventos ocurridos en el sistema de distribución y eventos propios del sistema SCADA, de igual manera se pueden ejecutar maniobras de apertura y cierre sobre los equipos instalados en la subestación.

Por otra parte, el sistema SCADA/OMS-MWM/DMS que funciona a nivel nacional posee servidores principales que contienen el software y aplicaciones, los cuales se encuentran instalados en la ciudad de Quito y los servidores de respaldo se encuentran en la ciudad de Guayaquil, de igual manera se tienen servidores duales HOT/ STANDBY.

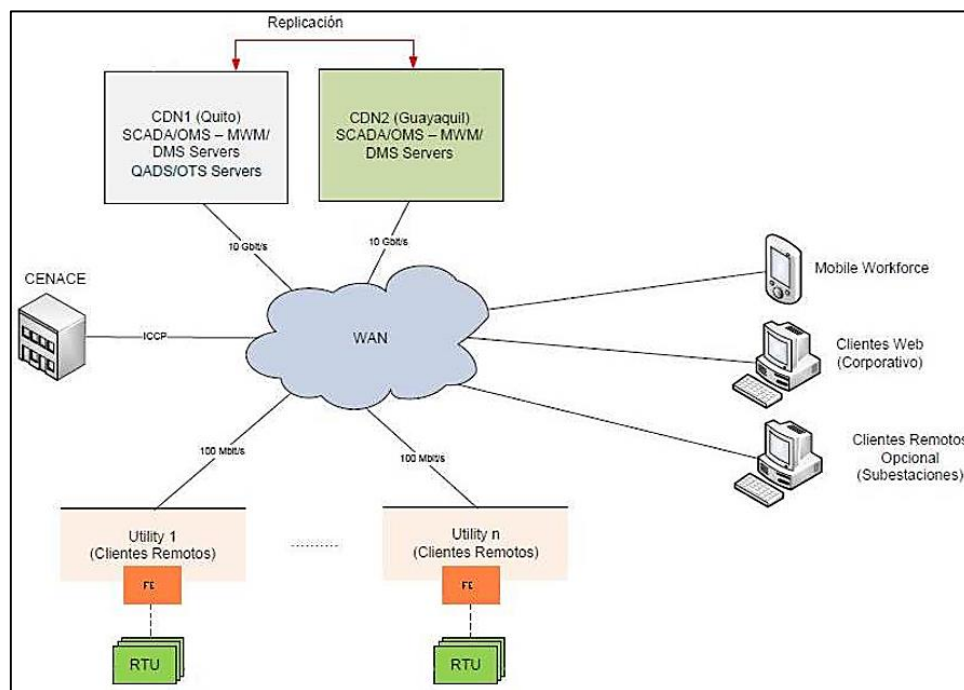


Figura 4-36. Esquema de comunicaciones del sistema SCADA Nacional [22]

Con la solución completa SCADA/OMS-MWM/DMS es posible realizar todas las funciones descritas para el SCADA OASyS y además las siguientes:

Funciones ADMS (Advance Distribution Management System) [23]

- Analizador de Topología
- Trazado
- Estimador de estado



- Flujos de cargas
- Optimización de tensiones reactivas Volt/Var
- Reducción de tensión
- Reconfiguración de red
- Predicción de cargas a corto plazo
- Localización de falla
- Localización de falla, aislamiento y restauración de servicio
- Deslastre de carga
- Calculo de valores de falla
- Coordinación de protecciones
- Ubicación de capacitores

Funciones OMS-MWM (Outage Management System - Mobile Workforce Management) [23]

- Gestión de incidencias
- Gestión de llamadas
- Gestión de secuencias de maniobras
- Reporte para el ente regulador
- Gestión de grupos de trabajo

Diagrama Mímico Dinámico (DMD)

Es la aplicación usada para el control de la red, el análisis y la optimización de operación en tiempo real y en contextos de simulación. También es usado en simulación para la planificación y el análisis de la red a largo plazo. La interfaz gráfica (Figura 4-37) de usuario ofrece un trabajo interactivo y una sofisticada presentación visual de la red con los resultados calculados y los valores medidos.

