

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



COMPARACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS DE COMPENSACIÓN REACTIVA CONCENTRADA Y DISTRIBUIDA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

**INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:
JAIME WERNER CHÁVEZ ARIAS**

**PROMOCIÓN
2010-II
LIMA-PERÚ
2014**

**COMPARACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS DE
COMPENSACIÓN REACTIVA CONCENTRADA Y DISTRIBUIDA EN
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

**Agradezco a Dios por haberme dado
sabiduría y discernimiento.**

**Dedico este informe a mis padres y
hermanos.**

SUMARIO

En el presente informe se desarrolla una propuesta de solución de compensación reactiva en los sistemas de distribución; el cual consiste en comparar alternativas de compensación mediante la instalación de banco de capacitores “tipo shunt” (capacitiva) en las subestaciones de subtransmisión (compensación concentrada), y la alternativa de instalar dichos capacitores en los alimentadores de la red de media tensión (compensación distribuida).

En ambos casos se considera como premisa básica que la potencia a compensar es la misma.

En el capítulo 2 se desarrolla conceptos fundamentales y definiciones de compensación reactiva, así como los beneficios de la compensación reactiva.

En el capítulo 3 se desarrolla la metodología para la compensación reactiva, se describen las principales características de compensación reactiva concentrada y distribuida en sistemas de distribución.

En el capítulo 4 se desarrolla un análisis y presentación de resultados de la comparación técnico-económica de la compensación reactiva en los sistemas de distribución.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones del presente informe.

Es importante reconocer que este informe se tornó posible gracias al apoyo del software “DIGSILENT”.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
GENERALIDADES	3
1.1 Importancia de la compensación reactiva en los sistemas de distribución.....	3
1.2 Planteamiento del problema.....	4
1.3 Objetivos.....	4
1.4 Alcances y limitaciones.....	5
1.5 Justificaciones.....	6
CAPÍTULO II	
COMPENSACIÓN REACTIVA	7
2.1 Conceptos fundamentales y definiciones.....	7
2.1.1 Compensación de las cargas.....	10
2.1.2 Componentes armónicas.....	13
2.1.3 Efecto de resonancia.....	14
2.2 Características de la carga.....	16
2.2.1 Carga eléctrica, demanda y demanda máxima.....	18
2.2.2 Factor de demanda y factor de utilización.....	21
2.2.3 Factor de carga.....	22
2.3 Métodos de la compensación reactiva.....	23
2.3.1 Por el modo de inserción a la red.....	23
2.3.2 Por el régimen de operación.....	24
2.3.3 Por su localización en la red.....	27
2.4 Tasa interna de retorno (TIR).....	29
2.4.1 Valor actual neto (VAN).....	29
2.4.2 Costo de oportunidad (COK).....	31
2.5 Beneficios de la compensación reactiva.....	31
CAPÍTULO III	
METODOLOGÍA PARA LA COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA	33
3.1 Compensación concentrada.....	33
3.1.1 Análisis de la carga.....	33
3.1.2 Selección de alternativas.....	35

3.2	Compensación distribuida.....	48
3.2.1	Análisis de la carga.....	48
3.2.2	Ubicación óptima de condensadores con DIGSILENT.....	52
3.2.2.1	Procedimiento de optimización con DIGSILENT.....	53
3.2.2.2	Opciones básicas para calcular "OCP" con DIGSILENT.....	53
3.2.2.3	Resultados para calcular "OCP" con DIGSILENT.....	55

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS..... 58

4.1	Compensación concentrada.....	58
4.1.1	Evaluación técnica.....	58
4.1.2	Evaluación económica.....	64
4.2	Compensación distribuida.....	71
4.2.1	Evaluación técnica.....	71
4.2.2	Evaluación económica.....	76
4.3	Comparación: compensación concentrada vs compensación distribuida.....	81

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 89

ANEXOS..... 91

ANEXO A

Datos factor de potencia, perfil de carga 1 y carga 2 en p.u, demanda de carga 1 y carga 2 para la compensación concentrada.....92

ANEXO B

Datos de la potencia activa MW, potencia reactiva MVAR, escalones para los capacitores de 2x4 MVAR, 2x5 MVAR, 2x6 MVAR y 3x3 MVAR para un periodo de 10 años para la compensación concentrada P: día particular, S: día sábado, D: día domingo.....100

ANEXO C

Elementos de la red en DIGSILENT, características de cada elemento para la compensación concentrada.....119

ANEXO D

Casos de compensación reactiva en DIGSILENT para la compensación concentrada....124

ANEXO E

Elementos de la red en DIGSILENT, características de cada elemento para la compensación distribuida.....130

ANEXO F

Características para la carga de cada alimentador para la compensación distribuida....133

ANEXO G

Evaluación económica de alternativas de compensación reactiva en (US\$) para la

compensación concentrada.....	143
ANEXO H	
Ubicación de los capacitores para compensación reactiva distribuida de los nueve alimentadores.....	148
ANEXO I	
Evaluación técnica de los perfiles de tensiones para el año 5 y el año 10.....	158
ANEXO J	
Información del alimentador de distribución de 33 barras para la compensación reactiva distribuida.....	165
BIBLIOGRAFÍA.....	169

INTRODUCCIÓN

El objetivo global de un sistema eléctrico es satisfacer la demanda de electricidad con el menor costo posible garantizando adecuados niveles de confiabilidad, calidad y seguridad. El manejo eficiente de potencia reactiva, juega un papel importante en el logro del objetivo, ya que un deficiente manejo de los reactivos origina consecuencias como el aumento de pérdidas técnicas, problemas de tensión, inestabilidad o colapso del sistema, necesidades adicionales de capacidad de generación, transformación y redes de transmisión, subtransmisión y distribución; y el aumento de costos operativos por necesidades de generación mínima con plantas costosas.

La estructura del mercado en el sector eléctrico peruano está conformada por la generación, transmisión y distribución. Los sistemas de generación y distribución, cuentan a su vez, con subsistemas de subtransmisión; los cuales sirven para transportar la producción de la central desde los puntos de generación hasta la transmisión; y para el caso de la distribución, desde los puntos de interconexión hasta los centros de transformación a la media tensión (menor a 30 kV).

En la literatura especializada existen diversos métodos y técnicas desarrollados para resolver el problema de la compensación reactiva, en la transmisión, distribución y cargas industriales particulares. En la transmisión, dado que la potencia reactiva no puede ser transmitida en grandes distancias, el control de la tensión tiene que ser efectuado utilizando equipos de compensación reactiva (capacitores, reactores, SVC, etc.) esparcidos a través del sistema de transmisión. En la distribución, existen dos formas de compensación, en las subestaciones de potencia (a través de las barras de media tensión), o en la red de distribución (generalmente en la media tensión). En el caso de las cargas industriales, para evitar el cargo por consumo de energía reactiva inductiva en la tarifa eléctrica, se corrige el factor de potencia mediante la instalación de capacitores “tipo shunt”.

El análisis técnico de la compensación concentrada y distribuida se ha efectuado utilizando el software DIGSILENT. Para la distribuida, se ha empleado el módulo de “ubicación óptima de capacitores” de dicho software. Asimismo, se han desarrollado rutinas o aplicaciones en el lenguaje de programación de DIGSILENT para evaluar diversas alternativas de compensación (concentrada y distribuida) y considerando perfiles de carga típicos (día particular, sábado y domingo).

El campo de aplicación de este método está dirigido a todos los concesionarios de

distribución eléctrica; no obstante, se puede implementar a empresas con suministro de energía eléctrica en alta y/o media tensión y que cuentan con unos sistemas de distribución propia, en media y baja tensión.

CAPÍTULO I GENERALIDADES

En el presente informe se muestra un análisis técnico-económico sobre la compensación reactiva capacitiva en sistemas de distribución que utilizan capacitores "tipo shunt". Los beneficios usuales (reducción de pérdidas, mejora en el perfil de tensiones, uso eficiente de los transformadores de potencia y de la red de media tensión), o la necesidad de evitar el pago por penalización al exceso del consumo de reactivos, es otra variable a considerar en los beneficios de la compensación capacitiva que conllevan a la necesidad de encontrar una solución ventajosa bajo el criterio de mínimo costo.

El análisis se enfoca desde el punto de vista de la ubicación de los equipos de compensación reactiva en el sistema eléctrico, en ese sentido, en la primera alternativa (compensación concentrada) uno o más bancos de capacitores se conectan a la barra de media tensión de la subestación de potencia. Como segunda alternativa se plantea conectar capacitores "tipo shunt" en las redes de media tensión alimentadas desde la misma subestación (compensación distribuida) considerando como premisa básica que la potencia reactiva a compensar es la misma, se analizan dos alternativas de compensación reactiva. El método de análisis consiste en determinar el tamaño y ubicación de los capacitores en la red, de modo que no se violen los límites de tensión y se minimicen las pérdidas de energía activa para todo el ciclo de carga.

En este capítulo se describe la problemática que se analiza en el presente informe, incidiendo en las principales razones que motivan el desarrollo de una metodología con el fin de lograr una adecuada solución al problema de compensación reactiva en los sistemas de distribución. Asimismo; la motivación de una propuesta de solución para mejorar la eficiencia en el uso de las redes eléctricas, mediante la compensación reactiva en la red de distribución.

1.1 Importancia de la compensación reactiva en los sistemas de distribución

El manejo eficiente de potencia reactiva en los sistemas de distribución es efectuado mediante la instalación de capacitores "tipo shunt" en la red de media y baja tensión. Dicho manejo, provoca efectos positivos, como la reducción de pérdidas, mejoras en el perfil de tensiones y el incremento en la capacidad de transporte de la red eléctrica (mayor potencia activa a transmitir).

Las formas de efectuar la compensación reactiva en los sistemas de distribución son: en media tensión (concentrada y distribuida) y en baja tensión (distribuida). La compensación concentrada es efectuada mediante la instalación de capacitores en las barras de media tensión en los centros de transformación. Sin embargo la compensación distribuida es efectuada en la red de distribución, mediante:

- a. Instalación de capacitores en la red de media tensión correspondientes a los alimentadores de distribución,
- b. Instalación de capacitores en las barras de baja tensión de las subestaciones de distribución, y
- c. Instalación de capacitores en los medidores de los suministros de baja tensión.

En este informe se desarrolla una propuesta de solución mediante la comparación técnica-económica de la compensación reactiva concentrada y la compensación reactiva distribuida en la red de media tensión de los sistemas de distribución (a).

1.2 Planteamiento del problema

Las cargas que alimentan los sistemas de distribución (residenciales, comerciales, industriales, etc.) son predominantemente inductivas. El incremento del factor de potencia de dichas cargas, incrementa la caída de tensión y las pérdidas de potencia en la red de distribución, y como consecuencia un uso deficiente de las redes eléctricas.

En el ámbito nacional, los sistemas de distribución están conformados por zonas de distintos niveles de densidad de carga. Zonas de alta densidad de carga, como por ejemplo, distritos que forma parte del área de concesión de Luz del Sur, y zonas de baja densidad de carga, como por ejemplo, distritos que forman parte del área de concesión de Distriluz.

En cada zona, se presentan problemas de diferente intensidad; para aquellas de baja densidad de carga con redes extensas y poca demanda servida (zonas rurales), el problema es crítico ya que presenta bajos niveles de tensión y elevadas pérdidas. Para el caso de zonas de alta densidad, con redes cortas generalmente subterráneas (zonas urbanas), se presentan los mismos problemas a menor escala; sin embargo, a diferencia de las zonas rurales, en dichas zonas se presentan problemas en cuanto a los espacios disponibles para la instalación de capacitores en la red de media tensión.

Para mitigar el efecto de la carga reactiva en la red y su impacto en el uso eficiente de la misma, en este informe se muestra una comparación técnica y económica de las alternativas de compensación reactiva “tipo shunt” concentrada y distribuida.

1.3 Objetivos

Los altos estándares de productividad, eficiencia y calidad de servicio de la energía eléctrica exigidos por el mercado hoy en día exigen a las empresas un mejor manejo de

sus sistemas eléctricos.

En este entorno la información se convierte en una exigencia estratégica cuando se requieren decisiones rápidas. Sin esta información, la cual no se puede obtener de una subestación convencional, no se puede tener un óptimo manejo del sistema. Lo cual deja en clara desventaja a las empresas que no cuentan con un sistema automatizado frente a las que si los tienen.

Los objetivos planteados en el presente informe son los siguientes:

Objetivo general

Implementar un método de análisis para la solución técnico-económica del problema de compensación reactiva “tipo shunt”, mediante un comparativo de dos alternativas de compensación reactiva concentrada y distribuida en sistemas de distribución.

Objetivos específicos

Los objetivos específicos son:

- Desarrollar una propuesta de solución de compensación reactiva en los sistemas de distribución; el cual consiste en comparar alternativas de compensación mediante la instalación de banco de capacitores “tipo shunt” (capacitiva) en las subestaciones de subtransmisión (compensación concentrada), y la alternativa de instalar dichos capacitores en los alimentadores de la red de media tensión (compensación distribuida).
- Desarrollo de rutinas o aplicaciones en el lenguaje de programación de “DGSILENT” para el dimensionamiento de la compensación reactiva concentrada a instalar en los centros de transformación y/o subestaciones de potencia.
- Resolver el problema de compensación reactiva distribuida en la red de media tensión; utilizando el módulo “ubicación óptima de capacitores” del software “DGSILENT”, y mediante el desarrollo de aplicaciones en el lenguaje de programación de “DGSILENT” para el análisis de la operación de la red considerando perfiles de carga típicos.
- Desarrollar un comparativo técnico-económico de las alternativas de compensación reactiva “tipo shunt” concentrada y distribuida, ver cuál de las alternativas es el más conveniente.

1.4 Alcances y limitaciones

Los alcances del presente informe son:

- Desarrollo de la alternativa de compensación reactiva concentrada en la barra de media tensión de los centros de transformación, basados en métodos determinísticos.
- Desarrollo de la alternativa de compensación distribuida, basado en técnicas de optimización del software “DGSILENT”.

Asimismo, a continuación se describen las limitaciones del presente informe:

- No se incluye en la evaluación a las alternativas de compensación reactiva en la red de baja tensión (subestaciones de distribución y medidores).
- No se incluye en la evaluación la alternativa de compensación serie en la red de media tensión.

1.5 Justificaciones

Justificaciones técnicas: Mejora en el perfil de tensión en las barras, descongestionamiento de las líneas y el incremento en la capacidad de transporte de la red eléctrica (mayor potencia activa a transmitir).

Justificaciones económicas: menores pérdidas en las redes de distribución y mayor margen de ventas de energía activa.

CAPÍTULO II COMPENSACIÓN REACTIVA

La potencia reactiva es producida o absorbida por todos los componentes de un sistema de potencia: generadores, transformadores, líneas de transmisión, cargas y equipos de compensación [1].

La compensación con capacitores "shunt" es principalmente utilizada para incrementar la tensión de recepción en casos de máxima demanda y para suministrar potencia reactiva directamente a las cargas.

2.1 Conceptos fundamentales y definiciones

En este capítulo se analizan las cargas conectadas a la red eléctrica, algunas de estas cargas provocan variaciones en la forma de onda de tensión y corriente, los métodos para efectuar una compensación de potencia reactiva y como se corrige el factor de potencia, estos conceptos serán de gran utilidad para el estudio de capítulos posteriores [2].

Tipos de cargas

Una carga es un elemento que consume energía eléctrica, en general existen dos tipos de cargas dentro de los sistemas eléctricos: Cargas lineales y las Cargas no lineales. Una carga es lineal cuando la tensión aplicada a sus extremos y la corriente que pasan por ella están estrechamente relacionadas. Por el contrario, se dice que una carga es no lineal cuando la relación tensión/corriente no es constante, las cargas no lineales conectadas a la red de corriente alterna absorben corrientes que no son senoidales.

A continuación se citan algunas cargas típicas no lineales:

- Equipos electrónicos, en general monofásicos, que internamente trabajan con corriente continua (ordenadores, impresora, autómatas programables, etc.).
- Alumbrado Fluorescente y lámparas con balastos electrónicos.
- Transformadores, reactancias con núcleos de hierro
- Controles electrónicos de velocidad para motores de CD y CA.
- UPS's y PC's.

Cargas en sistemas eléctricos

En términos generales pueden distinguirse tres tipos de cargas eléctricas al conectar un equipo a una red, por la cual, circula corriente eléctrica expresada en amperes (A) y tensión expresado en volts (V).

Cargas resistivas

Las cargas resistivas pueden encontrarse en equipos como lámparas incandescentes, planchas y estufas eléctricas, en donde la energía que requieren para funcionar es transformada en energía lumínica o energía calorífica, en cuyo caso el factor de potencia toma el valor de 1.0.

En un circuito puramente resistivo, la corriente está en fase con la tensión y es función inmediata de la tensión.

Las cargas de tipo resistivo que se encuentran más comúnmente en los sistemas eléctricos ya sea residencial, industrial o comercial son los siguientes: hornos eléctricos, calefactores, planchas, alumbrado incandescente, etc.

Cargas inductivas

Las cargas inductivas son encontradas en cualquier lugar donde haya bobinados involucrados, por ejemplo en los equipos del tipo electromecánicos como los motores, balastos, transformadores, entre otros; además de consumir potencia activa, requieren potencia reactiva para su propio funcionamiento, por lo cual trabajan con un factor de potencia menor a 1.0. Considerándose por lo tanto que las cargas inductivas, sean el origen del bajo factor de potencia (menor a 0.9). En un circuito puramente inductivo la corriente no está en fase con la tensión ya que va atrasada 90° con respecto a la tensión.

Algunos equipos de cargas del tipo inductivo son los transformadores, motores de inducción, alumbrado fluorescente, máquinas soldadoras, etc.

Cargas capacitivas

Las cargas capacitivas se presentan en los capacitores y se caracterizan porque la corriente se haya adelantado respecto de la tensión 90° .

Las cargas de tipo capacitivo son: los bancos de capacitores, motores síncronos, etc.

En un circuito puramente capacitivo, no existe consumo de energía aún si hay corriente circulando. Las cargas capacitivas generan potencia reactiva expresada en volts ampers reactivos (VAr).

Cargas combinadas

En la práctica una carga no está constituida solamente por cargas resistivas, inductivas o capacitivas, ya que estas tres cargas con frecuencia coexisten en los circuitos eléctricos. Las diversas cargas son usualmente abastecidas directamente de la red principal de suministro eléctrico, sin embargo el suministro de potencia reactiva puede ser suministrado por equipos conectados en un punto de la red eléctrica, normalmente se utiliza para ello los bancos de capacitores que son fuentes suministradoras de potencia reactiva.

Tipos de potencias

Potencia activa (P)

Es la potencia que representa la capacidad de un circuito para realizar un proceso de transformación de energía eléctrica en trabajo, la origina la componente de la corriente que está en fase con la tensión. Los diferentes dispositivos eléctricos existentes convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, etc. Esta potencia es, por lo tanto, la realmente consumida por los circuitos. Cuando se habla de demanda eléctrica, es esta potencia la que se utiliza para determinar dicha demanda. Sus unidades son kW o MW. Resultado que indica que indica que la potencia activa es debido a los elementos resistivos [2].

Potencia reactiva (Q)

Esta potencia no tiene tampoco el carácter realmente de ser consumida y sólo aparecerá cuando existan bobinas o condensadores en los circuitos que generan campos magnéticos y campos eléctricos. La origina la componente de la corriente que está a 90° con respecto a la tensión, en adelanto o en atraso. La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo útil y se designa con la letra Q. Sus unidades son KVAR o MVAR. Lo que reafirma en que esta potencia es debida únicamente a los elementos reactivos, los cuales pueden ser del tipo inductivo QL o capacitivo QC.

Potencia aparente (S)

La potencia aparente (también llamada compleja) de un circuito eléctrico de corriente alterna es la suma, por ser la potencia total es el vector resultante de sumar la potencia activa y la potencia reactiva. Esta potencia no es realmente consumida o útil, salvo cuando el factor de potencia es la unidad ($\cos\phi=1$) ya que entonces la potencia activa es igual a la potencia aparente, esta potencia también es indicativa de que en la red de alimentación de un circuito no sólo ha de satisfacer la energía consumida por los elementos resistivos, sino que también ha de contarse con la que van a "almacenar" bobinas y condensadores. Se la designa con la letra S. Sus unidades son kVA o MVA.

Capacitor

Un capacitor es un dispositivo pasivo utilizado en electricidad y electrónica, capaz de almacenar energía sustentando un campo eléctrico. Está formado por un par de superficies conductoras, generalmente en forma de láminas o placas, en situación de influencia total (esto es, que todas la líneas de campo eléctrico que parten de una van a parar a la otra) separadas por un material dieléctrico o por el vacío. Las placas, sometidas a una diferencia de potencial, adquieren una determinada carga eléctrica, positiva en una de ellas y negativa en la otra, siendo nula la variación de carga total [3].

Los capacitores pueden asociarse en serie, paralelo o de forma mixta, también pueden ser fijos, variables o ambos. Éstos suministran potencia reactiva capacitiva. Esta es una de las soluciones más usadas debido a sus bajos costos por kVAr instalado, tanto en su inversión inicial como en su mantenimiento. Una vez se determina el tamaño de los bancos de capacitores a instalar, estos se localizan de modo que proporcionen los mayores beneficios. Los puntos de conexión de los bancos pueden ser:

- En las barras de baja tensión de la subestación
- En las barras de media tensión de la subestación
- En las barras de alta tensión de la subestación

Para cada caso los bancos mejoran el FP aguas arriba de la instalación, es decir hacia la fuente.

Para el análisis desarrollado en este informe se eligió el capacitor como elemento compensador por el nivel de tensión del estudio, además, es económico y tiene requerimientos de instalación y mantenimiento mínimos. No obstante, es claro que estos elementos pueden tener problemas por variación de su capacidad nominal en el suministro de reactiva por envejecimiento y por lo tanto cualquier solución no debe ser de largo plazo.

2.1.1 Compensación de las cargas

En un sistema ideal de corriente alterna la tensión y frecuencia en todos los puntos de suministro deberían ser constantes y libres de armónicos, y el factor de potencia debería ser la unidad [1].

En particular estos parámetros deberían ser independientes del tamaño (potencia) y característica de las cargas.

- En un sistema ideal cada carga podría ser diseñada para obtener un comportamiento óptimo a la tensión de suministro dada.
- En un sistema real, se debe cumplir con la calidad de suministro, la noción que debe establecerse es cuan constantes son la tensión y la frecuencia, y cuan cerca de la unidad está el factor de potencia.

Objetivos de la compensación de la carga

Compensación de la carga es el manejo de la potencia reactiva para mejorar la "calidad de suministro" en sistemas eléctricos. Este término es usado cuando el manejo de la potencia reactiva es efectuado en una carga individual o grupo de cargas, y el equipo de compensación es instalado cerca de la carga.

Las técnicas utilizadas y en efecto, algunos de los objetivos de la compensación de la carga, difieren considerablemente de los objetivos alcanzados en la compensación reactiva en el sistema de distribución.

En la compensación de las cargas existen principales objetivos como:

- Corrección del factor de potencia.
- Mejoramiento de la regulación de tensión.

Corrección del factor de potencia

Normalmente las cargas tienen factor de potencia en atraso, es decir absorben potencia reactiva. Por ello la corriente tiende a ser mayor que la requerida para suministrar solo la potencia activa, porque tiene componente reactiva, incrementándose la caída de tensión y las pérdidas de potencia.

Por ello la corrección del factor de potencia es la práctica de producir potencia reactiva, lo más cerca posible de la carga, en vez de que sea suministrada desde una central lejana o subestación.

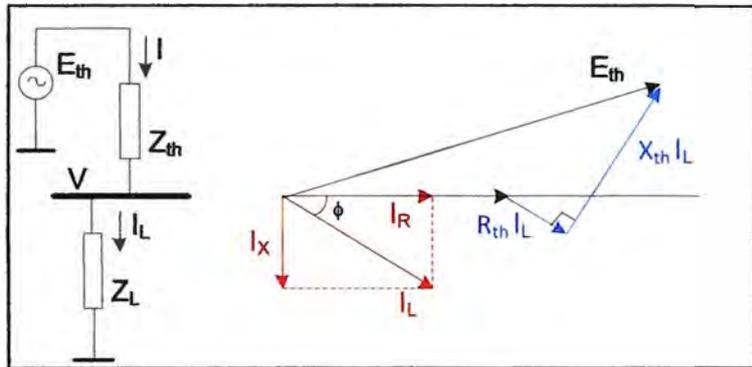


Fig. 2.1: Diagrama Fasorial con carga sin compensación

Dónde: E_{th} , Z_{th} : Thevenin visto desde la barra de carga

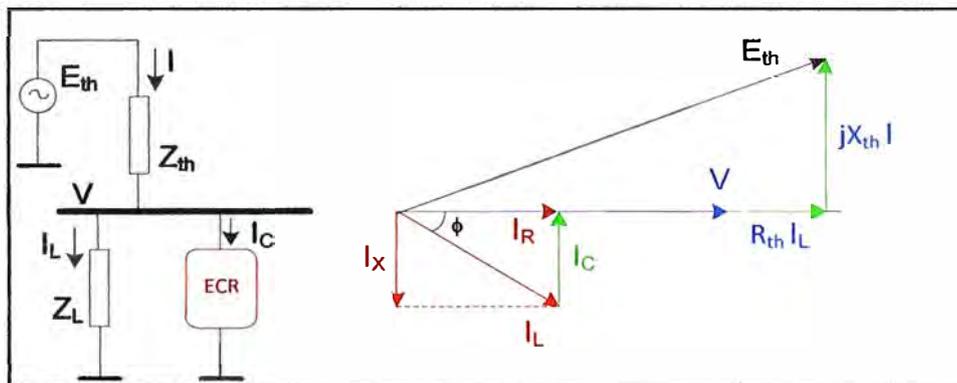


Fig. 2.2: Diagrama Fasorial al corregir completamente el factor de potencia de la carga

Dónde: I_C : corriente del Equipo de Compensación Reactiva (ECR).

Regulación de tensión

El consumo de potencia reactiva provoca variación de la tensión en la barra de suministro, que puede interferir con la operación eficiente de las plantas conectadas a esta barra. Para garantizar una adecuada operación, la NTCSE ha establecido límites para la tensión en las barras del sistema $\pm 5\%$.

La forma evidente de mejorar la regulación es incrementando la fortaleza del sistema, sin embargo la solución económica es diseñar el sistema para la demanda real y manejar la potencia reactiva mediante equipos de compensación, sin incrementar los niveles de cortocircuito.

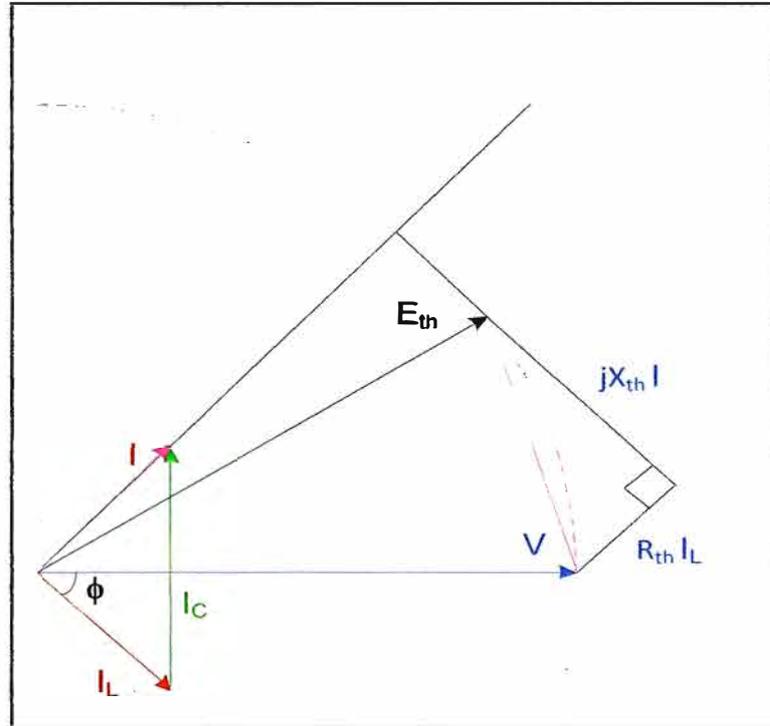


Fig. 2.3: Diagrama Fasorial para tener tensión en la carga igual a la tensión de envío

Dónde: I_c : Corriente del ECR

La caída de tensión ΔV , sus componentes y la ecuación para el cálculo de la tensión en la carga están dadas por:

$$\Delta \dot{V} = \Delta V_R + j\Delta V_X \quad (2.1)$$

$$\Delta V_R = \frac{R_{th}P_L + X_{th}Q_L}{V} \quad (2.2)$$

$$\Delta V_X = \frac{X_{th}P_L - R_{th}Q_L}{V} \quad (2.3)$$

$$E_{th}^2 = [V + \Delta V_R]^2 + [\Delta V_X]^2 \quad (2.4)$$

Si se instala un equipo de compensación (ECR) para que actúe como corrector del factor de potencia a la unidad, entonces:

$$\Delta \dot{V} = \frac{R_{th}P_L}{V} + j \frac{X_{th}P_L}{V} \quad (2.5)$$

Se aprecia que la caída de tensión es independiente de la potencia reactiva y no está bajo su control.

Se concluye que el ECR no puede mantener constante la tensión y a la vez corregir el factor de potencia a un valor prefijado.

2.1.2 Componentes armónicas

Las corrientes armónicas son aquellas que se manifiestan dentro de los sistemas eléctricos a una frecuencia múltiplo de la fundamental 60 Hz, por ejemplo, la 3a. [180 Hz], 5a [300 Hz], 7a armónica [420 Hz], etc, [2].

La distorsión de la onda senoidal fundamental, generalmente ocurre en múltiplos de la frecuencia fundamental. Así sobre un sistema de potencia de 60 Hz, la onda armónica tiene una frecuencia expresada por la ecuación 2.6.

$$f_{armónicas} = nx60 \text{ Hz} \quad (2.6)$$

Dónde: $n = 1,2,3,4 \dots\dots\dots$,etc.

Las corrientes armónicas son producidas por todas las cargas que tengan una fuente de rectificación produce una distorsión de la onda fundamental de 60 Hz. Estas cargas son llamadas No-lineales y se relacionan con cualquier tipo de carga electrónica, tales como balastos electrónicos, arrancadores estáticos, PC's, entre otras.

Las armónicas pueden ocasionar disturbios en la red de distribución de energía eléctrica y causar calentamiento en cables, en los devanados de los motores y transformadores, el disparo repentino de interruptores, el sobrecalentamiento (y posible explosión) de capacitores, y también el mal funcionamiento de equipos de control y medición en general.

En particular, al incorporar un banco de capacitores en una instalación con equipos productores de armónicas, se debe tener en cuenta que aunque los capacitores son cargas lineales, y por lo tanto no crean armónicas por sí mismos, pueden contribuir a producir una amplificación importante de las armónicas existentes al entrar en combinación con las mismas. Al respecto hay que considerar que la impedancia de un capacitor se reduce cuando crece la frecuencia, presentando así un camino de baja impedancia para las corrientes de las armónicas superiores. Por su parte, los capacitores de corrección del factor de potencia forman un circuito paralelo con la inductancia de la red de distribución y con la del transformador. Así las corrientes armónicas generadas por los elementos no lineales se dividen entre las dos ramas de este circuito paralelo, dependiendo de la impedancia presentada por el circuito para cada armónico.

Esto puede provocar una sobrecorriente muy perjudicial para el capacitor. En el peor de los casos, cuando la frecuencia de alguna corriente armónica coincide, o esta próxima, con la frecuencia de resonancia del circuito paralelo, la corriente que circula por cada rama del banco puede llegar a ser tan grande que los capacitores se degraden aceleradamente, o eventualmente exploten. Asimismo, estas corrientes armónicas también producen sobretensiones que se suman a la tensión total aplicada al capacitor y pueden dañar al dieléctrico del mismo.

Al energizar un banco de capacitores esta toma corrientes transitorias, cuya magnitud puede llegar a alcanzar valores elevados en el momento de cerrar el circuito. Un banco de capacitores descargado, hace bajar momentáneamente a cero la tensión de la línea en el lugar de su instalación, y para el sistema esto representa un corto circuito aparente. Si los capacitores se encontraban cargados antes de conectarse a la línea y si la polaridad de tensión era distinta a la de la línea en el momento de la conexión, se producen corrientes todavía más altas.

Existen dos razones que se deben considerar cuando se instalan capacitores para corregir el factor de potencia. La primera razón, es como ya se había mencionado anteriormente es que los capacitores son por naturaleza un camino de baja impedancia para las corrientes armónicas, esto es, absorben la energía a las altas frecuencias. Este aumento en las corrientes, incrementa la temperatura del capacitor y por consiguiente reduce su vida útil. La segunda razón, y potencialmente más peligrosos, es el efecto de resonancia.

Cuando los capacitores son conectados al sistema eléctrico, ellos forman un circuito de resonancia en paralelo junto con las inductancias del sistema (transformador). Si llegase a existir una corriente armónica cercana al punto de resonancia formado, entonces el efecto se magnifica. Este efecto amplificado, puede causar serios problemas tales como un exceso en la distorsión de tensión, disparos por sobretensiones en los controladores, niveles de aislamiento estresados de transformadores y conductores.

Se recomienda que para evitar que la distorsión armónica no afecte el funcionamiento adecuado de un capacitor, su corriente eficaz no debe sobrepasar un 115% de su valor a plena carga.

2.1.3 Efecto de resonancia

Las condiciones de resonancia causan sobrecorrientes y sobretensiones. Hay dos posibilidades de condiciones de resonancia como se explica a continuación [2].

Resonancia serie

La combinación de reactancias inductiva y capacitiva en serie forma un circuito resonante serie. El comportamiento de la impedancia de este circuito se ilustra en la figura 2.4. Se observa que a una frecuencia llamada frecuencia de resonancia, la impedancia se reduce a un valor mínimo el cual es muy bajo y de naturaleza resistiva. El circuito ofrece una impedancia muy baja a esta frecuencia lo cual causa un aumento en muchas veces de la corriente.

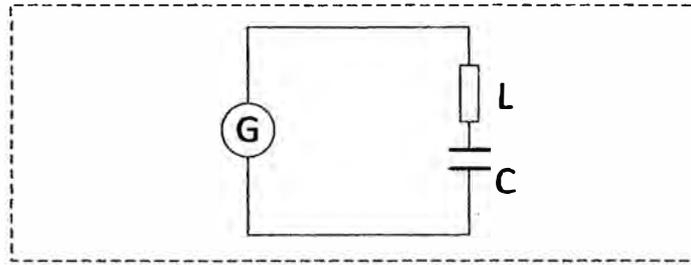


Fig. 2.4: Circuito resonante serie

La resonancia serie ocurre en muchos casos, cuando las armónicas están presentes en lado primario del transformador. El transformador junto con los capacitores en el lado secundario de baja tensión actúan como un circuito resonante serie para el lado de alta tensión. Si la frecuencia de resonancia de la combinación L y C coincide con una frecuencia armónica existente puede sobrecargarse el equipo. Este circuito resonante serie provee un paso de baja impedancia a las armónicas en este caso. La cantidad de absorción dependerá de la posición relativa de la frecuencia de resonancia con respecto a la frecuencia de la armónica. Esta corriente armónica impone una carga adicional al transformador y especialmente a los capacitores. La tensión del lado de baja tensión del sistema se distorsiona como resultado de la resonancia.

Resonancia paralelo

Una combinación en paralelo de reactancia inductiva y una capacitiva forma un circuito resonante paralelo. El comportamiento de la impedancia de este circuito se muestra en la figura 2.5. A la frecuencia de resonancia la reactancia inductiva igual a la capacitiva.

La impedancia resultante del circuito aumenta a valores muy altos a la frecuencia de resonancia. La excitación de un circuito resonante paralelo causa una tensión muy alta sobre las impedancias y corrientes.

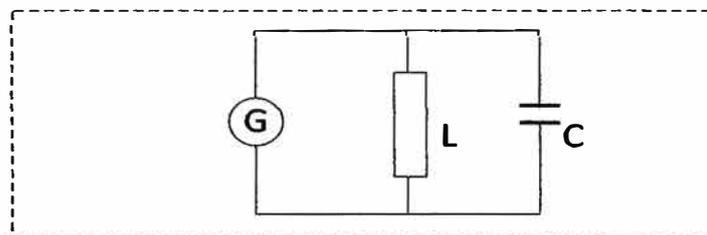


Fig. 2.5: Circuito resonante paralelo

Muchos de los sistemas de energía están equipados con capacitores para corrección del factor de potencia. La capacitancia forma un circuito resonante paralelo con las impedancias de la carga y del transformador. En consecuencia el generador de armónicas encuentra una aumentada reactancia de red. Consecuentemente la corriente armónica causa una tensión armónica aumentada comparada con la red no compensada (XL) la cual puede ser acompañada por distorsión de la fundamental.

Entre la red y el capacitor fluyen corrientes iguales que pueden llegar a sumar un múltiplo de la corriente armónica. Los transformadores y capacitores son cargados adicionalmente lo cual puede causar la sobrecarga de los mismos.

El punto de resonancia paralelo depende de la inductancia de la red y de la potencia capacitiva. Por lo tanto es posible ubicar el punto de resonancia de manera de asegurar la menor perturbación. En realidad la impedancia de la red no permanece constante todo el tiempo porque está determinada por la potencia de cortocircuito de la red y de las cargas conectadas a ellas. La potencia de cortocircuito de la red varía con el estado de conexión y el punto de resonancia paralelo se mueve con la configuración de la red. Por lo tanto el fenómeno puede ser más complicado cuando el equipo de corrección del factor de potencia varía por pasos.

En general, es evidente que la ocurrencia de resonancia serie o paralelo puede causar sobretensiones y sobrecorrientes de niveles peligrosamente altos. Las armónicas que crean una posibilidad de resonancia no solo sobrecargan los componentes del sistema sino también deterioran la calidad de energía en términos de distorsión y caídas de tensión.

El problema en los capacitores es debido a la resonancia que presentan con el sistema, esta frecuencia de resonancia muchas veces se encuentran cercana a los 5a o 7a armónica, las cuales son armónicas muy comunes en los sistemas eléctricos.

De esta manera la frecuencia de resonancia a la cual está expuesta un banco de capacitores es dado por la ecuación 2.7, la cual es:

$$f_{res} = \sqrt{\frac{MV_{ACC}}{MV_{ArSCAP}}} \quad (2.7)$$

Dónde:

MV_{ACC} = Es la potencia de corto circuito donde está conectado el banco de capacitores.

MV_{ArSCAP} = Es la potencia del banco de capacitores.

2.2 Características de la carga

El propósito de un sistema de distribución es llevar la energía del sistema de potencia o fuente, al usuario. El diseñador de un sistema eléctrico de distribución, tiene bastante libertad para seleccionar los componentes del sistema; sin embargo, el factor más importante, que es la carga, es un parámetro independiente del diseñador y casi siempre es muy poco el control sobre ella puede tener [4].

El conocimiento de los factores de la carga sirve para predecir el valor de la demanda máxima, parámetro base de diseño, con el que se realizan cálculos de regulación y de capacidad de conducción de los elementos de la red. El conocimiento de estos parámetros, normalmente se obtiene de medición directa de la demanda de redes en operación, cuyas características son similares a las de la futura red. El conocimiento de los parámetros de la

carga es de primordial importancia para lograr un diseño en el que se haga una utilización racional de los recursos materiales, así como de que se asegure una operación satisfactoria de la misma.

Generalmente el problema involucra a diferentes usuarios, en los que la utilización de la energía no se realiza en forma similar, debido a hábitos diferentes y a equipos eléctricos también diferentes. El conocimiento de las características de la carga, pretende determinar su efecto en el diseño de la red de distribución. Esta red eléctrica puede ser la de un fraccionamiento habitacional, la de un edificio, la de una fábrica, etc.

La clasificación de las cargas pueden ser de distintas formas; sin embargo, es práctica común clasificarlas de acuerdo con el perfil de la demanda en el tiempo. En los sistemas eléctricos se tienen bien definidos para cada tipo de carga (doméstica, comercial e industrial), en la figura 2.6 se presentan los siguientes casos.

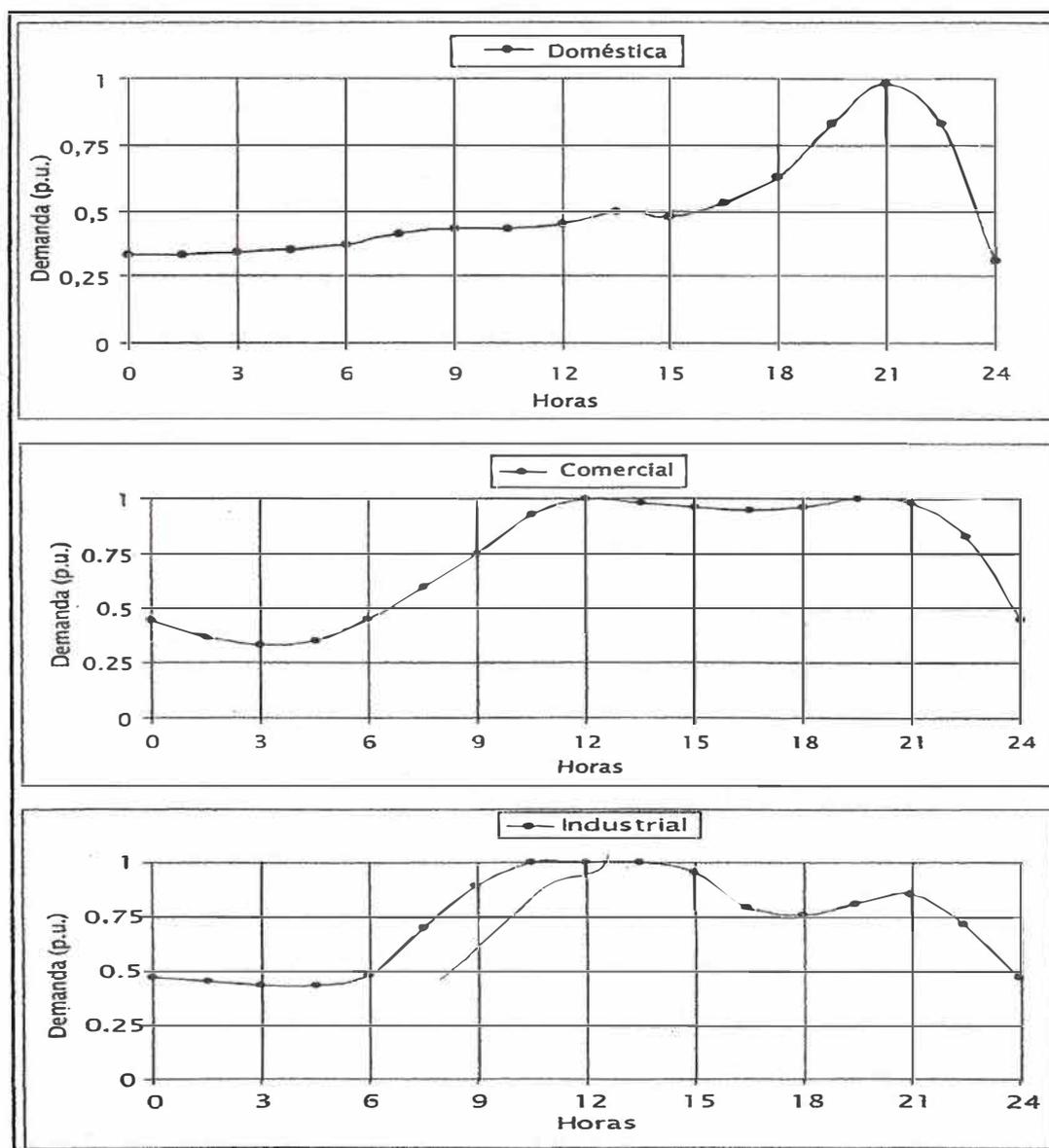


Fig. 2.6: Curvas características de carga

2.2.1 Carga eléctrica, demanda y demanda máxima

Hasta este momento se ha hablado de la energía sin que medie una definición de este concepto, por lo que ahora es conveniente hacer un alto en el desarrollo de este capítulo y preguntar: ¿Qué es la carga eléctrica? Carga eléctrica es el aparato, o conjunto de aparatos, conectados a un sistema eléctrico que demandan una potencia eléctrica. El valor de la potencia demandada es el "valor de la carga", y normalmente se le conoce como la demanda [4].

Es bien sabido que la potencia es el producto de la tensión por la corriente, así pues en sistema trifásico la potencia activa está dado por:

$$P = 3vi \cdot \cos \emptyset \quad (2.8)$$

Para efectos prácticos de análisis, la tensión se puede considerar como una constante, razón por la cual algunas curvas de ciclos de carga se acostumbra representarlas en función de la corriente.

A la potencia también se le define como la relación de la energía y el tiempo, es decir, la potencia es la variación en el tiempo con que se transmite la energía. Así por ejemplo, en la figura 2.7 se muestra un patrón de potencia demandada por un usuario, en donde se aprecia como en los períodos iguales de tiempo t_1 y t_2 , la relación de la energía E_1 y E_2 en estos tiempos es diferente, siendo entonces diferentes los valores de las potencias respectivas P_1 y P_2 .

El hecho de que se haya definido al "valor de la carga" en función de la potencia, se presta a preguntarse: ¿Qué clase de potencia es de la que se habla? Normalmente es de la potencia activa, ya que ésta es independiente del factor de potencia, no como la aparente; sin embargo, en ocasiones la carga está expresada en función de la potencia reactiva, como es el caso de un banco de capacitores, en el que su capacidad está dada en kvar ya que su potencia activa es mucho menor que su potencia reactiva.

Como se dijo anteriormente el "valor de la carga" es la potencia demandada, o simplemente la demanda; sin embargo, en esta etapa del estudio cabe preguntar: dado que el ciclo de la carga es variable ¿Cuál es el valor que caracteriza a la carga? La contestación es que para fines de diseño, normalmente, se hace referencia a la demanda máxima.