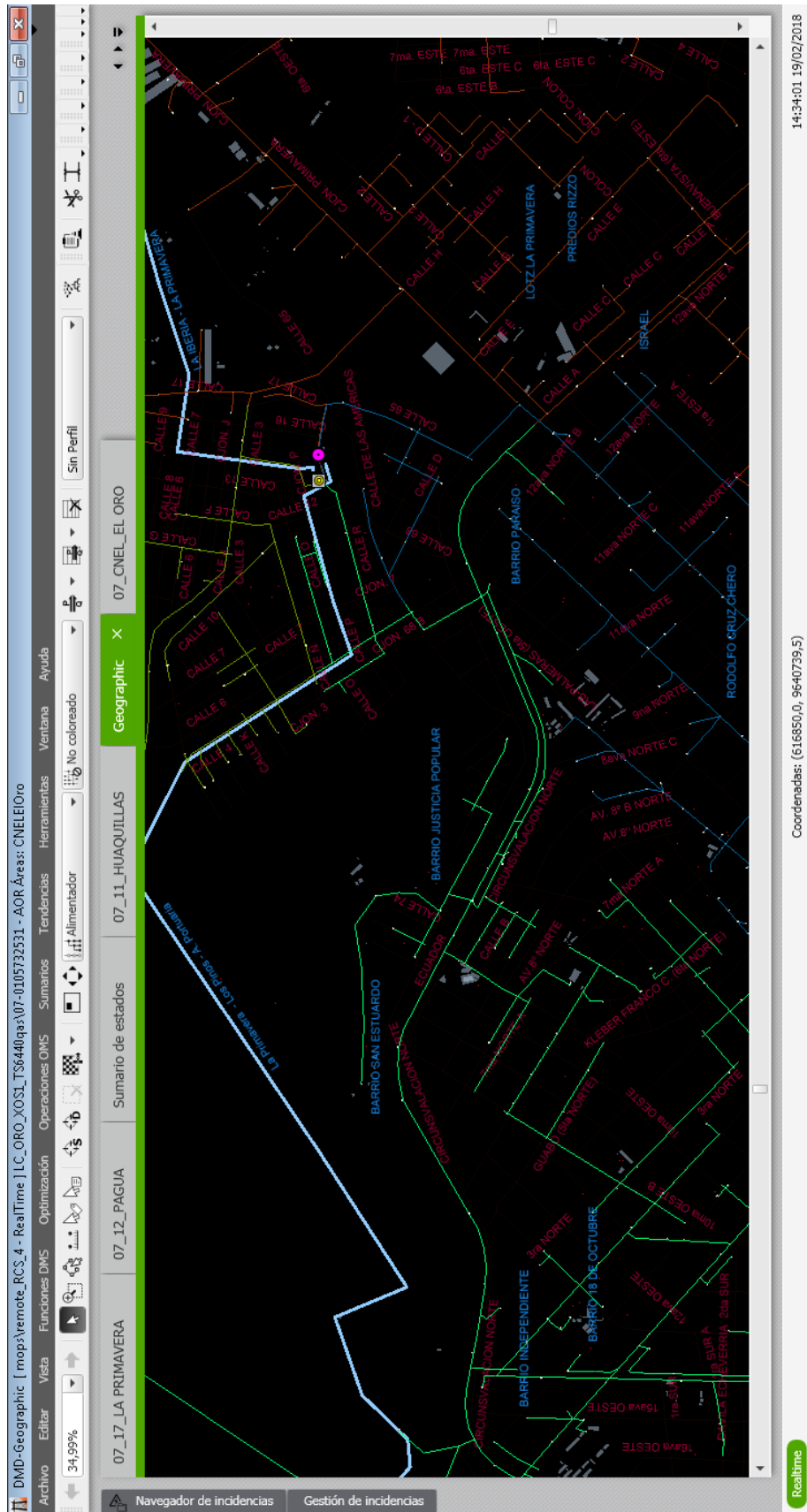


Figura 4-37. Vista geográfica DMD

En la siguiente figura se muestra como está estructurado el centro de control local de la UN El Oro:

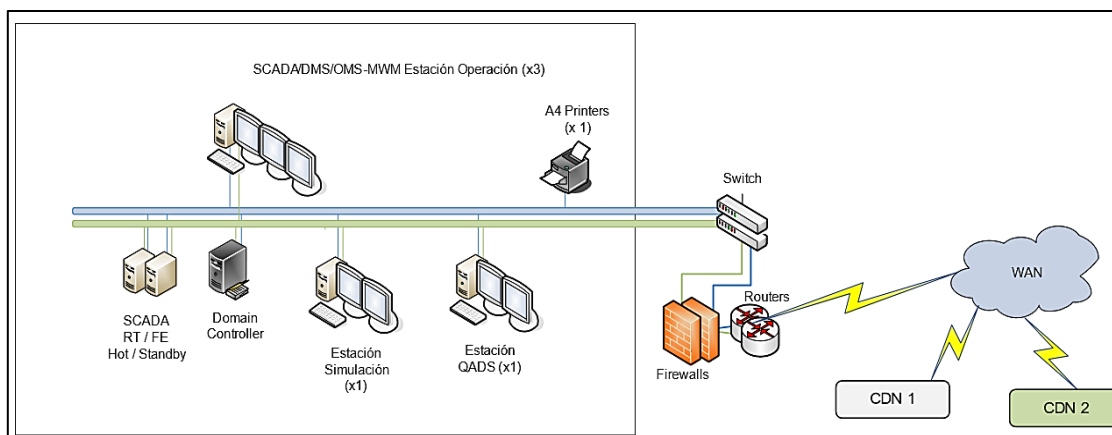


Figura 4-38. Estructura Centro de Control UN El Oro [22]

Como se puede observar se tienen los siguientes elementos:

- Estaciones de Operación SCADA/DMS/ OMS-MWM, en estas se ejecutan las aplicaciones que permiten realizar toda la gestión en tiempo real de la red así como las funciones de análisis y planificación del sistema de distribución.
- Servidor SCADA HOT/STANDBY
- Controlador de dominio, servidor de directorio activo para la gestión de los recursos del sistema y la seguridad [22].
- 1 Estación de simulación, para realizar simulaciones sin afectar la operación en tiempo real.
- 1 Estación QADS (Entorno de Aseguramiento de la Calidad y Test), se realizan las modificaciones del modelo de red y se prueban con los datos en tiempo real que llegan desde el entorno de producción para validar todas las funciones del sistema antes de pasarlas a producción y los operadores del sistema puedan hacer uso de ellas.

4.4.2 Esquemas de comunicación entre los IED, RTU y SCADA

La distribuidora cuenta con 17 subestaciones las cuales energizan a 63 alimentadores a 13.8 kV y 2 alimentadores a 22kV; 239 IEDs (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) se encuentran integrados al sistema SCADA/OMS-



MWM/DMS de los cuales se tienen: 48 reconectores con control electrónico, 73 relés de protección y 118 medidores de parámetros eléctricos, todos estos equipos se encuentran en las subestaciones ya que actualmente no se han integrado equipos instalados en las redes de distribución.

Para enlazar las subestaciones al centro de control ubicado en la Subestación 17-La Primavera, se está utilizando la red WAN (Wide Area Network) de la Corporación Nacional de Telecomunicaciones (CNT) con un ancho de banda de 5Mb para cada subestación, de los cuales se utilizan 1.75 Mb para Datos y 3.25 Mb para video, con una confiabilidad en la Red del 99%.