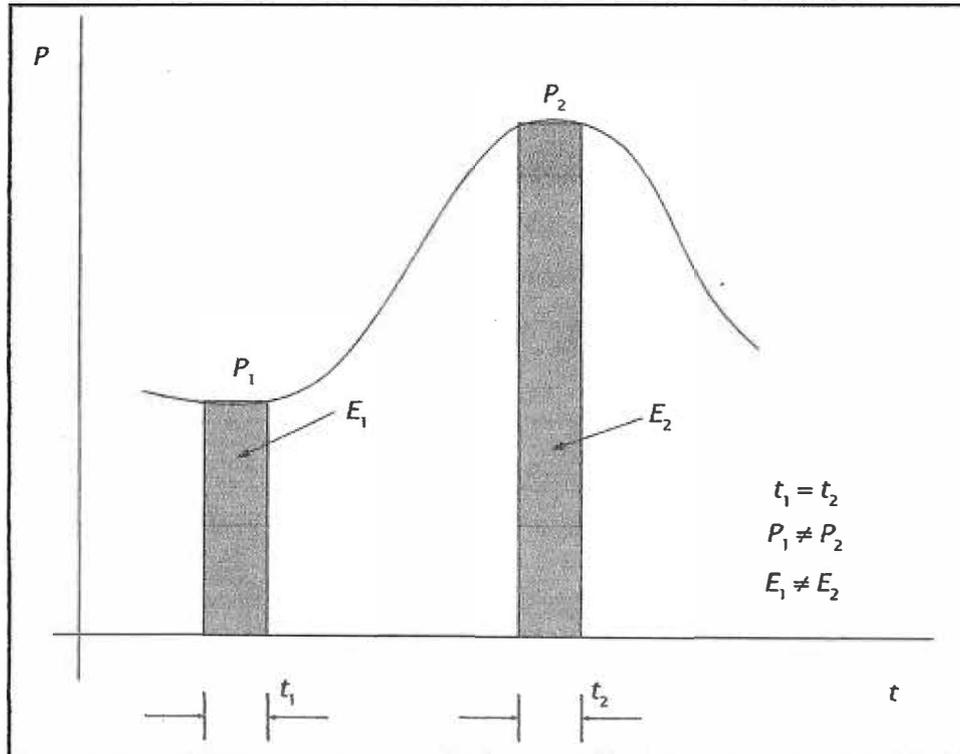


Fig. 2.7: Relación de potencia y tiempo

Demanda máxima, Carga Conectada y Capacidad Instalada

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

A la potencia máxima demandada, por simplicidad, se le conoce como demanda máxima.

Dado que la potencia máxima demandada de una carga, presenta el caso más crítico, como se asentó anteriormente, este valor es con el que normalmente se llevan a cabo los cálculos de regulación y los de capacidad de conducción.

En un sistema eléctrico, se pueden tener variaciones súbitas de la demanda, razón por la cual se acostumbra establecer un período mínimo de tiempo en el que se debe mantener este valor de potencia, para que se considere éste como el máximo.

Así por ejemplo en la figura 2.8 se muestra un valor de potencia máxima P_1 , el cual no se mantiene durante un período mínimo de tiempo t , razón por la cual no se puede decir que éste sea el valor de la demanda máxima. En forma diferente el valor P_2 , se puede considerar como el de la demanda máxima, si suponemos que el tiempo t_2 que dura, es mayor que el tiempo t mínimo especificado.

En la figura 2.8 se puede explicar el alto valor de la potencia P_1 , en un tiempo excesivamente corto, como cuando se presenta el arranque de un motor conectado a un sistema eléctrico. En este caso, a pesar de ser mayor la demanda P_1 que la demanda P_2 , se anula la demanda P_1 ya que ésta se presenta en un tiempo muy corto, razón por la cual

se considera a P_2 como la demanda máxima. Este criterio se basa en que en tiempos muy cortos, como cuando arranca un motor, la inercia térmica de los aparatos no afecta a los aislamientos de los equipos, y por consiguiente sería muy costoso diseñar un sistema bajo la consideración de una demanda alta que se presenta en un tiempo excesivamente corto, digamos algunos segundos, como es el caso del arranque de un motor, o la puesta en servicio de un transformador. Los aparatos encargados de medir la demanda máxima, normalmente están calibrados para considerar como demanda máxima aquella que se mantiene durante un periodo de 15 minutos.

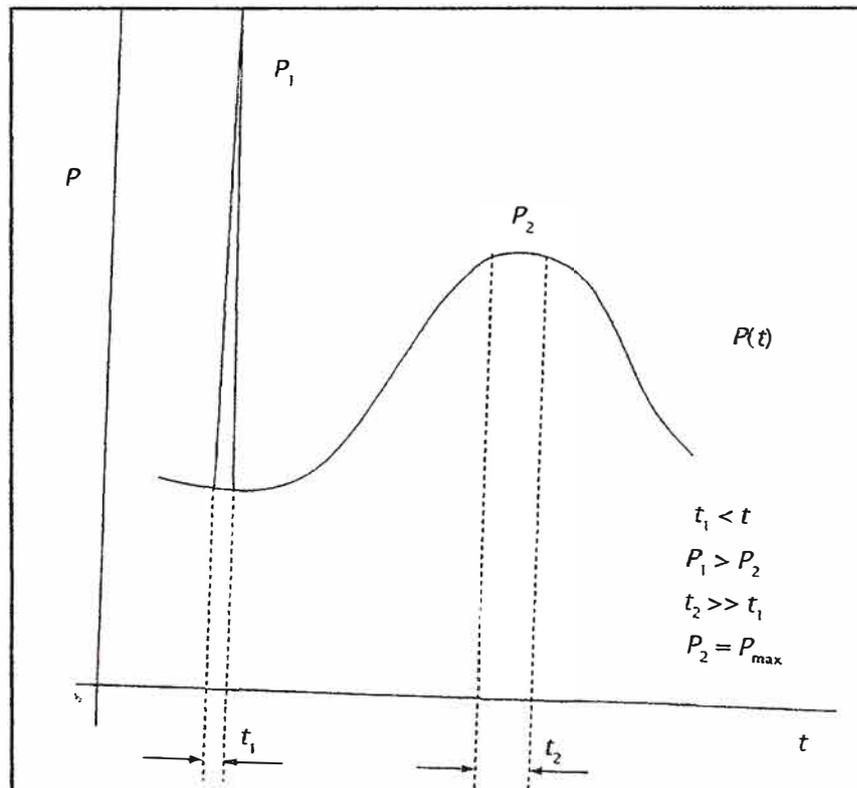


Fig. 2.8: Representación gráfica de la entrada de una carga súbita a una red eléctrica

Se entiende por "Carga Conectada" a la suma de las potencias nominales de los equipos que utilizan la energía. Dado que la demanda máxima y, la carga conectada están dadas en las mismas unidades, el factor de demanda no tiene unidades. El factor de demanda normalmente es menor que uno.

La "Capacidad Instalada" es la suma de las potencias nominales de los equipos que suministran la energía (generadores y transformadores).

Justo es reconocer que los términos: carga y carga conectada, pueden confundirse; sin embargo, cabe puntualizar que cuando se habla de la carga normalmente se está haciendo alusión al valor de demanda máxima de la curva del ciclo de carga; y cuando se habla de la carga conectada, se hace referencia a la suma de las potencias nominales de los equipos o aparatos de la instalación, de que se trate, que en un momento dado pueden hacer uso de la energía.

2.2.2 Factor de demanda y factor de utilización

El "factor de demanda" se define como: la relación existente entre la demanda máxima y la carga conectada, y como se dijo anteriormente no tiene unidades [4].

$$\text{Factor de Demanda} = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga conectada}} \quad (2.9)$$

El "factor de utilización" es la relación que existe entre la demanda máxima de un sistema y su capacidad instalada. Mientras que el factor de demanda indica el grado con el que se utiliza la carga conectada, el factor de utilización indica el grado con el que se utilizan los equipos que suministran energía. En la figura 2.9 se aprecia un sistema que alimenta una carga, dado que el valor de la carga conectada y el de la capacidad instalada del sistema pueden ser diferentes, entonces es factible que el factor de demanda y el factor de utilización sean diferentes.

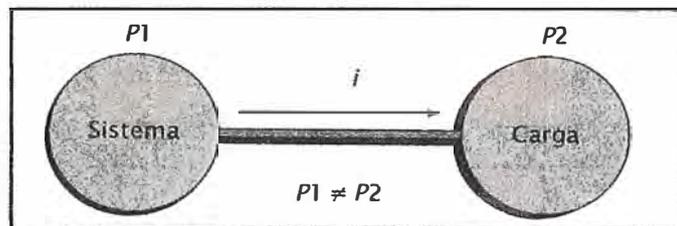


Fig. 2.9: Utilización de un sistema y su carga

En la figura 2.10 se muestran gráficamente los valores de demanda máxima (40 kW) de una instalación cuyo ciclo es variable, la carga conectada es de 60 kW y la capacidad instalada es de 75 kW.

Así en el ejemplo de la figura 2.10, el factor de demanda es 40/60, que es igual a 0.66; y el factor de utilización es 40/75, que es igual a 0.53.

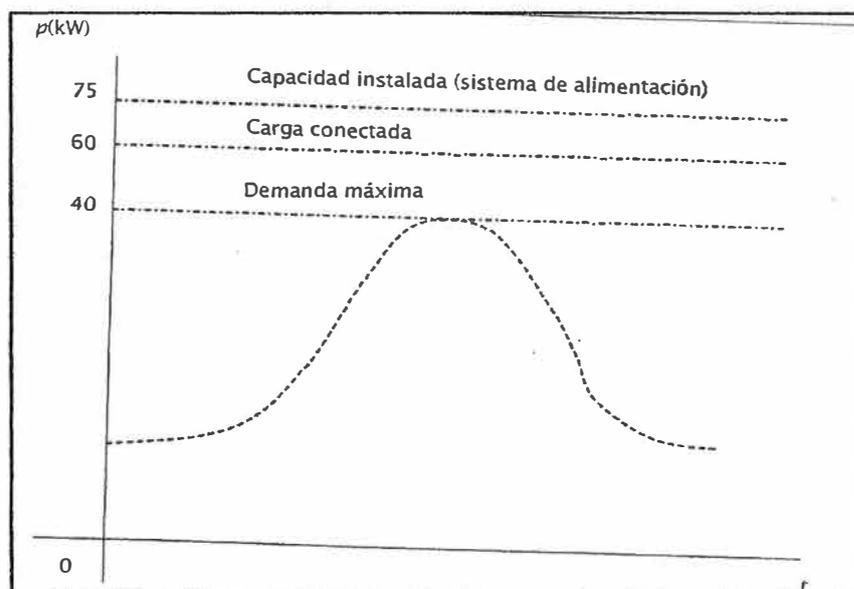


Fig. 2.10: Representación gráfica de la demanda máxima de una carga variable, del valor de la carga conectada y de la capacidad instalada

2.2.3 Factor de carga

Dada la función $p(t)$, de la figura 2.11, que representa a la potencia instantánea demandada por una carga cualquiera, el factor de carga está definido en un intervalo T , por la siguiente expresión [4]:

$$F.C. = \frac{1}{P_{m\acute{a}x}} \int_0^T \frac{p(t)dt}{T} \quad (2.10)$$

En donde la expresión dentro de la integral, indica el valor promedio de la función $P(t)$ y la expresión fuera de la integral es el recíproco del valor máximo de la potencia $P_{m\acute{a}x}$.

De acuerdo con lo anterior, el "factor de carga" se puede definir como la relación existente de la demanda promedio y la demanda máxima. Este factor se puede medir convenientemente con un medidor de energía que tenga un marcador de demanda máxima; el factor de carga se calcula entonces dividiendo la potencia promedio entre la potencia máxima. El factor de carga es mayor que cero y menor o igual a uno. Una carga constante tiene un factor de carga igual a uno; esto está bien representado por una carga de alumbrado público que, normalmente, entra y sale toda a la vez.

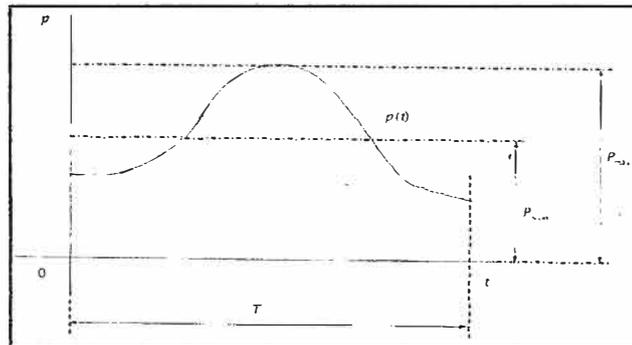


Fig. 2.11: Potencia promedio y potencia máxima

Básicamente el factor de carga indica el grado con que se mantiene el valor de la potencia máxima. De acuerdo con esto, al analizar las dos curvas de la figura 2.12 que representan dos ciclos de carga diferentes, se observa que en la primera el factor de carga es casi igual a uno al ser las demandas A y B casi iguales. En cambio en la segunda figura el factor de carga se aproxima a 0.5. En este caso, considerando que la duración de D es lo suficientemente grande para que la capacidad del sistema se seleccione en base de ella, se puede afirmar que la capacidad del sistema se está utilizando en una forma muy pobre. En la práctica el factor de carga está comprendido en un rango de 0.25 a 0.85.

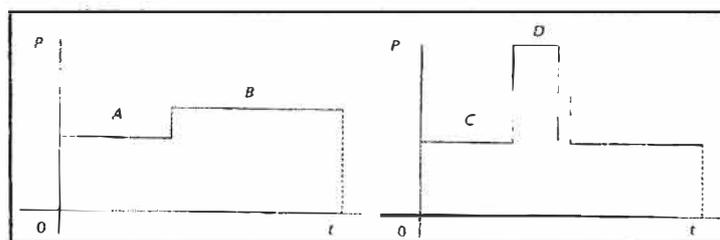


Fig. 2.12: Ciclos de carga

2.3 Métodos de la compensación reactiva

Para una operación eficiente y confiable de sistemas eléctricos de potencia, el control de la tensión y potencia reactiva debería satisfacer los siguientes objetivos [1]:

- Tensiones en terminales de todos los equipos en el sistema deben estar dentro de los límites aceptables. Una prolongada operación de los equipos con tensiones fuera del rango aceptable podría afectar su desempeño y posiblemente provocarles daños irreparables.
- Maximizar la utilización de los sistemas de distribución, sin deteriorar los márgenes de estabilidad del sistema.
- Minimizar el flujo de potencia reactiva para reducir las pérdidas $R \cdot I^2$ y $X \cdot I^2$ hasta un mínimo práctico. Así se asegura la operación eficiente en los sistemas distribución.

El problema de mantener las tensiones dentro de límites requeridos es complicado por el hecho de que el sistema de distribución conduce la energía eléctrica de muchas unidades de generación, suministrando potencia a un gran número de cargas. En ese sentido al variar las cargas, varían los requerimientos de potencia reactiva del sistema de distribución.

Como la potencia reactiva no puede ser transmitida en grandes distancias, el control de la tensión tiene que ser efectuado utilizando equipos especiales esparcidos a través del sistema de distribución. Desde luego que una tarea fundamental del ingeniero de sistemas de potencia es la apropiada selección y ubicación de los equipos de compensación; así como la coordinación de los mismos para obtener un efectivo control de la potencia reactiva y de la tensión.

2.3.1 Por el modo de inserción a la red

a. Capacitor serie

Se conectan en serie con los conductores de la línea para compensar su reactancia inductiva. De esta manera se reduce la reactancia de transferencia entre las subestaciones de envío y recepción, con lo cual se incrementa la potencia transmitida y se reduce las pérdidas de potencia reactiva ($X \cdot I^2$) [1].

Es un equipo de compensación reactiva autorregulante, que incrementa su potencia reactiva incrementando la capacidad de transmisión.

En los sistemas de distribución

Se utiliza para mejorar la regulación de tensión en los alimentadores de distribución y de sistemas industriales. Este capacitor serie no solo reduce la caída de tensión sino que responde instantáneamente a los cambios de la corriente de carga, por lo cual puede ser utilizado para resolver problemas de flicker.

Sin embargo existen muchos problemas asociados a su utilización en los sistemas de distribución: autoexcitación de grandes motores asíncronos y síncronos durante el arranque, oscilaciones en motores síncronos o asíncronos con baja carga en sistemas cuya

relación R_{cc}/X_{cc} es muy grande, la ferresonancia con transformadores al ser energizados para la protección de los capacitores de las corrientes de falla.

En los sistemas de subtransmisión se utilizan para reparto de corriente o flujos en líneas paralelas y mejorar la regulación.

En los sistemas de transmisión han tenido mayores aplicaciones para compensar la impedancia inductiva de líneas largas y mejorar la estabilidad del sistema y para posibilitar el reparto de carga en líneas de varios circuitos.

b. Capacitor "Shunt"

En la década de 1910 fueron usados los primeros capacitores para la corrección del factor de potencia, que utilizaron el aceite como dieléctrico, su uso fue limitado por su tamaño, peso y alto costo. En 1930, con la introducción de materiales dieléctricos y otras mejoras en la construcción de capacitores permitió reducir considerablemente su peso y tamaño.

Estos equipos constituyen el medio más económico para producir potencia reactiva, pueden estar fijos o maniobrados mecánicamente. Sus principales ventajas son su bajo costo y su flexibilidad de instalación y operación. Su principal desventaja es que conectados en paralelo proveen el mínimo soporte de la tensión cuando su aporte es más necesario, en virtud a que su potencia reactiva depende del cuadrado de su tensión. No obstante, el uso de capacitores "shunt" se ha incrementado considerablemente.

En los sistemas de distribución se utilizan para la corrección del factor de potencia y el control de la tensión de los alimentadores. Son conectados o desconectados de manera automática respondiendo a un reloj o a un relé de tensión.

En los sistemas de transmisión se utilizan para compensar las pérdidas $X \cdot I^2$ en la transmisión y para asegurar niveles satisfactorios durante condiciones de alta carga. Son conectados o desconectados mediante interruptores de manera automática mediante un relé de tensión o de manera manual.

2.3.2 Por el régimen de operación

Cuando se ha calculado tenemos calculada la potencia reactiva necesaria para realizar la compensación, se presenta la posibilidad de elegir entre una compensación fija y una compensación automática.

a. Compensación Fija

Es aquella en la que se suministra a la instalación, de manera constante, la misma potencia reactiva. Debe utilizarse cuando se necesite compensar una instalación donde la demanda reactiva sea constante. Es recomendable en aquellas instalaciones en las que la potencia reactiva a compensar no supere el 15% de la potencia nominal del transformador (S_n) [5].

Ejemplo: Compensación fija

Si se quiere compensar la potencia reactiva en un pequeño taller en el que el consumo de potencia reactiva a compensar es constante, con una pequeña oscilación. La demanda de potencia reactiva es:

- Demanda mínima de 13kVAr/h día
- Demanda máxima de 17kVAr/h día
- Demanda media de 15kVAr/h día

Lo que interesa al realizar la compensación es tener la instalación compensada al máximo, sin incurrir en una sobrecompensación. Si compensamos con 13kVAr tendremos asegurada una compensación mínima de 13kVAr, pero sin llegar a la demanda media de 15kVAr, con lo que se estará subcompensando la instalación. Lo contrario ocurriría si se compensa con los 17kVAr de demanda máxima; en este caso nos encontraremos con la sobrecompensación durante todo el día. Con esta medida no logramos ninguna ventaja adicional, y podríamos sobrecargar la línea de la compañía suministradora. La solución a adoptar es compensar con 15kVAr, y de esta forma nos adaptamos a la demanda de reactiva que hay en el taller. En la figura 2.13 se puede observar como al colocar un condensador fijo, siempre nos encontraremos con horas que no estarán compensadas completamente y horas en las que estarán sobrecompensadas.

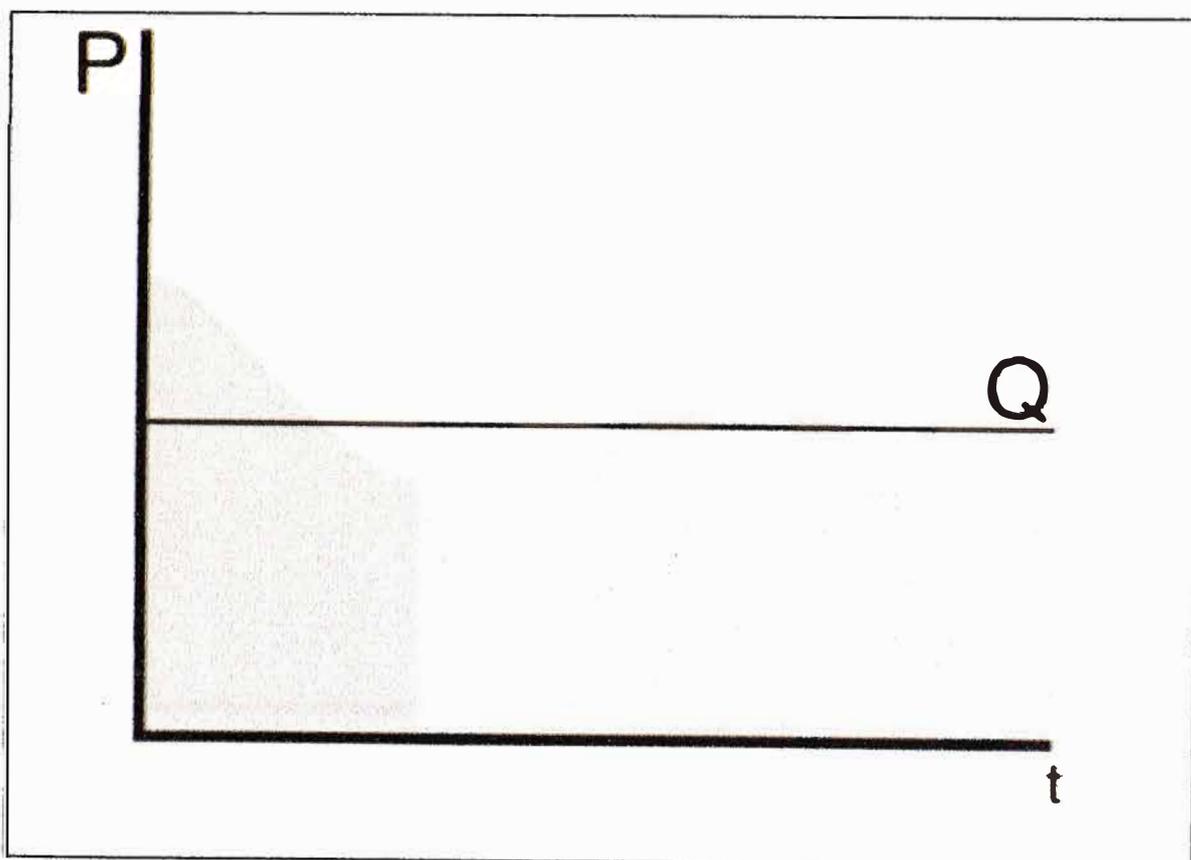


Fig. 2.13: Demanda de potencia constante

b. Compensación automático

Es aquella en la que se suministra la potencia reactiva según las necesidades de la instalación. Debe utilizarse cuando nos encontremos ante una instalación donde la demanda de reactiva sea variable. Es recomendable en las instalaciones donde la potencia reactiva a compensar supere el 15% de la potencia nominal del transformador (S_n) [5].

Ejemplo: Compensación automática

Si queremos compensar una instalación en la que la potencia reactiva a compensar tenga muchas fluctuaciones, debemos utilizar una compensación que se adapte en cada momento a las necesidades de la instalación. Para conseguirlo se utilizan las baterías automáticas de condensadores. Están formadas básicamente por: condensadores y contactores. El regulador detecta las variaciones en la demanda reactiva, y en función de estas fluctuaciones actúa sobre los contactores permitiendo la entrada o salida de los condensadores necesarios. En la figura 2.14 se puede observar como la batería de condensadores entrega a cada momento la potencia necesaria, evitando de este modo una sobrecompensación o una subcompensación.

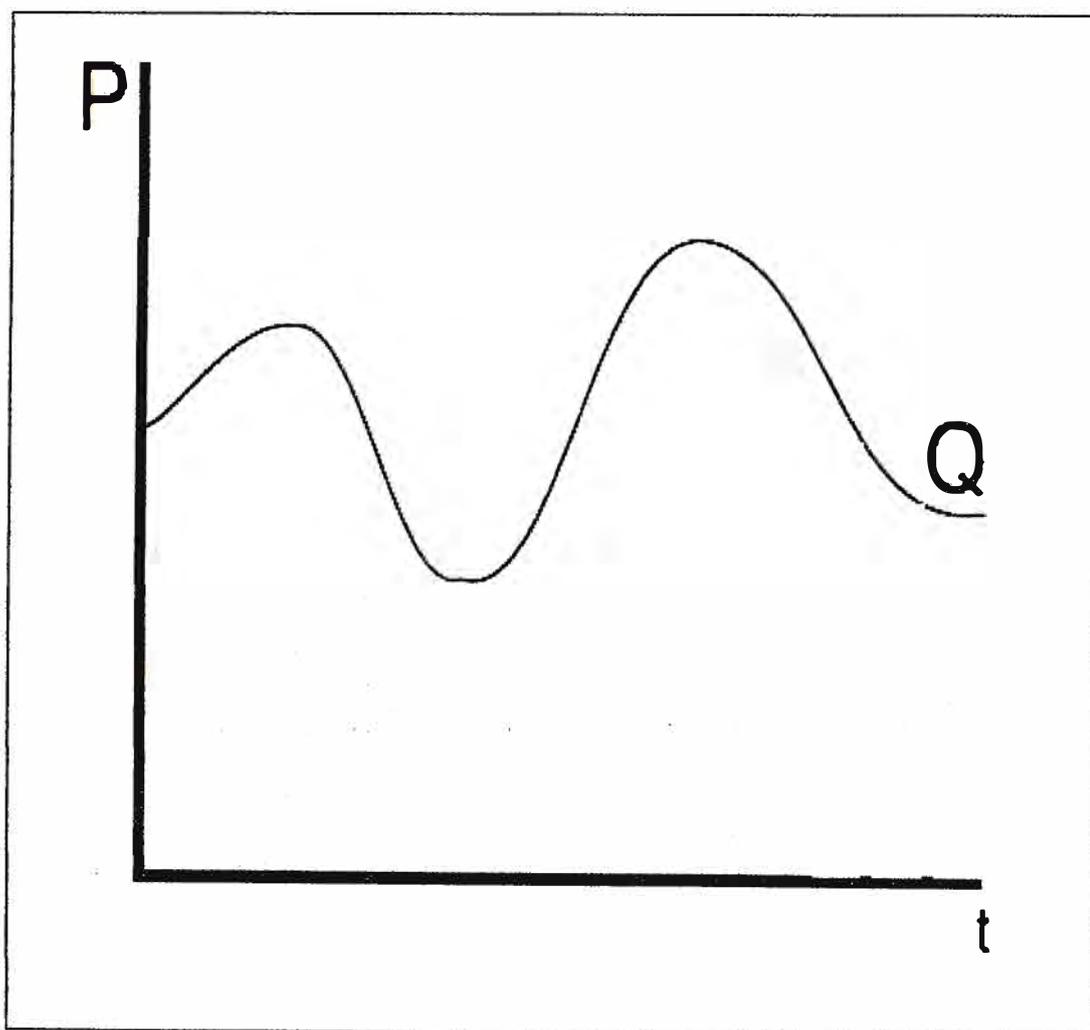


Fig. 2.14: Demanda de potencia variable

2.3.3 Por su localización en la red

La implantación de banco de capacitores sobre una red eléctrica constituye lo que llamamos el modo de compensación. Su implantación viene dada por: la estabilización de los niveles de tensión, el modo de distribución de la energía eléctrica, el régimen de carga, la influencia de los condensadores sobre las características de la red, el costo de la instalación.

a. Concentrada

Según este enfoque, toda la potencia requerida a compensar, se realiza por medio de la instalación de uno o más bancos de capacitores conectados a la barra de media tensión de la subestación tal como se muestra en la figura 2.15.

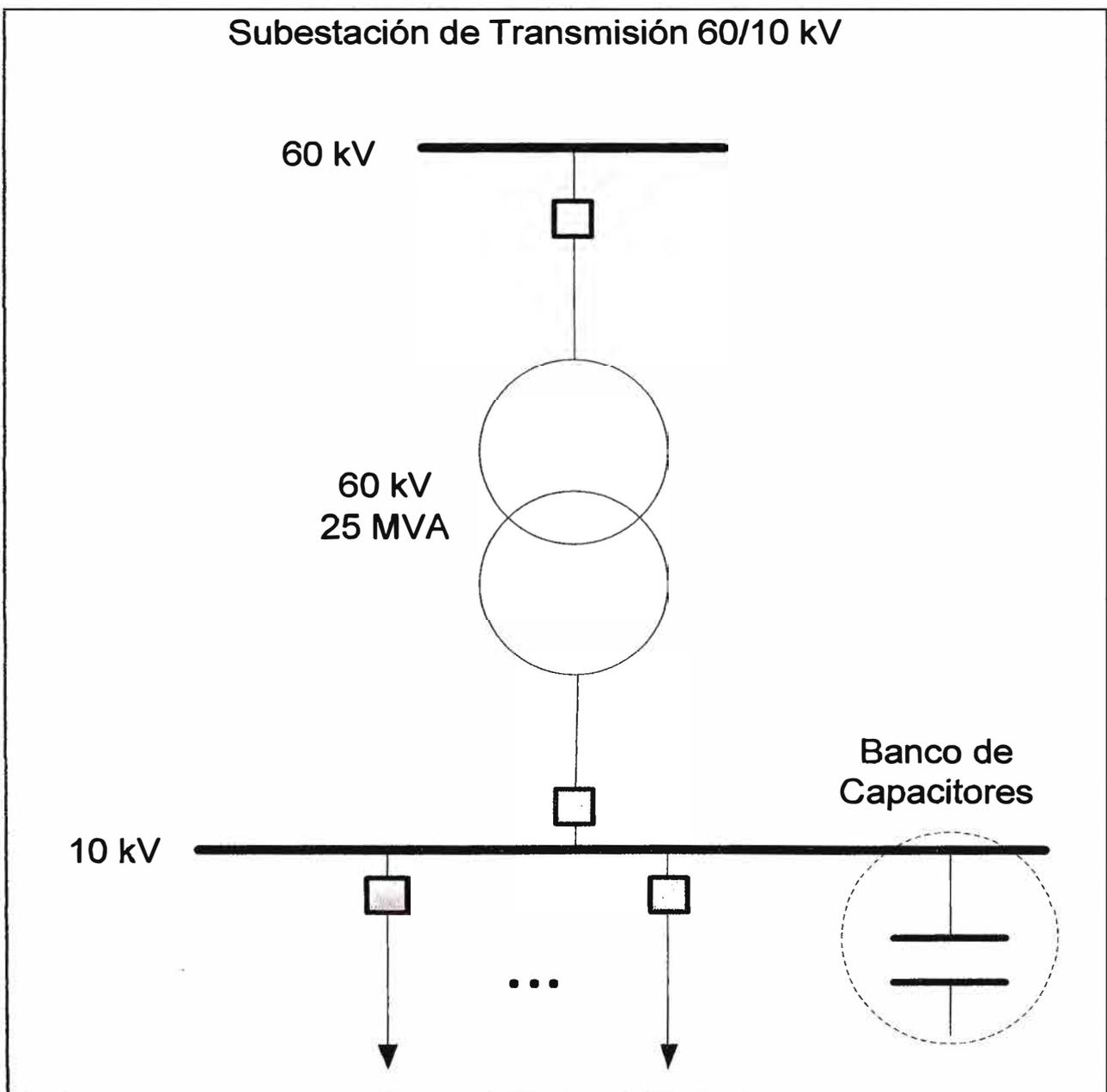


Fig. 2.15: Esquema eléctrico de una subestación con compensación reactiva concentrada

b. Distribuida

Según este otro enfoque la compensación reactiva se realiza por medio de una serie de pequeños bancos de capacitores (por ejemplo bancos montables en postes) instalados a lo largo de la red de distribución, hasta completar la potencia requerida a compensar, tal como se puede apreciar en la figura 2.16.

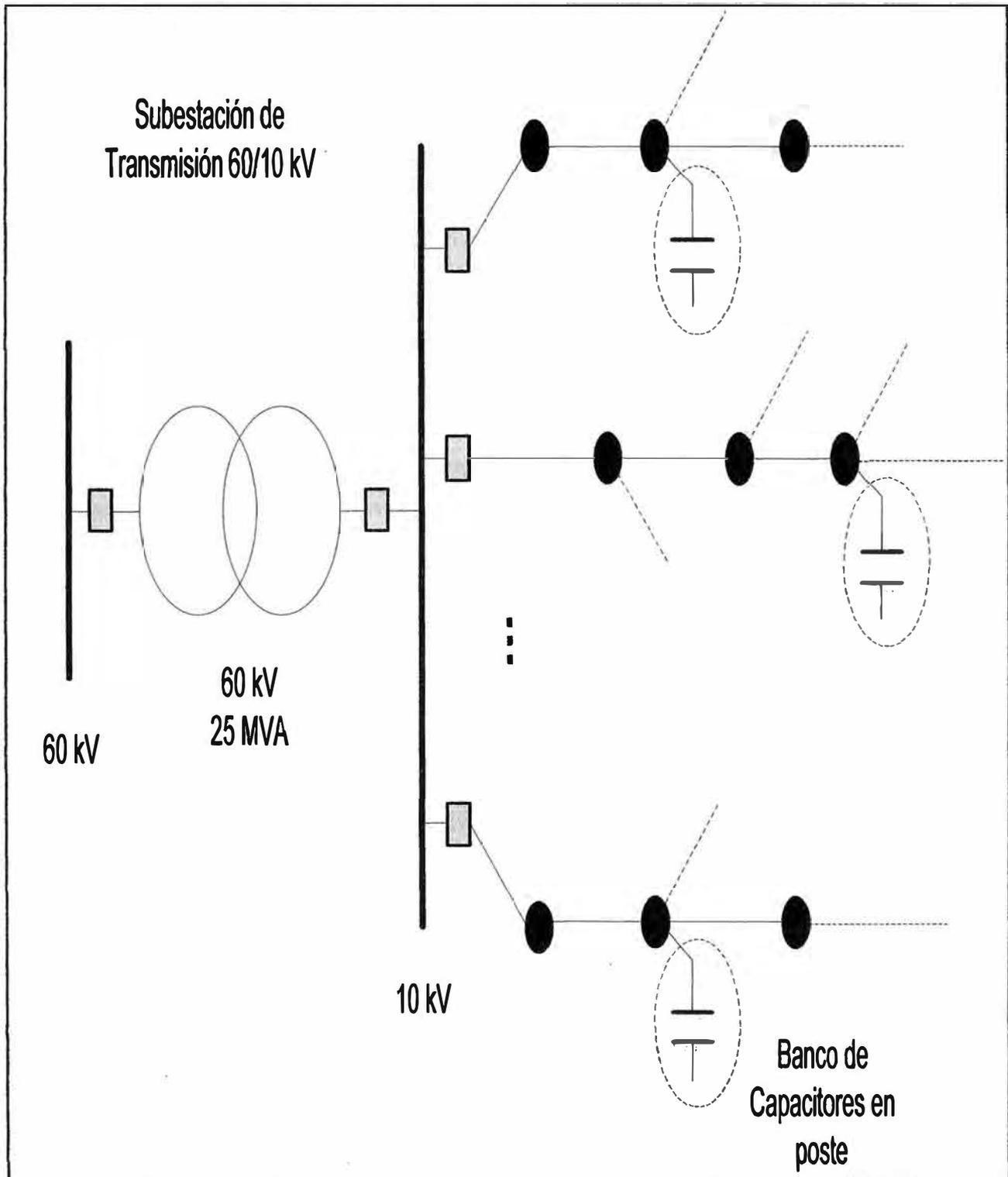


Fig. 2.16: Esquema eléctrico de una subestación con compensación reactiva distribuida

2.4 Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir" [6].

La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el costo de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el costo de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

Uso general de la TIR

Como ya se ha comentado anteriormente, la TIR o tasa de rendimiento interno, es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para conocer la factibilidad de diferentes opciones de inversión.

El criterio general para saber si es conveniente realizar un proyecto es el siguiente:

Si $TIR > r \rightarrow$ Se aceptará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el costo de oportunidad).

Si $TIR < r \rightarrow$ Se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

r representa el costo de oportunidad ($r = COK$).

2.4.1 Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto, también conocido como valor actualizado neto o valor presente neto (en inglés net present value), cuyo acrónimo es VAN (en inglés, NPV), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja (en inglés cash-flow) futuros en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Dicha tasa de actualización (k) o de descuento (d) es el resultado del producto entre el coste medio ponderado de capital (CMPC) y la tasa de inflación del periodo. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

En las transacciones internacionales es necesario aplicar una tasa de inflación particular, tanto, para las entradas (cobros), como, para las de salidas de flujos (pagos). La condición que maximiza el margen de los flujos es que la economía exportadora

posea un IPC inferior a la importadora, y viceversa [6].

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (2.11)$$

V_t representa los flujos de caja en cada periodo t .

I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n es el número de periodos considerado.

K o TIR es el tipo de interés.

Si el proyecto no tiene riesgo, se tomará como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VAN se estimará si la inversión es mejor que invertir en algo seguro, sin riesgo específico. En otros casos, se utilizará el coste de oportunidad.

Cuando el VAN toma un valor igual a 0, k pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno). La TIR es la rentabilidad que nos está proporcionando el proyecto.

La interpretación se da en la siguiente tabla.

TABLA N° 2.1 Interpretación del VAN

Valor	Significado	Decisión a tomar
$VAN > 0$	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto puede aceptarse
$VAN < 0$	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto debería rechazarse
$VAN = 0$	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

El valor actual neto es muy importante para la valoración de inversiones en activos fijos, a pesar de sus limitaciones en considerar circunstancias imprevistas o excepcionales de mercado. Si su valor es mayor a cero, el proyecto es rentable, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión.

Una empresa suele comparar diferentes alternativas para comprobar si un proyecto le conviene o no. Normalmente la alternativa con el VAN más alto suele ser la mejor para la

entidad; pero no siempre tiene que ser así. Hay ocasiones en las que una empresa elige un proyecto con un VAN más bajo debido a diversas razones como podrían ser la imagen que le aportará a la empresa, por motivos estratégicos u otros motivos que en ese momento interesen a dicha entidad.

2.4.2 Costo de oportunidad (COK)

En economía, el costo de oportunidad o costo alternativo designa el costo de la inversión de los recursos disponibles, en una oportunidad económica, a costa de la mejor inversión alternativa disponible, o también el valor de la mejor opción no realizada [6].

En gestión y finanzas

El costo de oportunidad de una inversión es el valor descartado debido a la realización de la misma o también el costo de la no realización de la inversión. Se mide por la rentabilidad esperada de los fondos invertidos en el proyecto (o de la asignación de la inmovilización a otras utilidades, por ejemplo, el alquiler de un terreno que tenemos a nuestra disposición o, por ejemplo, la dedicación de estos fondos a la compra de deuda pública, de rentabilidad y cobro garantizados). Este criterio es uno de los utilizados en las elecciones de inversión. En principio, el rendimiento es como mínimo igual al costo de oportunidad.

En finanzas, se refiere a la rentabilidad que tendría una inversión considerando el riesgo aceptado. Sirve para hacer valoraciones, contrastando el riesgo de las inversiones o la inmovilidad del activo.

2.5 Beneficios de la compensación reactiva

El objetivo global de un sistema eléctrico es satisfacer la demanda de electricidad con el menor costo posible garantizando adecuados niveles de confiabilidad, calidad y seguridad. El manejo eficiente de potencia reactiva, la cual, está presente en todos los sistemas de corriente alterna asociada a los campos electromagnéticos de los diferentes elementos conectados a la red, juega un papel importante en el logro del objetivo, ya que un deficiente manejo de los reactivos origina las siguientes consecuencias [7]:

- Aumento de pérdidas técnicas en el sistema.
- Bajas o altas tensiones (mala calidad del servicio).
- Inestabilidad o colapso del sistema.
- Necesidades adicionales de capacidad de generación, transformación y redes de transmisión, subtransmisión y distribución.
- Aumento de costos operativos por necesidades de generación mínima en plantas costosas.
- Sobrecarga adicional en las líneas de transmisión o transformadores por conducción de potencia reactiva adicional.

Uno de los objetivos que se debe plantear en la mejora de reactivos es encontrar la transferencia que minimice costos de inversión del sistema, las pérdidas, los combustibles y los racionamientos. Un exceso de transferencia de potencia reactiva implica una disminución en la capacidad de transporte de potencia activa del sistema de distribución y por ende un adelanto de inversiones por necesidades de refuerzos, un gran incremento de pérdidas y un deterioro en los perfiles de tensión que pueden atentar contra la seguridad del sistema y la calidad en el servicio eléctrico.

Los principales beneficios conseguidos con un eficiente manejo de la energía reactiva son:

- Reducción de pérdidas en el sistema.
- Mantenimiento del nivel de tensiones frente a las variaciones diarias de carga o ante conexiones y desconexiones bruscas.
- Aumento de la capacidad de transporte por las líneas.
- Aumento de los márgenes de reserva de potencia reactiva en los grupos generadores para hacer frente a eventuales perturbaciones.
- Mejora del margen de estabilidad estacionaria y transitoria del sistema.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA PARA LA COMPENSACION DE POTENCIA REACTIVA

Para fines explicativos, para el desarrollo de este capítulo, se efectúa la compensación reactiva a una subestación de transformación de 60/10 kV conformada por dos transformadores de 25 MVA cada uno, que operan en paralelo atendiendo una demanda máxima de 45 MVA.

De la subestación de 60/10 kV salen 9 alimentadores en 10 kV, cada alimentador tiene 33 barras como se pueden ver en la figura 3.15 y figura 3.16.

Se ha utilizado como base el sistema de 33 barras que se indica en el anexo J; [8], [9] y [10].

3.1 Compensación concentrada

Según este enfoque, toda la potencia requerida a compensar, se realiza por medio de la instalación de uno o más bancos de capacitores conectados a la barra de media tensión de la subestación. Para definir el tipo de compensación (fijo o con escalón) y la capacidad de los capacitores, se plantea la siguiente metodología:

- Análisis de la carga, se evalúa la carga activa y reactiva que será atendida por la subestación, y su perfil de carga diario.
- Selección de alternativas de compensación en base a los resultados del análisis de la carga.
- Desarrollo de cada alternativa, con el objeto de determinar las pérdidas e inversiones asociadas.
- Finalmente, se selecciona la alternativa de menor costo total; inversión + pérdidas.

3.1.1 Análisis de la carga

El objetivo es analizar el comportamiento de la carga en días típicos como: particulares, sábados y domingos (feriados están incluidos en los domingos).

Para el análisis de la carga se desarrolla con una demanda total de 45 MVA, donde la demanda de cada uno de las cargas es 22.5 MVA. Se consideran dos cargas iguales.

Para el análisis de la carga consideramos tres aspectos importantes como son:

- Variando el perfil de carga
- Variando el factor de potencia
- Factor de utilización

a. Datos para el análisis de la carga

El análisis de la carga se realiza con una demanda para la carga 1 y carga 2 en un día particular, sábado y domingo.

b. Análisis de la demanda

Analizamos la demanda de los tres casos como varían gráficamente

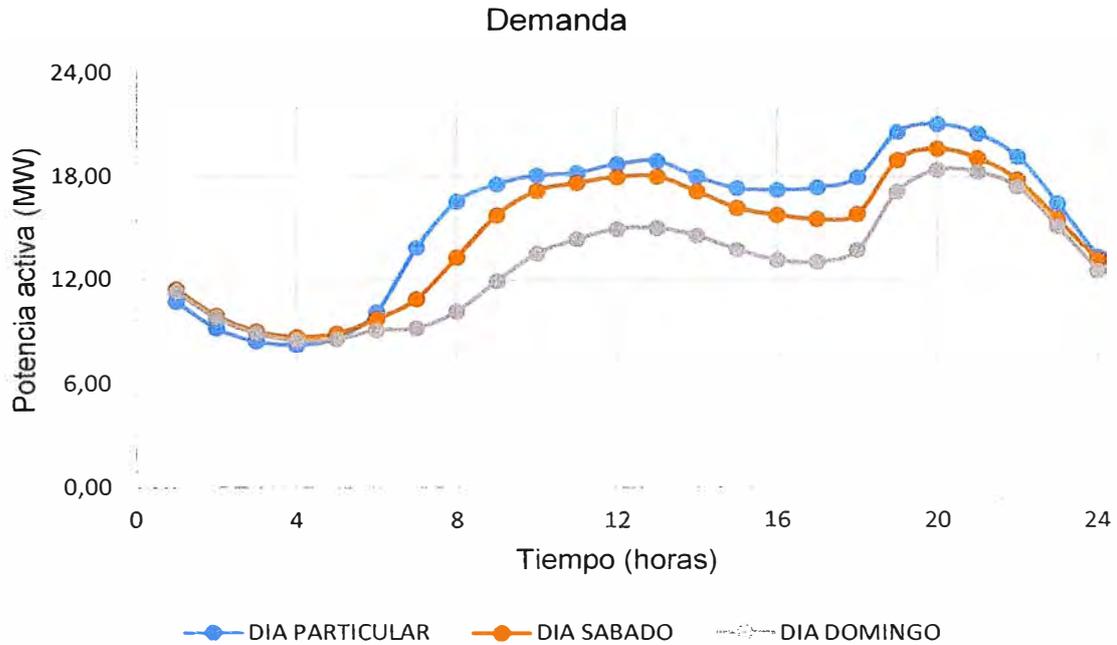


Fig. 3.1: Comparación de potencia activa

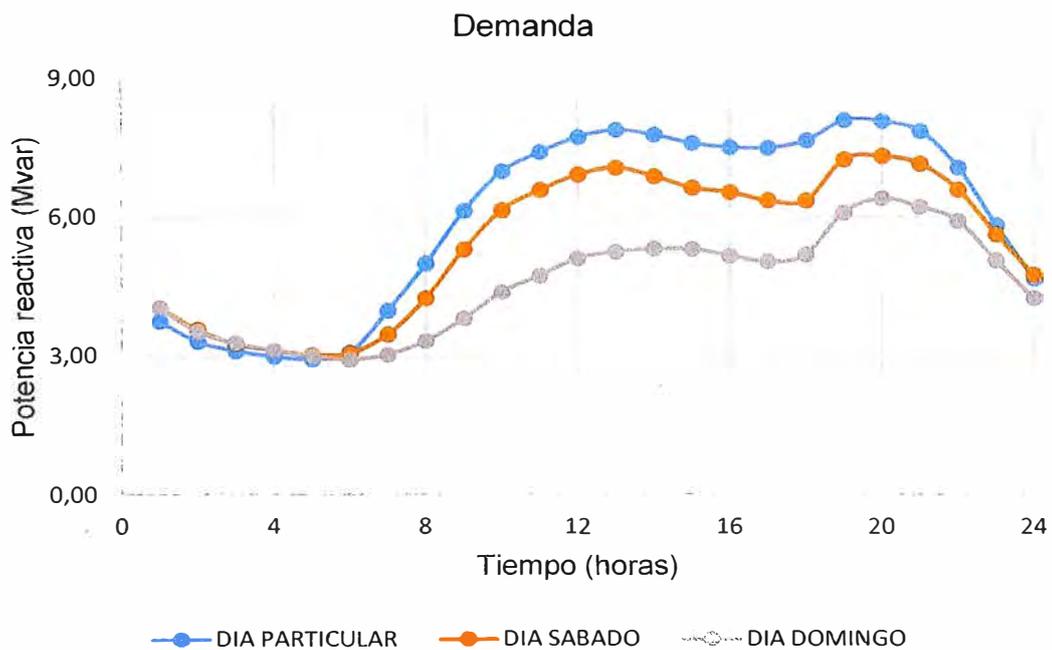


Fig. 3.2: Comparación de potencia reactiva

3.1.2 Selección de alternativas

a. Capacidad de capacitores fijos y capacitores con escalones

Para la selección de alternativas, se muestran en el la tabla N° 3.1 los siguientes casos:

TABLA N° 3.1 Tipos de capacitores y capacidad (MVAR)

Ítem	Tipo	Escalones	MVAR/Escalones	Capacidad (MVAR)
1	Fijo	-	-	6
2	Fijo	-	-	8
3	Fijo	-	-	10
4	Fijo	-	-	12
5	Con escalones	2	4	8
6	Con escalones	2	5	10
7	Con escalones	2	6	12
8	Con escalones	3	3	9

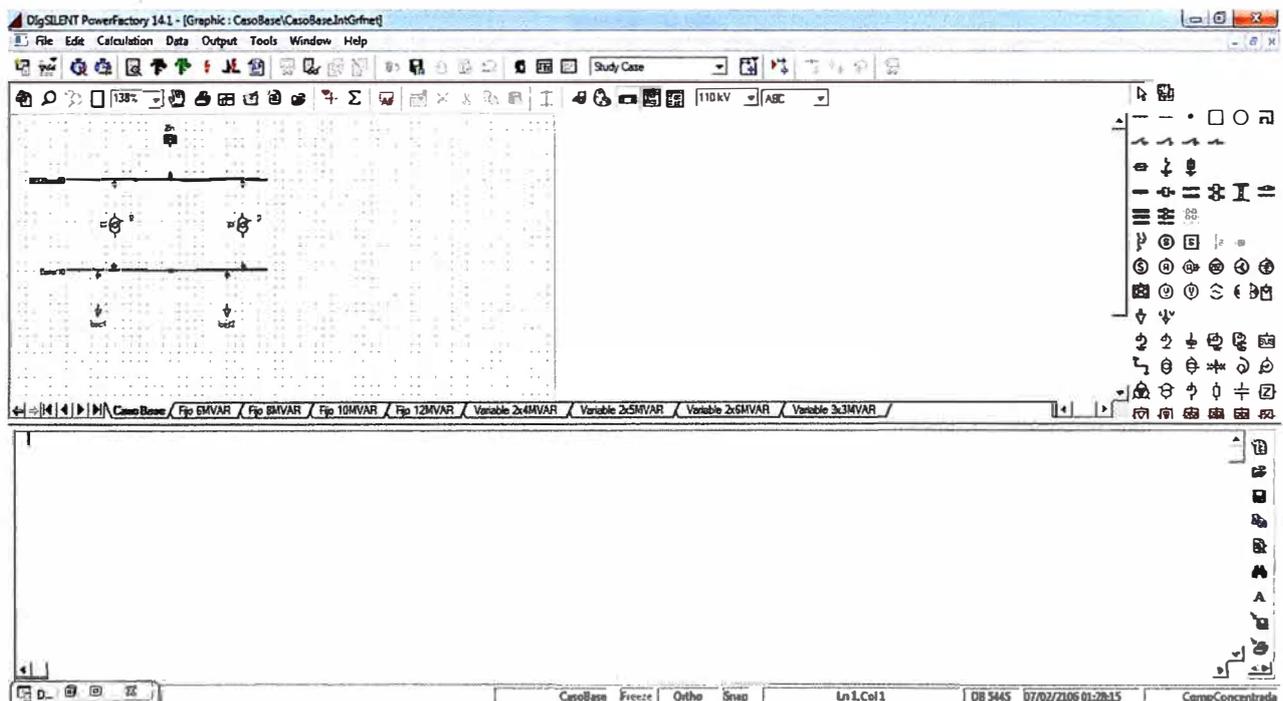


Fig. 3.3: Selección de capacitores usados

- Tenemos dos casos: capacitores fijos que inyectan al sistema potencia reactiva constante y capacitores con escalones que inyectan al sistema potencia reactiva variable.
- Para los capacitores fijos no se analizaran los escalones dado que su potencia reactiva permanecerá constante en todo momento.
- Para los capacitores con escalones si se va analizar los escalones de acuerdo a la demanda de su potencia reactiva en cada instante.

b. Análisis de potencia reactiva para capacitores con escalones

Ahora vamos analizar el caso de un capacitor de 2x4 MVAR con escalones, que valores de escalones le corresponden de acuerdo a su demanda total de potencia reactiva en un día particular, sábado y domingo. Para ello la tabla N° 3.2 nos muestra los datos a analizar.

TABLA N° 3.2 Potencia reactiva para un capacitor de 2x4 MVAR

Potencia reactiva (MVAR)			
Hora	Año 1		
	Particular	Sábado	Domingo
1	7.52	8.10	8.12
2	6.66	7.16	7.08
3	6.26	6.56	6.60
4	6.02	6.28	6.28
5	5.90	6.08	6.02
6	6.20	6.16	5.90
7	8.00	6.98	6.12
8	10.02	8.54	6.70
9	12.28	10.62	7.66
10	13.96	12.30	8.78
11	14.78	13.16	9.50
12	15.42	13.82	10.24
13	15.72	14.10	10.50
14	15.52	13.74	10.64
15	15.16	13.24	10.62
16	14.98	13.06	10.34
17	14.96	12.70	10.10
18	15.30	12.72	10.40
19	16.16	14.46	12.20
20	16.10	14.62	12.82
21	15.68	14.28	12.46
22	14.12	13.18	11.86
23	11.66	11.28	10.16
24	9.38	9.54	8.54

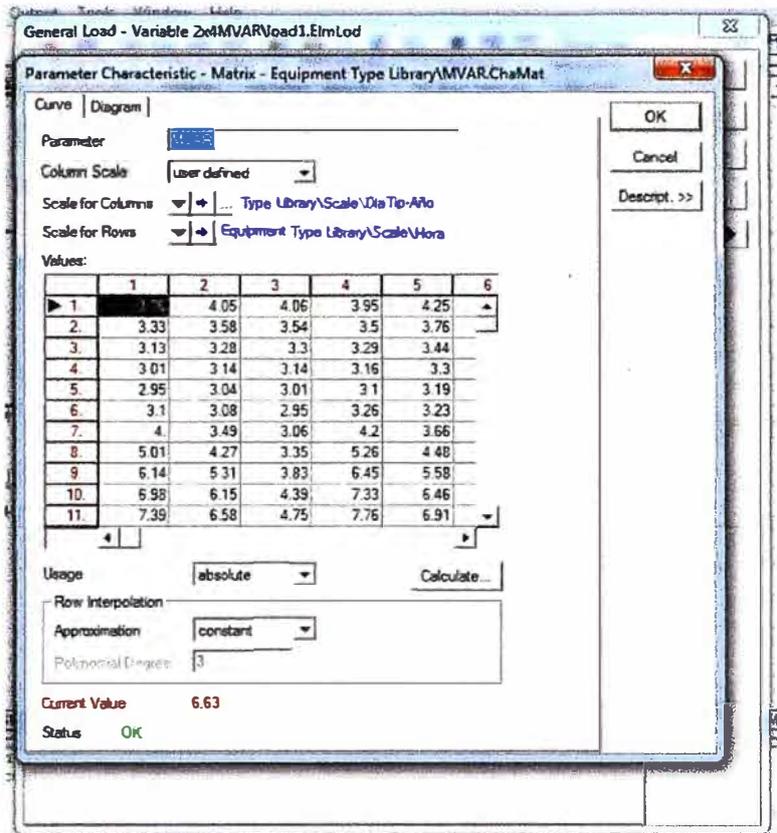


Fig. 3.4: Datos load 1

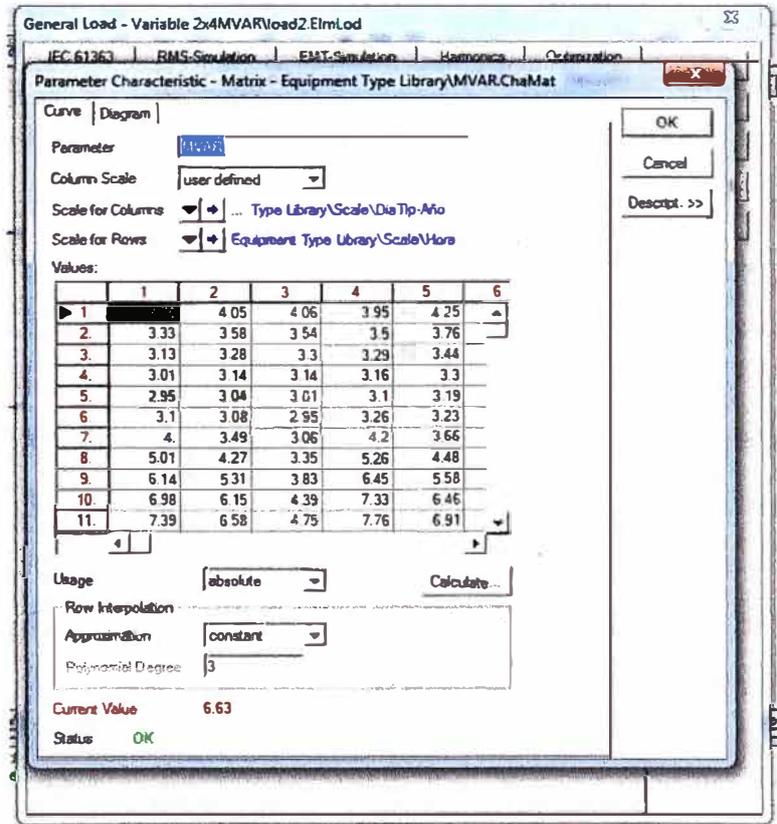


Fig. 3.5: Datos load 2

c. Análisis de escalones para capacitor con escalones de 2x4 MVAR

Para el capacitor con escalones de 2x4 MVAR se elige adecuadamente los valores de escalones, así para 7.52 Mvar a las 1:00 A.M., le corresponde un escalón de 1, quiere decir que a esa hora se inyectaran 4 Mvar, ahora para 16.10 Mvar a las 20:00 horas le corresponde un escalón de 2, quiere decir que a esa hora se inyectaran 8 Mvar.

TABLA N° 3.3 Escalones para un capacitor de 2x4 MVAR

Hora	Escalón en el año 1		
	Particular	Sábado	Domingo
1	1	2	2
2	1	1	1
3	1	1	1
4	1	1	1
5	1	1	1
6	1	1	1
7	1	1	1
8	2	2	1
9	2	2	1
10	2	2	2
11	2	2	2
12	2	2	2
13	2	2	2
14	2	2	2
15	2	2	2
16	2	2	2
17	2	2	2
18	2	2	2
19	2	2	2
20	2	2	2
21	2	2	2
22	2	2	2
23	2	2	2
24	2	2	2

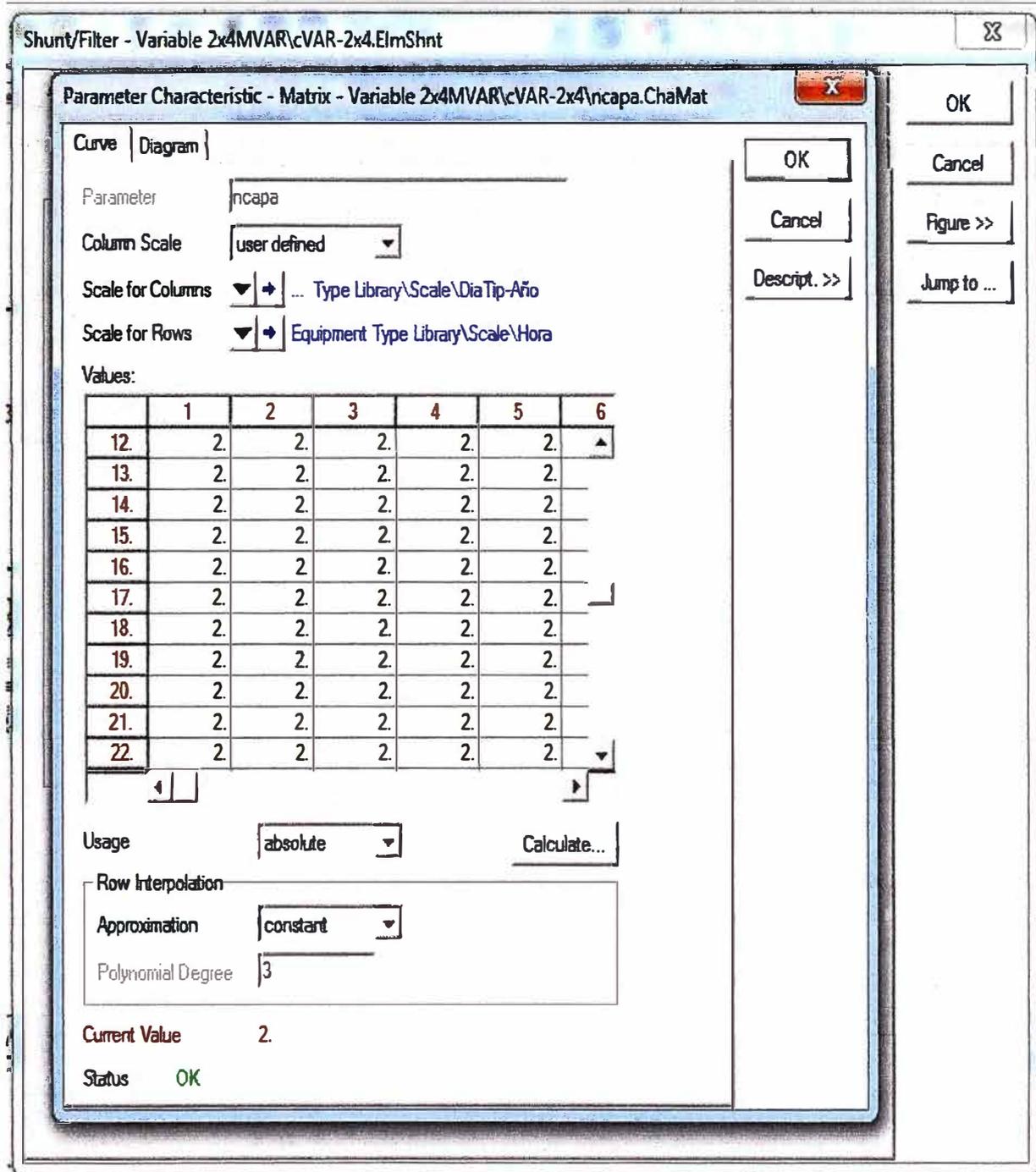


Fig. 3.6: Datos de los escalones para un capacitor de 2x4 MVAR

- La primera columna me indica los escalones en un día particular, segunda columna en un día sábado y la tercera columna en un día domingo.
- Se tiene un cuadro de 24 filas que representa las horas en un día y 30 columnas para un periodo de 10 años.
- Este análisis se repite para los capacitores con escalones de 2x5 MVAR, 2x6 MVAR y 3x3 MVAR.
- Se ha desarrollado rutinas o aplicaciones en el lenguaje de programación de DIGSILENT para evaluar las diferentes alternativas de compensación.

d. Ingreso de datos al software DIGSILENT

Para ingresar los datos al software DIGSILENT se considera los siguientes elementos en la red mostrada en la siguiente figura [11]:

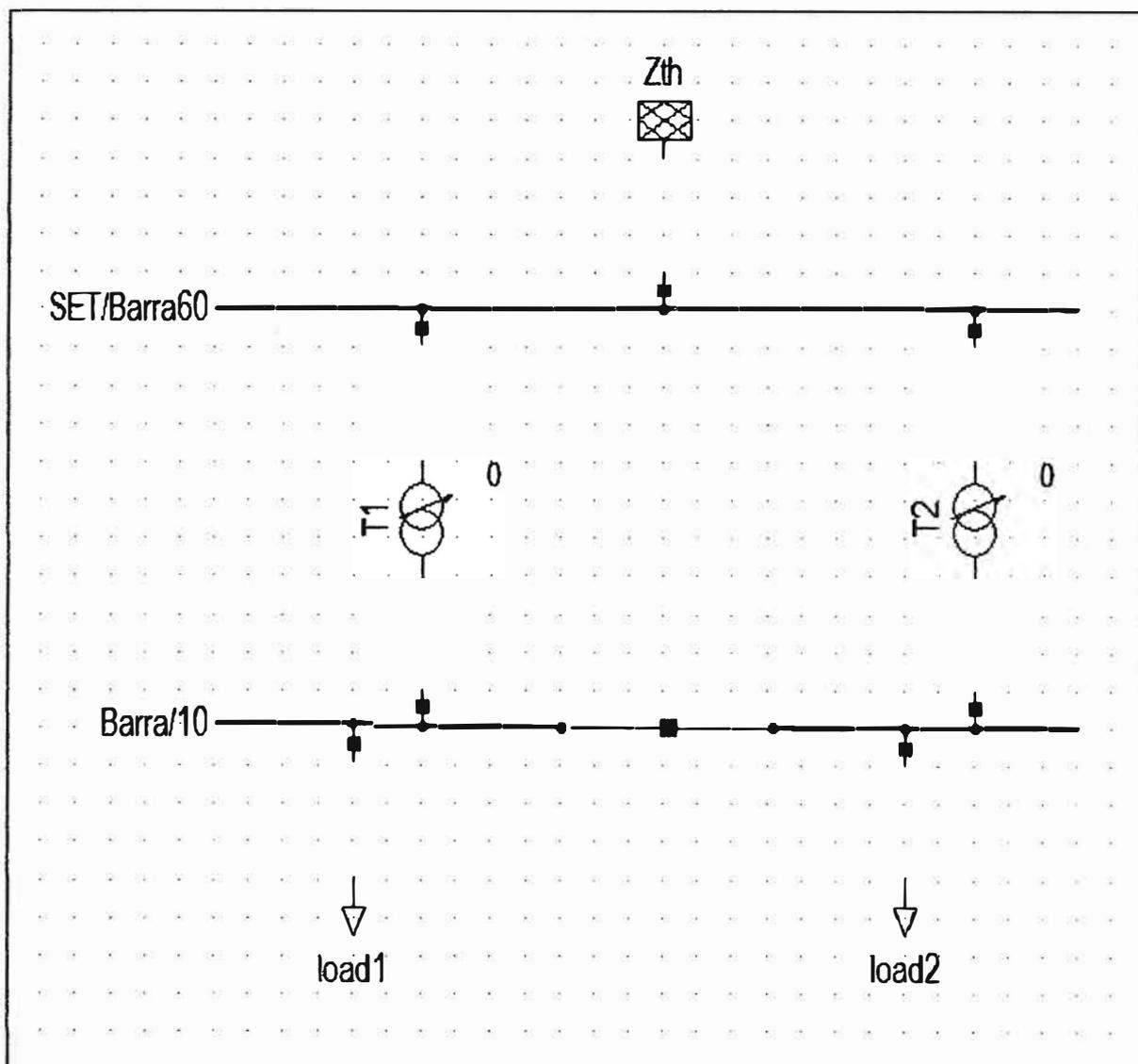


Fig. 3.7: Elementos en la red en DIGSILENT

Los elementos en la red son:

- Thevenin Z_{th}
- Barra de 60 kV: SET/Barra60
- Barra de 10 kV: Barra/10
- Breaker/Switch
- Transformadores: T1, T2 de 25 MVA
- Cargas: load1, load2

El ingreso de los datos de load1 y load 2 se especifica detalladamente más adelante donde se especifica los parámetros de la potencia activa en MW y potencia reactiva en MVAR, el ingreso de la carga es en un día de 24 horas para un periodo de 10 años.

e. Ingreso de datos en "Active Power: 0 MW"

Ingresamos los datos de la siguiente manera, haciendo click derecho en "Active Power" y luego click en la opción "Edit Characteristic" luego se visualiza ventana "Parameter Characteristic" la cual tiene una tabla de 24 filas y 30 columnas. Las 24 filas representan los valores de la potencia activa en cada hora en un día. Las 30 columnas representan el tiempo que para este caso de análisis es de 10 años, donde en la columna 1 se ingresan los datos de un día particular, la columna 2 se ingresan los datos de un día sábado y la columna 3 se ingresan los datos de un día domingo.

TABLA N° 3.4 Potencia activa (MW)

Hora	Año 1		
	Particular	Sábado	Domingo
1	10.76	11.48	11.35
2	9.24	9.98	9.86
3	8.49	9.07	8.95
4	8.28	8.74	8.54
5	8.66	8.93	8.62
6	10.17	9.76	9.12
7	13.88	10.91	9.24
8	16.54	13.31	10.20
9	17.54	15.76	11.95
10	18.06	17.16	13.53
11	18.20	17.62	14.38
12	18.72	17.96	14.97
13	18.89	18.00	15.02
14	18.00	17.14	14.60
15	17.34	16.20	13.78
16	17.24	15.80	13.18
17	17.38	15.56	13.07
18	17.96	15.85	13.76
19	20.56	18.94	17.12
20	21.01	19.60	18.38
21	20.48	19.06	18.26
22	19.14	17.82	17.41
23	16.47	15.57	15.14
24	13.37	13.18	12.56

f. Ingreso de datos en "Reactive Power: 0 MVAR"

Ingresamos los datos de la siguiente manera, haciendo click derecho en "Reactive Power" y luego click en la opción "Edit Characteristic" luego se visualiza ventana "Parameter Characteristic" la cual tiene una tabla de 24 filas y 30 columnas. Las 24 filas representan los valores de la potencia activa en cada hora en un día. Las 30 columnas representan el tiempo que para este caso de análisis es de 10 años, donde en la columna 1 se ingresan los datos de un día particular, la columna 2 se ingresan los datos de un día sábado y la columna 3 se ingresan los datos de un día domingo.

TABLA N° 3.5 Potencia reactiva (Mvar)

Hora	Año 1		
	Particular	Sábado	Domingo
1	3.76	4.05	4.06
2	3.33	3.58	3.54
3	3.13	3.28	3.30
4	3.01	3.14	3.14
5	2.95	3.04	3.01
6	3.10	3.08	2.95
7	4.00	3.49	3.06
8	5.01	4.27	3.35
9	6.14	5.31	3.83
10	6.98	6.15	4.39
11	7.39	6.58	4.75
12	7.71	6.91	5.12
13	7.86	7.05	5.25
14	7.76	6.87	5.32
15	7.58	6.62	5.31
16	7.49	6.53	5.17
17	7.48	6.35	5.05
18	7.65	6.36	5.20
19	8.08	7.23	6.10
20	8.05	7.31	6.41
21	7.84	7.14	6.23
22	7.06	6.59	5.93
23	5.83	5.64	5.08
24	4.69	4.77	4.27

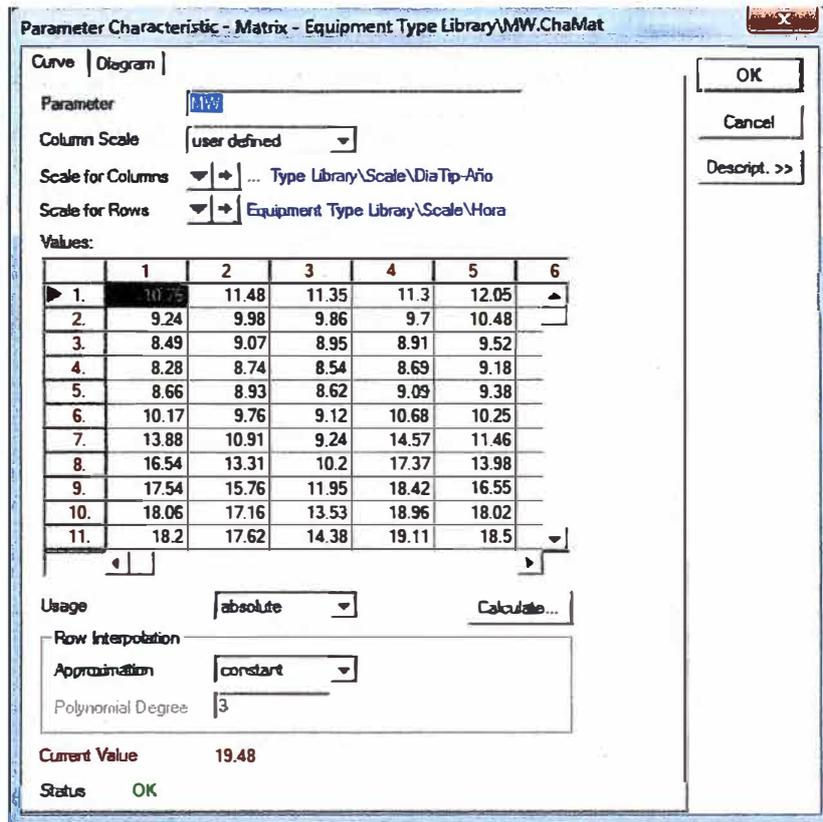


Fig. 3.8: Datos en "Active Power: 0 MW"

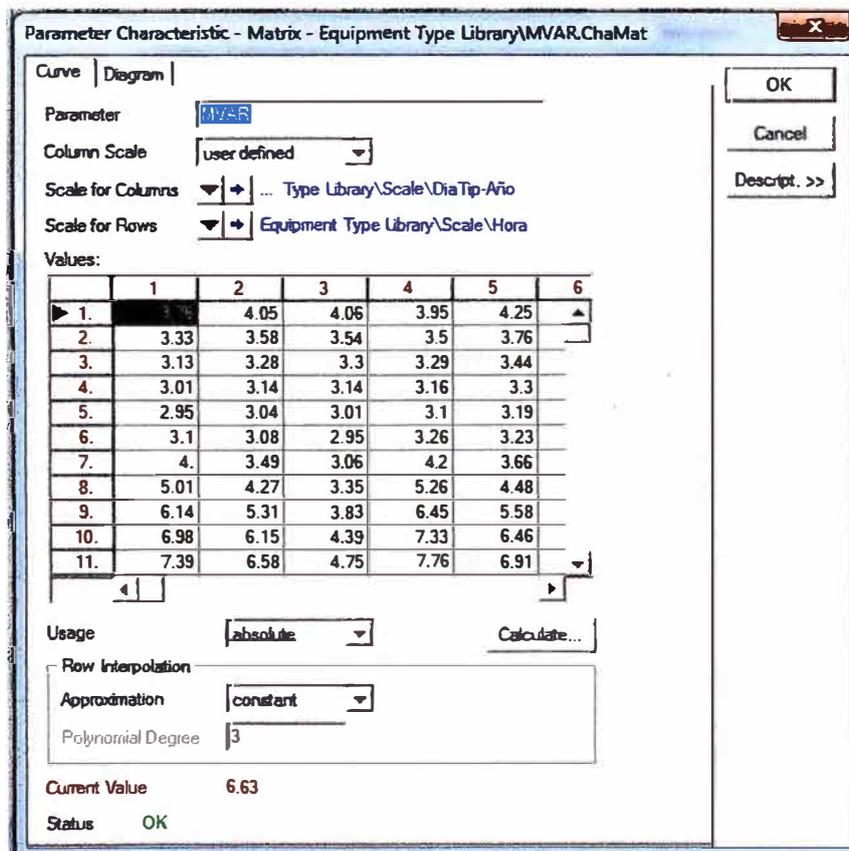


Fig. 3.9: Datos en "Reactive Power: 0 MVAR"

g. Capacitor con escalón de 2x4 Mvar

Para ingresar los datos hacemos click derecho en "Act. No. of step: 1" luego click en "Edit Characteristic" y aparece una venta "Parameter Characteristic" y ingresamos los datos [11].

TABLA N° 3.6 Para un capacitor con escalón de 2x4 MVAR

Hora	Año 1		
	Particular	Sábado	Domingo
1	1	2	2
2	1	1	1
3	1	1	1
4	1	1	1
5	1	1	1
6	1	1	1
7	1	1	1
8	2	2	1
9	2	2	1
10	2	2	2
11	2	2	2
12	2	2	2
13	2	2	2
14	2	2	2
15	2	2	2
16	2	2	2
17	2	2	2
18	2	2	2
19	2	2	2
20	2	2	2
21	2	2	2
22	2	2	2
23	2	2	2
24	2	2	2

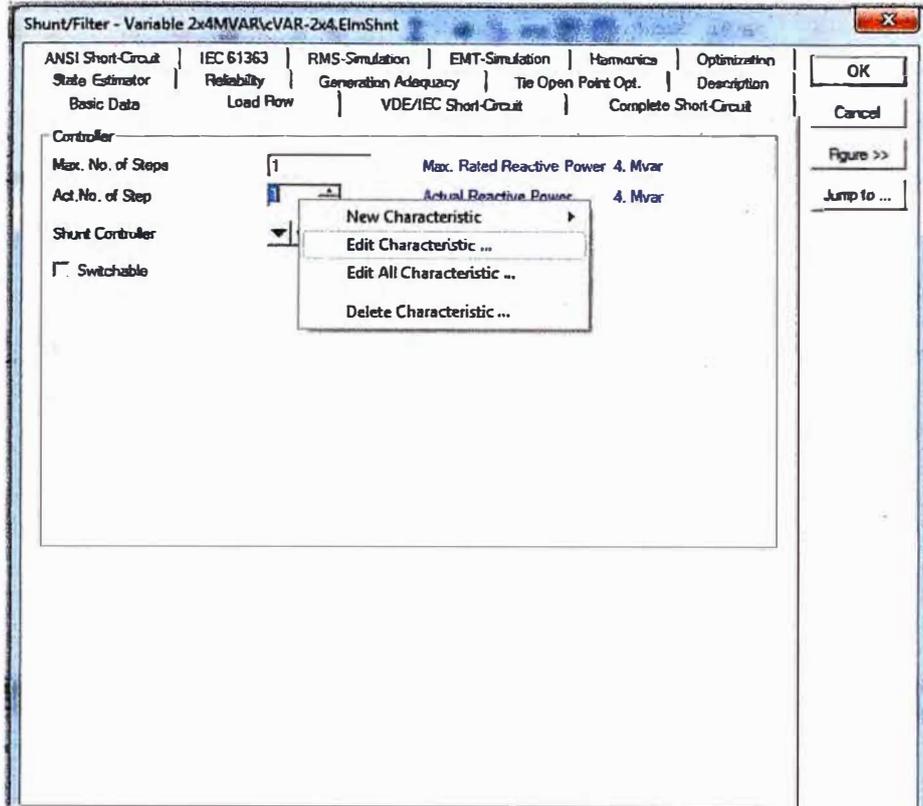


Fig. 3.10: Ingreso de datos para un capacitor de 2x4 MVAR

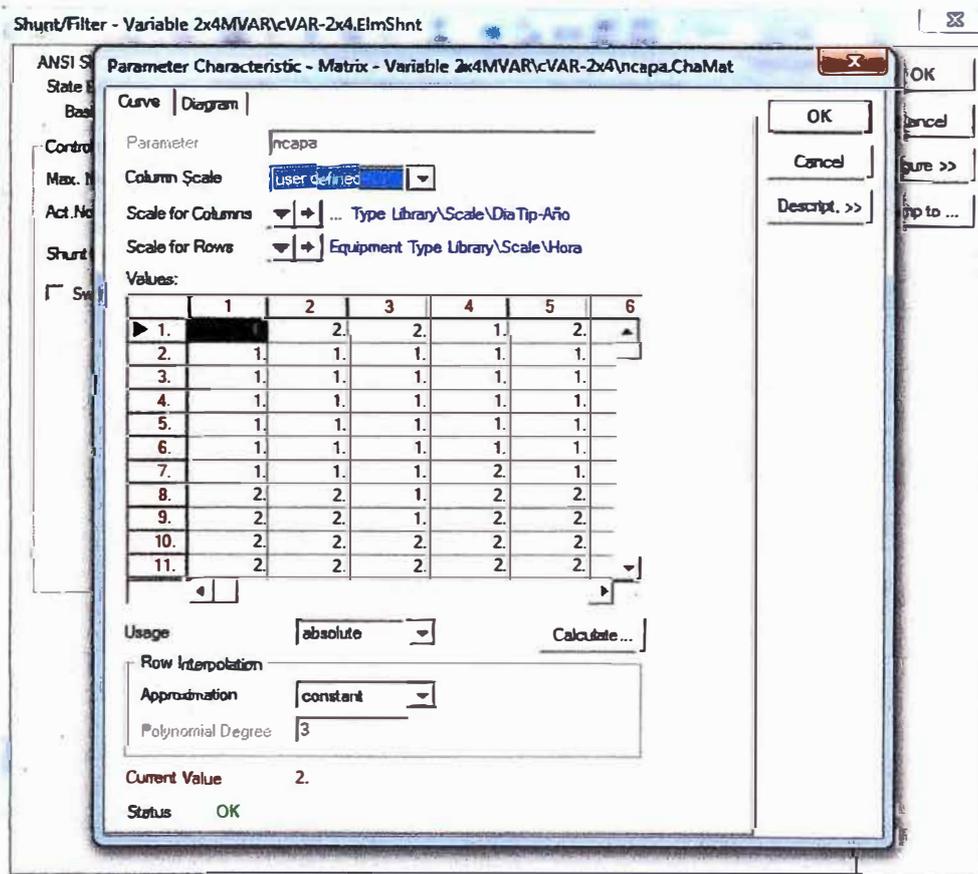
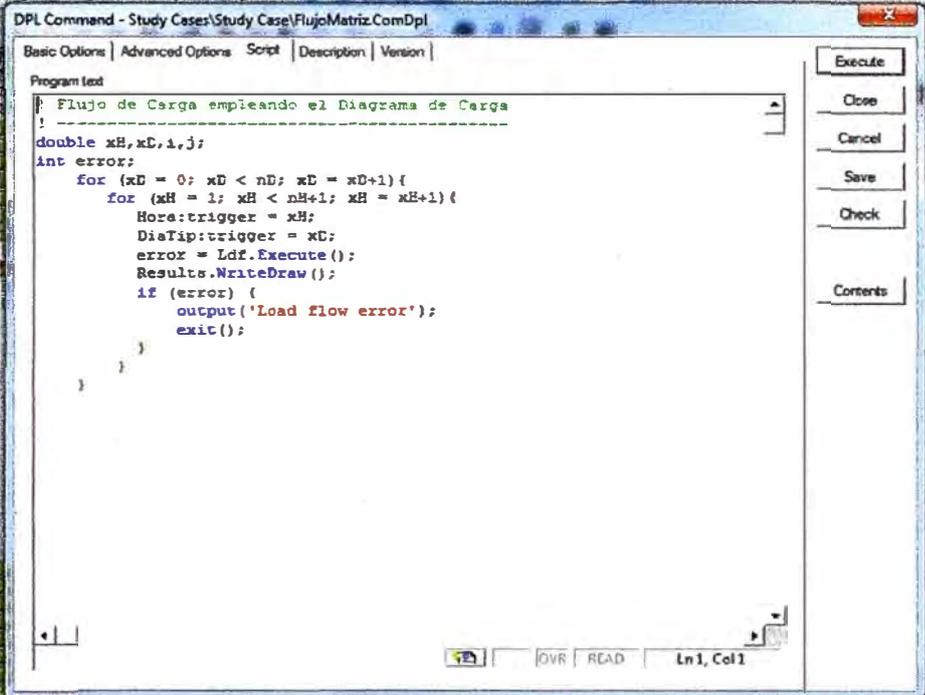


Fig. 3.11: Ingresando datos para un capacitor de 2x4 MVAR

h. Desarrollo de rutinas o aplicaciones en el lenguaje de programación de DIGSILENT.

Ahora para el caso de capacitores con escalones se desarrolla rutinas o aplicaciones en el lenguaje de programación de DIGSILENT para mejorar la solución, se muestra a continuación en las siguientes figuras.



The screenshot shows a window titled 'DPL Command - Study Cases/Study Case/FlujoMatriz.ComDpl'. The 'Program text' area contains the following code:

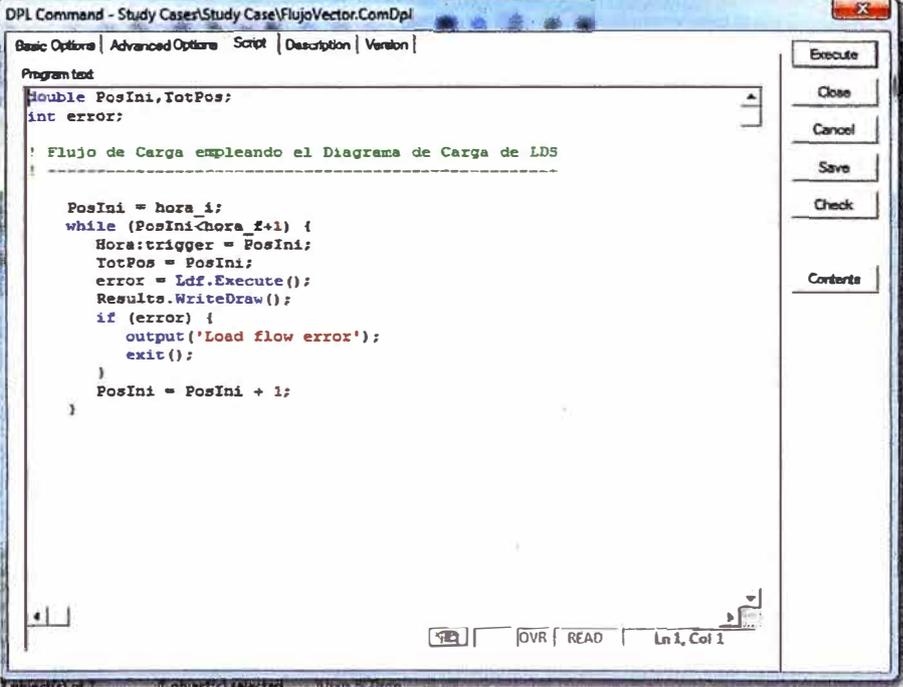
```

! Flujo de Carga empleando el Diagrama de Carga
!
-----
double xH,xC,i,j;
int error;
for (xC = 0; xC < nD; xC = xC+1){
  for (xH = 1; xH < nH+1; xH = xH+1){
    Hora:trigger = xH;
    DiaTip:trigger = xC;
    error = Ldf.Execute();
    Results.WriteDraw();
    if (error) {
      output('Load Flow error');
      exit();
    }
  }
}

```

The window includes a toolbar with buttons for Execute, Close, Cancel, Save, Check, and Contents. The status bar at the bottom indicates 'Ln 1, Col 1'.

Fig. 3.12: Aplicaciones de programación DPL



The screenshot shows a window titled 'DPL Command - Study Cases/Study Case/FlujoVector.ComDpl'. The 'Program text' area contains the following code:

```

double PosIni,TotPos;
int error;

! Flujo de Carga empleando el Diagrama de Carga de LDS
!
-----

PosIni = hora i;
while (PosIni-Chora f+1) {
  Hora:trigger = PosIni;
  TotPos = PosIni;
  error = Ldf.Execute();
  Results.WriteDraw();
  if (error) {
    output('Load flow error');
    exit();
  }
  PosIni = PosIni + 1;
}

```

The window includes a toolbar with buttons for Execute, Close, Cancel, Save, Check, and Contents. The status bar at the bottom indicates 'Ln 1, Col 1'.

Fig. 3.13: Aplicaciones de programación DPL

i. Pérdidas de los capacitores

Haciendo el corrido de flujo de carga el software DIGSILENT me reporta las pérdidas. Para el cálculo se está considerando un año base 2013 de 252 días particulares, 50 días sábados y 63 días domingos.

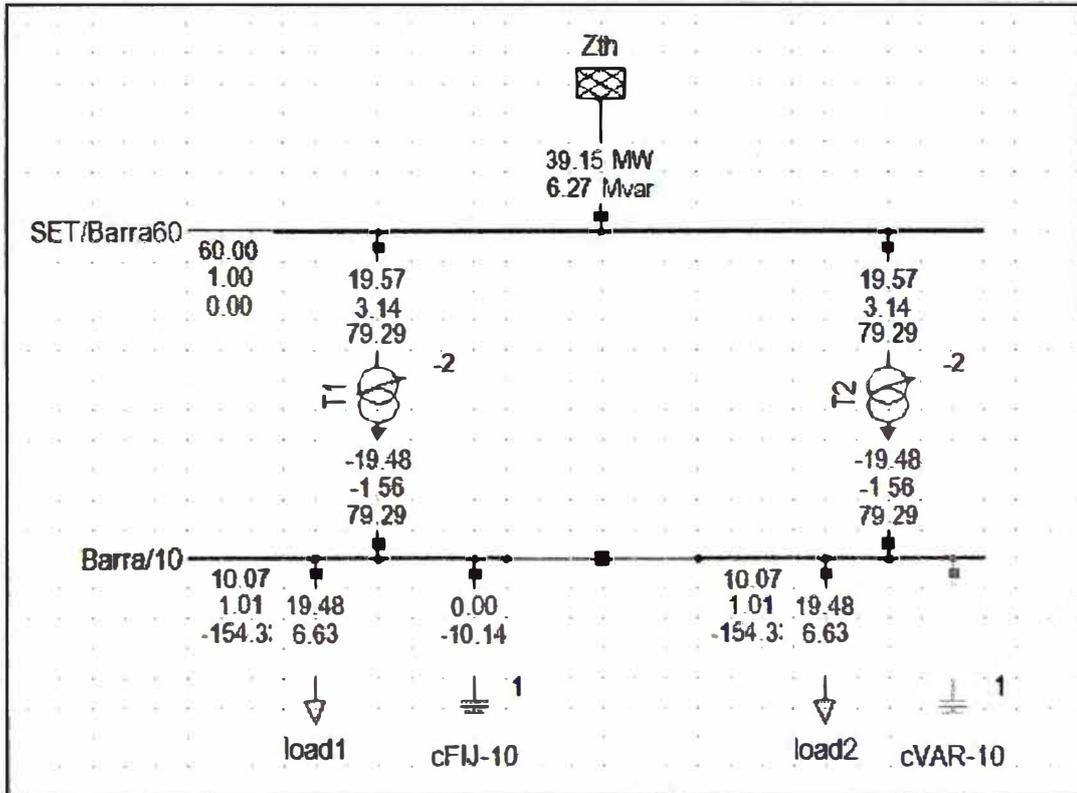


Fig. 3.14: Aplicaciones de programación DPL

Finalmente se obtienen las pérdidas en (MWh), se muestra un resumen de pérdidas de cada uno de los capacitores en la tabla N° 3.7.

TABLA N° 3.7 Reporte de pérdidas en el primer año

Tipo	MVAR/escalón	Escalón	Capacitor	Pérdidas (MWh)
Sin capacitor	-	-	-	1295.7
Fijo	6	-	6	1203.1
Fijo	8	-	8	1185.2
Fijo	10	-	10	1173.6
Fijo	12	-	12	1173.1
Con escalón	4	2	8	1187.0
Con escalón	5	2	10	1173.4
Con escalón	6	2	12	1170.0
Con escalón	3	3	9	1178.3

3.2 Compensación distribuida

En esta metodología se hace un análisis de las características que un banco de capacitores debe reunir para llevar a cabo el suministro de potencia reactiva dentro de un sistema distribución, así como los criterios que se tienen que considerar para poder ser aplicados, se muestra las tablas y conexiones para la selección del banco de capacitores.

3.2.1 Análisis de la carga

Los elementos usados en la red se muestran en la siguiente figura:

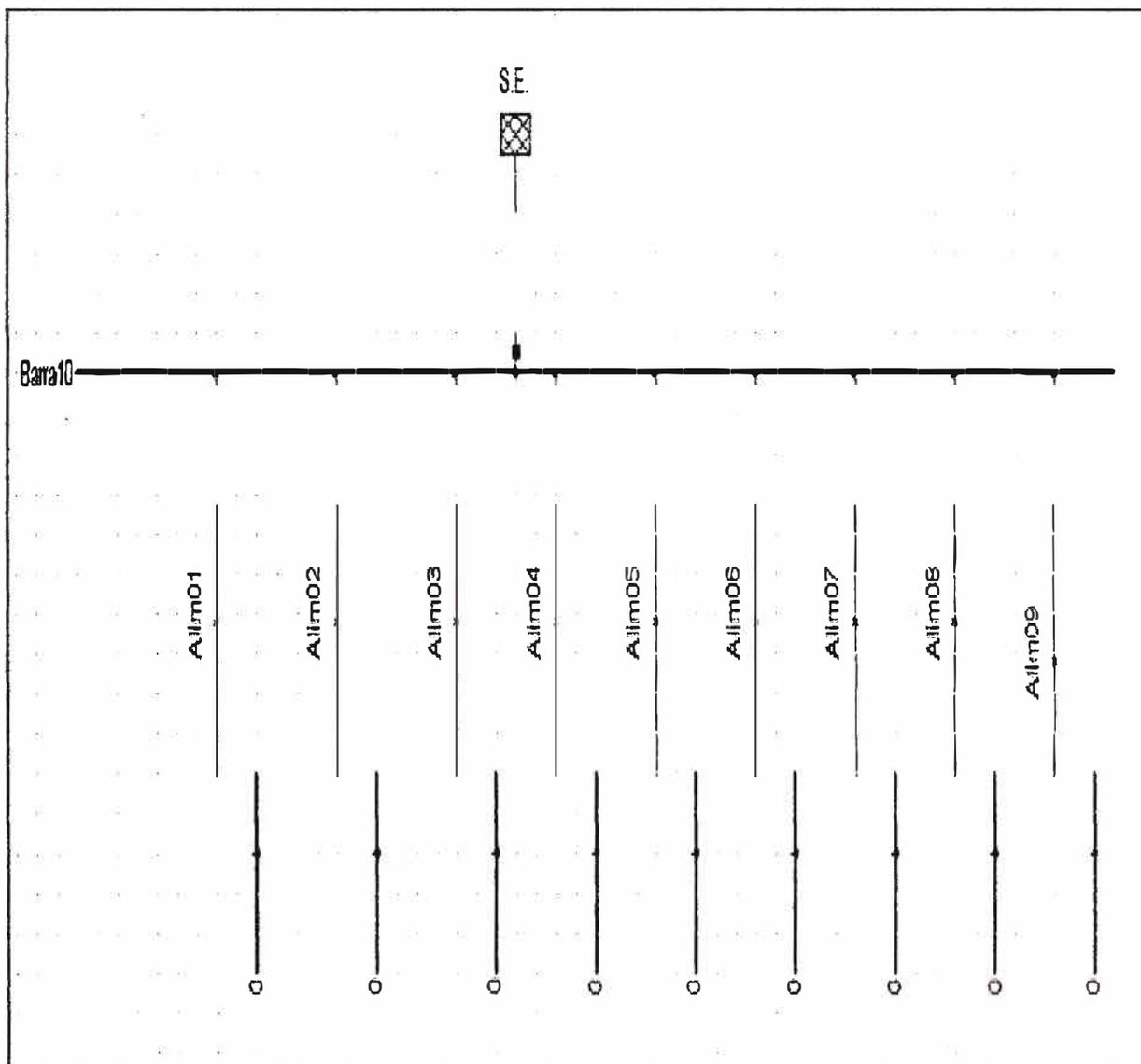


Fig. 3.15: Elementos de la red

External Grid S.E.