El esquema de comunicación usado en cada subestación está realizado de la siguiente manera: cada IED que soporta comunicación por red TCP/IP está conectado al Switch de cada Subestación y este a su vez se enlaza con la RTU del concentrador de datos (CD), el switch de la subestación se conecta con el router de CNT y mediante la WAN llega al centro de control de UN El Oro. Los equipos que no soportan comunicaciones por red TCP/IP se conectan a la tarjeta SM-SER de comunicación serial instalada en el Concentrador de Datos, tal como se puede apreciar en el Anexo 2.

Los IEDs se comunican con la RTU del concentrador de datos de la subestación mediante protocolo DNP 3.0/TCP y protocolo Modbus serie y a su vez la RTU del concentrador de datos se comunica mediante protocolo IEC-104 con el sistema SCADA instalado en el centro de control, es decir la RTU funciona como maestro en los protocolos DNP3.0 y Modbus, y funciona como esclavo en el protocolo IEC-104, siendo en este caso el maestro IEC-104 el SCADA.

La sincronización de tiempo de los IEDs se realiza dependiendo de la capacidad del IED y sus protocolos disponibles de sincronización, en algunos se realiza la sincronización mediante NTP y en otros la sincronización la realiza el maestro (RTU del concentrador de datos), la RTU a su vez es sincronizada por el servidor SCADA.



4.4.3 Procedimiento para realizar la integración de un banco de capacitores con control electrónico

A continuación se describe el procedimiento para integrar al sistema SCADA OASyS un banco de capacitores con control electrónico teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Protocolo de comunicación: DNP3.0/TCP
- Mapa DNP3.0: Puede ser modificado por el usuario
- Subestación a la que se asociará: La Primavera

4.4.3.1 Configuración en el control electrónico del banco de capacitores

- **Configuración del mapa de puntos DNP3.0.**

Se procede a configurar el mapa de puntos DNP3.0, estas señales serán transmitidas entre el control electrónico y la RTU del concentrador de datos. A continuación se detallan las señales para cada tipo:

Las señales de **entradas digitales** que se mapean en el control electrónico y se envían a la RTU de la subestación mediante protocolo DNP 3.0/ TCP son las siguientes:

Tabla 4-11. Señales de entrada digitales

Entradas digitales	Índice DNP
Estado Cerrado	0
Estado Abierto	1
Estado de las baterías	2
Estado del cargador de baterías	3
Local/Remoto	4
Operación manual/ automática	5
Problema interno del controlador	6

Las **salidas digitales (mandos)** que se envían desde la RTU hacia el controlador serán:



Tabla 4-12. Salidas digitales

Salidas digitales	Índice DNP
Mando de abrir	0
Mando de cerrar	1

Las **entradas analógicas** que se reciben en la RTU mediante protocolo DNP3 son:

Tabla 4-13. Señales de entrada analógicas

Entradas analógicas	Índice DNP
Valor de la corriente en la fase A	0
Valor de la corriente en la fase B	1
Valor de la corriente en la fase C	2
Valor de la corriente en el Neutro	3
Potencia aparente trifásica	4
Potencia activa trifásica	5
Potencia reactiva trifásica	6
Factor de potencia fase A	7
Factor de potencia fase B	8
Factor de potencia fase C	9
Factor de potencia trifásico	10
Valor del voltaje en la fase AN	11
Valor del voltaje en la fase BN	12
Valor del voltaje en la fase CN	13

4.4.3.2 Configuración del puerto de comunicaciones.

En este caso al tratarse de un puerto Ethernet 100 BASE-TX TCP/IP es necesario asignar la siguiente información:

- **Dirección IP para el controlador:** 172.18.88.175, esta dirección no debe ser ocupada por otro elemento dentro del red. La dirección IP se encuentra dentro del rango de la subestación La Primavera.
- **Mascara de subred:** 255.255.255.259
- **Puerta de enlace:** 172.18.88.129



4.4.3.3 Configuración del protocolo DNP3.0 en el controlador electrónico

La configuración del controlador electrónico se describe como sigue:

- Habilitar la función de esclavo DNP3: Habilitar, en caso de que el control tenga la opción de reportar a más de un maestro se deberá escoger el esclavo 1.
- Puerto de comunicación: Escoger el puerto Ethernet disponible en el controlador.
- Dirección del Maestro DNP3.0: Dirección a la que reportará el controlador, en este caso se encuentra asignada la dirección 20 en la RTU de la subestación La Primavera.
- Dirección de esclavo DNP3.0: Dirección que se asigna al controlador, esta debe ser diferente a las ya utilizadas en la RTU de la subestación, para este caso se asigna el esclavo 17. Cada IED que reporta a la RTU debe tener una dirección DNP3 diferente.
- Eventos no solicitados: El controlador envía los eventos a la RTU sin necesidad de que la RTU le pregunte.
- Clases de eventos: Clase 1, Clase 2, Clase 3. Permite asignar prioridad a los eventos, clase 1 es de mayor prioridad.

4.4.4 Configuración DNP3.0 de la RTU Saitel 866

La dirección IP de la RTU del concentrador de datos de la subestación ya está establecida (172.18.88.160), así como su dirección de maestro DNP3 (#20), todos los IEDs asociados a la subestación La Primavera reportan a este Master DNP3.0.