Terminal S.E.: Barra10 – 10 kV

Breaker/Switch

Terminal de los alimentadores: Alim01, Alim02, Alim03, Alim04, Alim05, Alim06, Alim07, Alim08, Alim09 – 10 kV.

a. Análisis para el alimentador Alim01

La tabla siguiente me muestra los datos de cada uno de las líneas usados para el alimentador Alim01.

TABLA N° 3.8 Data de líneas para el alimentador 1

Nombre	Terminal	Terminal	R1	X1
	i	J	Ohm	Ohm
Line1	0	1	0.117	0.048
Line2	1	2	0.1073	0.044
Line3	2	3	0.1645	0.0457
Line4	3	4	0.1495	0.0415
Line5	4	5	0.1495	0.0415
Line6	5	6	0.3144	0.054
Line7	6	7	0.2096	0.036
Line8	7	8	0.3144	0.054
Line9	8	9	0.2096	0.036
Line10	9	10	0.131	0.0225
Line11	10	11	0.1048	0.018
Line12	12	2	0.1572	0.027
Line13	12	13	0.2096	0.036
Line14	13	14	0.1048	0.018
Line15	14	15	0.0524	0.009
Line16	16	5	0.1794	0.0498
Line17	16	17	0.1645	0.0457
Line18	17	18	0.2079	0.0473
Line19	18	19	0.189	0.043
Line20	19	20	0.189	0.043
Line21	20	21	0.262	0.045
Line22	21	22	0.262	0.045
Line23	22	23	0.3144	0.054
Line24	23	24	0.2096	0.036
Line25	24	25	0.131	0.0225
Line26	25	26	0.1048	0.018
Line27	27	6	0.1572	0.027
Line28	27	28	0.1572	0.027
Line29	28	29	0.1572	0.027
Line30	30	9	0.1572	0.027
Line31	30	31	0.2096	0.036
Line32	31	32	0.1572	0.027
Line33	32	33	0.1048	0.018

b. Análisis para el alimentador Alim01

La tabla siguiente me muestra los datos de cada uno de las cargas usados para el alimentador Alim01.

TABLA N° 3.9 Datos para la carga del alimentador 1

Name	Grid	Terminal	Active Power	Reactive Power
0	0	Busbar	MW	Mvar
q1	Alim01	1	0.231	0.089
q10	Alim01	10	0.231	0.089
q11	Alim01	11	0.137	0.053
q12	Alim01	12	0.072	0.028
q13	Alim01	13	0.072	0.028
q14	Alim01	14	0.072	0.028
q15	Alim01	15	0.014	0.005
q16	Alim01	16	0.231	0.089
q17	Alim01	17	0.231	0.089
q18	Alim01	18	0.231	0.089
q19	Alim01	19	0.231	0.089
q20	Alim01	20	0.231	0.089
q21	Alim01	21	0.231	0.089
q22	Alim01	22	0.231	0.089
q23	Alim01	23	0.231	0.089
q24	Alim01	24	0.231	0.089
q25	Alim01	25	0.231	0.089
q26	Alim01	26	0.137	0.053
q27	Alim01	27	0.075	0.029
q28	Alim01	28	0.075	0.029
q29	Alim01	29	0.075	0.029
q3	Alim01	3	0.231	0.089
q30	Alim01	30	0.057	0.022
q31	Alim01	31	0.057	0.022
q32	Alim01	32	0.057	0.022
q33	Alim01	33	0.057	0.022
q4	Alim01	4	0.231	0.089
q7	Alim01	7	0.231	0.089
q8	Alim01	8	0.231	0.089

b. Análisis para el alimentador Alim01

La figura muestra los elementos usados para el alimentador 1 en DIGSILENT.

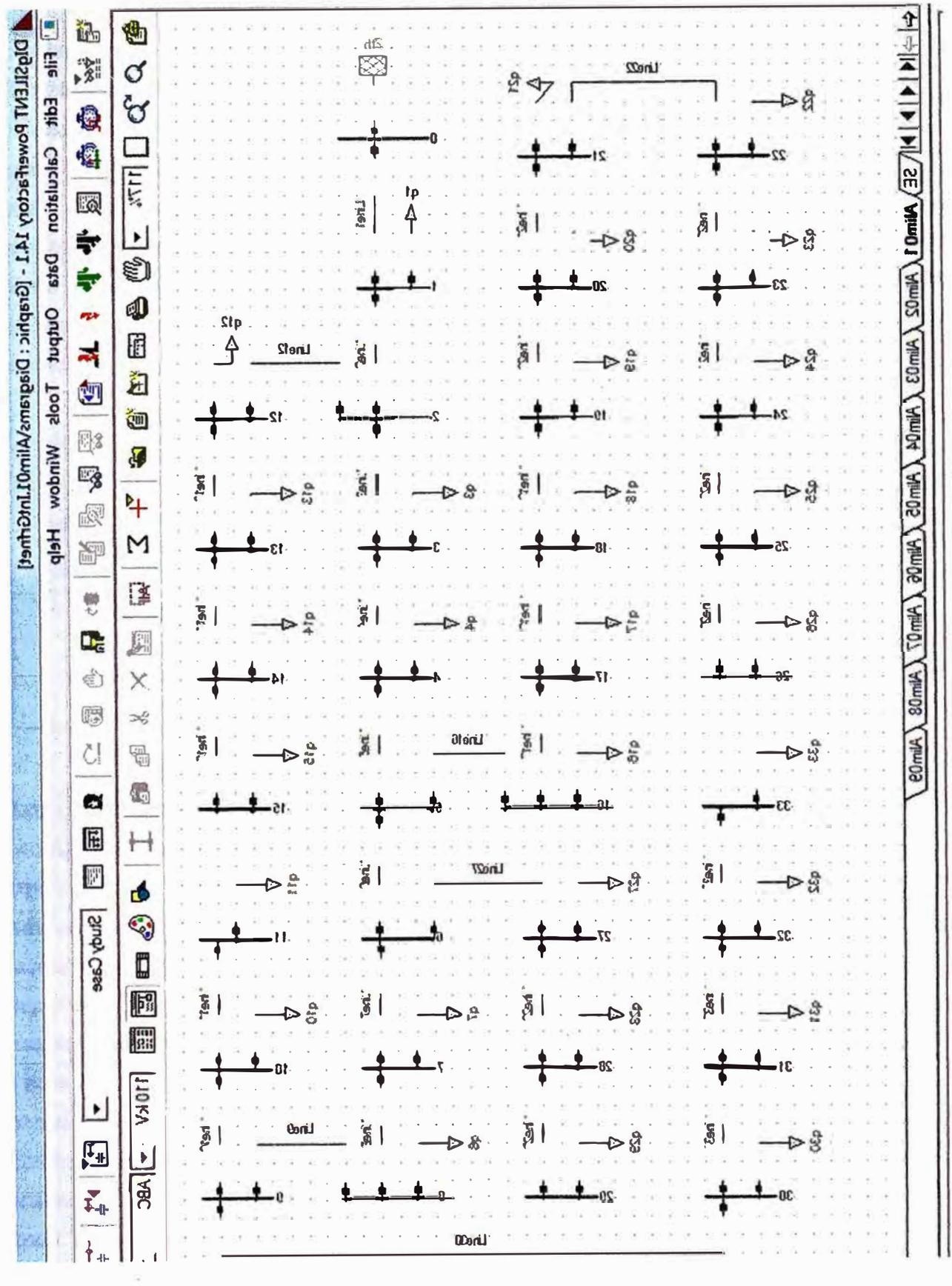


Fig. 3.16: Elementos del alimentador 1

3.2.2 Ubicación óptima de capacitores con DIGSILENT

La ubicación óptima de los capacitores (OCP) es un algoritmo automático que minimiza el costo de las pérdidas y las limitaciones de tensión en una red de distribución radial mediante la propuesta de la instalación de nuevos capacitores en los nodos (terminales) dentro de la red. El tamaño y tipo del capacitor óptimo se selecciona de una lista introducida por el usuario. El algoritmo también considera que el costo anual de los capacitores y sólo propone nuevos capacitores para la instalación cuando la reducción de la pérdida de energía y los costes de restricción de voltaje es superior al costo anual del capacitor (inversión, mantenimiento, seguros, etc.) [11].

Para acceder a la herramienta de OCP, seleccione la barra de herramientas de OCP de la ventana de selección de la barra de herramientas, como se ilustra en la figura siguiente.

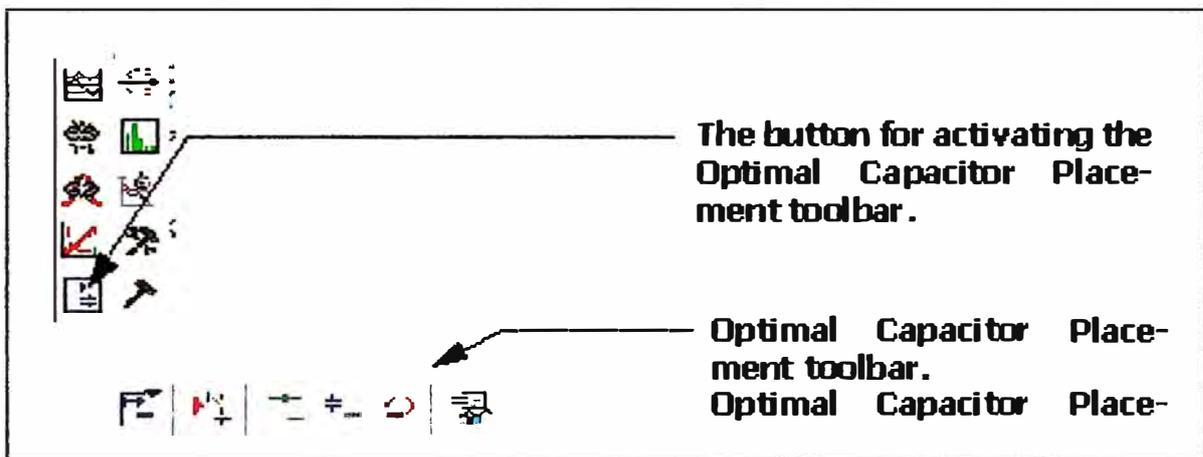


Fig. 3.17: Herramientas para la ubicación óptima de capacitores

Los comandos en la barra de herramientas de OCP son los siguientes:

- El comando principal para la ubicación óptima de capacitores es el comando: "calculate optimal capacitor placement".
- "remove previous solution" este comando borra los resultados (elimina todos los capacitores colocados) de una rutina de OCP anterior.
- Después de una optimización de éxito, la lista de nodos (terminales) donde se proponen los capacitores para la instalación se puede acceder mediante este comando: "show nodes with new capacitors".
- Después de una exitosa OCP, la lista de los capacitores propuestas se puede acceder mediante este comando: "show new capacitors".
- Para mostrar todos los resultados de la OCP en un informe de texto ASCII impreso a la ventana de salida utiliza el siguiente comando "output calculation analysis". El informe también muestra las pérdidas del sistema y los costes originales de restricción de voltaje y estos costos después de la instalación de los capacitores de propuestos.

3.2.2.1 Procedimiento de optimización con DIGSILENT

Para encontrar la configuración óptima de capacitores, DIGSILENT aplica los siguientes pasos:

- En primer lugar un análisis de sensibilidad determina el "mejor" candidato del terminal; Se trata de evaluar el impacto en el costo total (Violaciones de tensiones + pérdidas) conectando el mayor capacitor disponible de la lista definida por el usuario de capacitores para cada terminal de línea de destino. En esta etapa se excluye el costo del más grande capacitor.
- Los terminales están clasificados en orden descendente de reducción de costo total. El terminal que proporciona la mayor reducción de costos se convierte en el "mejor" candidato del terminal de un "nuevo" capacitor.
- La rutina de optimización entonces evalúa la reducción de costos en el terminal candidato utilizando cada capacitor disponible de la lista definida por el usuario que incluye el costo de cada capacitor. El mejor capacitor es el que reduce el costo de la mayoría cuando se tiene también en cuenta el costo anual de ese capacitor.
- Repita el paso uno, pero ninguno de los terminales que han sido previamente seleccionados como candidatos para la instalación de capacitores no están incluidos en el ranking de terminales candidatos. El algoritmo se detiene cuando todos los terminales habrían instalado sus capacitores, o la instalación de los capacitores no puede reducir más los costes.

Nota: Si se consideran Características de la carga, entonces el algoritmo anterior se completará para cada estado de carga independiente.

3.2.2.2 Opciones básicas para calcular "OCP"

Con el software DIGSILENT para calcular la ubicación óptima de capacitores hacemos los siguientes pasos:

Paso 1:

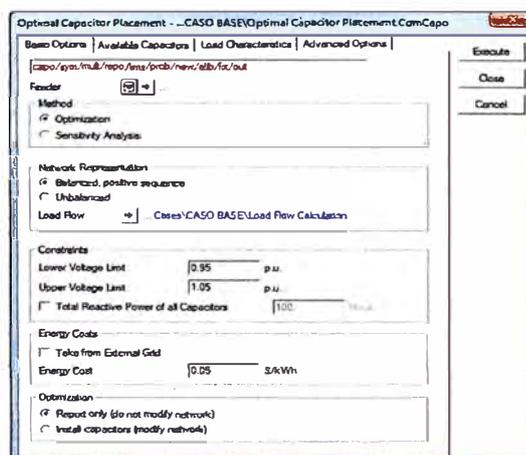
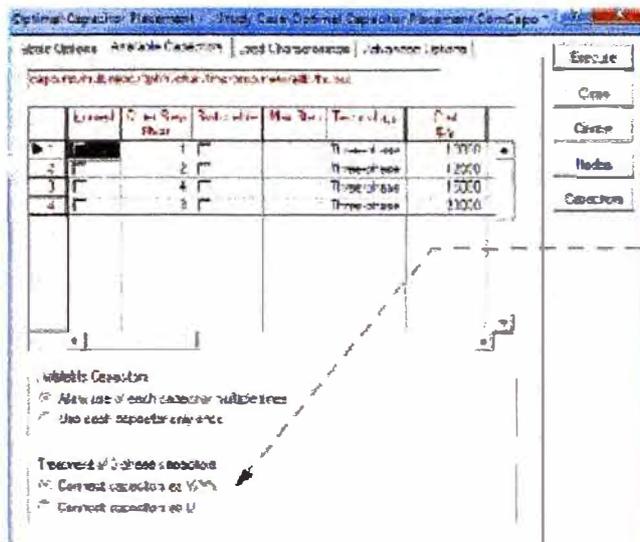


Fig. 3.18: Opciones básicas

Paso 2:



Only visible if the Network Representation is set to 'Unbalanced' within the 'Basic Options' page.

Fig. 3.19: Colocación capacitores disponibles

Paso 3:

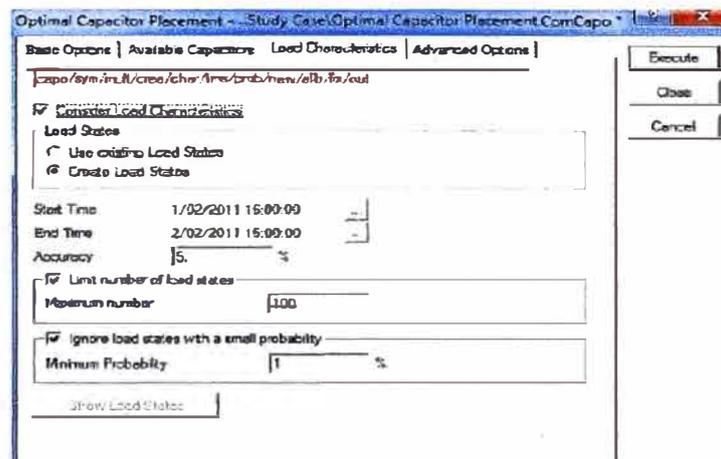


Fig. 3.20: Características de la carga

Paso 4:

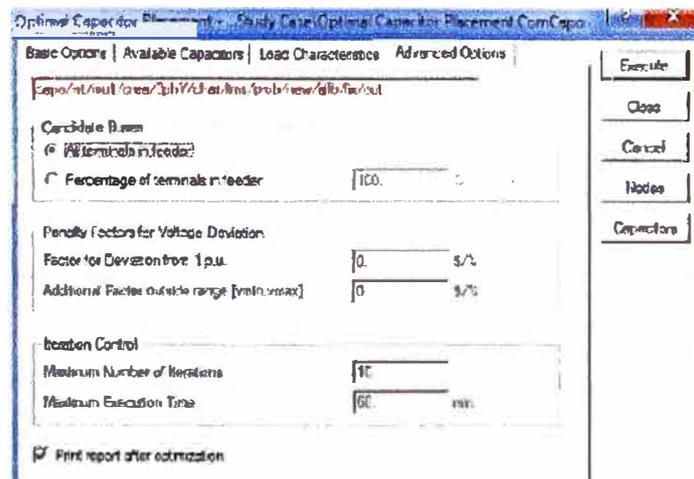


Fig. 3.21: Opciones avanzadas

3.2.2.3 Resultados para calcular el "OCP" con DIGSILENT

Los tres últimos comandos de la barra de herramientas del OCP dan acceso a los resultados de la optimización [11].

- **Mostrar nodos con Nuevos Capacitores:** Al pulsar el icono show nodes with new capacitors, después de una optimización de éxito se ha completado, aparece una lista de todas las terminales donde se proponen los capacitores para la instalación.
- **Mostrar Nuevos Capacitores:** Al pulsar el icono show new capacitors muestra una lista de propuestas con nuevos capacitores.
- **Análisis Cálculo de salida:** Este icono output calculation analysis genera un informe con los resultados del análisis de sensibilidad y el procedimiento de optimización final.
- **Visualización de los resultados sobre el Perfil de tensión**

Luego de una optimización exitosa, los nuevos capacitores se pueden visualizar en el perfil de tensión parcela del alimentador. Para permitir esto, vaya a la pantalla de gráfico de perfil de tensión después de la optimización y haga clic en el botón rebuild (reconstruir). Un ejemplo de una gráfica de este tipo que muestra los capacitores colocados se muestra en la figura 3.22.

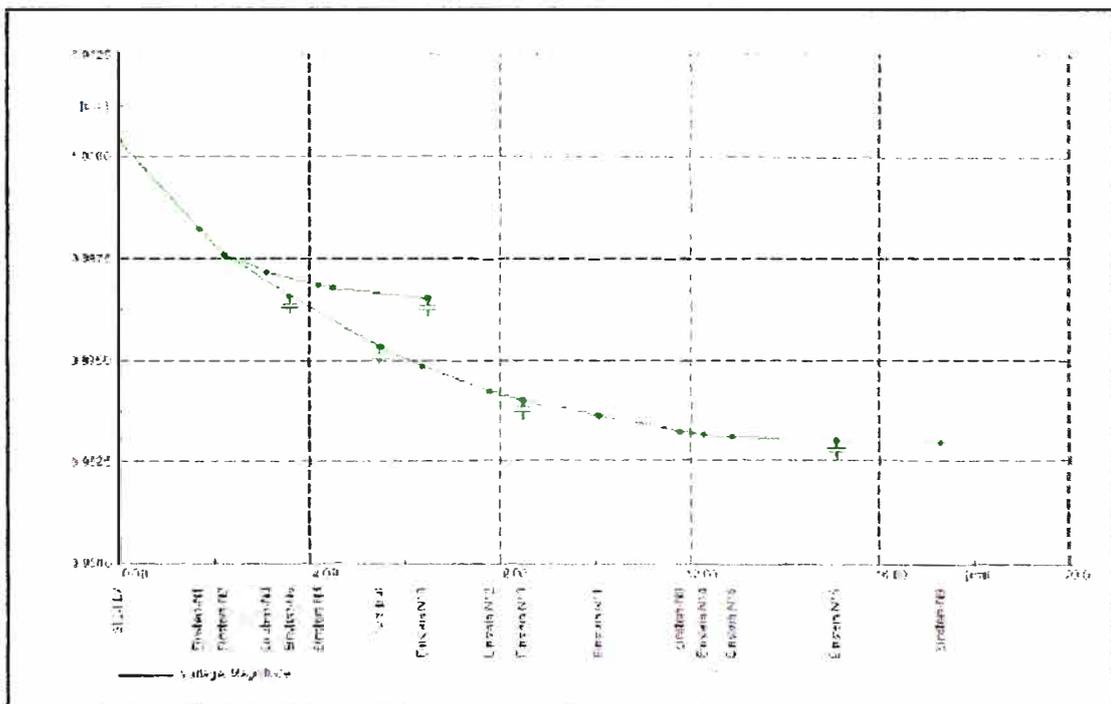


Fig. 3.22: Perfil de tensión que muestra los nuevos capacitores después de una ubicación óptima de capacitores

- **Eliminación de capacitores colocados:** Los capacitores colocados por el comando OCP se pueden quitar en cualquier momento después de que el análisis se ha completado con el botón remove previous solution. Este botón es como un "Deshacer" para la "ubicación óptima de capacitores".

a. Corriendo el flujo de carga con DISILENT para el alimentador Alim01

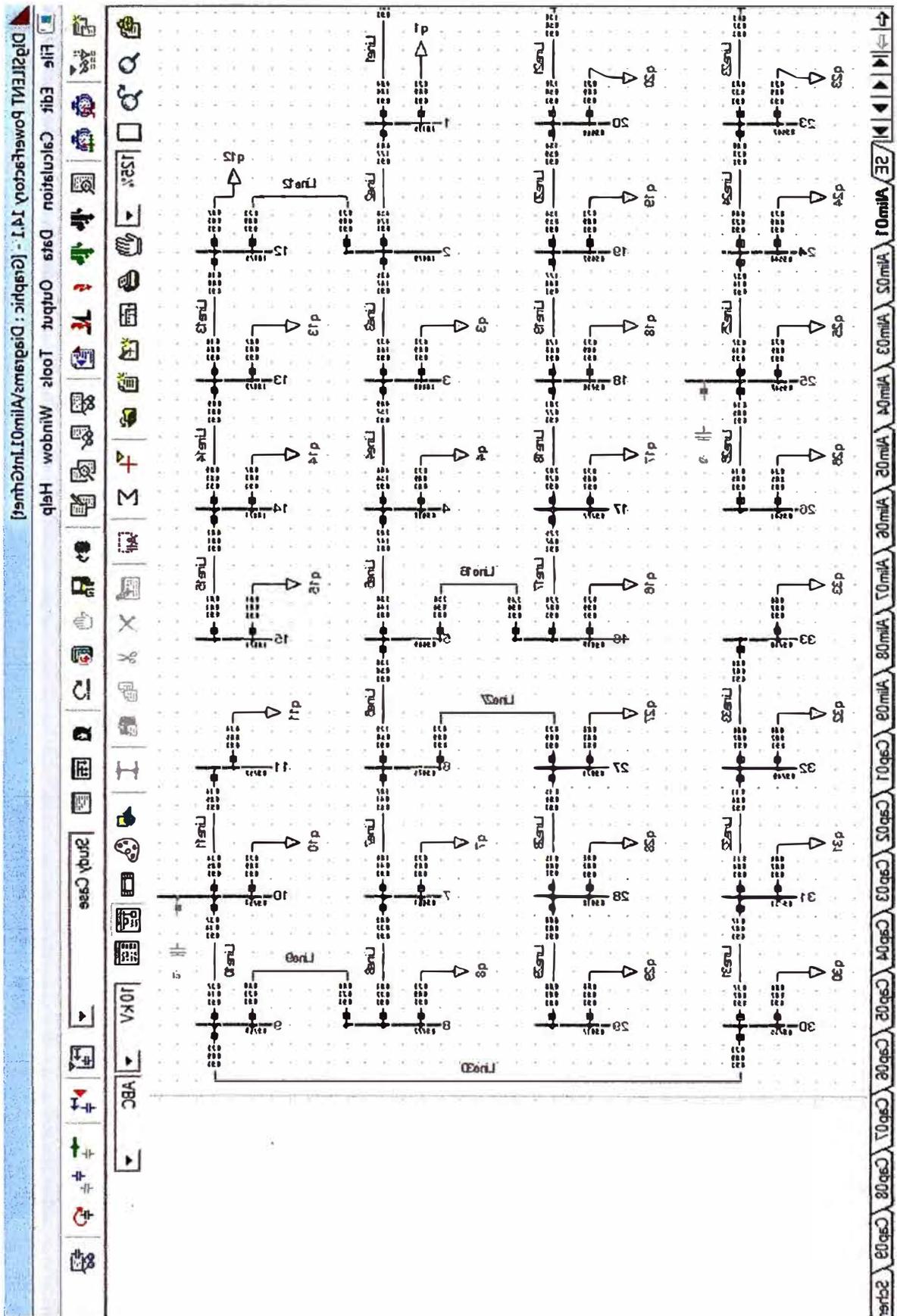


Fig. 3.23: Elementos del alimentador 1 luego de hacer flujo de carga

b. Ubicación óptima de capacitores con DIGSILENT para el alimentador Alim01

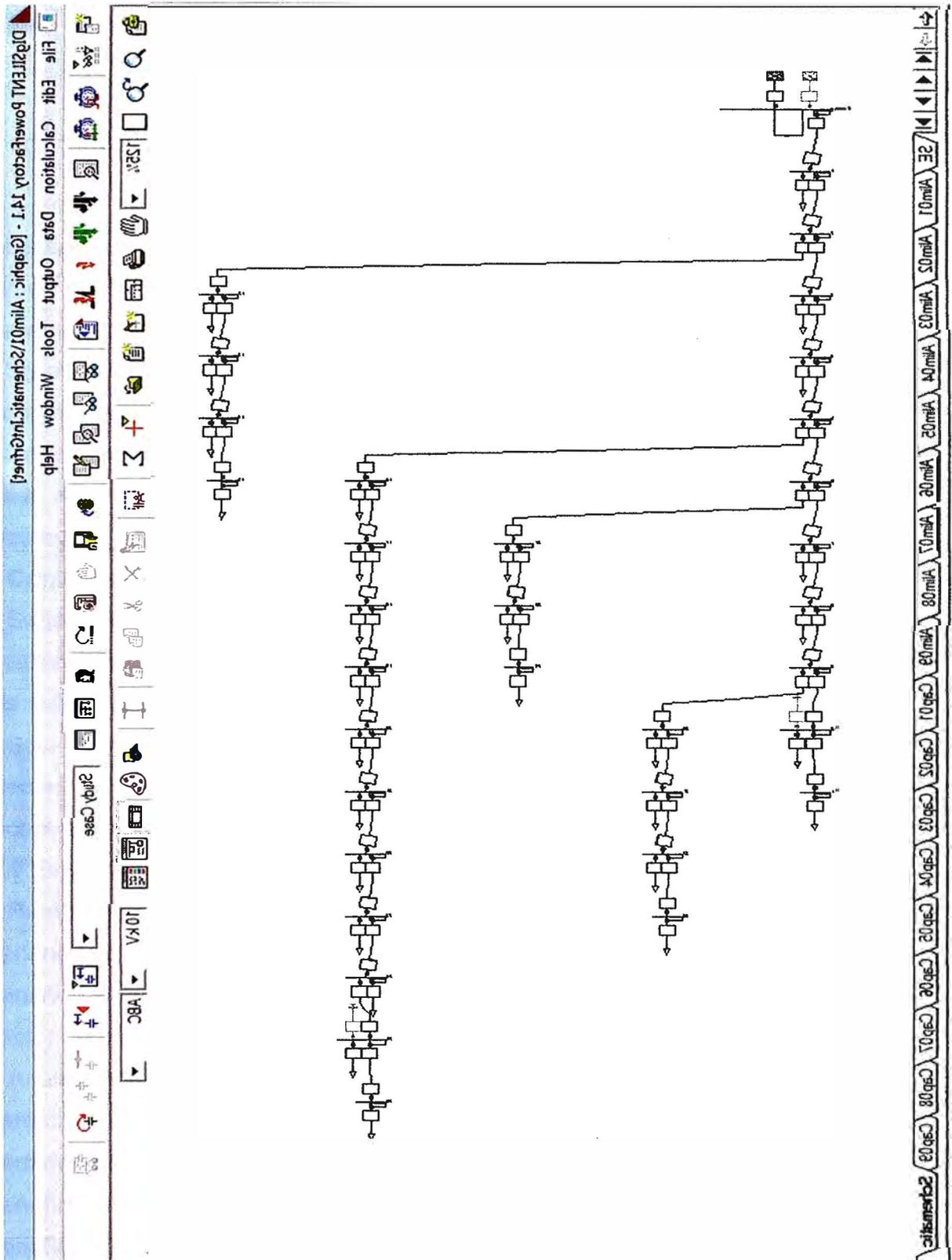


Fig. 3.24: Ubicación óptima de capacitores

La compensación reactiva para el Alim01 se ubica en la barra 10 un capacitor fijo de 0.3 MVAR y en la barra 25 un capacitor fijo de 0.6 MVAR.

CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Se tiene por objetivo compensar con bancos de capacitores fijos y con escalones en régimen de operación continua. Se requiere una evaluación técnico-económica para las alternativas de compensación reactiva concentrada y distribuida.

Se asume que la potencia instalada total de los bancos de capacitores, en ambos casos, es aproximadamente igual.

Dado que con cualquiera de las alternativas mencionadas el impacto aguas arriba es similar, el análisis se enfoca aguas abajo a partir de la barra de media tensión de la subestación.

4.1 Compensación concentrada

Según este enfoque, toda la potencia requerida a compensar, se realiza por medio de la instalación de uno o más bancos de capacitores conectados a la barra de media tensión de la subestación.

Se analiza los casos de compensación con bancos de capacitores fijos o con escalones conectado a la barra de media tensión de la subestación (compensación reactiva concentrada).

4.1.1 Evaluación técnica

Para la evaluación técnica tenemos tres aspectos importantes como son:

- Variando el perfil de carga
- Variando el factor de potencia
- Factor de utilización

Analizamos para la evaluación técnica los siguientes:

- Pérdidas en MWh
- Pérdidas se hallan para un periodo de 10 años
- Beneficio de las pérdidas en (MWh)
- Beneficio de pérdidas para un periodo de 10 años
- Capacitores fijos de 6 MVAR, 8 MVAR, 10 MVAR y 12 MVAR
- Capacitores con escalones de 2x4 MVAR, 2x5 MVAR, 2x6 MVAR y 3x3 MVAR
- Se analiza también el caso sin capacitor.
- Se analiza para los casos de mínima demanda, demanda media y hora punta.

a. Las tablas siguientes muestran el resultado de las pérdidas:

TABLA N° 4.1 Pérdidas en un periodo de 10 años (MWh)

Año	Sin	Capacitor	Capacitor	Capacitor	Capacitor
	Capacitor	Fijo	Fijo	Fijo	Fijo
	-	6 MVAR	8 MVAR	10 MVAR	12 MVAR
1	1295.7	1203.1	1185.2	1173.6	1173.1
2	1391.0	1291.4	1274.1	1260.1	1255.9
3	1495.5	1389.1	1371.7	1355.9	1346.7
4	1610.5	1499.4	1477.8	1463.6	1451.3
5	1741.0	1623.4	1594.0	1579.5	1567.8
6	1882.9	1759.8	1727.5	1708.6	1694.1
7	2039.0	1907.8	1877.5	1848.7	1834.6
8	2206.5	2072.5	2039.1	2010.9	1988.4
9	2399.6	2251.9	2216.9	2187.8	2162.3
10	2607.7	2453.4	2414.1	2384.4	2360.5

TABLA N° 4.2 Pérdidas en un periodo de 10 años (MWh)

Año	Capacitor	Capacitor	Capacitor	Capacitor
	Con escalones	Con escalones	Con escalones	Con escalones
	2x4 MVAR	2x5 MVAR	2x6 MVAR	3x3 MVAR
1	1187.0	1173.4	1170.0	1178.3
2	1276.0	1260.9	1253.1	1265.8
3	1373.8	1357.1	1346.1	1364.1
4	1480.1	1465.6	1451.6	1470.2
5	1596.1	1582.4	1568.1	1587.7
6	1729.7	1711.4	1695.5	1715.7
7	1878.0	1851.8	1836.5	1863.5
8	2039.1	2014.6	1990.9	2027.8
9	2216.9	2192.1	2166.3	2203.1
10	2414.1	2388.0	2364.9	2398.7

b. Las tablas siguientes muestran el resultado de beneficio de pérdidas en (MWh)

TABLA N° 4.3 Beneficio de pérdidas en un periodo de 10 años (MWh)

	Sin	Capacitor	Capacitor	Capacitor	Capacitor
	Capacitor	Fijo	Fijo	Fijo	Fijo
Año	-	6 MVAR	8 MVAR	10 MVAR	12 MVAR
1	0	92.6	110.5	122.1	122.6
2	0	99.6	116.9	130.9	135.2
3	0	106.4	123.8	139.6	148.8
4	0	111.0	132.6	146.9	159.2
5	0	117.6	147.0	161.5	173.2
6	0	123.1	155.4	174.3	188.8
7	0	131.3	161.5	190.3	204.4
8	0	134.0	167.4	195.5	218.1
9	0	147.7	182.7	211.7	237.3
10	0	154.3	193.6	223.3	247.2

TABLA N° 4.4 Beneficio de pérdidas en un periodo de 10 años (MWh)

	Capacitor	Capacitor	Capacitor	Capacitor
	Con escalones	Con escalones	Con escalones	Con escalones
Año	2x4 MVAR	2x5 MVAR	2x6 MVAR	3x3 MVAR
1	108.7	122.3	125.7	117.4
2	115.0	130.1	137.9	125.2
3	121.8	138.4	149.4	131.5
4	130.4	144.9	158.9	140.3
5	144.9	158.6	172.8	153.3
6	153.2	171.5	187.4	167.2
7	161.0	187.3	202.5	175.5
8	167.4	191.9	215.6	178.7
9	182.7	207.5	233.2	196.4
10	193.6	219.7	242.8	209.0

4.1.2 Evaluación económica

a. Para un costo de energía de 50 US\$/MWh el beneficio de pérdidas en US\$ se muestran en las siguientes tablas.

Consideraciones que se tienen en cuenta la demanda en el año 1 es 45 MVA para los años siguientes se incrementa la demanda a una tasa de 5%.

TABLA N° 4.8 Beneficio de pérdidas en un periodo de 20 años (US\$)

	Demanda	Capacitor	Capacitor	Capacitor	Capacitor
		Fijo	Fijo	Fijo	Fijo
Año	MVA	6 MVAR	8 MVAR	10 MVAR	12 MVAR
1	45.0	4630.0	5527.3	6107.4	6129.1
2	47.3	4979.9	5844.0	6546.9	6758.8
3	49.6	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1
4	52.1	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1
5	54.7	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1
6	57.4	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1
7	60.3	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1
8	63.3	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1
9	66.5	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1
10	69.8	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1
11	73.3	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1
12	77.0	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1
13	80.8	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1
14	84.9	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1
15	89.1	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1
16	93.6	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1
17	98.2	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1
18	103.1	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1
19	108.3	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1
20	113.7	5322.0	6189.7	6981.7	7439.1

TABLA N° 4.9 Beneficio de pérdidas en un periodo de 20 años (US\$)

Año	Demanda MVA	Capacitor	Capacitor	Capacitor	Capacitor
		Con escalones 2x4 MVAR	Con escalones 2x5 MVAR	Con escalones 2x6 MVAR	Con escalones 3x3 MVAR
1	45.0	5434.3	6116.1	6284.9	5869.7
2	47.3	5752.0	6504.0	6893.9	6259.3
3	49.6	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8
4	52.1	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8
5	54.7	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8
6	57.4	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8
7	60.3	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8
8	63.3	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8
9	66.5	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8
10	69.8	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8
11	73.3	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8
12	77.0	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8
13	80.8	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8
14	84.9	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8
15	89.1	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8
16	93.6	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8
17	98.2	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8
18	103.1	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8
19	108.3	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8
20	113.7	6087.9	6919.1	7471.7	6573.8

b. Calculo de la demanda (MW)

Potencia instalada S.E. = 50 MVA

Factor de potencia = 0.95

Factor de carga = 0.50

TABLA N° 4.10 Demanda calculada en MW

	Demanda	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo
C (MVAR)	0	6	8	10	12
MW	47.50	49.07	49.42	49.68	49.87
MVAR	15.61	9.61	7.61	5.61	3.61
	Demanda	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones
C (MVAR)	0	8	10	12	9
MW	47.50	49.42	49.68	49.87	49.56
MVAR	15.61	7.61	5.61	3.61	6.61

c. Calculo de la demanda incremental (MW)

TABLA N° 4.11 Demanda incremental calculada en MW

	Demanda	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo
C (MVAR)	0	6	8	10	12
MW	0.00	1.57	1.92	2.18	2.37
	Demanda	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones
C (MVAR)	0	8	10	12	9
MW	0.00	1.92	2.18	2.37	2.06

d. Energía incremental (MWh) para un factor de carga 0.5, considerando un año de 8760 horas.

TABLA N° 4.12 Energía incremental en MWh para cada capacitor

	Demanda	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo
C (MVAR)	0	6	8	10	12
MWh	0.00	6864.77	8396.90	9565.92	10377.66
	Demanda	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones
C (MVAR)	0	8	10	12	9
MWh	0.00	8396.90	9565.92	10377.66	9026.39

e. Ventas incrementales en (US\$) para un costo de 3 US\$/MWh

TABLA N° 4.13 Ventas incrementales en US\$ para cada capacitor

	Demanda	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo
C (MVAR)	0	6	8	10	12
US\$	0	20594.32	25190.71	28697.77	31132.97
	Demanda	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones
C (MVAR)	0	8	10	12	9
US\$	0	25190.71	28697.77	31132.97	27079.18

f. Beneficio de ventas incrementales en (US\$) para un periodo de 20 años

TABLA N° 4.14 Beneficio de ventas incrementales en US\$

	Demanda	Capacitor	Capacitor	Capacitor	Capacitor
		Fijo	Fijo	Fijo	Fijo
Año	MVA	6 MVAR	8 MVAR	10 MVAR	12 MVAR
1	45.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	47.3	0.0	0.0	0.0	0.0
3	49.6	0.0	0.0	0.0	0.0
4	52.1	20594.3	25190.7	28697.8	31133.0
5	54.7	20594.3	25190.7	28697.8	31133.0
6	57.4	20594.3	25190.7	28697.8	31133.0
7	60.3	20594.3	25190.7	28697.8	31133.0
8	63.3	20594.3	25190.7	28697.8	31133.0
9	66.5	20594.3	25190.7	28697.8	31133.0
10	69.8	20594.3	25190.7	28697.8	31133.0
11	73.3	20594.3	25190.7	28697.8	31133.0
12	77.0	20594.3	25190.7	28697.8	31133.0
13	80.8	20594.3	25190.7	28697.8	31133.0
14	84.9	20594.3	25190.7	28697.8	31133.0
15	89.1	20594.3	25190.7	28697.8	31133.0
16	93.6	20594.3	25190.7	28697.8	31133.0
17	98.2	20594.3	25190.7	28697.8	31133.0
18	103.1	20594.3	25190.7	28697.8	31133.0
19	108.3	20594.3	25190.7	28697.8	31133.0
20	113.7	20594.3	25190.7	28697.8	31133.0

TABLA N° 4.15 Beneficio de ventas incrementales en US\$

	Demanda	Capacitor	Capacitor	Capacitor	Capacitor
		Con escalones	Con escalones	Con escalones	Con escalones
Año	MVA	2x4 MVAR	2x5 MVAR	2x6 MVAR	3x3 MVAR
1	45.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	47.3	0.0	0.0	0.0	0.0
3	49.6	0.0	0.0	0.0	0.0
4	52.1	25190.7	28697.8	31133.0	27079.2
5	54.7	25190.7	28697.8	31133.0	27079.2
6	57.4	25190.7	28697.8	31133.0	27079.2
7	60.3	25190.7	28697.8	31133.0	27079.2
8	63.3	25190.7	28697.8	31133.0	27079.2
9	66.5	25190.7	28697.8	31133.0	27079.2
10	69.8	25190.7	28697.8	31133.0	27079.2
11	73.3	25190.7	28697.8	31133.0	27079.2
12	77.0	25190.7	28697.8	31133.0	27079.2
13	80.8	25190.7	28697.8	31133.0	27079.2
14	84.9	25190.7	28697.8	31133.0	27079.2
15	89.1	25190.7	28697.8	31133.0	27079.2
16	93.6	25190.7	28697.8	31133.0	27079.2
17	98.2	25190.7	28697.8	31133.0	27079.2
18	103.1	25190.7	28697.8	31133.0	27079.2
19	108.3	25190.7	28697.8	31133.0	27079.2
20	113.7	25190.7	28697.8	31133.0	27079.2

g. Datos de costo de cada capacitor y su celda (US\$) [12].

TABLA N° 4.16 Costo de capacitor y celda

	Capacitor	Capacitor	Capacitor	Capacitor
	Fijo	Fijo	Fijo	Fijo
	6 MVAR	8 MVAR	10 MVAR	12 MVAR
C (MVAR)	6.0	8.0	10.0	12.0
Equipo Capacitor	71940.4	82082.2	92224.0	102365.8
Celda de Capacitor	29743.0	29743.0	29743.0	29743.0
Total (US\$)	101683.4	111825.2	121967.0	132108.8

TABLA N° 4.17 Costo de capacitor y celda

	Capacitor	Capacitor	Capacitor	Capacitor
	Con escalones	Con escalones	Con escalones	Con escalones
	2x4 MVAR	2x5 MVAR	2x6 MVAR	3x3 MVAR
C (MVAR)	8.0	10.0	12.0	9.0
Equipo Capacitor	104016.8	121526.0	139035.2	112771.4
Celda de Capacitor	29743.0	29743.0	29743.0	29743.0
Total (US\$)	133759.8	151269.0	168778.2	142514.4

h. Evaluación económica de alternativas en (US\$)

TABLA N° 4.18 Comparación de alternativas

Año	Alternativas de Compensación Reactiva							
	Capacitor Fijo 6 MVAR	Capacitor Fijo 8 MVAR	Capacitor Fijo 10 MVAR	Capacitor Fijo 12 MVAR	Capacitor con escalones 2x4 MVAR	Capacitor con escalones 2x5 MVAR	Capacitor con escalones 2x6 MVAR	Capacitor con escalones 3x3 MVAR
0	- 101 683.4	- 111 825.2	- 121 967.0	- 132 108.8	- 133 759.8	- 151 269.0	- 168 778.2	- 142 514.4
1	1 579.5	2 172.5	2 448.4	2 165.8	1 421.5	1 578.0	1 221.6	1 594.2
2	1 929.4	2 489.2	2 887.9	2 795.5	1 739.2	1 966.0	1 830.5	1 983.9
3	2 271.5	2 835.0	3 322.7	3 475.8	2 075.1	2 381.1	2 408.3	2 298.4
4	22 865.9	28 025.7	32 020.5	34 608.8	27 265.8	31 078.8	33 541.3	29 377.5
5	22 865.9	28 025.7	32 020.5	34 608.8	27 265.8	31 078.8	33 541.3	29 377.5
6	22 865.9	28 025.7	32 020.5	34 608.8	27 265.8	31 078.8	33 541.3	29 377.5
7	22 865.9	28 025.7	32 020.5	34 608.8	27 265.8	31 078.8	33 541.3	29 377.5
8	22 865.9	28 025.7	32 020.5	34 608.8	27 265.8	31 078.8	33 541.3	29 377.5
9	22 865.9	28 025.7	32 020.5	34 608.8	27 265.8	31 078.8	33 541.3	29 377.5
10	22 865.9	28 025.7	32 020.5	34 608.8	27 265.8	31 078.8	33 541.3	29 377.5
11	22 865.9	28 025.7	32 020.5	34 608.8	27 265.8	31 078.8	33 541.3	29 377.5
12	22 865.9	28 025.7	32 020.5	34 608.8	27 265.8	31 078.8	33 541.3	29 377.5
13	22 665.9	28 025.7	32 020.5	34 608.8	27 265.8	31 078.8	33 541.3	29 377.5
14	22 865.9	28 025.7	32 020.5	34 608.8	27 265.8	31 078.8	33 541.3	29 377.5
15	22 865.9	28 025.7	32 020.5	34 608.8	27 265.8	31 078.8	33 541.3	29 377.5
16	22 865.9	28 025.7	32 020.5	34 608.8	27 265.8	31 078.8	33 541.3	29 377.5
17	22 865.9	28 025.7	32 020.5	34 608.8	27 265.8	31 078.8	33 541.3	29 377.5
18	22 865.9	28 025.7	32 020.5	34 608.8	27 265.8	31 078.8	33 541.3	29 377.5
19	22 865.9	28 025.7	32 020.5	34 608.8	27 265.8	31 078.8	33 541.3	29 377.5
20	22 865.9	28 025.7	32 020.5	34 608.8	27 265.8	31 078.8	33 541.3	29 377.5

i. Cálculo del TIR y el VAN analizando para un COK = 12%

i.1 Cálculo del TIR (%):

TABLA N° 4.19 TIR de alternativas de compensación

Alternativa de Compensación Reactiva							
Capacitor Fijo 6 MVAR	Capacitor Fijo 8 MVAR	Capacitor Fijo 10 MVAR	Capacitor Fijo 12 MVAR	Capacitor con escalones 2x4 MVAR	Capacitor con escalones 2x5 MVAR	Capacitor con escalones 2x6 MVAR	Capacitor con escalones 3x3 MVAR
14.1%	15.6%	16.3%	16.2%	12.8%	12.9%	12.4%	12.9%

i.2 Cálculo del VAN (US\$) para un COK = 12%:

TABLA N° 4.20 VAN de alternativas de compensación

Alternativa de Compensación Reactiva							
Capacitor Fijo 6 MVAR	Capacitor Fijo 8 MVAR	Capacitor Fijo 10 MVAR	Capacitor Fijo 12 MVAR	Capacitor con escalones 2x4 MVAR	Capacitor con escalones 2x5 MVAR	Capacitor con escalones 2x6 MVAR	Capacitor con escalones 3x3 MVAR
16,747.40	32,267.94	42,101.51	44,563.96	7,629.77	9,729.86	4,875.24	9,821.80

4.2 Compensación distribuida

Con esta alternativa de instalar capacitores en los alimentadores de la red de media tensión para la compensación distribuida, capacitores tipo "shunt". La compensación reactiva total es igual 8,1 MVAR.

4.2.1 Evaluación técnica

Encontramos las pérdidas en (MWh) de los alimentadores en día particular 250 días, sábado 50 días y domingo 63 días, para un tiempo de 10 años. A una tasa de 5% de incremento anual. Encontramos dos casos de pérdidas en distribución y transmisión.

a. Las pérdidas totales en distribución sin capacitor y con capacitor para un periodo de 10 años.

TABLA N° 4.21 Pérdidas en distribución

Año	Sin capacitor	Con capacitor
	(MWh)	(MWh)
1	8698.3	8710.9
2	9593.6	9498.3
3	10582.4	10367.8
4	11673.3	11327.0
5	12876.7	12384.8
6	12876.7	12384.8
7	12876.7	12384.8
8	12876.7	12384.8
9	12876.7	12384.8
10	12876.7	12384.8

b. Las pérdidas totales en transmisión sin capacitor y con capacitor para un periodo de 10 años.

TABLA N° 4.22 Pérdidas en transmisión

Año	Sin capacitor	Con capacitor
	(MWh)	(MWh)
1	1295.7	1185.2
2	1391.0	1274.1
3	1495.5	1371.7
4	1610.5	1477.8
5	1741.0	1594.0
6	1882.9	1727.5
7	2039.0	1877.5
8	2206.5	2039.1
9	2399.6	2216.9
10	2607.7	2414.1

c. El beneficio de pérdidas totales sin capacitor y con capacitor para un periodo de 10 años.

TABLA N° 4.23 Beneficio de pérdidas

Año	Beneficio
	(MWh)
1	97.9
2	212.2
3	338.4
4	478.9
5	638.9
6	647.3
7	653.5
8	659.3
9	674.6
10	685.5

d. Evaluación técnica de perfiles de tensiones

AL1, AL2, AL3, AL4, AL5, AL6, AL7, AL8, AL9 representan los nueve alimentadores.

TABLA N° 4.24 Perfil de tensión para mínima demanda año 1 a las 3:00 horas

Barra	AL1	AL2	AL3	AL4	AL5	AL6	AL7	AL8	AL9
0	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
1	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
2	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
3	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
4	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
5	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
6	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
7	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
8	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
9	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
10	1.00	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
11	1.00	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
12	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
13	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
14	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
15	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
16	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
17	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
18	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01
19	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
20	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
21	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
22	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
23	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
24	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
25	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
26	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
27	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
28	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
29	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
30	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
31	1.00	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
32	1.00	1.00	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
33	1.00	1.00	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01

4.2.2 Evaluación económica

a. El beneficio de pérdidas en (US\$) para un costo de energía de 50 US\$/MWh para un periodo de 20 años.

Consideraciones que se tienen en cuenta la demanda en el año 1 es 45 MVA para los años siguientes se incrementa la demanda a una tasa de 5%.

TABLA N° 4.27 Beneficio de pérdidas

Año	Demanda	Beneficio
	MVA	US\$
1	45.0	4896.9
2	47.3	10609.6
3	49.6	16919.7
4	52.1	16919.7
5	54.7	16919.7
6	57.4	16919.7
7	60.3	16919.7
8	63.3	16919.7
9	66.5	16919.7
10	69.8	16919.7
11	73.3	16919.7
12	77.0	16919.7
13	80.8	16919.7
14	84.9	16919.7
15	89.1	16919.7
16	93.6	16919.7
17	98.2	16919.7
18	103.1	16919.7
19	108.3	16919.7
20	113.7	16919.7

b. Calculo de la demanda (MW)

Potencia instalada S.E. = 50 MVA

Factor de potencia = 0.95

Factor de carga = 0.50

TABLA N° 4.28 Demanda calculada en MW

	Demanda	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo
C (MVAR)	0	6	8	10	12
MW	47.50	49.07	49.42	49.68	49.87
MVAR	15.61	9.61	7.61	5.61	3.61
	Demanda	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones
C (MVAR)	0	8	10	12	9
MW	47.50	49.42	49.68	49.87	49.56
MVAR	15.61	7.61	5.61	3.61	6.61

c. Calculo de la demanda incremental (MW)

TABLA N° 4.29 Demanda incremental calculada en MW

	Demanda	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo
C (MVAR)	0	6	8	10	12
MW	0.00	1.57	1.92	2.18	2.37
	Demanda	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones
C (MVAR)	0	8	10	12	9
MW	0.00	1.92	2.18	2.37	2.06

d. Energía incremental (MWh) para un factor de carga 0.5, considerando un año de 8760 horas.

TABLA N° 4.30 Energía incremental en MWh para cada capacitor

	Demanda	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo
C (MVAR)	0	6	8	10	12
MWh	0.00	6864.77	8396.90	9565.92	10377.66
	Demanda	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones
C (MVAR)	0	8	10	12	9
MWh	0.00	8396.90	9565.92	10377.66	9026.39

e. Ventas incrementales en (US\$) para un costo de 3 US\$/MWh

TABLA N° 4.31 Ventas incrementales en US\$ para cada capacitor

	Demanda	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo	Capacitor Fijo
C (MVAR)	0	6	8	10	12
US\$	0	20594.32	25190.71	28697.77	31132.97
	Demanda	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones	Capacitor con escalones
C (MVAR)	0	8	10	12	9
US\$	0	25190.71	28697.77	31132.97	27079.18

f. Beneficio de ventas incrementales en (US\$) para un periodo de 20 años

TABLA N° 4.32 Beneficio de ventas incrementales en US\$

Año	Demanda	Beneficio
	MVA	US\$
1	45.0	0.0
2	47.3	0.0
3	49.6	0.0
4	52.1	28697.8
5	54.7	28697.8
6	57.4	28697.8
7	60.3	28697.8
8	63.3	28697.8
9	66.5	28697.8
10	69.8	28697.8
11	73.3	28697.8
12	77.0	28697.8
13	80.8	28697.8
14	84.9	28697.8
15	89.1	28697.8
16	93.6	28697.8
17	98.2	28697.8
18	103.1	28697.8
19	108.3	28697.8
20	113.7	28697.8

g. Inversión en (US\$) del total de bancos de capacitores usados

TABLA N° 4.33 Inversión del total de bancos de capacitores en US\$

KVAR	Precio unitario	Cantidad
150	3 000.00	
300	5 100.00	9
450	6 502.50	
600	7 369.50	9
900	9 396.11	
Total		112 225.50

h. Flujo de inversiones + COYM en (US\$) para un COYM de 3% anual

TABLA N° 4.34 Flujo de inversiones + COYM

Año	Demanda	Inversión
	MVA	US\$
0	42.9	-112225.5
1	45.0	-3366.8
2	47.3	-3366.8
3	49.6	-3366.8
4	52.1	-3366.8
5	54.7	-3366.8
6	57.4	-3366.8
7	60.3	-3366.8
8	63.3	-3366.8
9	66.5	-3366.8
10	69.8	-3366.8
11	73.3	-3366.8
12	77.0	-3366.8
13	80.8	-3366.8
14	84.9	-3366.8
15	89.1	-3366.8
16	93.6	-3366.8
17	98.2	-3366.8
18	103.1	-3366.8
19	108.3	-3366.8
20	113.7	-3366.8

i. Evaluación económica de compensación distribuida en (US\$)

TABLA N° 4.35 Capacitor Fijo total de 8.1 MVAR

Año	Inversión + COyM (US\$)	Pérdidas (US\$)	Energía Incremental (US\$)	Total (US\$)
0	- 112 225.5	0.0	0.0	- 112 225.5
1	- 3 366.8	4 896.9	0.0	1 530.1
2	- 3 366.8	10 609.6	0.0	7 242.8
3	- 3 366.8	16 919.7	0.0	13 552.9
4	- 3 366.8	16 919.7	28 697.8	42 250.7
5	- 3 366.8	16 919.7	28 697.8	42 250.7
6	- 3 366.8	16 919.7	28 697.8	42 250.7
7	- 3 366.8	16 919.7	28 697.8	42 250.7
8	- 3 366.8	16 919.7	28 697.8	42 250.7
9	- 3 366.8	16 919.7	28 697.8	42 250.7
10	- 3 366.8	16 919.7	28 697.8	42 250.7
11	- 3 366.8	16 919.7	28 697.8	42 250.7
12	- 3 366.8	16 919.7	28 697.8	42 250.7
13	- 3 366.8	16 919.7	28 697.8	42 250.7
14	- 3 366.8	16 919.7	28 697.8	42 250.7
15	- 3 366.8	16 919.7	28 697.8	42 250.7
16	- 3 366.8	16 919.7	28 697.8	42 250.7
17	- 3 366.8	16 919.7	28 697.8	42 250.7
18	- 3 366.8	16 919.7	28 697.8	42 250.7
19	- 3 366.8	16 919.7	28 697.8	42 250.7
20	- 3 366.8	16 919.7	28 697.8	42 250.7

j. Cálculo del TIR y el VAN analizando para un COK = 12%

j.1 Cálculo del TIR (%):

TIR = 22.5 %.

j.2 Cálculo del VAN (US\$) para un COK = 12%:

VAN = 105,956.64

El TIR es mayor que el COK, la inversión económica para la compensación distribuida tiene rentabilidad.

4.3 Comparación: compensación concentrada vs compensación distribuida

a. Comparación económica de alternativas de compensación reactiva

TABLA N° 4.36 Comparación de alternativas de compensación en US\$

Año	Alternativa de Compensación	
	Concentrada Fijo 10MVAR	Distribuida 8,1 MVAR
0	- 121 967.0	- 112 225.5
1	2 448.4	1 530.1
2	2 887.9	7 242.8
3	3 322.7	13 552.9
4	32 020.5	42 250.7
5	32 020.5	42 250.7
6	32 020.5	42 250.7
7	32 020.5	42 250.7
8	32 020.5	42 250.7
9	32 020.5	42 250.7
10	32 020.5	42 250.7
11	32 020.5	42 250.7
12	32 020.5	42 250.7
13	32 020.5	42 250.7
14	32 020.5	42 250.7
15	32 020.5	42 250.7
16	32 020.5	42 250.7
17	32 020.5	42 250.7
18	32 020.5	42 250.7
19	32 020.5	42 250.7
20	32 020.5	42 250.7

b. Comparación económica de alternativas del TIR

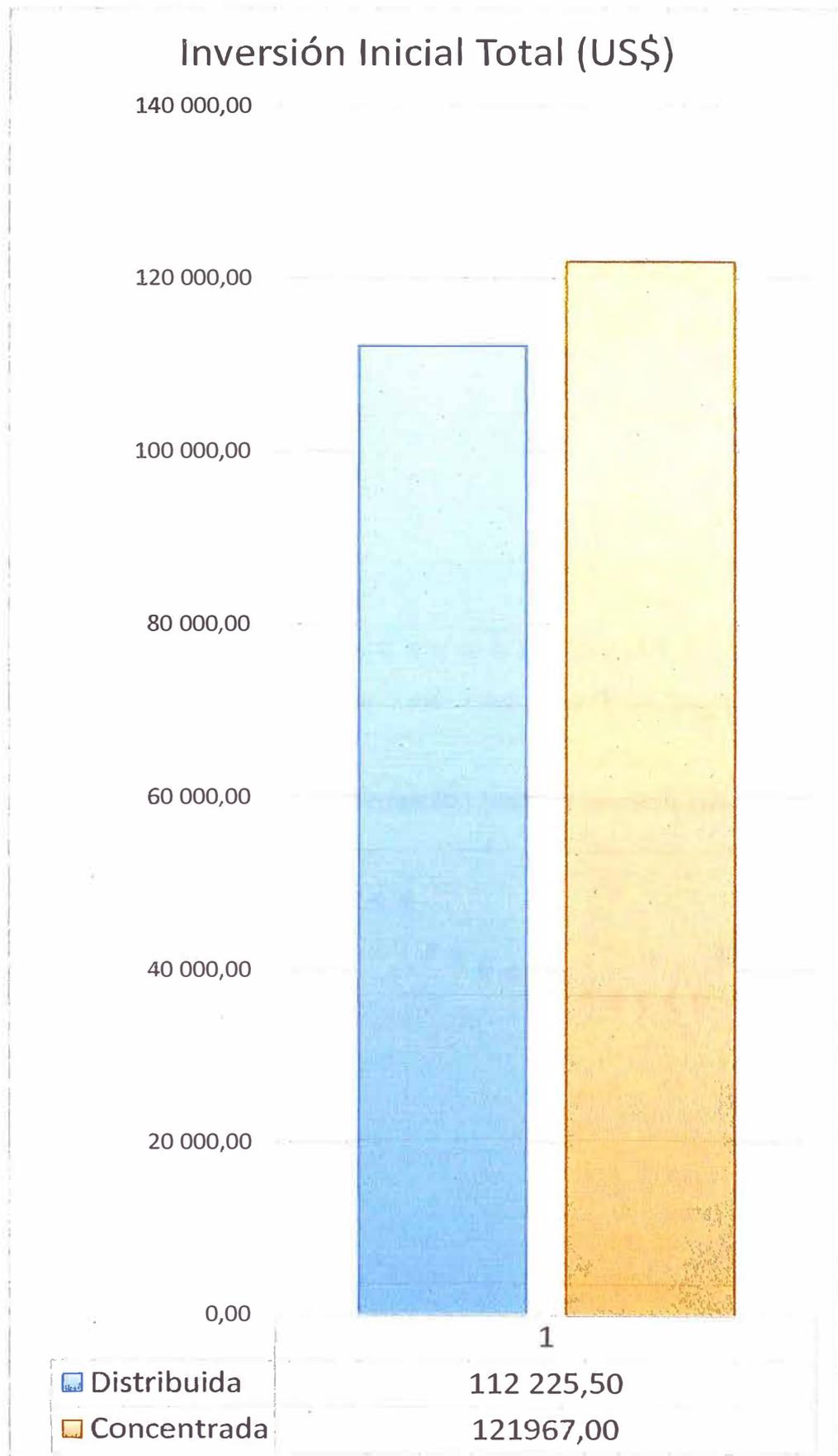
TIR de la Compensación Concentrada para capacitor fijo de 10 MVAR

TIR = 16.3 %.

TIR de la Compensación Distribuida para capacitor fijo de 8.1 MVAR

TIR = 22.5 %.

De las dos alternativas la compensación distribuida es la mejor opción para la inversión económica.

c. Comparación económica de alternativas de inversión inicial total**Fig. 4.1:** Comparación de la inversión inicial total

d. Comparación técnica de perfiles de tensiones para mínima demanda el año 1 a las 3:00 horas. A manera de ilustración las figuras obtenidas son a partir de la TABLA N° 4.5 y la TABLA N° 4.24.

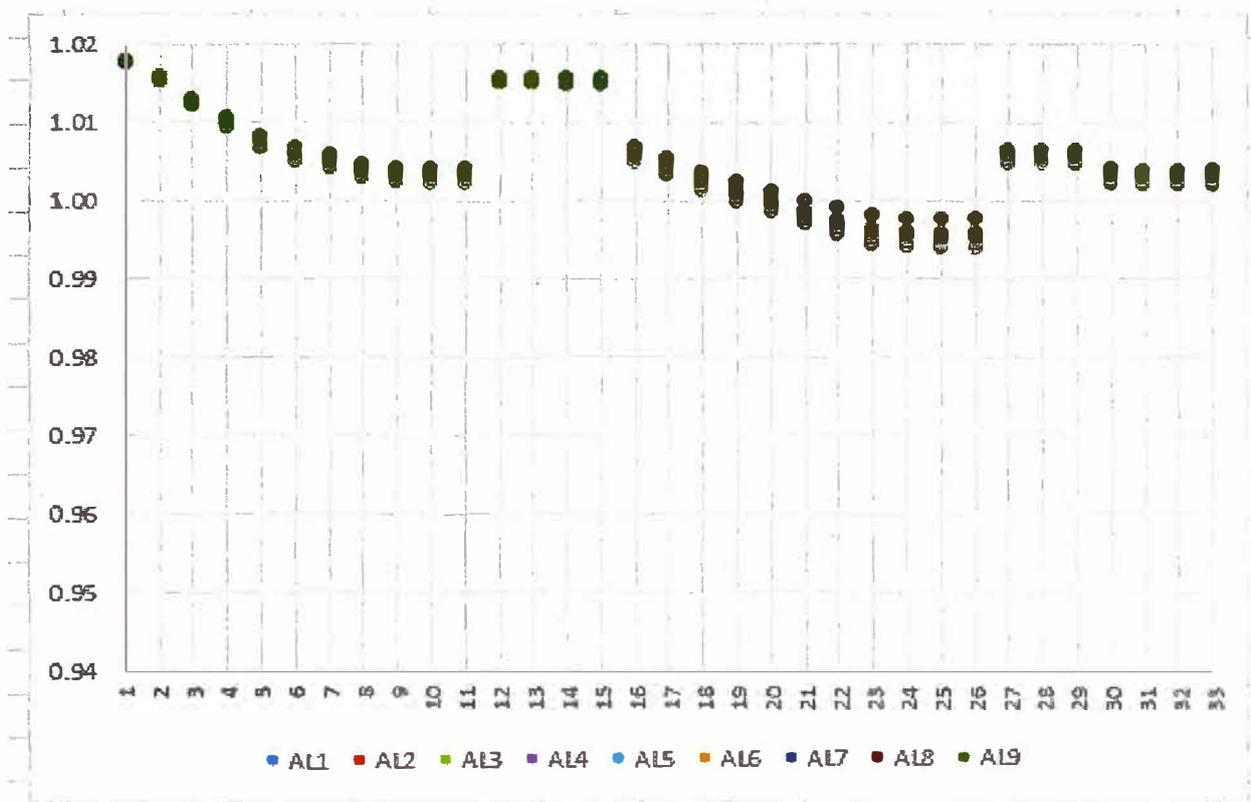


Fig. 4.2: Compensación reactiva concentrada

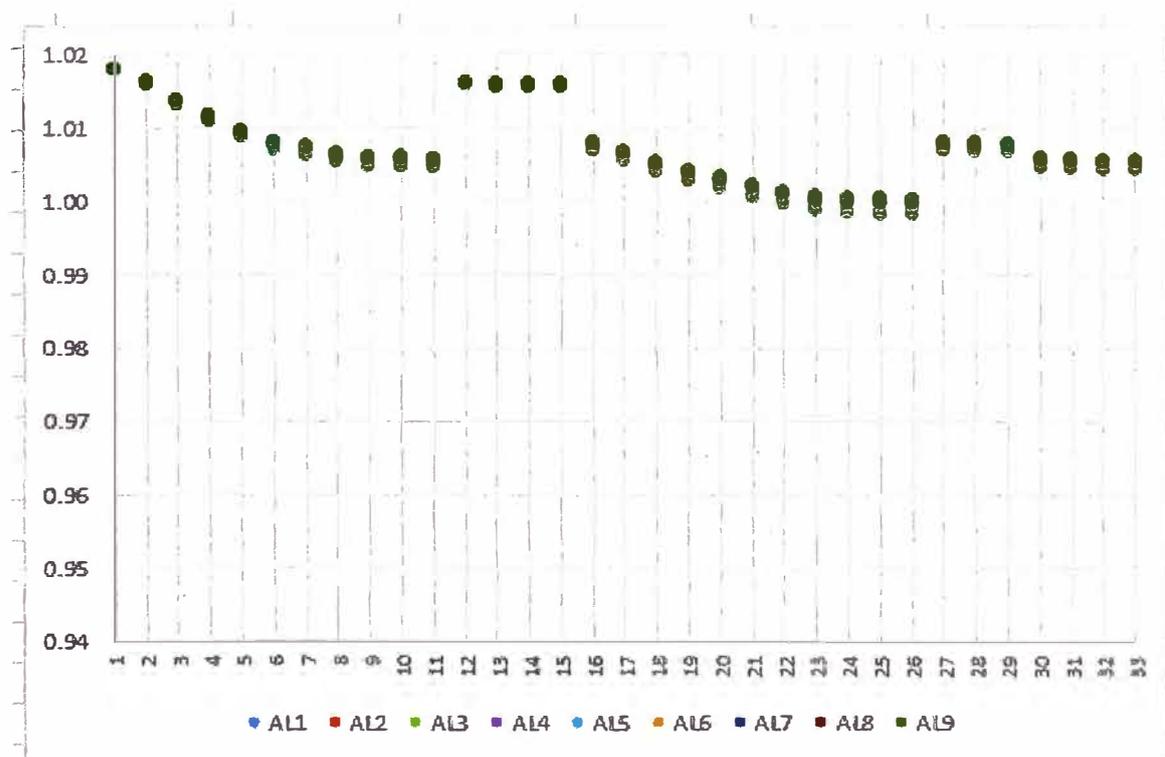


Fig. 4.3: Compensación reactiva distribuida

e. Variación de los perfiles de tensiones de compensación reactiva concentrada y distribuida para mínima demanda el año 1 a las 3:00 horas en voltios para cada uno de los alimentadores de las 33 barras.

TABLA N° 4.37 Variación de perfiles de tensiones en voltios

Barra	AL1	AL2	AL3	AL4	AL5	AL6	AL7	AL8	AL9
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.2	4.2	2.8	4.3
2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	5.4	8.2
3	12.3	12.3	12.2	12.3	12.3	12.2	12.2	8.1	12.3
4	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	10.6	16.0
5	19.7	19.7	19.7	19.7	19.7	19.7	19.7	13.0	19.7
6	21.4	21.3	21.3	21.4	21.3	21.3	21.3	14.7	21.4
7	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.4	22.5	15.8	22.5
8	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	17.4	24.1
9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2	18.5	25.2
10	25.9	25.2	25.2	25.9	25.9	25.9	25.9	19.2	25.2
11	25.9	25.2	25.2	25.9	25.9	26.4	25.9	19.2	25.3
12	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	5.4	8.2
13	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	5.4	8.2
14	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	5.4	8.2
15	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	5.4	8.2
16	22.7	22.6	22.6	22.7	22.6	22.6	22.6	14.5	22.7
17	25.4	25.3	25.3	25.4	25.3	25.3	25.4	15.8	25.4
18	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	17.2	28.2
19	30.8	30.7	30.7	30.8	30.7	30.7	30.7	18.5	30.8
20	33.4	33.3	33.3	33.4	33.3	33.3	33.3	19.8	33.3
21	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	35.9	36.0	21.1	36.0
22	38.8	38.7	38.7	38.7	38.6	38.7	38.7	22.4	38.7
23	42.0	41.9	41.9	42.0	41.9	41.9	41.9	24.0	42.0
24	44.2	44.1	44.0	44.1	44.0	44.0	44.0	25.1	44.1
25	45.5	45.4	45.4	45.5	45.4	45.4	45.4	25.8	45.5
26	45.5	46.5	46.5	45.5	46.5	46.5	46.5	26.9	45.5
27	21.4	21.4	21.4	21.4	21.3	21.3	21.3	14.7	21.4
28	21.4	21.4	21.4	21.4	21.4	21.3	21.3	14.7	21.4
29	21.4	21.4	21.4	21.4	21.4	21.3	21.4	14.7	21.4
30	25.2	26.0	26.0	25.2	25.2	25.2	25.2	18.5	25.2
31	25.3	26.0	26.0	25.2	25.2	25.2	25.2	18.5	25.2
32	25.2	26.0	26.0	25.2	25.2	25.2	25.2	18.5	25.2
33	25.3	26.0	26.0	25.2	25.2	25.2	25.2	18.5	25.2

f. Comparación técnica de perfiles de tensiones para demanda media el año 1 a las 12:00 horas. A manera de ilustración las figuras obtenidas son a partir de la TABLA N° 4.6 y la TABLA N° 4.25.

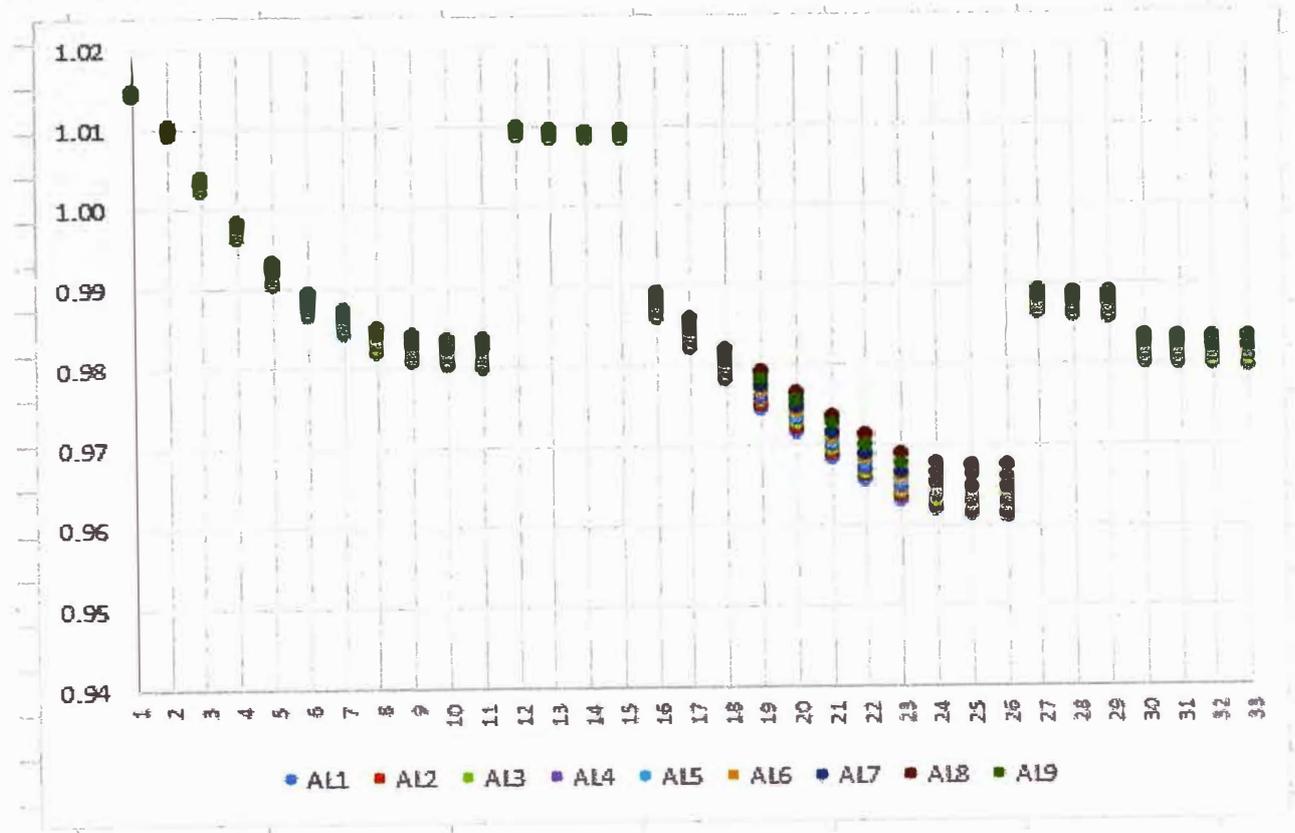


Fig. 4.4: Compensación reactiva concentrada

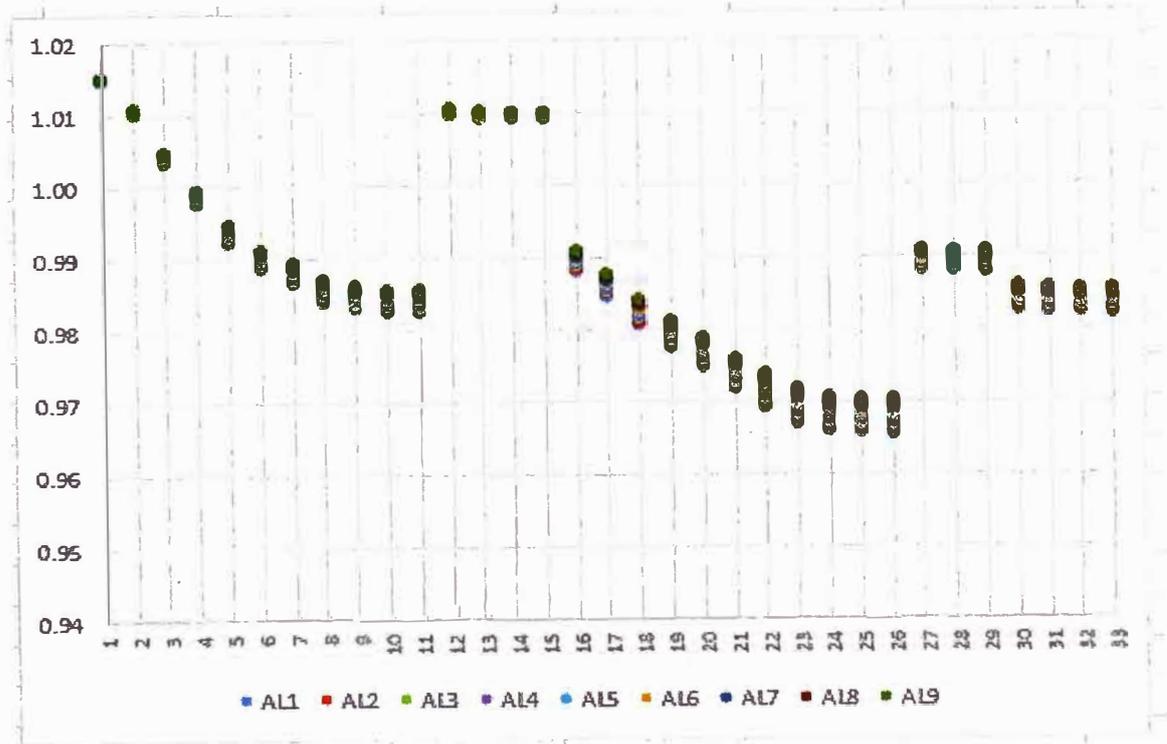


Fig. 4.5: Compensación reactiva distribuida

g. Variación de los perfiles de tensiones de compensación reactiva concentrada y distribuida para demanda media el año 1 a las 12:00 horas en voltios para cada uno de los alimentadores de las 33 barras.

TABLA N° 4.38 Variación de perfiles de tensiones en voltios

Barra	AL1	AL2	AL3	AL4	AL5	AL6	AL7	AL8	AL9
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	4.0	4.0	4.0	4.1	4.0	4.0	4.1	2.6	4.1
2	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	5.0	7.8
3	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	7.5	11.7
4	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	9.8	15.3
5	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	12.0	18.8
6	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	13.6	20.4
7	21.3	21.3	21.3	21.4	21.3	21.3	21.4	14.6	21.4
8	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	16.1	23.0
9	23.9	23.9	23.9	24.0	23.9	23.9	24.0	17.2	24.0
10	24.6	23.9	23.9	24.6	24.6	24.6	24.6	17.8	24.0
11	24.6	23.9	23.9	24.6	24.6	25.1	24.6	17.8	24.0
12	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	5.0	7.8
13	7.7	7.7	7.7	7.8	7.8	7.8	7.8	5.0	7.8
14	7.8	7.7	7.7	7.8	7.8	7.8	7.8	5.0	7.8
15	7.8	7.7	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	5.0	7.8
16	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	13.4	21.7
17	24.2	24.2	24.2	24.2	24.2	24.2	24.2	14.6	24.3
18	26.9	26.9	26.9	26.9	26.9	26.9	26.9	15.8	27.0
19	29.4	29.3	29.3	29.4	29.3	29.4	29.4	17.0	29.5
20	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	18.1	31.9
21	34.4	34.3	34.3	34.4	34.4	34.4	34.4	19.4	34.5
22	37.0	36.9	36.9	37.0	37.0	37.0	37.0	20.6	37.1
23	40.1	40.0	40.0	40.1	40.1	40.1	40.1	22.1	40.2
24	42.2	42.1	42.1	42.2	42.1	42.1	42.2	23.1	42.3
25	43.5	43.4	43.4	43.5	43.4	43.5	43.5	23.7	43.6
26	43.5	44.4	44.4	43.5	44.5	44.5	44.5	24.8	43.6
27	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	13.6	20.4
28	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	13.5	20.4
29	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	13.5	20.4
30	23.9	24.7	24.7	23.9	23.9	23.9	24.0	17.2	24.0
31	23.9	24.7	24.7	23.9	23.9	23.9	24.0	17.1	24.0
32	23.9	24.7	24.7	23.9	23.9	23.9	23.9	17.1	24.0
33	23.9	24.7	24.7	23.9	23.9	23.9	24.0	17.1	24.0

h. Comparación técnica de perfiles de tensiones para hora punta el año 1 a las 20:00 horas. A manera de ilustración las figuras obtenidas son a partir de la TABLA N° 4.7 y la TABLA N° 4.26.

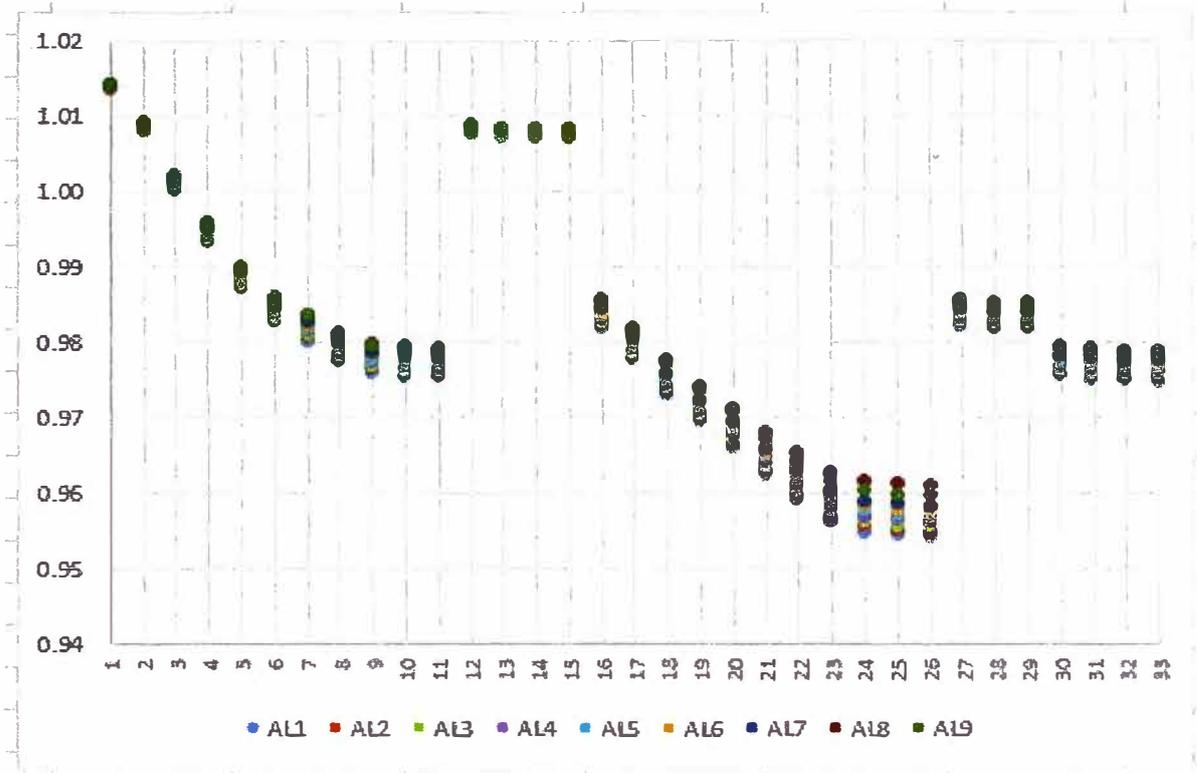


Fig. 4.6: Compensación reactiva concentrada

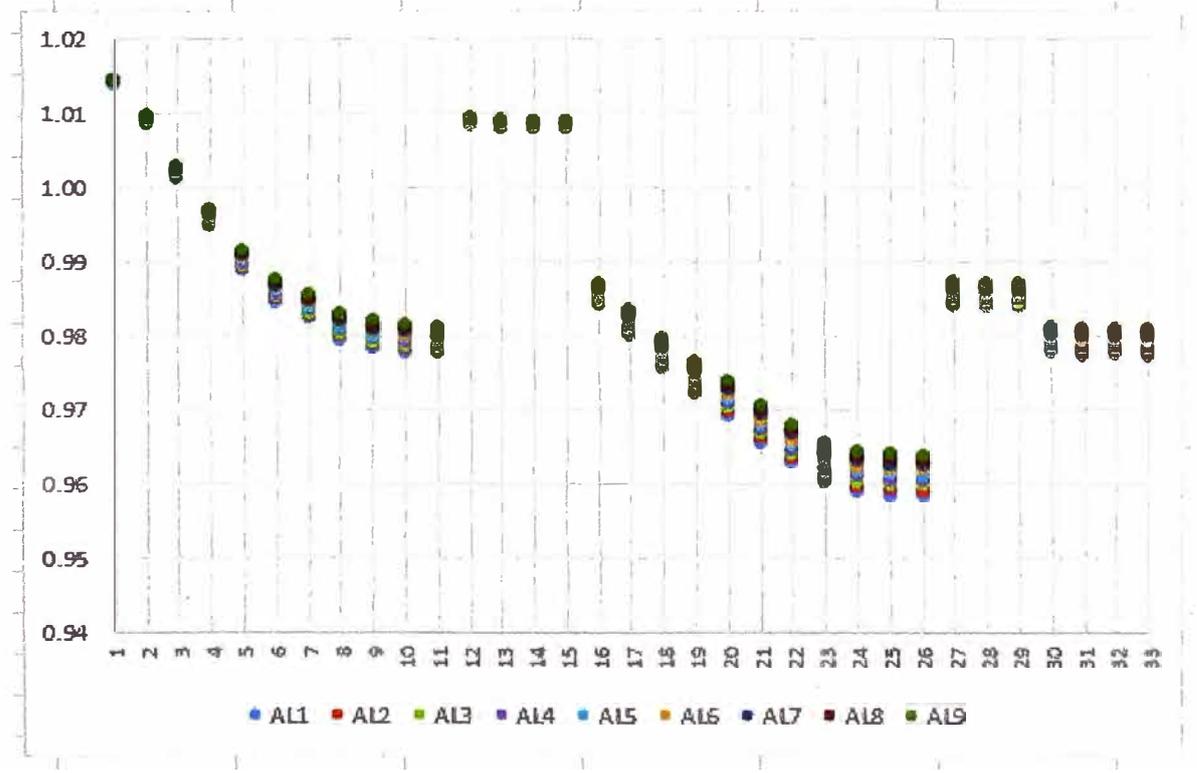


Fig. 4.7: Compensación reactiva distribuida

i. Variación de los perfiles de tensiones de compensación reactiva concentrada y distribuida para hora punta el año 1 a las 20:00 horas en voltios para cada uno de los alimentadores de las 33 barras.

TABLA N° 4.39 Variación de perfiles de tensiones en voltios

Barra	AL1	AL2	AL3	AL4	AL5	AL6	AL7	AL8	AL9
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	2.6	4.0
2	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	5.0	7.7
3	11.6	11.5	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	7.4	11.6
4	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	9.6	15.1
5	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	11.9	18.7
6	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	13.4	20.2
7	21.1	21.1	21.1	21.2	21.1	21.1	21.2	14.4	21.2
8	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	15.9	22.8
9	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.8	17.0	23.8
10	24.3	23.7	23.7	24.4	24.4	24.4	24.4	17.6	23.8
11	24.3	23.7	23.7	24.4	24.4	24.9	24.4	17.6	23.8
12	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	5.0	7.7
13	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	5.0	7.7
14	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	4.9	7.7
15	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	4.9	7.7
16	21.4	21.4	21.4	21.4	21.4	21.4	21.4	13.2	21.5
17	24.0	23.9	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	14.4	24.1
18	26.7	26.6	26.6	26.7	26.7	26.7	26.7	15.6	26.8
19	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	16.8	29.2
20	31.5	31.5	31.5	31.6	31.6	31.6	31.6	17.9	31.7
21	34.1	34.0	34.1	34.1	34.1	34.1	34.1	19.1	34.2
22	36.7	36.6	36.6	36.7	36.7	36.7	36.7	20.3	36.8
23	39.8	39.7	39.7	39.8	39.8	39.8	39.8	21.8	39.9
24	41.8	41.8	41.8	41.9	41.8	41.8	41.9	22.8	42.0
25	43.1	43.1	43.1	43.2	43.1	43.1	43.2	23.5	43.3
26	43.1	44.1	44.1	43.2	44.1	44.2	44.2	24.5	43.3
27	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	13.4	20.2
28	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	13.4	20.2
29	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	13.4	20.2
30	23.7	24.5	24.5	23.7	23.7	23.7	23.7	17.0	23.8
31	23.7	24.5	24.5	23.7	23.7	23.7	23.8	17.0	23.8
32	23.7	24.5	24.5	23.7	23.7	23.7	23.7	17.0	23.8
33	23.7	24.5	24.5	23.7	23.7	23.7	23.7	17.0	23.8

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. En el presente informe se muestra que resulta mucho más económico realizar la compensación reactiva en una subestación AT/MT en el nivel de media tensión, mediante un grupo de bancos de capacitores instalado en las redes de distribución (método de compensación reactiva distribuida), en lugar de la instalación de bancos de capacitores en la misma subestación (método de compensación reactiva concentrada).
2. El beneficio de las ventas incrementales es igual en ambos tipos de compensación reactiva, debido a que la demanda en el cuarto año y en adelante supera la demanda de 50 MVA.
3. El tiempo de recuperación de la inversión inicial total para la compensación concentrada es de 7 años y para la compensación distribuida es de 6 años.
4. Para los dos casos de compensación reactiva concentrada y compensación reactiva distribuida el TIR de las dos alternativas es superior a la tasa mínima requerida 12%. Para el caso de compensación reactiva concentrada se usa un capacitor fijo de 10 MVAR con un TIR=16.3%. Para el caso de compensación reactiva distribuida resulta un total de capacitores de 8.1 MVAR con un TIR=22.5%. De la comparación de estas dos alternativas resulta que la compensación reactiva distribuida produce el mayor beneficio económico.
5. Para ambas alternativas de compensación reactiva el análisis de beneficio de pérdidas en (MWh) se realizó para un periodo de 10 años porque no tiene ningún efecto económico analizarlo en un periodo mayor.
6. Otro beneficio que tiene la alternativa de compensación reactiva distribuida respecto a la compensación reactiva concentrada, es que soluciona los problemas de caída de tensión en la cola de los alimentadores.
7. Un factor que influye directamente en las dos alternativas de compensación reactiva corresponde a los costos de inversión asociados a la ejecución de las soluciones propuestas.

8. Respecto a lo indicado en el punto 7, los costos de inversión asociados al proyecto están en función de los espacios disponibles en las subestaciones de potencia y la disponibilidad de celdas de media tensión (para el caso de compensación concentrada), espacios disponibles en las subestaciones de distribución (para el caso compensación distribuida en zonas de alta densidad carga y/o redes de media tensión subterráneas) y el precio de los equipos.
9. Para el caso evaluado en el presente informe, una subestación de 60/10 kV – 50 MVA, considerando un factor de potencia igual a 0.95 y factor de carga de 0.5, la compensación concentrada tiene una rentabilidad superior al 12% cuando la carga atendida por dicha subestación supera los 50 MVA, es decir cuando el factor de utilización es mayor que 45/50.
10. Para el caso de la compensación distribuida, se evalúa un factor más para determinar la viabilidad técnica-económica del informe. Dicho factor está asociado a las pérdidas en la red de distribución, la cual depende de la caída de tensión y la longitud de la redes. Cuanto mayor es caída de tensión, se incrementa la corriente y por tanto las pérdidas eléctricas se incrementan.
11. Un beneficio adicional de la compensación reactiva distribuida es que mejora los perfiles de tensión en barras y los niveles de carga en los alimentadores de la red de media tensión. Dicho beneficio mejora los niveles de calidad en la prestación del servicio eléctrico; asimismo, incrementa la capacidad de ventas de la red de media tensión.
12. Respecto al punto anterior, la compensación concentrada sólo tendría un impacto positivo en la red de media tensión (pero menor que el obtenido en la compensación distribuido) si ésta se instala en una subestación con transformadores de tap fijo. Sin embargo, en subestaciones que cuentan con transformadores con regulación bajo carga (tap variable), el impacto sería mínimo (casi despreciable), ya que el conmutador sería el encargado de regular la tensión en la barra de media tensión, independiente de la operación del capacitor.

Recomendaciones

1. Se recomienda resolver simultáneamente los problemas de control de tensión y reducción de pérdidas. Sin embargo, cuando se propone la solución al problema de control de tensión, el planteamiento es puramente técnico, y los costos originados se justifican a cambio de mantener un perfil de tensión con mayor grado de calidad. Por su parte, cuando se propone la reducción de pérdidas, el problema a resolver es de naturaleza económica.