Para realizar la configuración de la RTU es necesario utilizar el software SCT (System Configuration Tool), mediante este software se realiza un procedimiento similar al descrito para el control del banco de capacitores, el cual se indicará a continuación:

The screenshot displays the main configuration window of the SCT software. The window title is "Subestación 17 - (El Oro) - Primavera". The interface is organized into several sections:

- Información del sistema:** Includes fields for Name ("Subestación 17 - (El Oro) - Primavera"), Date ("07/04/2015"), Language ("Español"), Tag ("E"), and a "Carácter de relleno:" field with a long string of 'E' characters. There are "Aplicar" and "Restaurar" buttons.
- Registro de descripciones:** A list of components with checkboxes for "Status", "Analog", "Commands", and "Seipoint".
- Release:** Shows "Release n.º: 2708" and "Proyecto: MEER".
- Componentes disponibles:** A table listing components and their versions.
- Repositorio de dispositivos:** A list of available devices, including "IEC 104 maestro extendido" and "RTU MODEL".

Componente	Descripción	Versión
CATweb CPU86X	Web de acceso	01.08.13_DP_VxW
chan	Bin de canales	03.00.10
coreDb	Bin de CoreDb	10.00.08
dnpmlnC	Bin DNP maestro	10.00.08
l4eBinC	Bin 104 esclavo	10.00.02
lsgBinC	Bin de lsggraf	10.00.00
laqBinC	Bin de adquisición local	10.00.00

The bottom status bar shows the date and time: "17 - (El Oro) - Primavera\Subestación 17 - (El Oro) - Primavera.sctb... 26/02/2018 13:51:46 INFO : El workspace D:\BD CONCENTRADORES 2017\CNEL_EL_ORO - SE Primavera 30-06-2015\RES_PRI_9_11_17\SCT_MOD 2\Subestación 17 - (El Oro) - Primavera\Subestación 17 - (El Oro) - Primavera.sctw se creó correctamente. 26/02/2018 13:51:48 INFO : Proyecto actual cambiado a Subestación 17 - (El Oro) - Primavera."

Figura 4-39. Pantalla principal SCT



1. Crear un canal de comunicación TCP, se configura la dirección IP del nuevo dispositivo que se quiere integrar y el puerto virtual por el que se comunicara en este caso para DNP3.0 el 20000.
2. En la configuración del Master DNP3.0 se debe añadir el canal de comunicación creado anteriormente.
3. Se añade el nuevo dispositivo DNP3.0, se debe configurar la dirección del esclavo, la dirección del maestro, el grupo de peticiones, tipo de mandos que se ejecutan (pulso simple o doble), la duración de los pulsos y el mapa de puntos DNP3.0, en el mapa de puntos se debe crear un TAG (nombre de la señal) el cual tiene una estructura definida y homologada.

El TAG (etiqueta) consta de 31 caracteres y se forma con la siguiente información: Distribuidora, Nombre de Subestación, Numero de Subestación, Equipo Telemandado, Tipo de Bahía, Número Bahía, Nivel de Tensión, Equipo de patio, Atributo o Valor.

En las tablas 4-14, 4-15 y 4-16 se muestran los TAGS para las entradas digitales (estados), salidas digitales (mandos) y entradas analógicas con sus correspondientes puntos DNP3.0.

4. La RTU debe enviar/recibir información con el SCADA OASyS, para realizar esto se utiliza el protocolo IEC 104, por tanto a todas las señales añadidas en el paso anterior se debe asignar una coordenada 104. Se tienen establecidos rangos para cada tipo de señal como se muestra en la Tabla 4-17.