ANEXOS

ANEXO A

**DATOS FACTOR DE POTENCIA, PERFIL DE CARGA 1 Y CARGA 2 EN P.U,
DEMANDA DE CARGA 1 Y CARGA 2 PARA LA COMPENSACIÓN CONCENTRADA**

Datos:

Demanda total = 45.00 MVA

Potencia instalada = 50.00 MVA

Factor de utilización = 0.90

P: Potencia activa, Q: Potencia reactiva, S: Potencia aparente

TABLA A1 Factor de potencia de carga 1 y carga 2

Día particular		Día sábado		Día domingo	
Hora	FP	Hora	FP	Hora	FP
1	0.94	1	0.94	1	0.94
2	0.94	2	0.94	2	0.94
3	0.94	3	0.94	3	0.94
4	0.94	4	0.94	4	0.94
5	0.95	5	0.95	5	0.94
6	0.96	6	0.95	6	0.95
7	0.96	7	0.95	7	0.95
8	0.96	8	0.95	8	0.95
9	0.94	9	0.95	9	0.95
10	0.93	10	0.94	10	0.95
11	0.93	11	0.94	11	0.95
12	0.92	12	0.93	12	0.95
13	0.92	13	0.93	13	0.94
14	0.92	14	0.93	14	0.94
15	0.92	15	0.93	15	0.93
16	0.92	16	0.92	16	0.93
17	0.92	17	0.93	17	0.93
18	0.92	18	0.93	18	0.94
19	0.93	19	0.93	19	0.94
20	0.93	20	0.94	20	0.94
21	0.93	21	0.94	21	0.95
22	0.94	22	0.94	22	0.95
23	0.94	23	0.94	23	0.95
24	0.94	24	0.94	24	0.95

TABLA A2 Perfil de carga 1 y carga 2 en p.u

Día particular			
Hora	P	Q	S
1	0.51	0.47	0.51
2	0.44	0.41	0.44
3	0.40	0.39	0.40
4	0.39	0.37	0.39
5	0.41	0.36	0.41
6	0.48	0.38	0.47
7	0.66	0.49	0.64
8	0.79	0.62	0.77
9	0.83	0.76	0.83
10	0.86	0.86	0.86
11	0.87	0.92	0.87
12	0.89	0.96	0.90
13	0.90	0.97	0.91
14	0.86	0.96	0.87
15	0.83	0.94	0.84
16	0.82	0.93	0.84
17	0.83	0.93	0.84
18	0.85	0.95	0.87
19	0.98	1.00	0.98
20	1.00	1.00	1.00
21	0.97	0.97	0.97
22	0.91	0.87	0.91
23	0.78	0.72	0.78
24	0.64	0.58	0.63

TABLA A3 Perfil de carga 1 y carga 2 en p.u

Día sábado			
Hora	P	Q	S
1	0.59	0.55	0.58
2	0.51	0.49	0.51
3	0.46	0.45	0.46
4	0.45	0.43	0.44
5	0.46	0.42	0.45
6	0.50	0.42	0.49
7	0.56	0.48	0.55
8	0.68	0.58	0.67
9	0.80	0.73	0.80
10	0.88	0.84	0.87
11	0.90	0.90	0.90
12	0.92	0.95	0.92
13	0.92	0.97	0.92
14	0.87	0.94	0.88
15	0.83	0.91	0.84
16	0.81	0.89	0.82
17	0.79	0.87	0.80
18	0.81	0.87	0.82
19	0.97	0.99	0.97
20	1.00	1.00	1.00
21	0.97	0.98	0.97
22	0.91	0.90	0.91
23	0.79	0.77	0.79
24	0.67	0.65	0.67

TABLA A4 Perfil de carga 1 y carga 2 en p.u

Día domingo			
Hora	P	Q	S
1	0.62	0.63	0.62
2	0.54	0.55	0.54
3	0.49	0.52	0.49
4	0.46	0.49	0.47
5	0.47	0.47	0.47
6	0.50	0.46	0.49
7	0.50	0.48	0.50
8	0.56	0.52	0.55
9	0.65	0.60	0.64
10	0.74	0.69	0.73
11	0.78	0.74	0.78
12	0.81	0.80	0.81
13	0.82	0.82	0.82
14	0.79	0.83	0.80
15	0.75	0.83	0.76
16	0.72	0.81	0.73
17	0.71	0.79	0.72
18	0.75	0.81	0.76
19	0.93	0.95	0.93
20	1.00	1.00	1.00
21	0.99	0.97	0.99
22	0.95	0.93	0.94
23	0.82	0.79	0.82
24	0.68	0.67	0.68

TABLA A5 Demanda de carga 1 y carga 2

Día particular			
Hora	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)
1	10.76	3.76	11.40
2	9.24	3.33	9.82
3	8.49	3.13	9.05
4	8.28	3.01	8.81
5	8.66	2.95	9.14
6	10.17	3.10	10.63
7	13.88	4.00	14.45
8	16.54	5.01	17.29
9	17.54	6.14	18.59
10	18.06	6.98	19.36
11	18.20	7.39	19.65
12	18.72	7.71	20.25
13	18.89	7.86	20.46
14	18.00	7.76	19.60
15	17.34	7.58	18.92
16	17.24	7.49	18.80
17	17.38	7.48	18.92
18	17.96	7.65	19.52
19	20.56	8.08	22.09
20	21.01	8.05	22.50
21	20.48	7.84	21.93
22	19.14	7.06	20.40
23	16.47	5.83	17.47
24	13.37	4.69	14.17

TABLA A6 Demanda de carga 1 y carga 2

Día sábado			
Hora	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)
1	11.48	4.05	12.17
2	9.98	3.58	10.61
3	9.07	3.28	9.64
4	8.74	3.14	9.29
5	8.93	3.04	9.43
6	9.76	3.08	10.23
7	10.91	3.49	11.46
8	13.31	4.27	13.98
9	15.76	5.31	16.63
10	17.16	6.15	18.23
11	17.62	6.58	18.81
12	17.96	6.91	19.24
13	18.00	7.05	19.33
14	17.14	6.87	18.47
15	16.20	6.62	17.50
16	15.80	6.53	17.09
17	15.56	6.35	16.81
18	15.85	6.36	17.07
19	18.94	7.23	20.28
20	19.60	7.31	20.92
21	19.06	7.14	20.36
22	17.82	6.59	19.00
23	15.57	5.64	16.56
24	13.18	4.77	14.01

TABLA A7 Demanda de carga 1 y carga 2

Día domingo			
Hora	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)
1	11.35	4.06	12.06
2	9.86	3.54	10.47
3	8.95	3.30	9.54
4	8.54	3.14	9.10
5	8.62	3.01	9.13
6	9.12	2.95	9.59
7	9.24	3.06	9.73
8	10.20	3.35	10.74
9	11.95	3.83	12.55
10	13.53	4.39	14.23
11	14.38	4.75	15.15
12	14.97	5.12	15.82
13	15.02	5.25	15.91
14	14.60	5.32	15.54
15	13.78	5.31	14.77
16	13.18	5.17	14.16
17	13.07	5.05	14.01
18	13.76	5.20	14.71
19	17.12	6.10	18.18
20	18.38	6.41	19.47
21	18.26	6.23	19.29
22	17.41	5.93	18.39
23	15.14	5.08	15.97
24	12.56	4.27	13.27

ANEXO B

**DATOS DE LA POTENCIA ACTIVA MW, POTENCIA REACTIVA MVAR, ESCALONES
PARA LOS CAPACITORES DE 2X4 MVAR, 2X5 MVAR, 2X6 MVAR Y 3X3 MVAR PARA
UN PERIODO DE 10 AÑOS PARA LA COMPENSACIÓN CONCENTRADA
P: DÍA PARTICULAR, S: DÍA SÁBADO, D: DÍA DOMINGO**

TABLA B1 Potencia activa en MW

Hora	Año 1			Año 2		
	P	S	D	P	S	D
1	10.76	11.48	11.35	11.30	12.05	11.92
2	9.24	9.98	9.86	9.70	10.48	10.35
3	8.49	9.07	8.95	8.91	9.52	9.40
4	8.28	8.74	8.54	8.69	9.18	8.97
5	8.66	8.93	8.62	9.09	9.38	9.05
6	10.17	9.76	9.12	10.68	10.25	9.58
7	13.88	10.91	9.24	14.57	11.46	9.70
8	16.54	13.31	10.20	17.37	13.98	10.71
9	17.54	15.76	11.95	18.42	16.55	12.55
10	18.06	17.16	13.53	18.96	18.02	14.21
11	18.20	17.62	14.38	19.11	18.50	15.10
12	18.72	17.96	14.97	19.66	18.86	15.72
13	18.89	18.00	15.02	19.83	18.90	15.77
14	18.00	17.14	14.60	18.90	18.00	15.33
15	17.34	16.20	13.78	18.21	17.01	14.47
16	17.24	15.80	13.18	18.10	16.59	13.84
17	17.38	15.56	13.07	18.25	16.34	13.72
18	17.96	15.85	13.76	18.86	16.64	14.45
19	20.56	18.94	17.12	21.59	19.89	17.98
20	21.01	19.60	18.38	22.06	20.58	19.30
21	20.48	19.06	18.26	21.50	20.01	19.17
22	19.14	17.82	17.41	20.10	18.71	18.28
23	16.47	15.57	15.14	17.29	16.35	15.90
24	13.37	13.18	12.56	14.04	13.84	13.19

TABLA B2 Potencia activa en MW

Hora	Año 3			Año 4		
	P	S	D	P	S	D
1	11.87	12.65	12.52	12.46	13.28	13.15
2	10.19	11.00	10.87	10.70	11.55	11.41
3	9.36	10.00	9.87	9.83	10.50	10.36
4	9.12	9.64	9.42	9.58	10.12	9.89
5	9.54	9.85	9.50	10.02	10.34	9.98
6	11.21	10.76	10.06	11.77	11.30	10.56
7	15.30	12.03	10.19	16.07	12.63	10.70
8	18.24	14.68	11.25	19.15	15.41	11.81
9	19.34	17.38	13.18	20.31	18.25	13.84
10	19.91	18.92	14.92	20.91	19.87	15.67
11	20.07	19.43	15.86	21.07	20.40	16.65
12	20.64	19.80	16.51	21.67	20.79	17.34
13	20.82	19.85	16.56	21.86	20.84	17.39
14	19.85	18.90	16.10	20.84	19.85	16.91
15	19.12	17.86	15.19	20.08	18.75	15.95
16	19.01	17.42	14.53	19.96	18.29	15.26
17	19.16	17.16	14.41	20.12	18.02	15.13
18	19.80	17.47	15.17	20.79	18.34	15.93
19	22.67	20.88	18.88	23.80	21.92	19.82
20	23.16	21.61	20.27	24.32	22.69	21.28
21	22.58	21.01	20.13	23.71	22.06	21.14
22	21.11	19.65	19.19	22.17	20.63	20.15
23	18.15	17.17	16.70	19.06	18.03	17.54
24	14.74	14.53	13.85	15.48	15.26	14.54

TABLA B3 Potencia activa en MW

Hora	Año 5			Año 6		
	P	S	D	P	S	D
1	13.08	13.94	13.81	13.73	14.64	14.50
2	11.24	12.13	11.98	11.80	12.74	12.58
3	10.32	11.03	10.88	10.84	11.58	11.42
4	10.06	10.63	10.38	10.56	11.16	10.90
5	10.52	10.86	10.48	11.05	11.40	11.00
6	12.36	11.87	11.09	12.98	12.46	11.64
7	16.87	13.26	11.24	17.71	13.92	11.80
8	20.11	16.18	12.40	21.12	16.99	13.02
9	21.33	19.16	14.53	22.40	20.12	15.26
10	21.96	20.86	16.45	23.06	21.90	17.27
11	22.12	21.42	17.48	23.23	22.49	18.35
12	22.75	21.83	18.21	23.89	22.92	19.12
13	22.95	21.88	18.26	24.10	22.97	19.17
14	21.88	20.84	17.76	22.97	21.88	18.65
15	21.08	19.69	16.75	22.13	20.67	17.59
16	20.96	19.20	16.02	22.01	20.16	16.82
17	21.13	18.92	15.89	22.19	19.87	16.68
18	21.83	19.26	16.73	22.92	20.22	17.57
19	24.99	23.02	20.81	26.24	24.17	21.85
20	25.54	23.82	22.34	26.82	25.01	23.46
21	24.90	23.16	22.20	26.15	24.32	23.31
22	23.28	21.66	21.16	24.44	22.74	22.22
23	20.01	18.93	18.42	21.01	19.88	19.34
24	16.25	16.02	15.27	17.06	16.82	16.03

TABLA B4 Potencia activa en MW

Hora	Año 7			Año 8		
	P	S	D	P	S	D
1	14.42	15.37	15.23	15.14	16.14	15.99
2	12.39	13.38	13.21	13.01	14.05	13.87
3	11.38	12.16	11.99	11.95	12.77	12.59
4	11.09	11.72	11.45	11.64	12.31	12.02
5	11.60	11.97	11.55	12.18	12.57	12.13
6	13.63	13.08	12.22	14.31	13.73	12.83
7	18.60	14.62	12.39	19.53	15.35	13.01
8	22.18	17.84	13.67	23.29	18.73	14.35
9	23.52	21.13	16.02	24.70	22.19	16.82
10	24.21	23.00	18.13	25.42	24.15	19.04
11	24.39	23.61	19.27	25.61	24.79	20.23
12	25.08	24.07	20.08	26.33	25.27	21.08
13	25.31	24.12	20.13	26.58	25.33	21.14
14	24.12	22.97	19.58	25.33	24.12	20.56
15	23.24	21.70	18.47	24.40	22.79	19.39
16	23.11	21.17	17.66	24.27	22.23	18.54
17	23.30	20.86	17.51	24.47	21.90	18.39
18	24.07	21.23	18.45	25.27	22.29	19.37
19	27.55	25.38	22.94	28.93	26.65	24.09
20	28.16	26.26	24.63	29.57	27.57	25.86
21	27.46	25.54	24.48	28.83	26.82	25.70
22	25.66	23.88	23.33	26.94	25.07	24.50
23	22.06	20.87	20.31	23.16	21.91	21.33
24	17.91	17.66	16.83	18.81	18.54	17.67

TABLA B5 Potencia activa en MW

Hora	Año 9			Año 10		
	P	S	D	P	S	D
1	15.90	16.95	16.79	16.70	17.80	17.63
2	13.66	14.75	14.56	14.34	15.49	15.29
3	12.55	13.41	13.22	13.18	14.08	13.88
4	12.22	12.93	12.62	12.83	13.58	13.25
5	12.79	13.20	12.74	13.43	13.86	13.38
6	15.03	14.42	13.47	15.78	15.14	14.14
7	20.51	16.12	13.66	21.54	16.93	14.34
8	24.45	19.67	15.07	25.67	20.65	15.82
9	25.94	23.30	17.66	27.24	24.47	18.54
10	26.69	25.36	19.99	28.02	26.63	20.99
11	26.89	26.03	21.24	28.23	27.33	22.30
12	27.65	26.53	22.13	29.03	27.86	23.24
13	27.91	26.60	22.20	29.31	27.93	23.31
14	26.60	25.33	21.59	27.93	26.60	22.67
15	25.62	23.93	20.36	26.90	25.13	21.38
16	25.48	23.34	19.47	26.75	24.51	20.44
17	25.69	23.00	19.31	26.97	24.15	20.28
18	26.53	23.40	20.34	27.86	24.57	21.36
19	30.38	27.98	25.29	31.90	29.38	26.55
20	31.05	28.95	27.15	32.60	30.40	28.51
21	30.27	28.16	26.99	31.78	29.57	28.34
22	28.29	26.32	25.73	29.70	27.64	27.02
23	24.32	23.01	22.40	25.54	24.16	23.52
24	19.75	19.47	18.55	20.74	20.44	19.48

TABLA B6 Potencia reactiva en MVAR

Hora	Año 1			Año 2		
	P	S	D	P	S	D
1	3.76	4.05	4.06	3.95	4.25	4.26
2	3.33	3.58	3.54	3.50	3.76	3.72
3	3.13	3.28	3.30	3.29	3.44	3.47
4	3.01	3.14	3.14	3.16	3.30	3.30
5	2.95	3.04	3.01	3.10	3.19	3.16
6	3.10	3.08	2.95	3.26	3.23	3.10
7	4.00	3.49	3.06	4.20	3.66	3.21
8	5.01	4.27	3.35	5.26	4.48	3.52
9	6.14	5.31	3.83	6.45	5.58	4.02
10	6.98	6.15	4.39	7.33	6.46	4.61
11	7.39	6.58	4.75	7.76	6.91	4.99
12	7.71	6.91	5.12	8.10	7.26	5.38
13	7.86	7.05	5.25	8.25	7.40	5.51
14	7.76	6.87	5.32	8.15	7.21	5.59
15	7.58	6.62	5.31	7.96	6.95	5.58
16	7.49	6.53	5.17	7.86	6.86	5.43
17	7.48	6.35	5.05	7.85	6.67	5.30
18	7.65	6.36	5.20	8.03	6.68	5.46
19	8.08	7.23	6.10	8.48	7.59	6.41
20	8.05	7.31	6.41	8.45	7.68	6.73
21	7.84	7.14	6.23	8.23	7.50	6.54
22	7.06	6.59	5.93	7.41	6.92	6.23
23	5.83	5.64	5.08	6.12	5.92	5.33
24	4.69	4.77	4.27	4.92	5.01	4.48

TABLA B7 Potenciareactiva en MVAR

Hora	Año 3			Año 4		
	P	S	D	P	S	D
1	4.15	4.46	4.47	4.36	4.68	4.69
2	3.68	3.95	3.91	3.86	4.15	4.11
3	3.45	3.61	3.64	3.62	3.79	3.82
4	3.32	3.47	3.47	3.49	3.64	3.64
5	3.26	3.35	3.32	3.42	3.52	3.49
6	3.42	3.39	3.26	3.59	3.56	3.42
7	4.41	3.84	3.37	4.63	4.03	3.54
8	5.52	4.70	3.70	5.80	4.94	3.89
9	6.77	5.86	4.22	7.11	6.15	4.43
10	7.70	6.78	4.84	8.09	7.12	5.08
11	8.15	7.26	5.24	8.56	7.62	5.50
12	8.51	7.62	5.65	8.94	8.00	5.93
13	8.66	7.77	5.79	9.09	8.16	6.08
14	8.56	7.57	5.87	8.99	7.95	6.16
15	8.36	7.30	5.86	8.78	7.67	6.15
16	8.25	7.20	5.70	8.66	7.56	5.99
17	8.24	7.00	5.57	8.65	7.35	5.85
18	8.43	7.01	5.73	8.85	7.36	6.02
19	8.90	7.97	6.73	9.35	8.37	7.07
20	8.87	8.06	7.07	9.31	8.46	7.42
21	8.64	7.88	6.87	9.07	8.27	7.21
22	7.78	7.27	6.54	8.17	7.63	6.87
23	6.43	6.22	5.60	6.75	6.53	5.88
24	5.17	5.26	4.70	5.43	5.52	4.94

TABLA B8 Potencia reactiva en MVAR

Hora	Año 5			Año 6		
	P	S	D	P	S	D
1	4.58	4.91	4.92	4.81	5.16	5.17
2	4.05	4.36	4.32	4.25	4.58	4.54
3	3.80	3.98	4.01	3.99	4.18	4.21
4	3.66	3.82	3.82	3.84	4.01	4.01
5	3.59	3.70	3.66	3.77	3.89	3.84
6	3.77	3.74	3.59	3.96	3.93	3.77
7	4.86	4.23	3.72	5.10	4.44	3.91
8	6.09	5.19	4.08	6.39	5.45	4.28
9	7.47	6.46	4.65	7.84	6.78	4.88
10	8.49	7.48	5.33	8.91	7.85	5.60
11	8.99	8.00	5.78	9.44	8.40	6.07
12	9.39	8.40	6.23	9.86	8.82	6.54
13	9.54	8.57	6.38	10.02	9.00	6.70
14	9.44	8.35	6.47	9.91	8.77	6.79
15	9.22	8.05	6.46	9.68	8.45	6.78
16	9.09	7.94	6.29	9.54	8.34	6.60
17	9.08	7.72	6.14	9.53	8.11	6.45
18	9.29	7.73	6.32	9.75	8.12	6.64
19	9.82	8.79	7.42	10.31	9.23	7.79
20	9.78	8.88	7.79	10.27	9.32	8.18
21	9.52	8.68	7.57	10.00	9.11	7.95
22	8.58	8.01	7.21	9.01	8.41	7.57
23	7.09	6.86	6.17	7.44	7.20	6.48
24	5.70	5.80	5.19	5.99	6.09	5.45

TABLA B9 Potencia reactiva en MVAR

Hora	Año 7			Año 8		
	P	S	D	P	S	D
1	5.05	5.42	5.43	5.30	5.69	5.70
2	4.46	4.81	4.77	4.68	5.05	5.01
3	4.19	4.39	4.42	4.40	4.61	4.64
4	4.03	4.21	4.21	4.23	4.42	4.42
5	3.96	4.08	4.03	4.16	4.28	4.23
6	4.16	4.13	3.96	4.37	4.34	4.16
7	5.36	4.66	4.11	5.63	4.89	4.32
8	6.71	5.72	4.49	7.05	6.01	4.71
9	8.23	7.12	5.12	8.64	7.48	5.38
10	9.36	8.24	5.88	9.83	8.65	6.17
11	9.91	8.82	6.37	10.41	9.26	6.69
12	10.35	9.26	6.87	10.87	9.72	7.21
13	10.52	9.45	7.04	11.05	9.92	7.39
14	10.41	9.21	7.13	10.93	9.67	7.49
15	10.16	8.87	7.12	10.67	9.31	7.48
16	10.02	8.76	6.93	10.52	9.20	7.28
17	10.01	8.52	6.77	10.51	8.95	7.11
18	10.24	8.53	6.97	10.75	8.96	7.32
19	10.83	9.69	8.18	11.37	10.17	8.59
20	10.78	9.79	8.59	11.32	10.28	9.02
21	10.50	9.57	8.35	11.03	10.05	8.77
22	9.46	8.83	7.95	9.93	9.27	8.35
23	7.81	7.56	6.80	8.20	7.94	7.14
24	6.29	6.39	5.72	6.60	6.71	6.01

TABLA B10 Potencia reactiva en MVAR

Hora	Año 9			Año 10		
	P	S	D	P	S	D
1	5.57	5.97	5.99	5.85	6.27	6.29
2	4.91	5.30	5.26	5.16	5.57	5.52
3	4.62	4.84	4.87	4.85	5.08	5.11
4	4.44	4.64	4.64	4.66	4.87	4.87
5	4.37	4.49	4.44	4.59	4.71	4.66
6	4.59	4.56	4.37	4.82	4.79	4.59
7	5.91	5.13	4.54	6.21	5.39	4.77
8	7.40	6.31	4.95	7.77	6.63	5.20
9	9.07	7.85	5.65	9.52	8.24	5.93
10	10.32	9.08	6.48	10.84	9.53	6.80
11	10.93	9.72	7.02	11.48	10.21	7.37
12	11.41	10.21	7.57	11.98	10.72	7.95
13	11.60	10.42	7.76	12.18	10.94	8.15
14	11.48	10.15	7.86	12.05	10.66	8.25
15	11.20	9.78	7.85	11.76	10.27	8.24
16	11.05	9.66	7.64	11.60	10.14	8.02
17	11.04	9.40	7.47	11.59	9.87	7.84
18	11.29	9.41	7.69	11.85	9.88	8.07
19	11.94	10.68	9.02	12.54	11.21	9.47
20	11.89	10.79	9.47	12.48	11.33	9.94
21	11.58	10.55	9.21	12.16	11.08	9.67
22	10.43	9.73	8.77	10.95	10.22	9.21
23	8.61	8.34	7.50	9.04	8.76	7.88
24	6.93	7.05	6.31	7.28	7.40	6.63

TABLA B13 Capacitor con escalón de 2X5 MVAR

Hora	Año 1			Año 2			Año 3			Año 4			Año 5		
	P	S	D	P	S	D	P	S	D	P	S	D	P	S	D
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	2	1	1	2	1	1	2	1	1	2	1	1	2	2	1
9	2	2	1	2	2	1	2	2	1	2	2	1	2	2	1
10	2	2	1	2	2	1	2	2	1	2	2	2	2	2	2
11	2	2	1	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
12	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
13	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
14	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
15	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
16	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
17	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
18	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
19	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
20	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
21	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
22	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
23	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
24	1	1	1	1	2	1	2	2	1	2	2	1	2	2	2

ANEXO C

ELEMENTOS DE LA RED EN DIGSILENT, CARACTERÍSTICAS DE CADA ELEMENTO PARA LA COMPENSACIÓN CONCENTRADA

TABLA C1 Datos del Thevenin Zth

Max. Power: 100000 MW	Bus Type: PV	Input Mode: Default
Setpoint: local	Operation Point	Active Power: 0 MW
Voltage Setpoint: 1 p.u.	Primary Frequency Bias: 0 MW/Hz	Secondary Frequency Bias: 0 MW/HZ
ANSI Short-Circuit	Max. Values	Short-Circuit Power Sk"max: 10000 MVA
Short-Circuit Current Ik"max: 96.22504 kA	c-Factor(max.): 1.1	R/X Ratio (max.): 0.1
Impedance Ratio	Z2/Z1 max.: 1	X0/X1 max.: 1
R0/X0 max.: 0.1	Min. Values	Short-Circuit Power Sk"min: 8000 MVA
Short-Circuit Current Ik"min: 76.98003 kA	c-Factor(min.): 1	R/X Ratio (min.): 0.1
Impedance Ratio	Z2/Z1 min.: 1	X0/X1 min.: 1
R0/X0 min.: 0.1		

TABLA C2 Datos de la Barra 60 kV

Name: Barra60	System type: AC	Phase Technology: ABC
Usage: Busbar	Nominal Voltage	Line-Line: 60 kV
Line-Ground: 34.64102 kV	Volatge Control	Target Voltage: 1 p.u.
Delta V max: 5%	Delta V min: -5%	Priority: 1
Steady State Voltage Limits	Max. Voltage: 1.05 p.u.	Min. Voltage: 0 p.u.

TABLA C3 Datos de la Barra 10 kV

Name: 10	System type: AC	Phase Technology: ABC
Usage: Busbar	Nominal Voltage	Line-Line: 10 kV
Line-Ground: 5.773503 kV	Volatge Control	Target Voltage: 1 p.u.
Delta V max: 5%	Delta V min: -5%	Priority: 1
Steady State Voltage Limits	Max. Voltage: 1.05 p.u.	Min. Voltage: 0 p.u.

TABLA C4 Datos del Breaker

Name: CBS	Closed: OK	No. Of Phases: 3
No. of Neutrals: 0	Switch Type: Circuit-Breaker	

TABLA C5 Datos del transformador

Name: 25 MVA	Technology: Three Phase Transformer	Rated Power: 25 MVA
Nominal Frequency: 60HZ	Rated Voltage	HV-Side: 60 kV
LV-Side: 10 kV	Vector Group	HV-Side: D
LV-Side: YN	Phase Shift: 5 * 30 deg	Name: Dyn5
Positive Sequence Impedance	Short-Circuit Voltage uk: 10%	Copper Losses: 120 kW
Zero Sequ. Impedance, Short-Circuit Voltage	Absolute uk0: 10%	Resistive Part ukr0: 0%
Tap Charger	At Side: HV	Additional Voltage per Tap: 0.9741379
Phase of du: 0 deg	Neutral Position: 0	Minimum Position: -13
Maximum Position: 13	Voltage Range: 12.7% ≤ pT ≤ 12.7 %	Magnetizing Impedance
No Load Current: 0.2757286%	No Load Losses: 20 kW	Tap
Automatic Tap Changing: OK	Voltage Setpoint: 1.02 p.u.	Lower Voltage Bound: 1 p.u.
Upper Voltage Bound: 1.04 p.u.	Controller Time Constant: 0.5 s	Thermal Loading Limit
Max. Loading: 100 %		

TABLA C6 Datos de la carga

General Load	Input Mode: Default	Balanced/Unbalanced: Balanced
Operating Point	Actual Values	19.48 MW
6.63 Mvar	Active Power: 0 MW	Reactive Power: 0 MW
Voltage: 1 p.u.	Scaling Factor: 1	Adjusted by Load Scaling: OK
Zone Scaling Factor: 1		

TABLA C7 Datos de capacitor fijo 6 Mvar

Basic Data	Shunt/Filter	Name: cFIJ-6
System Type: AC	Nominal Voltage: 10 kV	Shunt Type: C
Input Mode: Default	Technology: 3PH-"Y"	Controller
Max. No. of Steps: 1	Max. Rated Reactive Power	6. Mvar
Act. No. of Step: 1	Actual Reactive Power	6. Mvar
Design Parameter (per Step)	Rated Reactive Power, C: 6 Mvar	Loss Factor, tan(delta): 0
Terminal to Ground Capacitance (per Step)		Susceptance to Ground: 0 nS

TABLA C8 Datos de capacitor fijo 8 Mvar

Basic Data	Shunt/Filter	Name: cFIJ-8
System Type: AC	Nominal Voltage: 10 kV	Shunt Type: C
Input Mode: Default	Technology: 3PH-"Y"	Controller
Max. No. of Steps: 1	Max. Rated Reactive Power	8. Mvar
Act. No. of Step: 1	Actual Reactive Power	8. Mvar
Design Parameter (per Step)	Rated Reactive Power, C: 8 Mvar	Loss Factor, tan(delta): 0
Terminal to Ground Capacitance (per Step)		Susceptance to Ground: 0 nS

TABLA C9 Datos de capacitor fijo 10 Mvar

Basic Data	Shunt/Filter	Name: cFIJ-10
System Type: AC	Nominal Voltage: 10 kV	Shunt Type: C
Input Mode: Default	Technology: 3PH-"Y"	Controller
Max. No. of Steps: 1	Max. Rated Reactive Power	10. Mvar
Act. No. of Step: 1	Actual Reactive Power	10. Mvar
Design Parameter (per Step)	Rated Reactive Power, C: 10 Mvar	Loss Factor, tan(delta): 0
Terminal to Ground Capacitance (per Step)		Susceptance to Ground: 0 nS

TABLA C10 Datos de capacitor fijo 12 Mvar

Basic Data	Shunt/Filter	Name: cFIJ-12
System Type: AC	Nominal Voltage: 10 kV	Shunt Type: C
Input Mode: Default	Technology: 3PH-"Y"	Controller
Max. No. of Steps: 1	Max. Rated Reactive Power	12. Mvar
Act. No. of Step: 1	Actual Reactive Power	12. Mvar
Design Parameter (per Step)	Rated Reactive Power, C: 12 Mvar	Loss Factor, tan(delta): 0
Terminal to Ground Capacitance (per Step)		Susceptance to Ground: 0 nS

TABLA C11 Datos de capacitor con escalón de 2x5 Mvar

Basic Data	Shunt/Filter	Name: cVAR-2x5
System Type: AC	Nominal Voltage: 10 kV	Shunt Type: C
Input Mode: Default	Technology: 3PH-"Y"	Controller
Max. No. of Steps: 1	Max. Rated Reactive Power	5. Mvar
Act. No. of Step: 1	Actual Reactive Power	5. Mvar
Design Parameter (per Step)	Rated Reactive Power, C: 5 Mvar	Loss Factor, tan(delta): 0
Terminal to Ground Capacitance (per Step)		Susceptance to Ground: 0 nS

TABLA C12 Datos de capacitor con escalón de 2x6 Mvar

Basic Data	Shunt/Filter	Name: cVAR-2x6
System Type: AC	Nominal Voltage: 10 kV	Shunt Type: C
Input Mode: Default	Technology: 3PH-"Y"	Controller
Max. No. of Steps: 1	Max. Rated Reactive Power	6. Mvar
Act. No. of Step: 1	Actual Reactive Power	6. Mvar
Design Parameter (per Step)	Rated Reactive Power, C: 6 Mvar	Loss Factor, tan(delta): 0
Terminal to Ground Capacitance (per Step)		Susceptance to Ground: 0 nS

TABLA C13 Datos de capacitor con escalón de 3x3 Mvar

Basic Data	Shunt/Filter	Name: cVAR-3x3
System Type: AC	Nominal Voltage: 10 kV	Shunt Type: C
Input Mode: Default	Technology: 3PH-"Y"	Controller
Max. No. of Steps: 1	Max. Rated Reactive Power	3. Mvar
Act. No. of Step: 1	Actual Reactive Power	3. Mvar
Design Parameter (per Step)	Rated Reactive Power, C: 3 Mvar	Loss Factor, tan(delta): 0
Terminal to Ground Capacitance (per Step)		Susceptance to Ground: 0 nS

ANEXO D

CASOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN DIGSILENT PARA LA COMPENSACIÓN CONCENTRADA

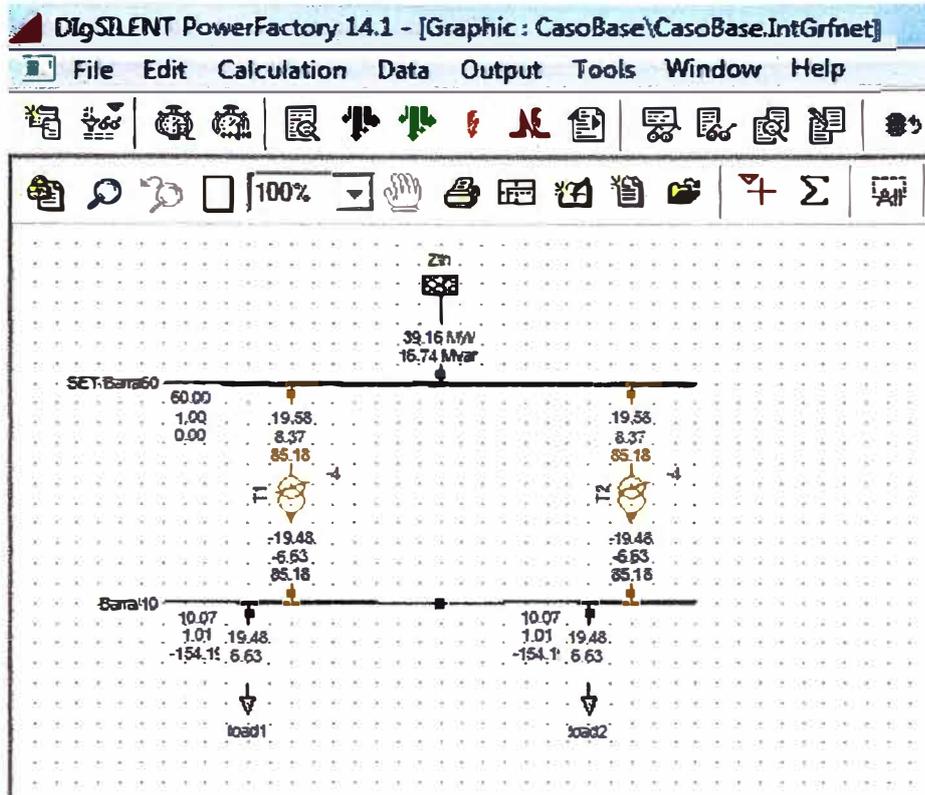


Fig. D1: Compensación concentrada caso base

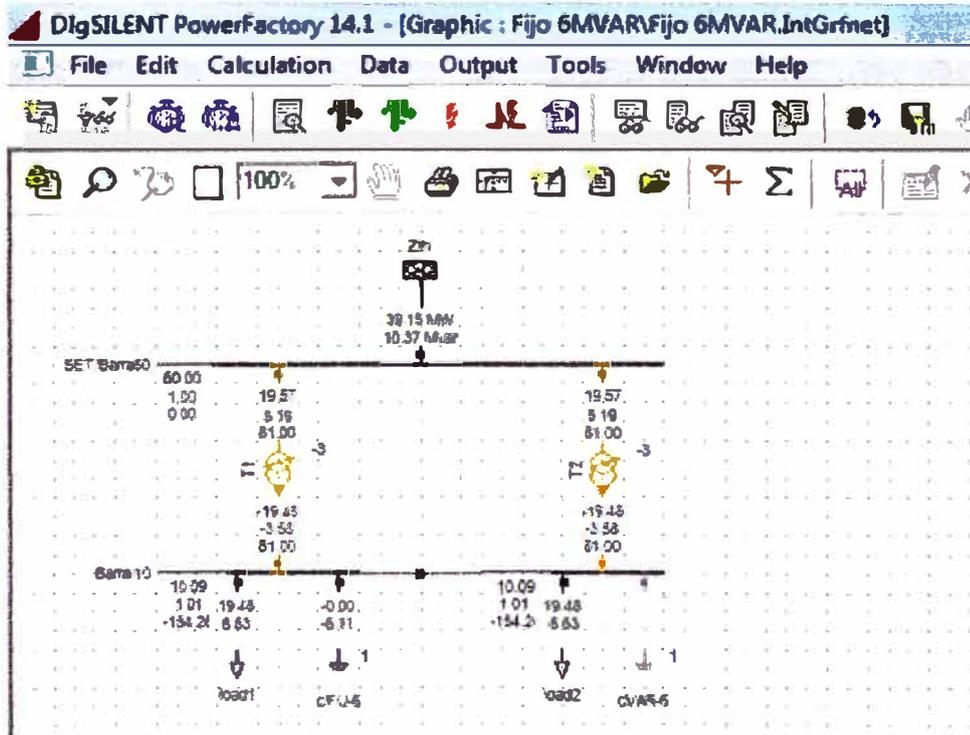


Fig. D2: Compensación concentrada capacitor fijo 6 MVAR

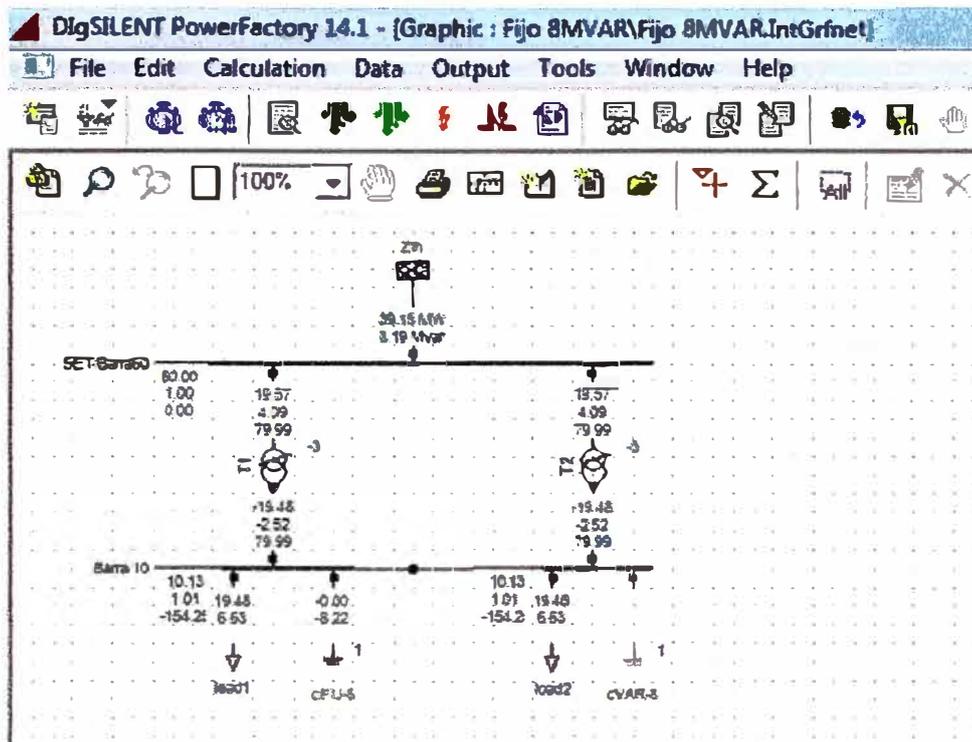


Fig. D3: Compensación concentrada capacitor fijo 8 MVAR

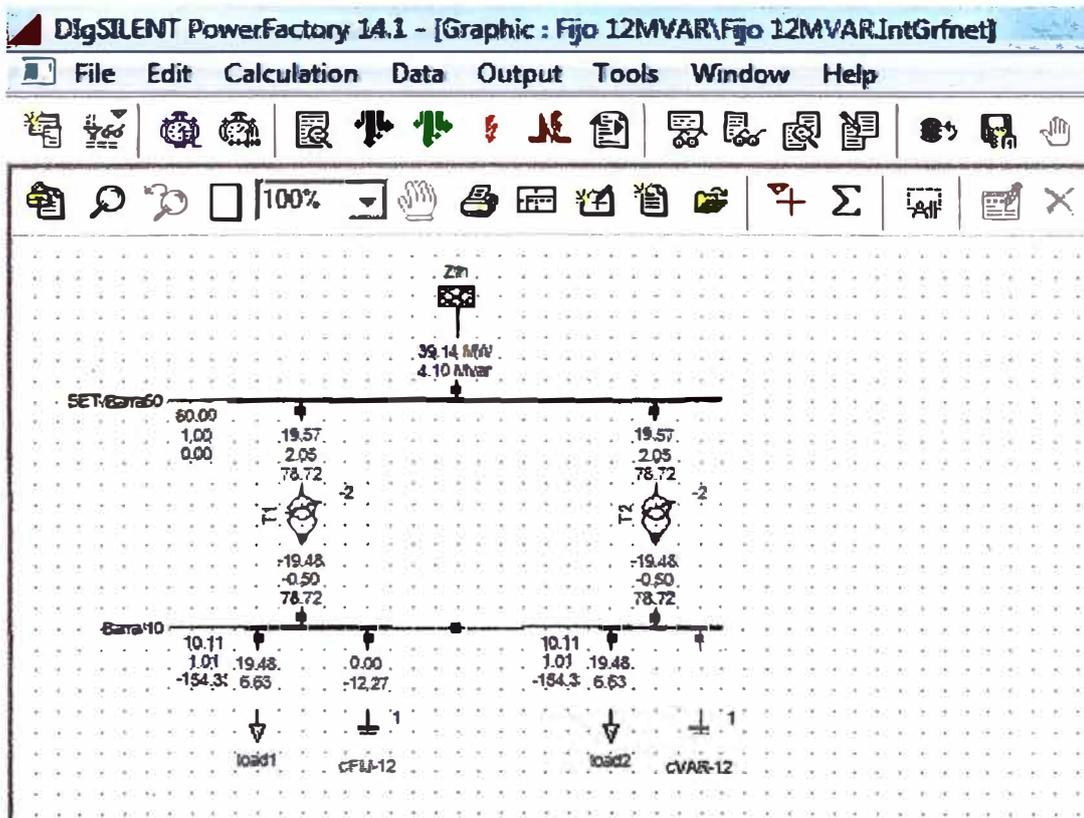


Fig. D4: Compensación concentrada capacitor fijo 12 MVAR

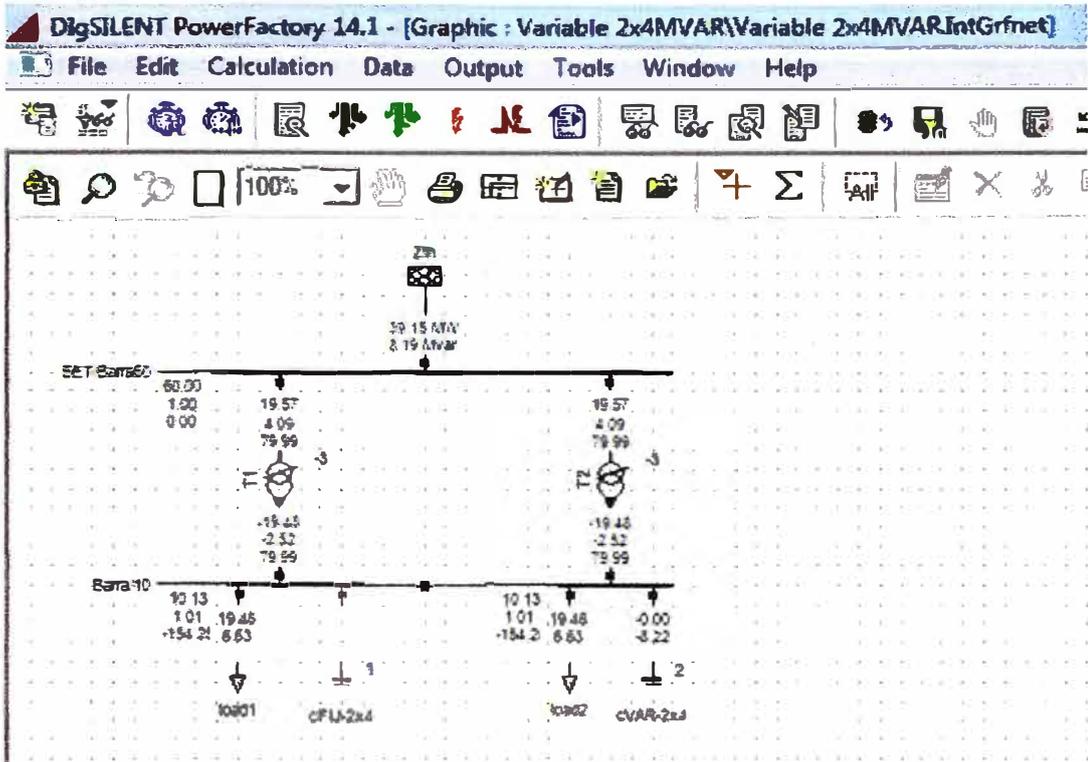


Fig. D5: Compensación concentrada capacitor con escalón 2x4 MVAR

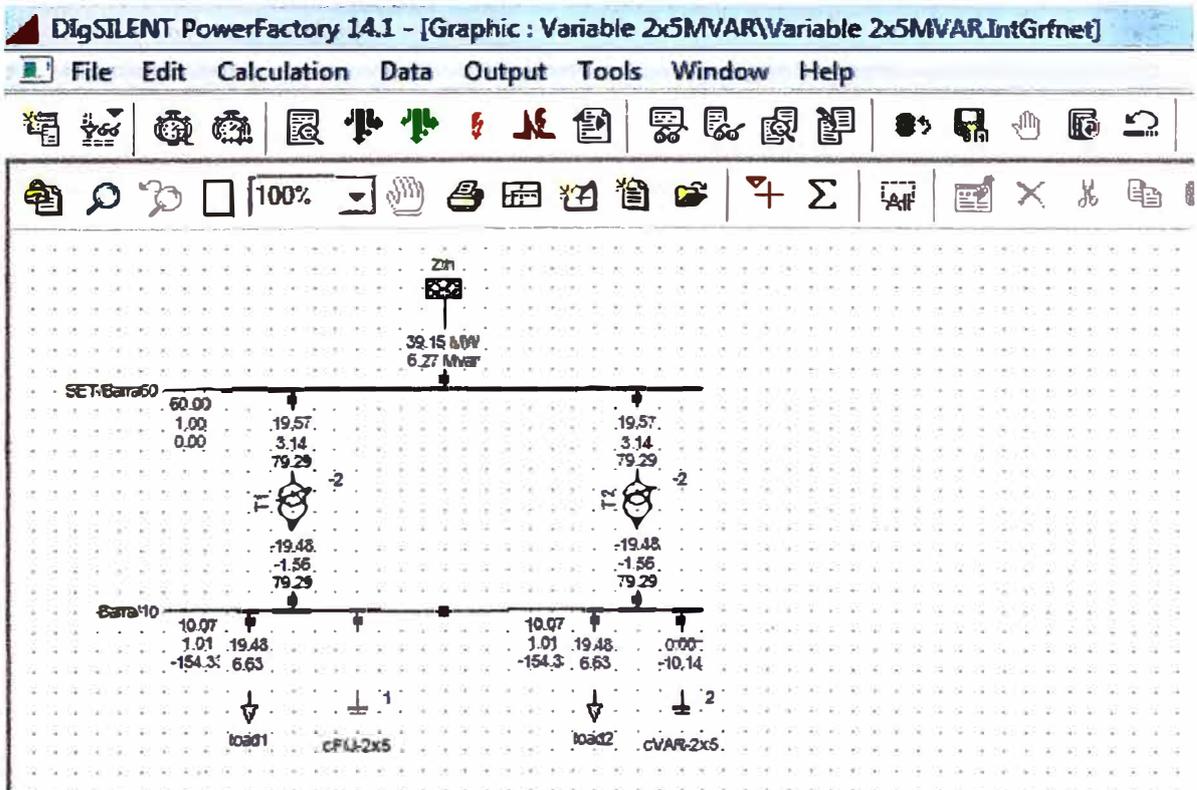


Fig. D6: Compensación concentrada capacitor con escalón 2x5 MVAR

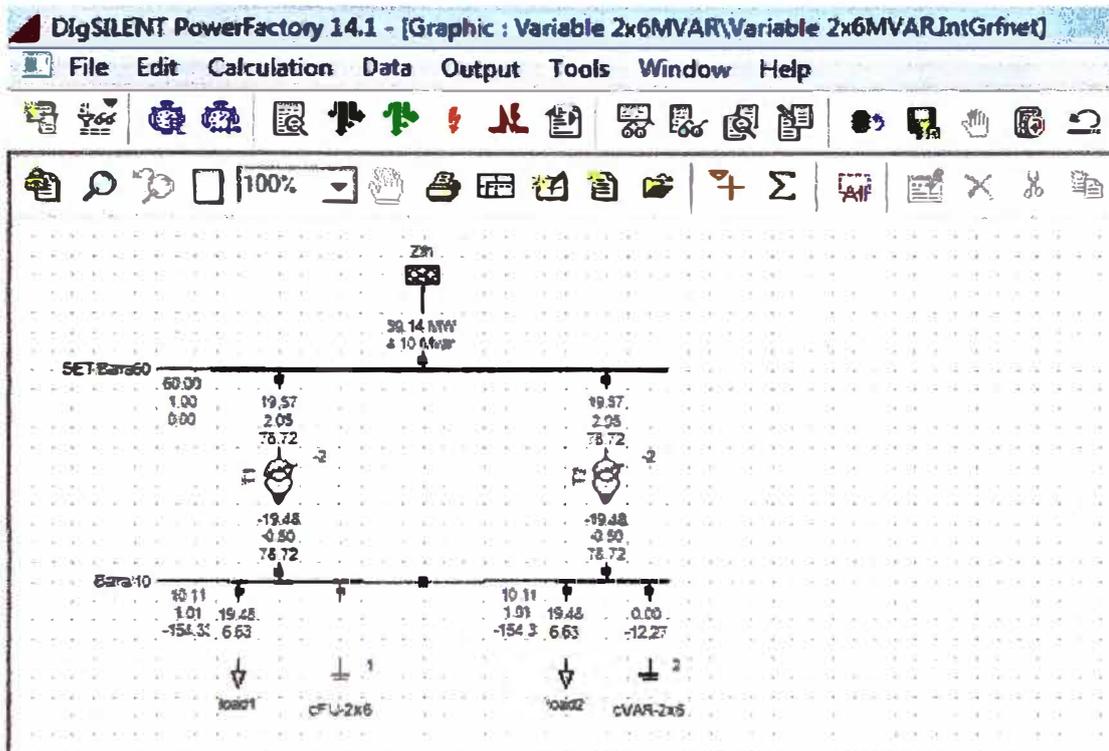


Fig. D7: Compensación concentrada capacitor con escalón 2x6 MVAR

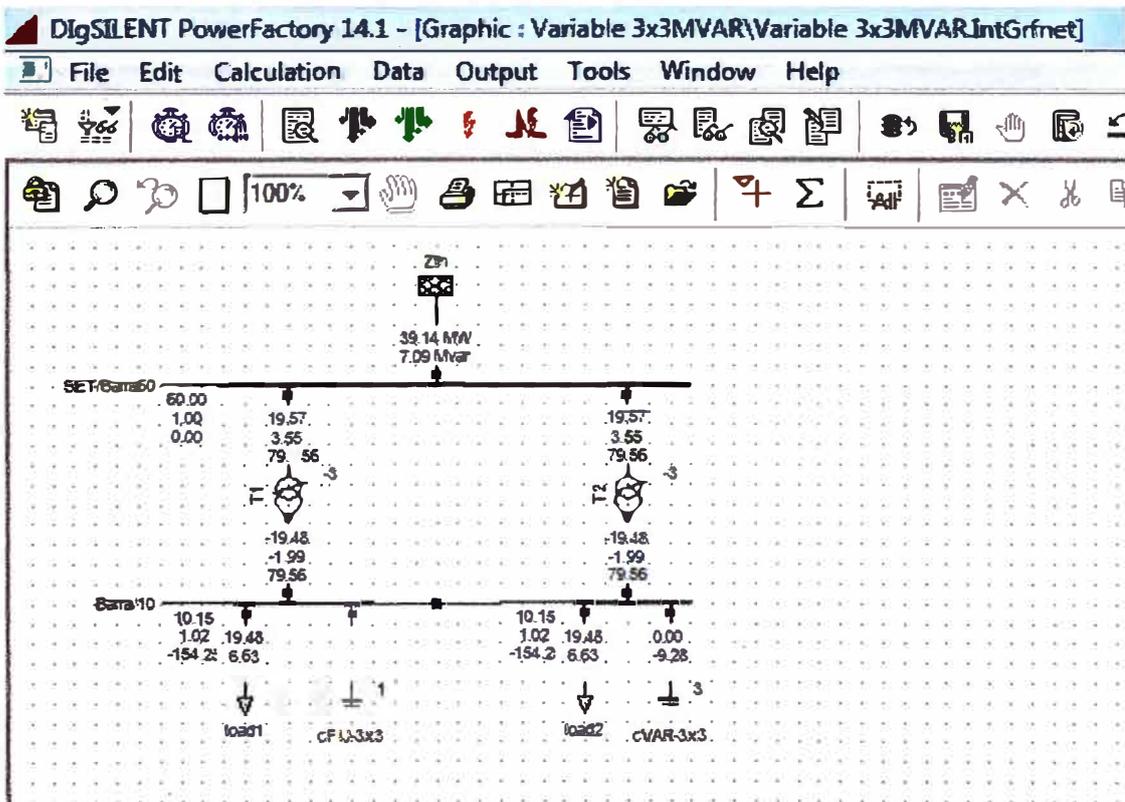


Fig. D8: Compensación concentrada capacitor con escalón 3x3 MVAR

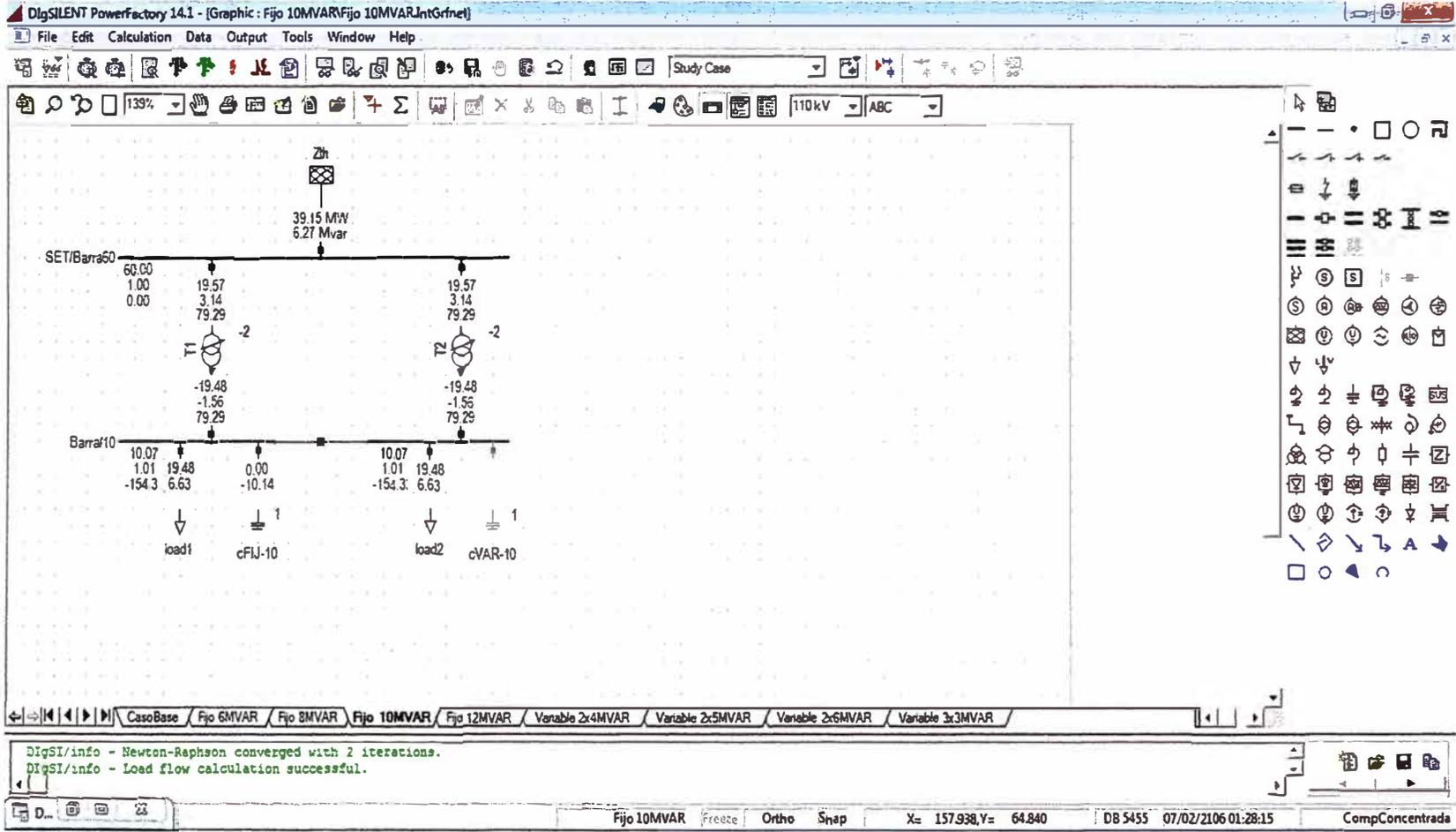


Fig. D9: Compensación concentrada capacitor fijo 10 MVAR

ANEXO E

ELEMENTOS DE LA RED EN DIGSILENT, CARACTERÍSTICAS DE CADA ELEMENTO PARA LA COMPENSACIÓN DISTRIBUIDA

TABLA E1 Datos de External Grid S.E.

Load Flow	Bus Type: PV	Input Mode: Default
Setpoint: local	Operation Point	Active Power: 45 MW
Voltage Setpoint: 1.02 p.u.	System Type: AC	Phase Technology: ABC
Usage: Busbar	Nominal Voltage	Line-Line: 10 kV
Line-Ground: 5.773503 kV		

TABLA E2 Datos de Terminal S.E.

Name: Barra 10	System Type: AC	Phase Technology: ABC
Usage: Busbar	Nominal Voltage	Line-Line: 10 kV
Line-Ground: 5.773503	Voltage Control: 10 kV	Target Voltage: 1 p.u.
Delta V max: 5 %	Delta V min: -5 %	Priority: -1
Steady State Voltage Limits	Max. Voltage: 1.05 p.u.	Min. Voltage: 0 p.u.

TABLA E3 Datos de Breaker/Switch

No. of Phases: 3	Closed: OK	Switch Type: Circuit- Breaker
------------------	------------	----------------------------------

TABLA E4 Datos de terminal de alimentadores

Basic Data	System Type: AC	Phase Technology: ABC
Usage: Busbar	Nominal Voltage	Line-Line: 10 kV
Line-Ground: 5.773503 kV	Load Flow	Voltage Control: 10 kV
Target Voltage: 1 p.u.	Delta V max: 5 %	Delta V min: -5 %
Priority: -1	Steady State Voltage Limits	Max. Volatge: 1.05 p.u.
Min. Volatge: 0 p.u.		

TABLA E5 Datos de los terminales de cada alimentador

Terminal 0 – Alim01	Load Flow	Volatge Control: 10 kV
Target Voltage: 1. P.u.	Delta V max: 5 %	Delta V min: 5 %
Priority: -1	Steady State Voltage Limits	Max. Voltage: 1.05 p.u.
Min. Voltage: 0 p.u.	Basic Data	System Type: AC
Phase Technology: ABC	Usage: Busbar	Nominal Voltage
Line-Line: 10 kV	Line-Ground: 5.773503 kV	

TABLA E6 Datos de cada línea

Basic Data	Name: LT1	Rated Voltage: 10 kV
Rated Current: 1 kA	Nominal Frequency: 60 Hz	Cable/OHL: Overhead Line
System Type: AC	Phases: 3	No. of Neutrals: 0
Parameters per Length 1,2-Sequence	Resistance R'(20°C): 0.2096 Ohm/km	Reactance X': 0.036 Ohm/km
Parameters per Length Sequence Zero	Resistance R0': 0 Ohm/km	Reactance X0': 0 Ohm/km
Load Flow	Parameters per Length 1,2-Sequence	Max. Operational Temperature: 80 °C
Resistance R'(20 °C): 0117 Ohm/km	Conductor Material: Aluminium	

TABLA E7 Datos de la carga para los alimentadores

Basic Data	Name: q1	Load Flow
Input Mode: P, cos(phi)	Balanced/Unbalanced: Balanced	Operating Point
Active Power: 0.23 MW	Power Factor: 0.8500682 ind.	Voltage: 1 p.u.
Scaling Factor: 1		

ANEXO F

CARACTERÍSTICAS PARA LA CARGA DE CADA ALIMENTADOR PARA LA COMPENSACIÓN DISTRIBUIDA

TABLA F1 Carga para alimentador 01

Name	Grid	Terminal	Active Power	Reactive Power
0	0	Busbar	MW	Mvar
q1	Alim01	1	0.231	0.089
q10	Alim01	10	0.231	0.089
q11	Alim01	11	0.137	0.053
q12	Alim01	12	0.072	0.028
q13	Alim01	13	0.072	0.028
q14	Alim01	14	0.072	0.028
q15	Alim01	15	0.014	0.005
q16	Alim01	16	0.231	0.089
q17	Alim01	17	0.231	0.089
q18	Alim01	18	0.231	0.089
q19	Alim01	19	0.231	0.089
q20	Alim01	20	0.231	0.089
q21	Alim01	21	0.231	0.089
q22	Alim01	22	0.231	0.089
q23	Alim01	23	0.231	0.089
q24	Alim01	24	0.231	0.089
q25	Alim01	25	0.231	0.089
q26	Alim01	26	0.137	0.053
q27	Alim01	27	0.075	0.029
q28	Alim01	28	0.075	0.029
q29	Alim01	29	0.075	0.029
q3	Alim01	3	0.231	0.089
q30	Alim01	30	0.057	0.022
q31	Alim01	31	0.057	0.022
q32	Alim01	32	0.057	0.022
q33	Alim01	33	0.057	0.022
q4	Alim01	4	0.231	0.089
q7	Alim01	7	0.231	0.089
q8	Alim01	8	0.231	0.089

TABLA F2 Carga para alimentador 02

Name	Grid	Terminal	Active Power	Reactive Power
		Busbar	MW	Mvar
q1	Alim02	1	0.229	0.089
q10	Alim02	10	0.229	0.089
q11	Alim02	11	0.136	0.053
q12	Alim02	12	0.072	0.028
q13	Alim02	13	0.072	0.028
q14	Alim02	14	0.072	0.028
q15	Alim02	15	0.013	0.005
q16	Alim02	16	0.229	0.089
q17	Alim02	17	0.229	0.089
q18	Alim02	18	0.229	0.089
q19	Alim02	19	0.229	0.089
q20	Alim02	20	0.229	0.089
q21	Alim02	21	0.229	0.089
q22	Alim02	22	0.229	0.089
q23	Alim02	23	0.229	0.089
q24	Alim02	24	0.229	0.089
q25	Alim02	25	0.229	0.089
q26	Alim02	26	0.136	0.053
q27	Alim02	27	0.075	0.029
q28	Alim02	28	0.075	0.029
q29	Alim02	29	0.075	0.029
q3	Alim02	3	0.229	0.089
q30	Alim02	30	0.057	0.022
q31	Alim02	31	0.057	0.022
q32	Alim02	32	0.057	0.022
q33	Alim02	33	0.057	0.022
q4	Alim02	4	0.229	0.089
q7	Alim02	7	0.229	0.089
q8	Alim02	8	0.229	0.089

TABLA F3 Carga para alimentador 03

Name	Grid	Terminal	Active Power	Reactive Power
0	0	Busbar	MW	Mvar
q1	Alim03	1	0.226	0.088
q10	Alim03	10	0.226	0.088
q11	Alim03	11	0.135	0.052
q12	Alim03	12	0.071	0.027
q13	Alim03	13	0.071	0.027
q14	Alim03	14	0.071	0.027
q15	Alim03	15	0.013	0.005
q16	Alim03	16	0.226	0.088
q17	Alim03	17	0.226	0.088
q18	Alim03	18	0.226	0.088
q19	Alim03	19	0.226	0.088
q20	Alim03	20	0.226	0.088
q21	Alim03	21	0.226	0.088
q22	Alim03	22	0.226	0.088
q23	Alim03	23	0.226	0.088
q24	Alim03	24	0.226	0.088
q25	Alim03	25	0.226	0.088
q26	Alim03	26	0.135	0.052
q27	Alim03	27	0.074	0.029
q28	Alim03	28	0.074	0.029
q29	Alim03	29	0.074	0.029
q3	Alim03	3	0.226	0.088
q30	Alim03	30	0.056	0.022
q31	Alim03	31	0.056	0.022
q32	Alim03	32	0.056	0.022
q33	Alim03	33	0.056	0.022
q4	Alim03	4	0.226	0.088
q7	Alim03	7	0.226	0.088
q8	Alim03	8	0.226	0.088

TABLA F4 Carga para alimentador 04

Name	Grid	Terminal	Active Power	Reactive Power
0	0	Busbar	MW	Mvar
q1	Alim04	1	0.224	0.087
q10	Alim04	10	0.224	0.087
q11	Alim04	11	0.133	0.052
q12	Alim04	12	0.070	0.027
q13	Alim04	13	0.070	0.027
q14	Alim04	14	0.070	0.027
q15	Alim04	15	0.013	0.005
q16	Alim04	16	0.224	0.087
q17	Alim04	17	0.224	0.087
q18	Alim04	18	0.224	0.087
q19	Alim04	19	0.224	0.087
q20	Alim04	20	0.224	0.087
q21	Alim04	21	0.224	0.087
q22	Alim04	22	0.224	0.087
q23	Alim04	23	0.224	0.087
q24	Alim04	24	0.224	0.087
q25	Alim04	25	0.224	0.087
q26	Alim04	26	0.133	0.052
q27	Alim04	27	0.073	0.028
q28	Alim04	28	0.073	0.028
q29	Alim04	29	0.073	0.028
q3	Alim04	3	0.224	0.087
q30	Alim04	30	0.056	0.021
q31	Alim04	31	0.056	0.021
q32	Alim04	32	0.056	0.021
q33	Alim04	33	0.056	0.021
q4	Alim04	4	0.224	0.087
q7	Alim04	7	0.224	0.087
q8	Alim04	8	0.224	0.087

TABLA F5 Carga para alimentador 05

Name	Grid	Terminal	Active Power	Reactive Power
0	0	Busbar	MW	Mvar
q1	Alim05	1	0.222	0.086
q10	Alim05	10	0.222	0.086
q11	Alim05	11	0.132	0.051
q12	Alim05	12	0.069	0.027
q13	Alim05	13	0.069	0.027
q14	Alim05	14	0.069	0.027
q15	Alim05	15	0.013	0.005
q16	Alim05	16	0.222	0.086
q17	Alim05	17	0.222	0.086
q18	Alim05	18	0.222	0.086
q19	Alim05	19	0.222	0.086
q20	Alim05	20	0.222	0.086
q21	Alim05	21	0.222	0.086
q22	Alim05	22	0.222	0.086
q23	Alim05	23	0.222	0.086
q24	Alim05	24	0.222	0.086
q25	Alim05	25	0.222	0.086
q26	Alim05	26	0.132	0.051
q27	Alim05	27	0.072	0.028
q28	Alim05	28	0.072	0.028
q29	Alim05	29	0.072	0.028
q3	Alim05	3	0.222	0.086
q30	Alim05	30	0.055	0.021
q31	Alim05	31	0.055	0.021
q32	Alim05	32	0.055	0.021
q33	Alim05	33	0.055	0.021
q4	Alim05	4	0.222	0.086
q7	Alim05	7	0.222	0.086
q8	Alim05	8	0.222	0.086

TABLA F6 Carga para alimentador 06

Name	Grid	Terminal	Active Power	Reactive Power
0	0	Busbar	MW	Mvar
q1	Alim06	1	0.219	0.085
q10	Alim06	10	0.219	0.085
q11	Alim06	11	0.131	0.051
q12	Alim06	12	0.069	0.027
q13	Alim06	13	0.069	0.027
q14	Alim06	14	0.069	0.027
q15	Alim06	15	0.013	0.005
q16	Alim06	16	0.219	0.085
q17	Alim06	17	0.219	0.085
q18	Alim06	18	0.219	0.085
q19	Alim06	19	0.219	0.085
q20	Alim06	20	0.219	0.085
q21	Alim06	21	0.219	0.085
q22	Alim06	22	0.219	0.085
q23	Alim06	23	0.219	0.085
q24	Alim06	24	0.219	0.085
q25	Alim06	25	0.219	0.085
q26	Alim06	26	0.131	0.051
q27	Alim06	27	0.072	0.028
q28	Alim06	28	0.072	0.028
q29	Alim06	29	0.072	0.028
q3	Alim06	3	0.219	0.085
q30	Alim06	30	0.054	0.021
q31	Alim06	31	0.054	0.021
q32	Alim06	32	0.054	0.021
q33	Alim06	33	0.054	0.021
q4	Alim06	4	0.219	0.085
q7	Alim06	7	0.219	0.085
q8	Alim06	8	0.219	0.085

TABLA F7 Carga para alimentador 07

Name	Grid	Terminal	Active Power	Reactive Power
0	0	Busbar	MW	Mvar
q1	Alim07	1	0.217	0.084
q10	Alim07	10	0.217	0.084
q11	Alim07	11	0.129	0.050
q12	Alim07	12	0.068	0.026
q13	Alim07	13	0.068	0.026
q14	Alim07	14	0.068	0.026
q15	Alim07	15	0.013	0.005
q16	Alim07	16	0.217	0.084
q17	Alim07	17	0.217	0.084
q18	Alim07	18	0.217	0.084
q19	Alim07	19	0.217	0.084
q20	Alim07	20	0.217	0.084
q21	Alim07	21	0.217	0.084
q22	Alim07	22	0.217	0.084
q23	Alim07	23	0.217	0.084
q24	Alim07	24	0.217	0.084
q25	Alim07	25	0.217	0.084
q26	Alim07	26	0.129	0.050
q27	Alim07	27	0.071	0.027
q28	Alim07	28	0.071	0.027
q29	Alim07	29	0.071	0.027
q3	Alim07	3	0.217	0.084
q30	Alim07	30	0.054	0.021
q31	Alim07	31	0.054	0.021
q32	Alim07	32	0.054	0.021
q33	Alim07	33	0.054	0.021
q4	Alim07	4	0.217	0.084
q7	Alim07	7	0.217	0.084
q8	Alim07	8	0.217	0.084

TABLA F8 Carga para alimentador 08

Name	Grid	Terminal	Active Power	Reactive Power
0	0	Busbar	MW	Mvar
q1	Alim08	1	0.215	0.083
q10	Alim08	10	0.215	0.083
q11	Alim08	11	0.128	0.049
q12	Alim08	12	0.067	0.026
q13	Alim08	13	0.067	0.026
q14	Alim08	14	0.067	0.026
q15	Alim08	15	0.013	0.005
q16	Alim08	16	0.215	0.083
q17	Alim08	17	0.215	0.083
q18	Alim08	18	0.215	0.083
q19	Alim08	19	0.215	0.083
q20	Alim08	20	0.215	0.083
q21	Alim08	21	0.215	0.083
q22	Alim08	22	0.215	0.083
q23	Alim08	23	0.215	0.083
q24	Alim08	24	0.215	0.083
q25	Alim08	25	0.215	0.083
q26	Alim08	26	0.128	0.049
q27	Alim08	27	0.070	0.027
q28	Alim08	28	0.070	0.027
q29	Alim08	29	0.070	0.027
q3	Alim08	3	0.215	0.083
q30	Alim08	30	0.053	0.021
q31	Alim08	31	0.053	0.021
q32	Alim08	32	0.053	0.021
q33	Alim08	33	0.053	0.021
q4	Alim08	4	0.215	0.083
q7	Alim08	7	0.215	0.083
q8	Alim08	8	0.215	0.083

TABLA F9 Carga para alimentador 09

Name	Grid	Terminal	Active Power	Reactive Power
0	0	Busbar	MW	Mvar
q1	Alim09	1	0.213	0.082
q10	Alim09	10	0.213	0.082
q11	Alim09	11	0.127	0.049
q12	Alim09	12	0.067	0.026
q13	Alim09	13	0.067	0.026
q14	Alim09	14	0.067	0.026
q15	Alim09	15	0.012	0.005
q16	Alim09	16	0.213	0.082
q17	Alim09	17	0.213	0.082
q18	Alim09	18	0.213	0.082
q19	Alim09	19	0.213	0.082
q20	Alim09	20	0.213	0.082
q21	Alim09	21	0.213	0.082
q22	Alim09	22	0.213	0.082
q23	Alim09	23	0.213	0.082
q24	Alim09	24	0.213	0.082
q25	Alim09	25	0.213	0.082
q26	Alim09	26	0.127	0.049
q27	Alim09	27	0.069	0.027
q28	Alim09	28	0.069	0.027
q29	Alim09	29	0.069	0.027
q3	Alim09	3	0.213	0.082
q30	Alim09	30	0.053	0.020
q31	Alim09	31	0.053	0.020
q32	Alim09	32	0.053	0.020
q33	Alim09	33	0.053	0.020
q4	Alim09	4	0.213	0.082
q7	Alim09	7	0.213	0.082
q8	Alim09	8	0.213	0.082

ANEXO G

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN (US\$) PARA LA COMPENSACIÓN CONCENTRADA

TABLA G1 Capacitor Fijo de 6 MVAR

Año	Inversión + COyM	Pérdidas	Energía Incremental	Total
0	- 101 683.4			- 101 683.4
1	- 3 050.5	4 630.0	0.0	1 579.5
2	- 3 050.5	4 979.9	0.0	1 929.4
3	- 3 050.5	5 322.0	0.0	2 271.5
4	- 3 050.5	5 322.0	20 594.3	22 865.9
5	- 3 050.5	5 322.0	20 594.3	22 865.9
6	- 3 050.5	5 322.0	20 594.3	22 865.9
7	- 3 050.5	5 322.0	20 594.3	22 865.9
8	- 3 050.5	5 322.0	20 594.3	22 865.9
9	- 3 050.5	5 322.0	20 594.3	22 865.9
10	- 3 050.5	5 322.0	20 594.3	22 865.9
11	- 3 050.5	5 322.0	20 594.3	22 865.9
12	- 3 050.5	5 322.0	20 594.3	22 865.9
13	- 3 050.5	5 322.0	20 594.3	22 865.9
14	- 3 050.5	5 322.0	20 594.3	22 865.9
15	- 3 050.5	5 322.0	20 594.3	22 865.9
16	- 3 050.5	5 322.0	20 594.3	22 865.9
17	- 3 050.5	5 322.0	20 594.3	22 865.9
18	- 3 050.5	5 322.0	20 594.3	22 865.9
19	- 3 050.5	5 322.0	20 594.3	22 865.9
20	- 3 050.5	5 322.0	20 594.3	22 865.9

TABLA G2 Capacitor Fijo de 8 MVAR

Año	Inversión + COyM	Pérdidas	Energía Incremental	Total
0	- 111 825.2			- 111 825.2
1	- 3 354.8	5 527.3	0.0	2 172.5
2	- 3 354.8	5 844.0	0.0	2 489.2
3	- 3 354.8	6 189.7	0.0	2 835.0
4	- 3 354.8	6 189.7	25 190.7	28 025.7
5	- 3 354.8	6 189.7	25 190.7	28 025.7
6	- 3 354.8	6 189.7	25 190.7	28 025.7
7	- 3 354.8	6 189.7	25 190.7	28 025.7
8	- 3 354.8	6 189.7	25 190.7	28 025.7
9	- 3 354.8	6 189.7	25 190.7	28 025.7
10	- 3 354.8	6 189.7	25 190.7	28 025.7
11	- 3 354.8	6 189.7	25 190.7	28 025.7
12	- 3 354.8	6 189.7	25 190.7	28 025.7
13	- 3 354.8	6 189.7	25 190.7	28 025.7
14	- 3 354.8	6 189.7	25 190.7	28 025.7
15	- 3 354.8	6 189.7	25 190.7	28 025.7
16	- 3 354.8	6 189.7	25 190.7	28 025.7
17	- 3 354.8	6 189.7	25 190.7	28 025.7
18	- 3 354.8	6 189.7	25 190.7	28 025.7
19	- 3 354.8	6 189.7	25 190.7	28 025.7
20	- 3 354.8	6 189.7	25 190.7	28 025.7

TABLA G3 Capacitor Fijo de 10 MVAR

Año	Inversión + COyM	Pérdidas	Energía Incremental	Total
0	- 121 967.0			- 121 967.0
1	- 3 659.0	6 107.4	0.0	2 448.4
2	- 3 659.0	6 546.9	0.0	2 887.9
3	- 3 659.0	6 981.7	0.0	3 322.7
4	- 3 659.0	6 981.7	28 697.8	32 020.5
5	- 3 659.0	6 981.7	28 697.8	32 020.5
6	- 3 659.0	6 981.7	28 697.8	32 020.5
7	- 3 659.0	6 981.7	28 697.8	32 020.5
8	- 3 659.0	6 981.7	28 697.8	32 020.5
9	- 3 659.0	6 981.7	28 697.8	32 020.5
10	- 3 659.0	6 981.7	28 697.8	32 020.5
11	- 3 659.0	6 981.7	28 697.8	32 020.5
12	- 3 659.0	6 981.7	28 697.8	32 020.5
13	- 3 659.0	6 981.7	28 697.8	32 020.5
14	- 3 659.0	6 981.7	28 697.8	32 020.5
15	- 3 659.0	6 981.7	28 697.8	32 020.5
16	- 3 659.0	6 981.7	28 697.8	32 020.5
17	- 3 659.0	6 981.7	28 697.8	32 020.5
18	- 3 659.0	6 981.7	28 697.8	32 020.5
19	- 3 659.0	6 981.7	28 697.8	32 020.5
20	- 3 659.0	6 981.7	28 697.8	32 020.5

TABLA G4 Capacitor Fijo de 12 MVAR

Año	Inversión + COyM	Pérdidas	Energía Incremental	Total
0	- 132 108.8			- 132 108.8
1	- 3 963.3	6 129.1	0.0	2 165.8
2	- 3 963.3	6 758.8	0.0	2 795.5
3	- 3 963.3	7 439.1	0.0	3 475.8
4	- 3 963.3	7 439.1	31 133.0	34 608.8
5	- 3 963.3	7 439.1	31 133.0	34 608.8
6	- 3 963.3	7 439.1	31 133.0	34 608.8
7	- 3 963.3	7 439.1	31 133.0	34 608.8
8	- 3 963.3	7 439.1	31 133.0	34 608.8
9	- 3 963.3	7 439.1	31 133.0	34 608.8
10	- 3 963.3	7 439.1	31 133.0	34 608.8
11	- 3 963.3	7 439.1	31 133.0	34 608.8
12	- 3 963.3	7 439.1	31 133.0	34 608.8
13	- 3 963.3	7 439.1	31 133.0	34 608.8
14	- 3 963.3	7 439.1	31 133.0	34 608.8
15	- 3 963.3	7 439.1	31 133.0	34 608.8
16	- 3 963.3	7 439.1	31 133.0	34 608.8
17	- 3 963.3	7 439.1	31 133.0	34 608.8
18	- 3 963.3	7 439.1	31 133.0	34 608.8
19	- 3 963.3	7 439.1	31 133.0	34 608.8
20	- 3 963.3	7 439.1	31 133.0	34 608.8

TABLA G5 Capacitor con escalones de 2x4 MVAR

Año	Inversión + COyM	Pérdidas	Energía Incremental	Total
0	- 133 759.8			- 133 759.8
1	- 4 012.8	5 434.3	0.0	1 421.5
2	- 4 012.8	5 752.0	0.0	1 739.2
3	- 4 012.8	6 087.9	0.0	2 075.1
4	- 4 012.8	6 087.9	25 190.7	27 265.8
5	- 4 012.8	6 087.9	25 190.7	27 265.8
6	- 4 012.8	6 087.9	25 190.7	27 265.8
7	- 4 012.8	6 087.9	25 190.7	27 265.8
8	- 4 012.8	6 087.9	25 190.7	27 265.8
9	- 4 012.8	6 087.9	25 190.7	27 265.8
10	- 4 012.8	6 087.9	25 190.7	27 265.8
11	- 4 012.8	6 087.9	25 190.7	27 265.8
12	- 4 012.8	6 087.9	25 190.7	27 265.8
13	- 4 012.8	6 087.9	25 190.7	27 265.8
14	- 4 012.8	6 087.9	25 190.7	27 265.8
15	- 4 012.8	6 087.9	25 190.7	27 265.8
16	- 4 012.8	6 087.9	25 190.7	27 265.8
17	- 4 012.8	6 087.9	25 190.7	27 265.8
18	- 4 012.8	6 087.9	25 190.7	27 265.8
19	- 4 012.8	6 087.9	25 190.7	27 265.8
20	- 4 012.8	6 087.9	25 190.7	27 265.8

TABLA G6 Capacitor con escalones de 2x5 MVAR

Año	Inversión + COyM	Pérdidas	Energía Incremental	Total
0	- 151 269.0			- 151 269.0
1	- 4 538.1	6 116.1	0.0	1 578.0
2	- 4 538.1	6 504.0	0.0	1 966.0
3	- 4 538.1	6 919.1	0.0	2 381.1
4	- 4 538.1	6 919.1	28 697.8	31 078.8
5	- 4 538.1	6 919.1	28 697.8	31 078.8
6	- 4 538.1	6 919.1	28 697.8	31 078.8
7	- 4 538.1	6 919.1	28 697.8	31 078.8
8	- 4 538.1	6 919.1	28 697.8	31 078.8
9	- 4 538.1	6 919.1	28 697.8	31 078.8
10	- 4 538.1	6 919.1	28 697.8	31 078.8
11	- 4 538.1	6 919.1	28 697.8	31 078.8
12	- 4 538.1	6 919.1	28 697.8	31 078.8
13	- 4 538.1	6 919.1	28 697.8	31 078.8
14	- 4 538.1	6 919.1	28 697.8	31 078.8
15	- 4 538.1	6 919.1	28 697.8	31 078.8
16	- 4 538.1	6 919.1	28 697.8	31 078.8
17	- 4 538.1	6 919.1	28 697.8	31 078.8
18	- 4 538.1	6 919.1	28 697.8	31 078.8
19	- 4 538.1	6 919.1	28 697.8	31 078.8
20	- 4 538.1	6 919.1	28 697.8	31 078.8

TABLA G7 Capacitor con escalones de 2x6 MVAR

Año	Inversión + COyM	Pérdidas	Energía Incremental	Total
0	- 168 778.2			- 168 778.2
1	- 5 063.3	6 284.9	0.0	1 221.6
2	- 5 063.3	6 893.9	0.0	1 830.5
3	- 5 063.3	7 471.7	0.0	2 408.3
4	- 5 063.3	7 471.7	31 133.0	33 541.3
5	- 5 063.3	7 471.7	31 133.0	33 541.3
6	- 5 063.3	7 471.7	31 133.0	33 541.3
7	- 5 063.3	7 471.7	31 133.0	33 541.3
8	- 5 063.3	7 471.7	31 133.0	33 541.3
9	- 5 063.3	7 471.7	31 133.0	33 541.3
10	- 5 063.3	7 471.7	31 133.0	33 541.3
11	- 5 063.3	7 471.7	31 133.0	33 541.3
12	- 5 063.3	7 471.7	31 133.0	33 541.3
13	- 5 063.3	7 471.7	31 133.0	33 541.3
14	- 5 063.3	7 471.7	31 133.0	33 541.3
15	- 5 063.3	7 471.7	31 133.0	33 541.3
16	- 5 063.3	7 471.7	31 133.0	33 541.3
17	- 5 063.3	7 471.7	31 133.0	33 541.3
18	- 5 063.3	7 471.7	31 133.0	33 541.3
19	- 5 063.3	7 471.7	31 133.0	33 541.3
20	- 5 063.3	7 471.7	31 133.0	33 541.3

TABLA G8 Capacitor con escalones de 3x3 MVAR

Año	Inversión + COyM	Pérdidas	Energía Incremental	Total
0	- 142 514.4			- 142 514.4
1	- 4 275.4	5 869.7	0.0	1 594.2
2	- 4 275.4	6 259.3	0.0	1 983.9
3	- 4 275.4	6 573.8	0.0	2 298.4
4	- 4 275.4	6 573.8	27 079.2	29 377.5
5	- 4 275.4	6 573.8	27 079.2	29 377.5
6	- 4 275.4	6 573.8	27 079.2	29 377.5
7	- 4 275.4	6 573.8	27 079.2	29 377.5
8	- 4 275.4	6 573.8	27 079.2	29 377.5
9	- 4 275.4	6 573.8	27 079.2	29 377.5
10	- 4 275.4	6 573.8	27 079.2	29 377.5
11	- 4 275.4	6 573.8	27 079.2	29 377.5
12	- 4 275.4	6 573.8	27 079.2	29 377.5
13	- 4 275.4	6 573.8	27 079.2	29 377.5
14	- 4 275.4	6 573.8	27 079.2	29 377.5
15	- 4 275.4	6 573.8	27 079.2	29 377.5
16	- 4 275.4	6 573.8	27 079.2	29 377.5
17	- 4 275.4	6 573.8	27 079.2	29 377.5
18	- 4 275.4	6 573.8	27 079.2	29 377.5
19	- 4 275.4	6 573.8	27 079.2	29 377.5
20	- 4 275.4	6 573.8	27 079.2	29 377.5