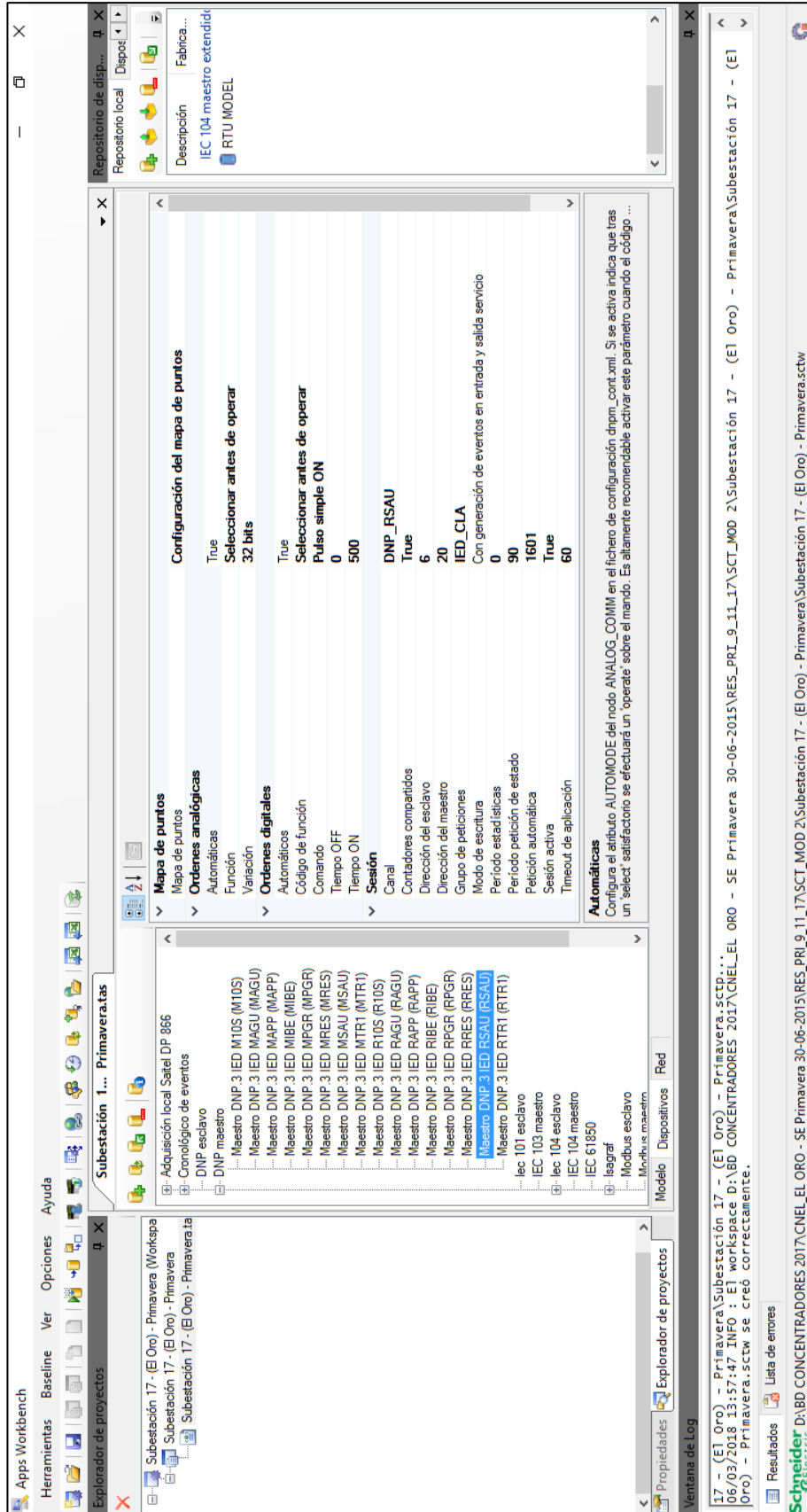


Figura 4-40. Configuración de dispositivo DNP3 en SCT



Tabla 4-14. TAGS de las señales de entrada digitales

Entradas digitales	Tag (31 caracteres)	Índice DNP
Estado Cerrado	07PR17CCAP01-13_8CAP01-INT-CE-S	0
Estado Abierto	07PR17CCAP01-13_8CAP01-INT-AB-S	1
Estado de las baterías	07PR17CCAP01-13_8CAP01-BAT-DESC	2
Estado del cargador de baterías	07PR17CCAP01-13_8CAP01-CARGFAIL	3
Local/Remoto	07PR17CCAP01-13_8CAP01-LOCAL---	4
Operación manual/ automática	07PR17CCAP01-13_8CAP01-SWT_M_AU	5
Problema interno del controlador	07PR17CCAP01-13_8CAP01-RELEFAIL	6

Tabla 4-15. TAGS de las señales de salida digitales

Salidas digitales	Tag (31 caracteres)	Índice DNP
Mando de abrir	07PR17CCAP01-13_8CAP01-INT-AB-S	0
Mando de cerrar	07PR17CCAP01-13_8CAP01-INT-CE-S	1

Tabla 4-16. TAGS de las señales de entrada analógicas

Entradas analógicas	Tag (31 caracteres)	Índice DNP
Valor de la corriente en la fase A	07PR17CCAP01-13_8CAP01-IA-----S	0
Valor de la corriente en la fase B	07PR17CCAP01-13_8CAP01-IB-----S	1
Valor de la corriente en la fase C	07PR17CCAP01-13_8CAP01-IC-----S	2
Valor de la corriente en el Neutro	07PR17CCAP01-13_8CAP01-IN-----S	3
Potencia aparente trifásica	07PR17CCAP01-13_8CAP01-S-----	4
Potencia activa trifásica	07PR17CCAP01-13_8CAP01-P-----	5
Potencia reactiva trifásica	07PR17CCAP01-13_8CAP01-Q-----	6
Factor de potencia fase A	07PR17CCAP01-13_8CAP01-FPA-----	7
Factor de potencia fase B	07PR17CCAP01-13_8CAP01-FPB-----	8
Factor de potencia fase C	07PR17CCAP01-13_8CAP01-FPC-----	9
Factor de potencia trifásico	07PR17CCAP01-13_8CAP01-FP-----	10
Valor del voltaje en la fase AN	07PR17CCAP01-13_8CAP01-VAN-----	11
Valor del voltaje en la fase BN	07PR17CCAP01-13_8CAP01-VBN-----	12
Valor del voltaje en la fase CN	07PR17CCAP01-13_8CAP01-VCN-----	13



Tabla 4-17. Rango de direcciones IEC104

Direccionamiento IEC104	
Entradas Digitales Simples MSP	1000
Entradas Digitales Dobles MDP	5000
Ordenes Simples CSC	15000
Ordenes Dobles CDC	20000
Entradas Analógicas MM	13000

En las siguientes tablas se muestran las asignaciones realizadas para cada señal.

Tabla 4-18. Direccionamiento IEC104 de las señales de entrada digitales

Entradas digitales	Tag (31 caracteres)	Coordenada 104
Estado Cerrado	07PR17CCAP01-13_8CAP01-INT-CE-S	1400
Estado Abierto	07PR17CCAP01-13_8CAP01-INT-AB-S	1401
Estado de las baterías	07PR17CCAP01-13_8CAP01-BAT-DESC	1402
Estado del cargador de baterías	07PR17CCAP01-13_8CAP01-CARGFAIL	1403
Local/Remoto	07PR17CCAP01-13_8CAP01-LOCAL---	1404
Operación manual/ automática	07PR17CCAP01-13_8CAP01-SWT_M_AU	1405
Problema interno del controlador	07PR17CCAP01-13_8CAP01-RELEFAIL	1406

Tabla 4-19. Direccionamiento IEC104 de las señales de salida digitales

Salidas digitales	Tag (31 caracteres)	Coordenada 104
Mando de abrir	07PR17CCAP01-13_8CAP01-INT-AB-S	15020
Mando de cerrar	07PR17CCAP01-13_8CAP01-INT-CE-S	15021

Tabla 4-20. Direccionamiento IEC104 de las señales de entrada analógicas

Entradas analógicas	Tag (31 caracteres)	Coordenada 104
Valor de la corriente en la fase A	07PR17CCAP01-13_8CAP01-IA-----S	13370
Valor de la corriente en la fase B	07PR17CCAP01-13_8CAP01-IB-----S	13371
Valor de la corriente en la fase C	07PR17CCAP01-13_8CAP01-IC-----S	13372
Valor de la corriente en el Neutro	07PR17CCAP01-13_8CAP01-IN-----S	13373
Potencia aparente trifásica	07PR17CCAP01-13_8CAP01-S-----	13374
Potencia activa trifásica	07PR17CCAP01-13_8CAP01-P-----	13375



Entradas analógicas	Tag (31 caracteres)	Coordenada 104
Potencia reactiva trifásica	07PR17CCAP01-13_8CAP01-Q-----	13376
Factor de potencia fase A	07PR17CCAP01-13_8CAP01-FPA-----	13377
Factor de potencia fase B	07PR17CCAP01-13_8CAP01-FPB-----	13378
Factor de potencia fase C	07PR17CCAP01-13_8CAP01-FPC-----	13379
Factor de potencia trifásico	07PR17CCAP01-13_8CAP01-FP-----	13380
Valor del voltaje en la fase AN	07PR17CCAP01-13_8CAP01-VAN-----	13381
Valor del voltaje en la fase BN	07PR17CCAP01-13_8CAP01-VBN-----	13382
Valor del voltaje en la fase CN	07PR17CCAP01-13_8CAP01-VCN-----	13383

- Una vez se ingrese la información del punto anterior en la RTU, se debe ingresar esta información en la base de datos del SCADA OASyS, para realizar esto se utiliza la herramienta ADE (Advanced Database Editor).

Se ingresan los TAGS con sus respectivas coordenadas 104 para que se correspondan con las señales ingresadas en la RTU. Cabe recordar que la comunicación entre el control del banco (esclavo DNP3.0) y la RTU (maestro DNP3.0) es por protocolo DNP3.0 y entre la RTU (esclavo 104) y el SCADA OASyS (maestro 104) se la realiza mediante IEC 104.



CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Fue necesario realizar un proceso de selección de los alimentadores primarios, donde se examinaron los casos más relevantes a partir de un análisis en demanda máxima, tomando en cuenta los valores permitidos por los documentos emitidos por el Ente Regulador y el Operador Nacional, siendo 0.96 inductivo el valor de factor de potencia empleado para el procedimiento de cálculo y análisis.

Al final del proceso de selección, se realizaron curvas de factor de potencia de los alimentadores que presentaban un factor de potencia menor al establecido para así poder tener un criterio adicional de selección, como resultado de este proceso se seleccionó al primario 1711-Sauces perteneciente a la subestación 17-La Primavera.

Los perfiles de energía del alimentador fueron construidos a partir de una muestra anual, la cual fue dividida por dos escenarios de demanda (6 meses cada uno, de acuerdo a la estacionalidad y tendencia del comportamiento de la carga) y días típicos (laborable, sábado y domingo) en intervalos de demanda horaria con lo cual se simplifica en gran medida los cálculos de flujo de carga.

Se realizaron mediciones en campo, para lo cual se instalaron medidores en puntos estratégicos tomándose una muestra de una semana entera, cuyos registros de obtuvieron de acuerdo a los intervalos de medición en cabecera, esto es cada 10 minutos. Estas mediciones aguas abajo de la cabecera del alimentador permitieron levantar información más detallada del comportamiento del mismo, para que de esta manera el proceso de distribución de carga sea más preciso y cercano al comportamiento real.

Tras el análisis de factor de potencia del alimentador 1711-Sauces, en los diferentes escenarios de demanda, utilizándose los datos obtenidos a través de los medidores ION instalados en la cabecera del alimentador y de los Varcorders



ubicados aguas abajo, se puede observar que el alimentador posee un factor de potencia menor a los límites establecidos en cada uno de los días típicos y en cada escenario de demanda, encontrándose con 0.91 inductivo como el valor más alto de factor de potencia, correspondiendo al día laborable en escenario de demanda máxima.

En escenario de mínima carga, la potencia reactiva presentó un valor considerable en comparación con la potencia activa dando como resultado valores de factor de potencia que son menores o iguales a 0.92. El análisis en mínima carga fue clave para determinar la corrección del factor potencia y las características del banco de capacitores.

En el escenario de máxima carga, observamos un leve incremento en el factor de potencia por efecto del incremento de la potencia activa.

El análisis para la aplicación de bancos de capacitores a nivel de alimentadores primarios se centró en la corrección del factor de potencia del alimentador seleccionado, esta corrección a su vez trajo beneficios en función de la reducción de pérdidas de energía y disminución del pico de demanda. No se obtuvieron resultados importantes en cuanto al mejoramiento del perfil de tensión.

Para cumplir con el objetivo, se desarrolló una metodología que cubre los procedimientos que incluyen los cálculos y análisis de: *requerimiento de kVAR del alimentador*, con fines de mejorar el factor de potencia hasta 0.96 inductivo a nivel de cabecera del alimentador; *la ubicación del banco requerido*, lo cual conlleva a la mayor reducción de pérdidas de energía y al mejoramiento del perfil de tensión del alimentador y *elección del tipo de compensación*.

El esquema de compensación se encuentra regido bajo diferentes condiciones y restricciones que son de carácter operativas y económicas, entre las restricciones operativas por un lado se encuentran las de calidad de la distribución y también de aquellas de operación que emite CENACE; y, entre las



de carácter económico se encuentra el precio comercial de las unidades capacitivas, ya que las capacidades comerciales de los capacitores se encuentran estandarizadas.

Fueron dos las condiciones para aceptar como válida la ubicación del banco: que en cabecera se tenga un factor de potencia aceptable (igual o mayor a 0.96 inductivo) y que en el punto de instalación se compruebe que no existan periodos de sobrecompensación que terminen produciendo efectos no deseados de sobrevoltajes.

De acuerdo al cálculo de requerimientos de kVAR del alimentador, para alcanzar el 0.96 inductivo se planteó la instalación de bancos trifásicos que comprenden capacidades entre 300 kVAR y 450 kVAR.

Con el ingreso del banco de 300 kVAR el comportamiento del alimentador demostró mediante simulaciones que a nivel de cabecera no se alcanzó el valor de factor de potencia de referencia establecido (0.96 inductivo) en todos los escenarios de demanda, solo se llegó a la corrección en los altos periodos de demanda, por lo tanto este banco quedó descartado y se realizó el análisis para un banco de 450 kVAR.

Luego de realizar las simulaciones con la instalación del banco de capacitores de 450 kVAR se comprobó una mejoría del factor de potencia ya que inicialmente en el peor escenario, el alimentador se encontraba con un valor de 0.90 inductivo y se pudo corregir a un valor de 0.97 inductivo. En general, se pudo mejorar el factor de potencia de manera que éste fue superior a 0.96 inductivo en todos los días típicos asociados a cada escenario de demanda.

En cuanto a los resultados de las simulaciones en el punto de instalación, se verificó un comportamiento aceptable en la curva de factor de potencia. Particularmente, en los resultados de las simulaciones realizadas con los perfiles de energía del día domingo en escenario de demanda máxima, se encontraron



dos intervalos horarios en los que existe sobrecompensación, razón por la cual se realizó un análisis de tensión en el punto, verificando que el valor se encontraba dentro de lo que especifica la regulación.

Ya que con el empleo de este banco de capacitores se cumplen con los parámetros establecidos en la calidad de distribución, se determinó que el tipo de compensación debe ser fija, debido a que los dos intervalos de demanda de sobrecompensación no es una razón suficiente para justificar la colocación de algún tipo de control para la desconexión del banco de capacitores.

Los beneficios adicionales al mejoramiento del factor de potencia al aplicar el banco de capacitores son los de reducción de pérdidas de energía y la disminución del pico de demanda y entre los gastos incurridos se encuentran los costos de adquisición e instalación, los de operación y mantenimiento, los de reposición y los costos de retiro. Los beneficios de acuerdo a la reducción de pérdidas de energía es de 34 470 kWh-año y la disminución de la demanda pico del alimentador es de 68.1 kW.

El proyecto tiene una relación costo-beneficio de 2.18 lo que indica que la incorporación de banco de capacitores en el alimentador 1711-Sauces cuenta con factibilidad económica. La TIR calculada es de 31.50% siendo superior al 8% establecido como la tasa de descuento del proyecto, entretanto que el periodo de recuperación de la inversión es de 2.90 años con lo que se ratifica la validez de ejecución del proyecto.



RECOMENDACIONES

Se recomienda, salvo mejor criterio, que CNEL EP UN El Oro proceda a implementar el estudio realizado ya que se han comprobado los beneficios técnicos y económicos del mismo.

Utilizar la metodología desarrollada en el presente estudio para la aplicación de bancos de capacitores en alimentadores primarios de media tensión.

Antes de realizar los estudios de ubicación de capacitores en alimentadores primarios de media tensión, verificar que la información levantada en el Sistema de Información Geográfico (SIG) se encuentre lo más actualizada posible, ya que es la información base sobre la cual se realizarán todos los análisis.

Se recomienda la instalación de bancos de capacitores a lo largo del alimentador y no a nivel de subestación por las ventajas en cuanto a la reducción de pérdidas resistivas que muestra la primera opción frente a la segunda.

Se hace necesaria la utilización de valores reales de mercado para calcular los costos iniciales y de esta manera garantizar un esquema que maximice los beneficios económicos de la aplicación de capacitores.

Considerar un modelamiento mucho más amplio del sistema que tome en cuenta por una parte, el factor de crecimiento de la demanda en función de la incorporación los elementos de cocción y calentamiento de agua; y también debe considerarse el impacto de la generación distribuida.



BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. A. Sallam y O. P. Malik, Electric Distribution Systems, Hoboken, New Jersey.: John Wiley & Sons, Inc., 2011.
- [2] W. Hofmann, J. Schlabbach y W. Just, REACTIVE POWER COMPENSATION: A PRACTICAL GUIDE, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex.: John Wiley & Sons, Ltd, 2012.
- [3] T. J. E. Miller, Reactive Power Control in Electric Systems, New York: John Wiley & Sons, Inc., 1982.
- [4] J. A. Yebra Morón, Compensación de Potencia Reactiva en Sistemas Eléctricos, México D. F.: McGraw-Hill México S. A., 1987.
- [5] P. I. Trading, «Banco de Condensadores Venezuela,» [En línea]. Available: <http://pandlinternational.weebly.com/uploads/2/3/0/0/23001344/7489361.jpg?960>. [Último acceso: 14 12 2017].
- [6] G. Albuja J., «Ubicación óptima de capacitores en redes primarias de Distribución utilizando Algoritmos Genéticos considerando Demanda Variable (Proyecto Fin de Grado),» 2011. [En línea]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4425>. [Último acceso: 22 08 2017].
- [7] IEEE Standars Association, «IEEE Std. 1036-2010, IEEE Guide for Application of Shunt Power Capacitors,» New York, 2010.
- [8] T. A. Short, Electric Power Distribution Handbook, Second Edition, Boca Raton : CRC Press, 2014.
- [9] H. L. Willis, Power Distribution Planning Reference Book, Second Edition, New York: Marcel Dekker, Inc., 2004.



- [10] T. Gönen, *Electric Power Distribution System Engineering, Second Edition*, Boca Raton: CRC Press, 2008.
- [11] IEEE Standards Association, «IEEE Std. 18-2012, IEEE Standard for Shunt Power Capacitors,» New York, 2013.
- [12] S. R. Rivera R., «Estado del arte en la ubicación óptima de capacitores y estudio de optimización de la solución mediante búsqueda exhaustiva,» *Visión electrónica*, vol. 1, nº 1, pp. 71-80, 2011.
- [13] M. S. Thomas y J. D. McDonald, *Power System SCADA and Smart Grids*, Boca Raton: CRC Press, 2015.
- [14] A. d. R. y. C. d. E. ARCONEL, «Mapas del Sector Eléctrico Ecuatoriano,» 2016. [En línea]. Available: www.yalobuscoylopongo.com.
- [15] A. d. R. y. C. d. E. ARCONEL, *Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano*, 2016.
- [16] A. d. R. y. C. d. E. ARCONEL, «Regulación No. CONELEC - 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución,» 2001.
- [17] O. N. d. E. CENACE, «Revisión de las bandas de variación de voltaje en barras y factores de potencia en puntos de entrega del Sistema Nacional de Transmisión (SNT),» 2016.
- [18] A. d. R. y. C. d. E. ARCONEL, «Regulación No. CONELEC 004/02 Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM,» 2002.
- [19] C. N. d. E. CNEL EP, «Visualizador CNELEP,» 2017. [En línea]. Available: <https://geoportal.cnelep.gob.ec/cnel/>. [Último acceso: 27 09 2017].
- [20] U. d. N. E. O. CNEL EP, «Compensación de reactivos CNEL EP UN EOR 2013 - 2016».



- [21] L. Blank y A. Tarquin, *Ingeniería Económica*, Sexta Edición, México: McGraw-Hill Interamericana, 2006.
- [22] TELVENT Schneider Electric, *Suministro e Implantación del Sistema SCADA/OMS – MWM/DMS, para las Empresas Eléctricas de Distribución del País*, Quito, 2013.
- [23] Schneider Electric, *Plataforma de Tiempo Real ADMS*, 2015.



ANEXOS

ANEXO 1: Costos iniciales

Costo de adquisición							
No	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio adjudicado COTO-CNELGLR-011-16	Inflación desde enero de 2017 a diciembre de 2017	Precio adjudicado COTO-CNELGLR-011-16 actualizado con la inflación desde enero de 2017 a diciembre de 2017	Precio total
1	Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125 kV, 13 kV, 600 kVAR, con estructura de soporte	U	1	\$ 7,370.13	-0.20%	\$ 7,355.39	\$ 7,355.39
SUBTOTAL							\$ 7,355.39
Costo de mano de obra							
No	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio adjudicado COTO-CNELGLR-011-16	Inflación desde enero de 2017 a diciembre de 2017	Precio adjudicado COTO-CNELGLR-011-16 actualizado con la inflación desde enero de 2017 a diciembre de 2017	Precio total
1	Mano de obra (incluye transporte de materiales, instalación de banco de capacitores, varillas de puesta a tierra y neutro y extensión de neutro)	Unidad	1	\$ 963.55	-0.20%	\$ 961.62	\$ 961.62
SUBTOTAL							\$ 961.62
Costo de materiales							
No.	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio oficina central 2017	Precio total		
1	Varilla para puesta a tierra tipo copperweld, 16 mm (5/8") de diám. x 1800 mm (71") de long.	U	1	\$ 8.14	\$ 8.14		
2	Suelta exotermica 250 gramos	U	1	\$ 12.71	\$ 12.71		
3	Comductor de aluminio desnudo cableado ACSR # 4/0	M	10	\$ 2.02	\$ 20.19		
4	Cable de Cu, desnudo, cableado suave, 2 AWG, 19 hilos	M	13	\$ 4.02	\$ 52.31		
5	Grapa de aleación AL en caliente, derivación para línea en caliente, 4/0 a 250 MCM	U	3	\$ 18.22	\$ 54.66		
6	Seccionador tipo abierto, 200 A, con dispositivo rompearco, BIL 75 kV	U	3	\$ 193.37	\$ 580.12		
7	Tirafusible cabeza removible, tipo K, 30A	U	3	\$ 3.61	\$ 10.84		
8	Cruceta de acero galvanizado, perfil "L", universal, 75 x 75 x 6 x 2000 mm (2 61/64 x 2 61/64 x 1/4)	U	1	\$ 69.41	\$ 69.41		
9	Perno U de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 150 mm (6") de ancho dentro de la U, con 2 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	U	2	\$ 4.76	\$ 9.52		
10	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, simple (3 pernos), 38 x 4 x 140 (1 1/2 x 5/32 x 5 1/2")	U	2	\$ 5.93	\$ 11.86		
11	Pie de amigo de acero, perfil "L" de 38x38x6x700mm	U	4	\$ 6.46	\$ 25.85		
12	Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana, arandelas de presión, 16x38mm (5/8"x 1 1/2")	U	3	\$ 1.29	\$ 3.87		
13	Tubería metálica rígida galvanizada 1/2" de 3m	U	1	\$ 7.00	\$ 7.00		
14	Hebilla de acero de 3/4"	U	2	\$ 0.80	\$ 1.60		
15	Fleje de acero 3/4"	M	0.5	\$ 2.00	\$ 1.00		
				SUBTOTAL		\$ 869.09	

ANEXO 2: Diagrama de comunicación de la Subestación 07-La Primavera