ANEXO H

UBICACIÓN DE LOS CAPACITORES PARA COMPENSACIÓN REACTIVA DISTRIBUIDA DE LOS NUEVE ALIMENTADORES

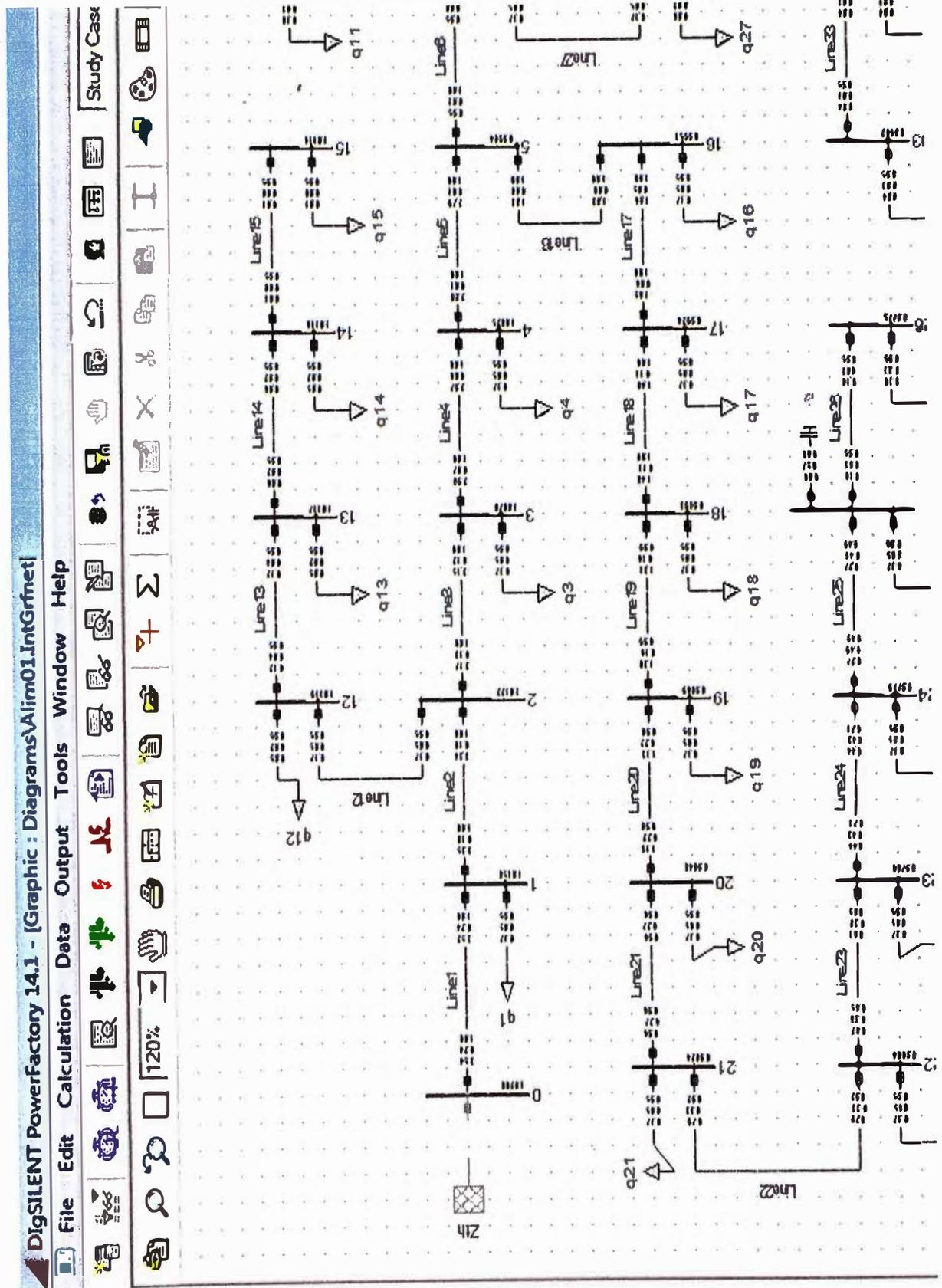


Fig. H1: Compensación distribuida para el alimentador 1

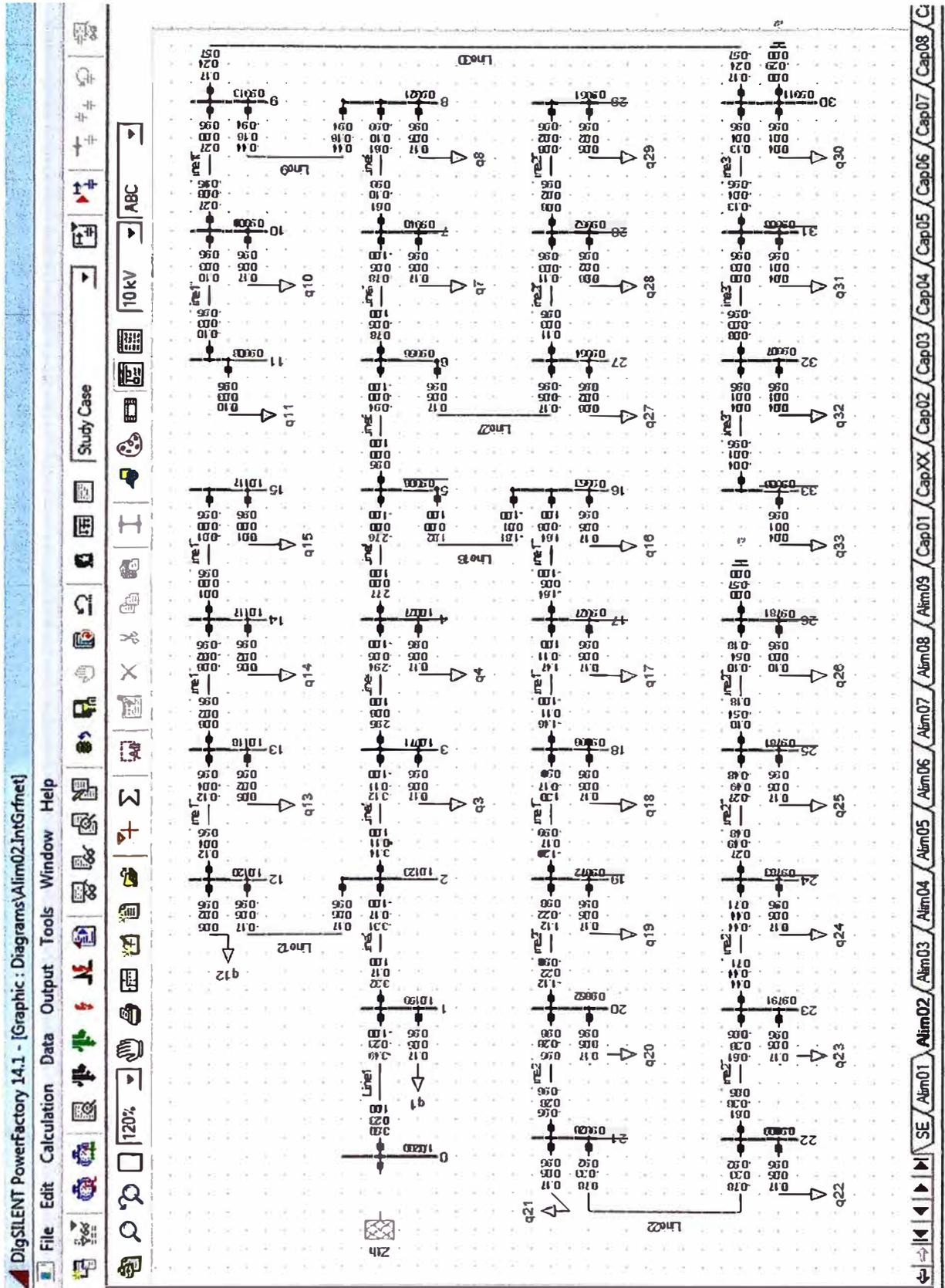


Fig. H2: Compensación distribuida para el alimentador 2

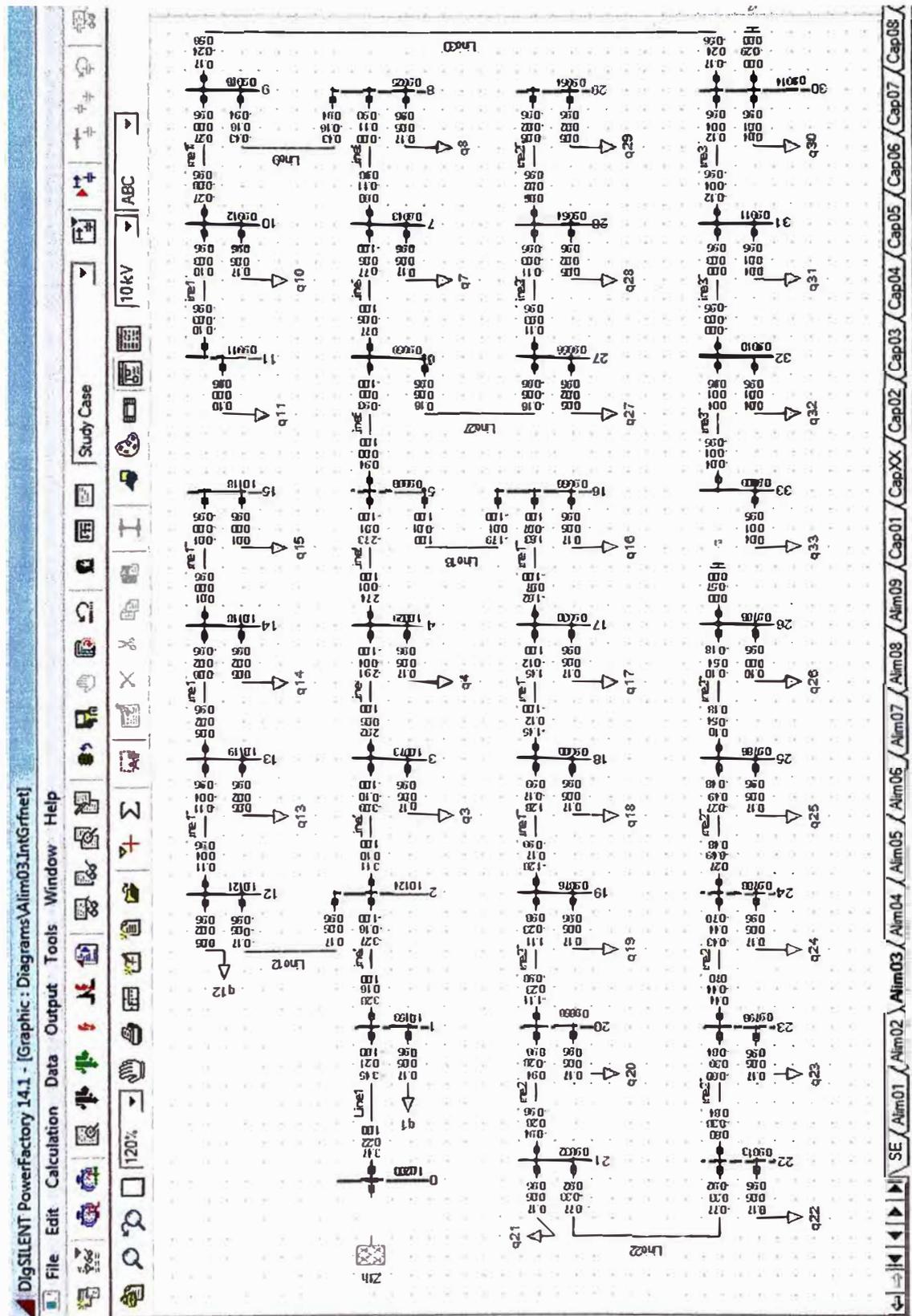


Fig. H3: Compensación distribuida para el alimentador 3

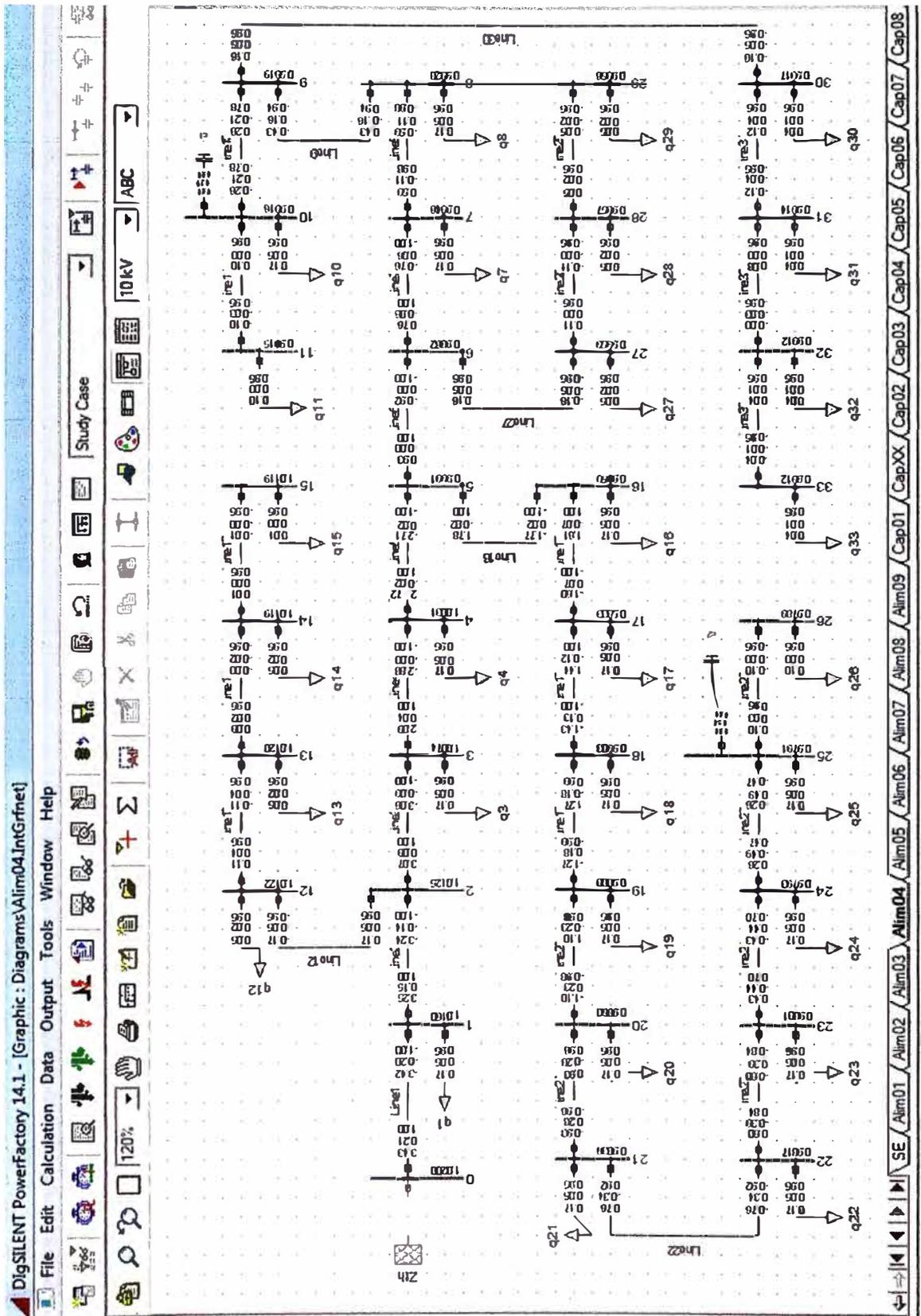


Fig. H4: Compensación distribuida para el alimentador 4

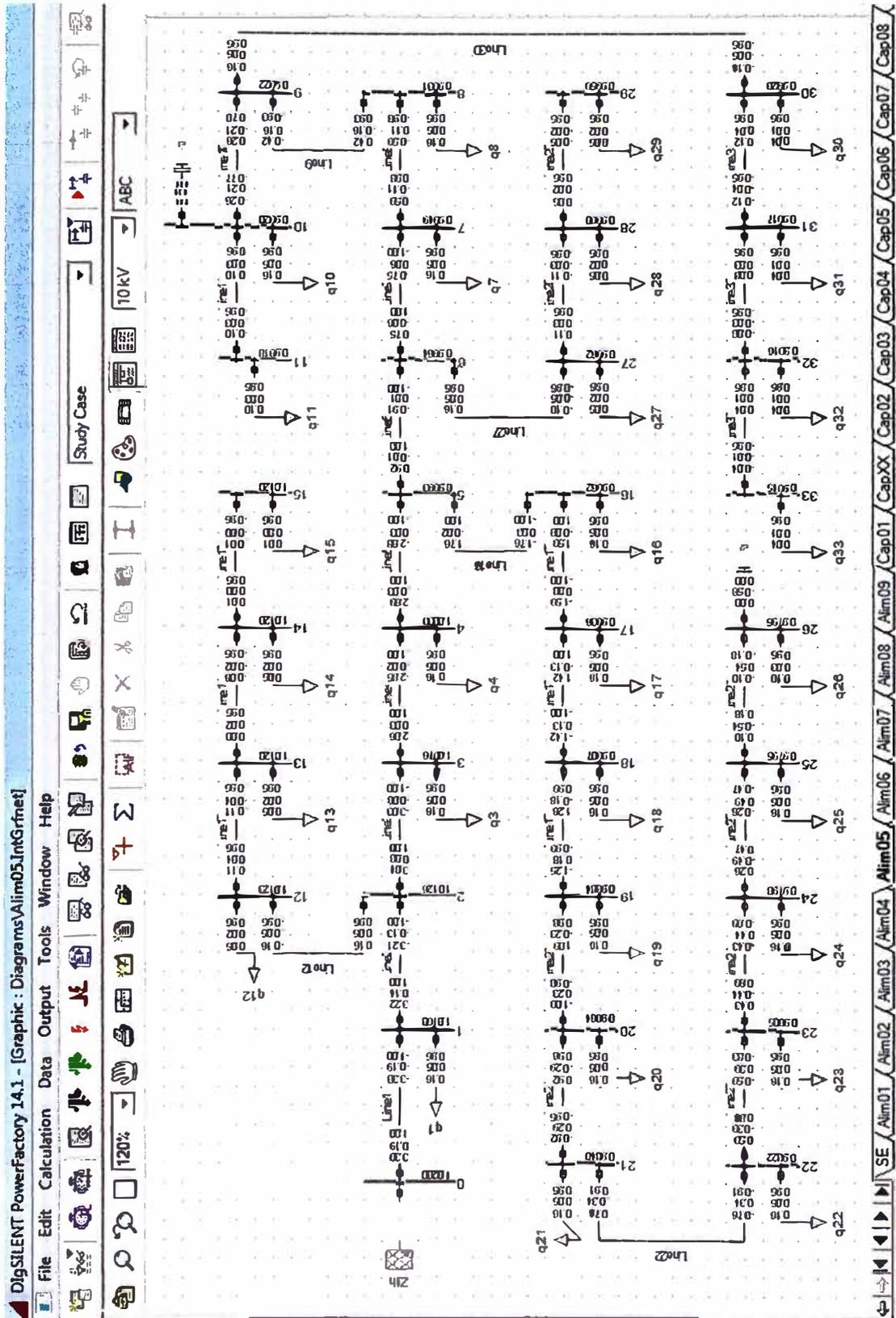


Fig. H5: Compensación distribuida para el alimentador 5

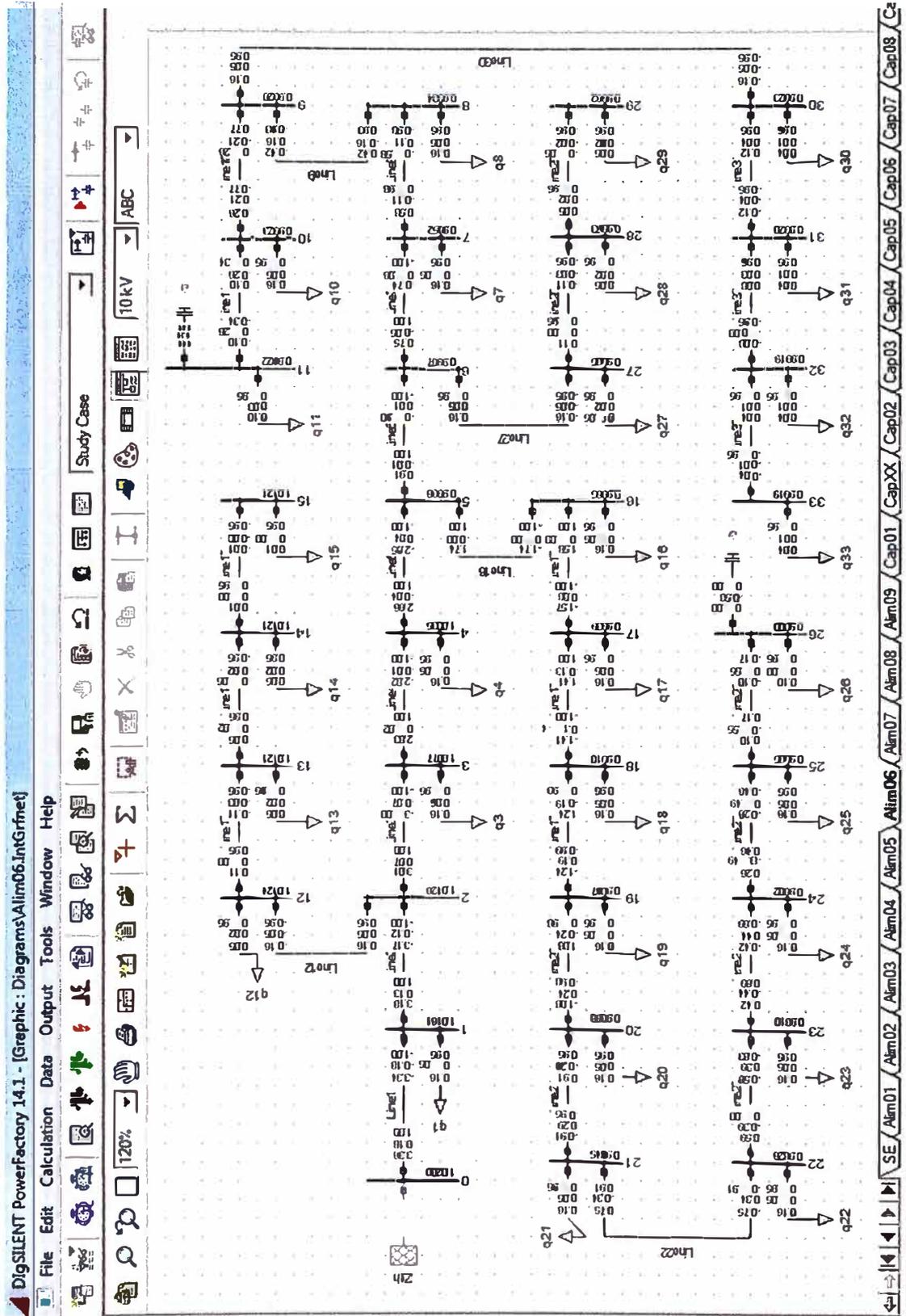


Fig. H6: Compensación distribuida para el alimentador 6

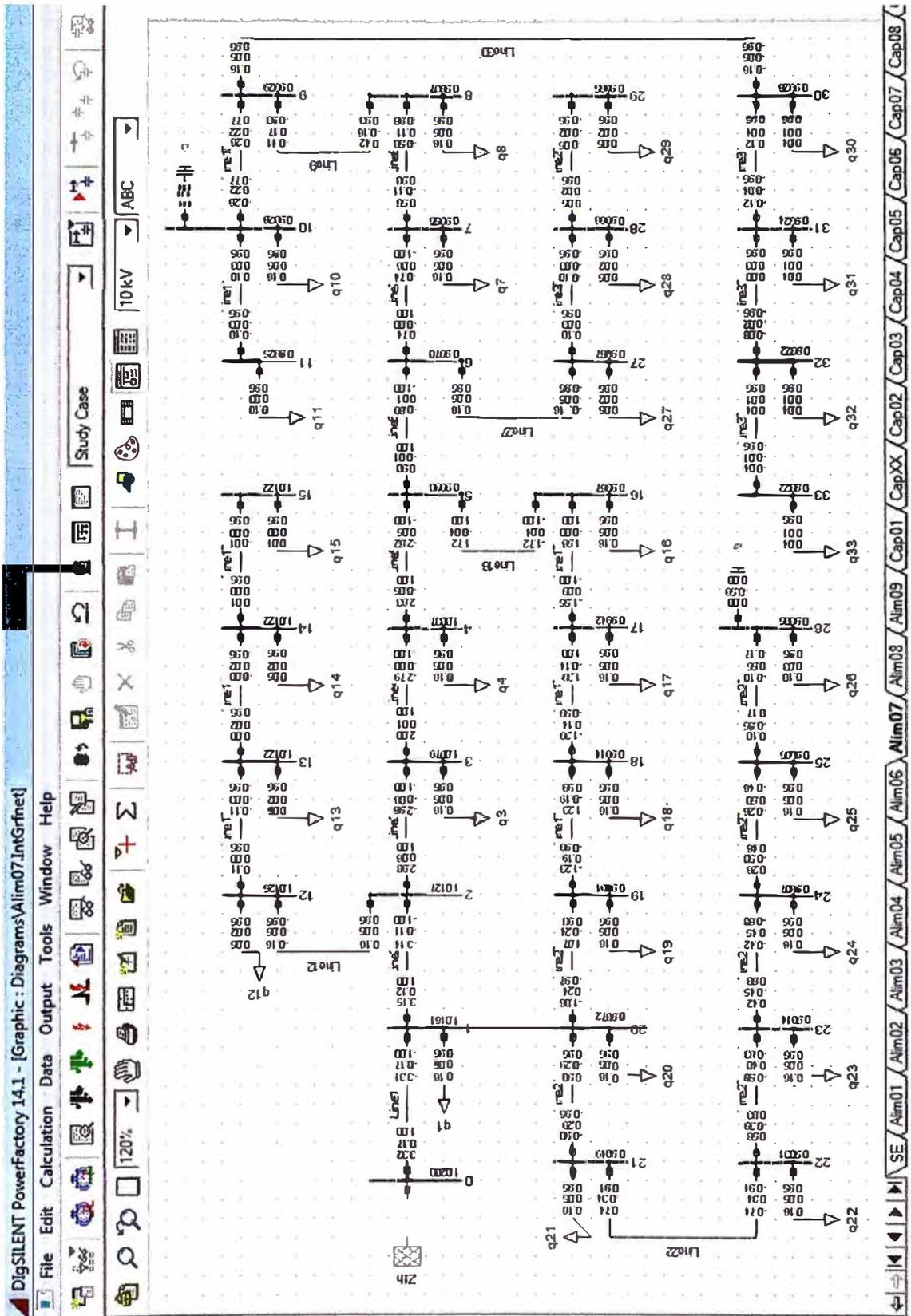


Fig. H7: Compensación distribuida para el alimentador 7

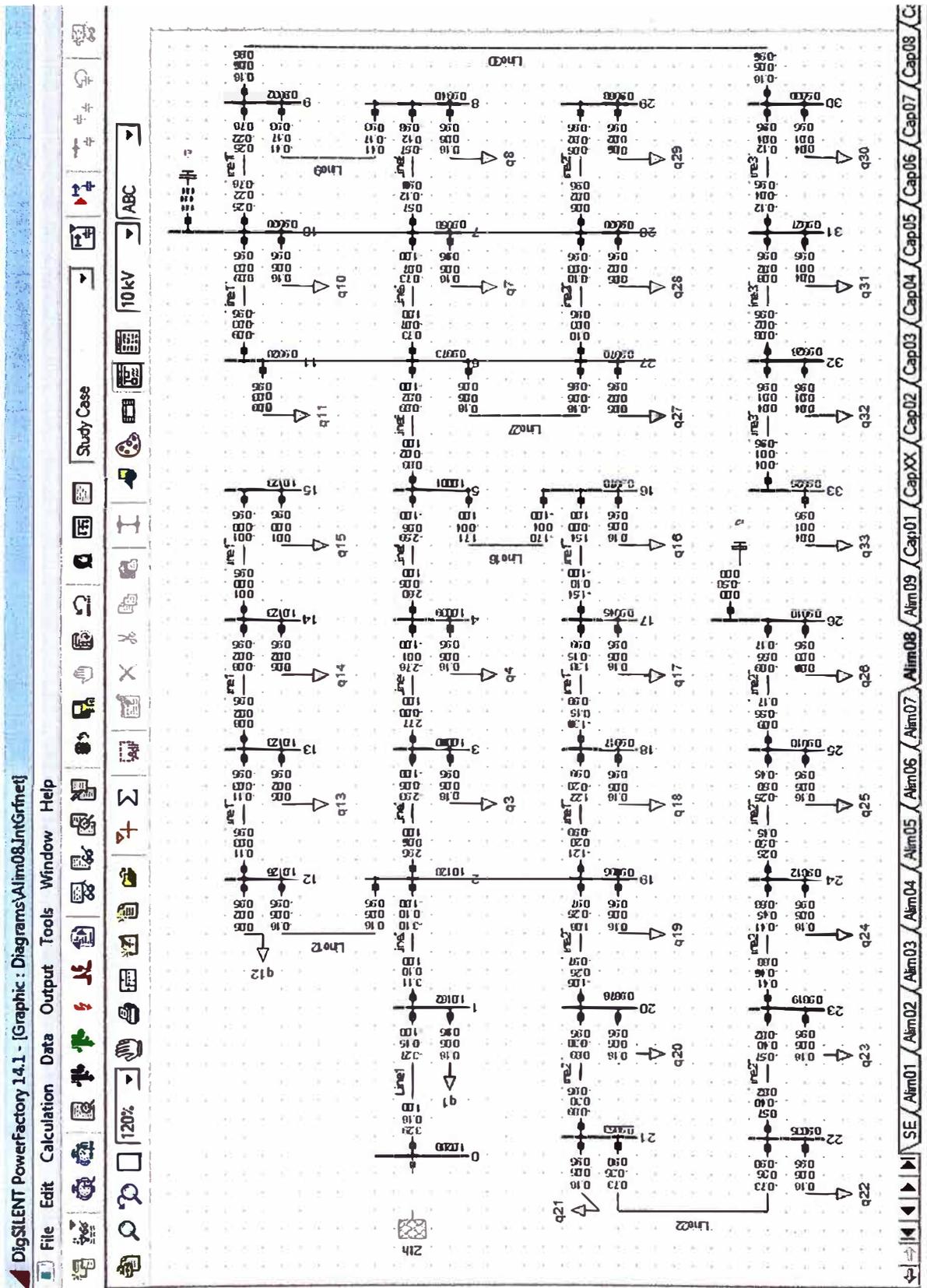


Fig. H8: Compensación distribuida para el alimentador 8

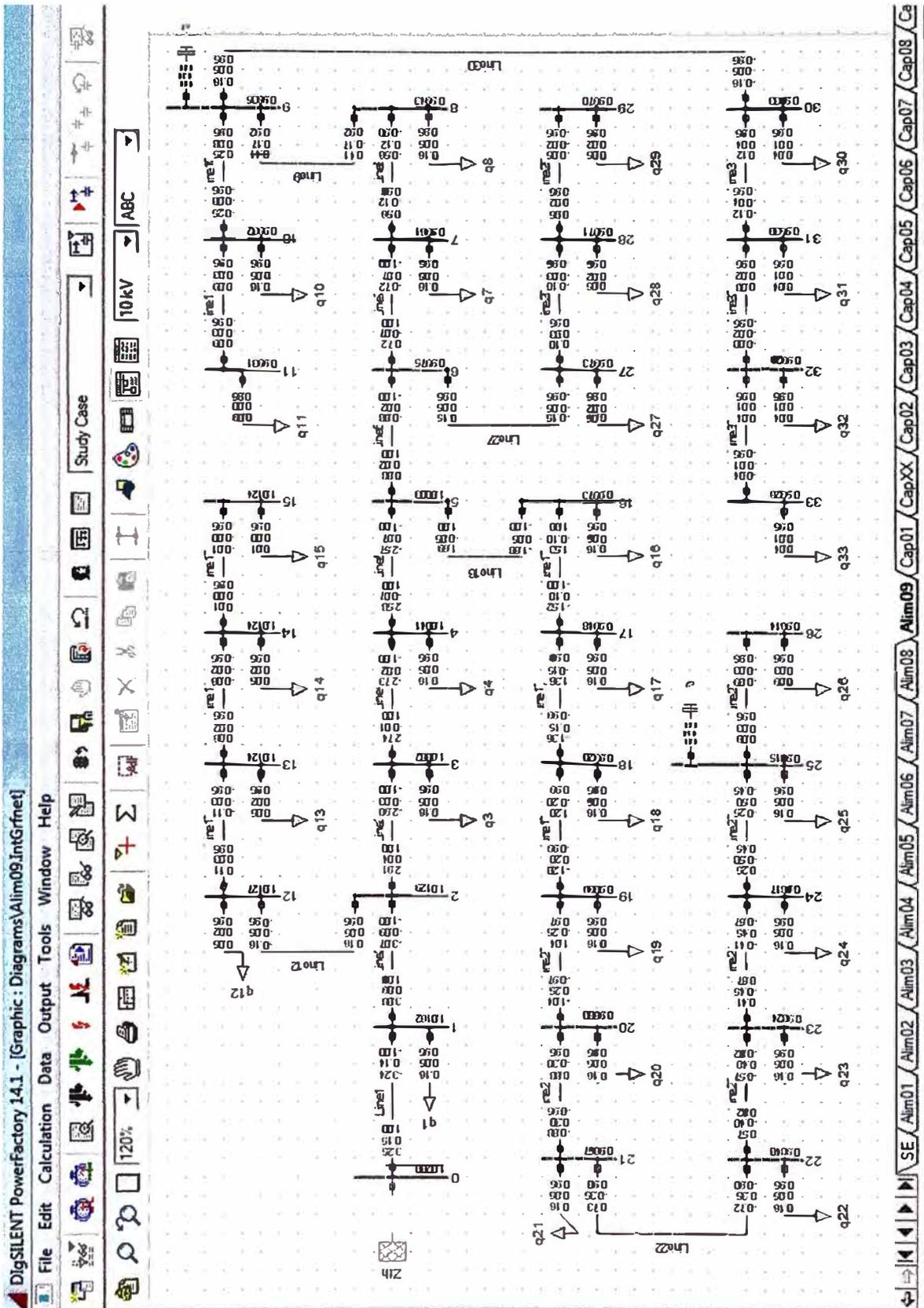


Fig. H9: Compensación distribuida para el alimentador 9

ANEXO I

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS PERFILES DE TENSIONES PARA EL AÑO 5 Y EL
AÑO 10**

a. Comparación técnica de perfiles de tensiones para mínima demanda el año 5 a las 3:00 horas.

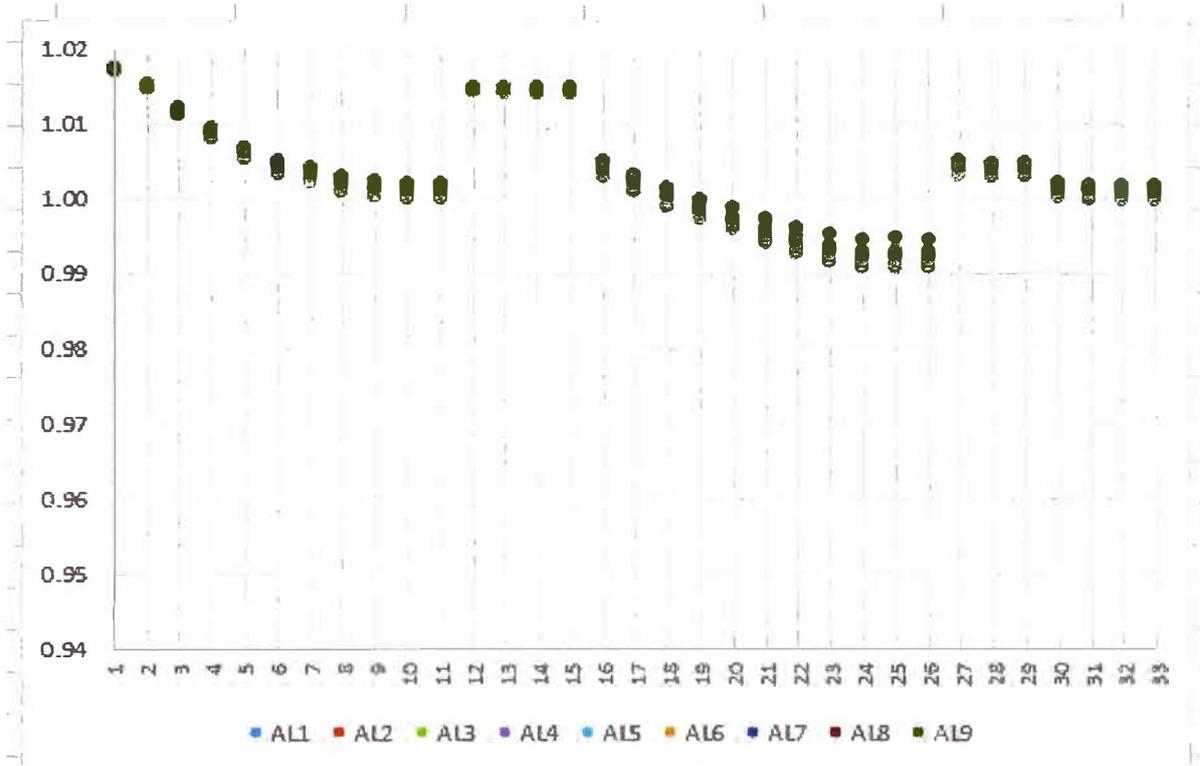


Fig. I1: Compensación reactiva concentrada

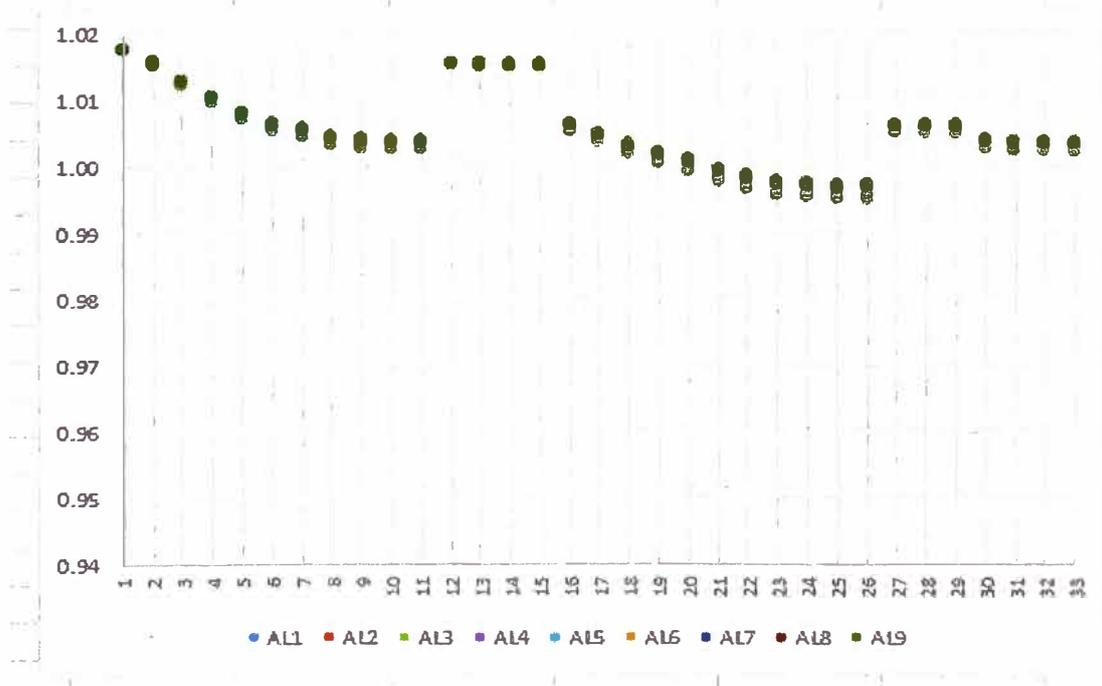


Fig. I2: Compensación reactiva distribuida

b. Comparación técnica de perfiles de tensiones para demanda media el año 5 a las 12:00 horas.

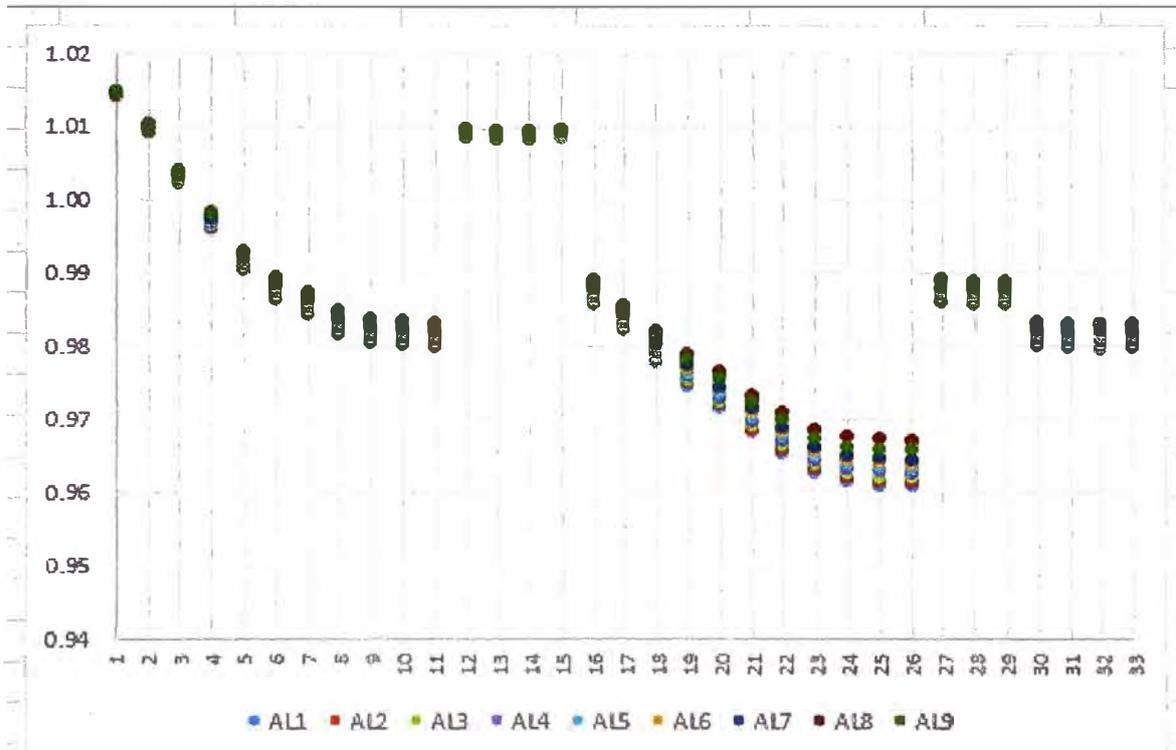


Fig. 13: Compensación reactiva concentrada

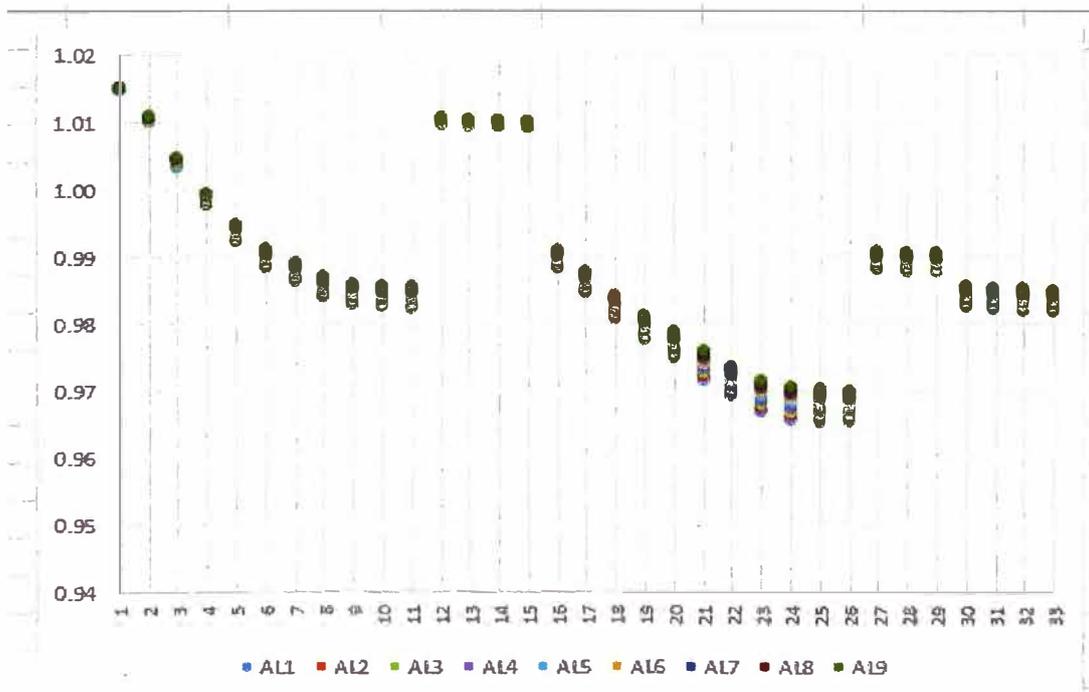


Fig. 14: Compensación reactiva distribuida

c. Comparación técnica de perfiles de tensiones para hora punta el año 5 a las 20:00 horas.

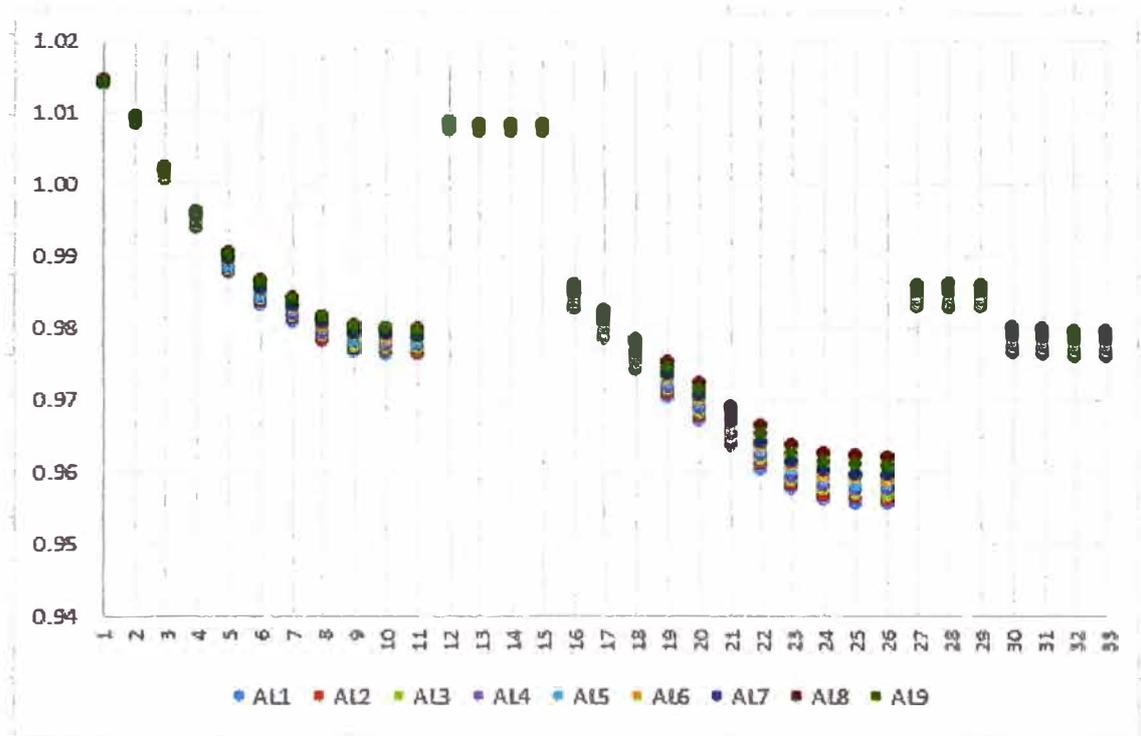


Fig. 15: Compensación reactiva concentrada

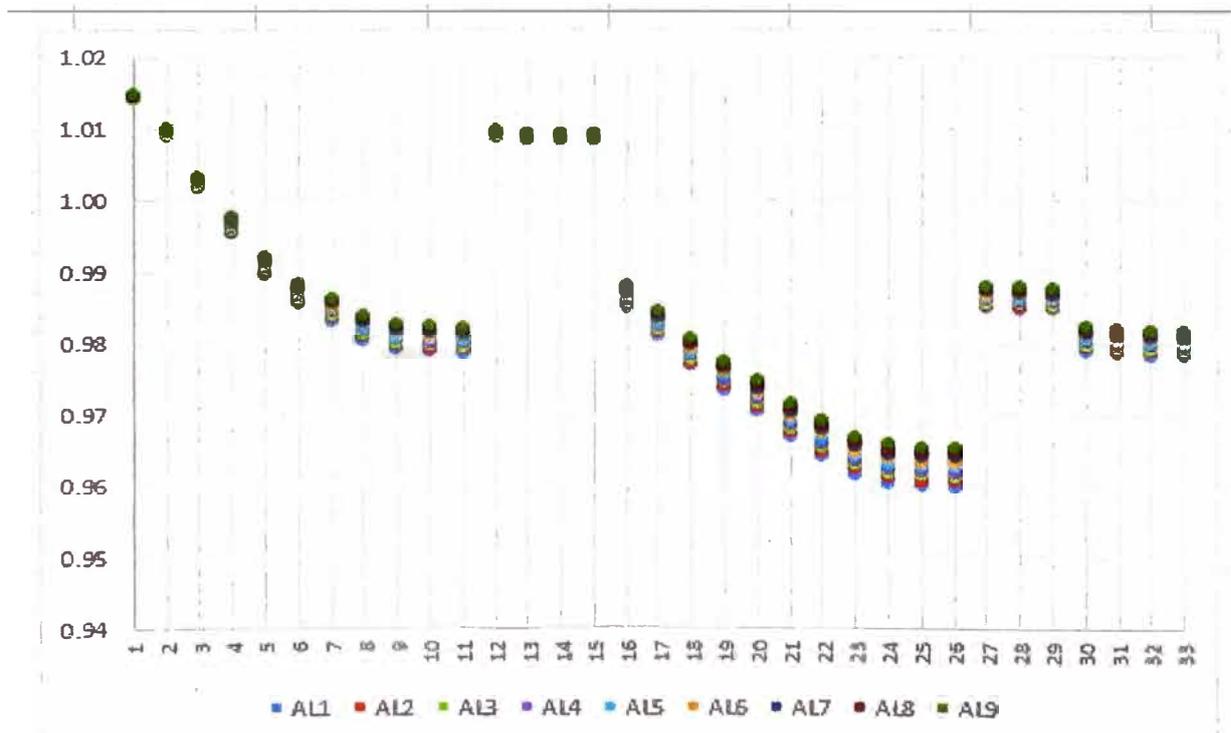


Fig. 16: Compensación reactiva distribuida

e. Comparación técnica de perfiles de tensiones para demanda media el año 10 a las 12:00 horas.

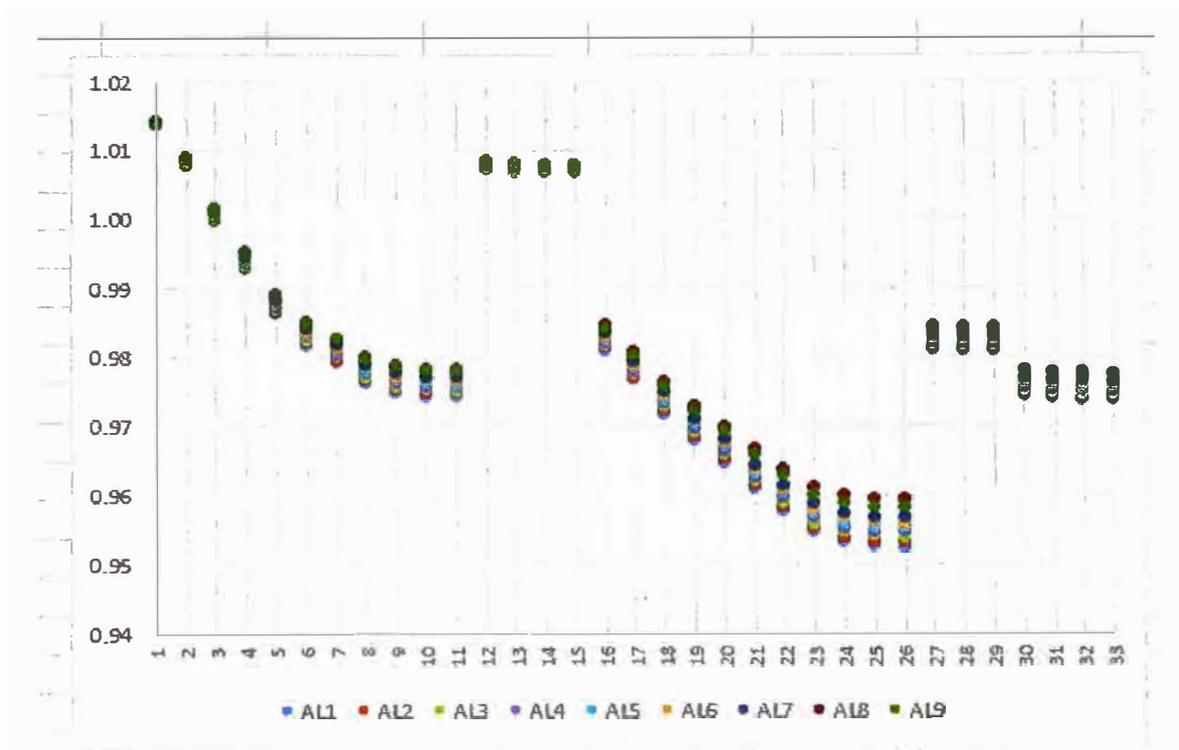


Fig. 19: Compensación reactiva concentrada

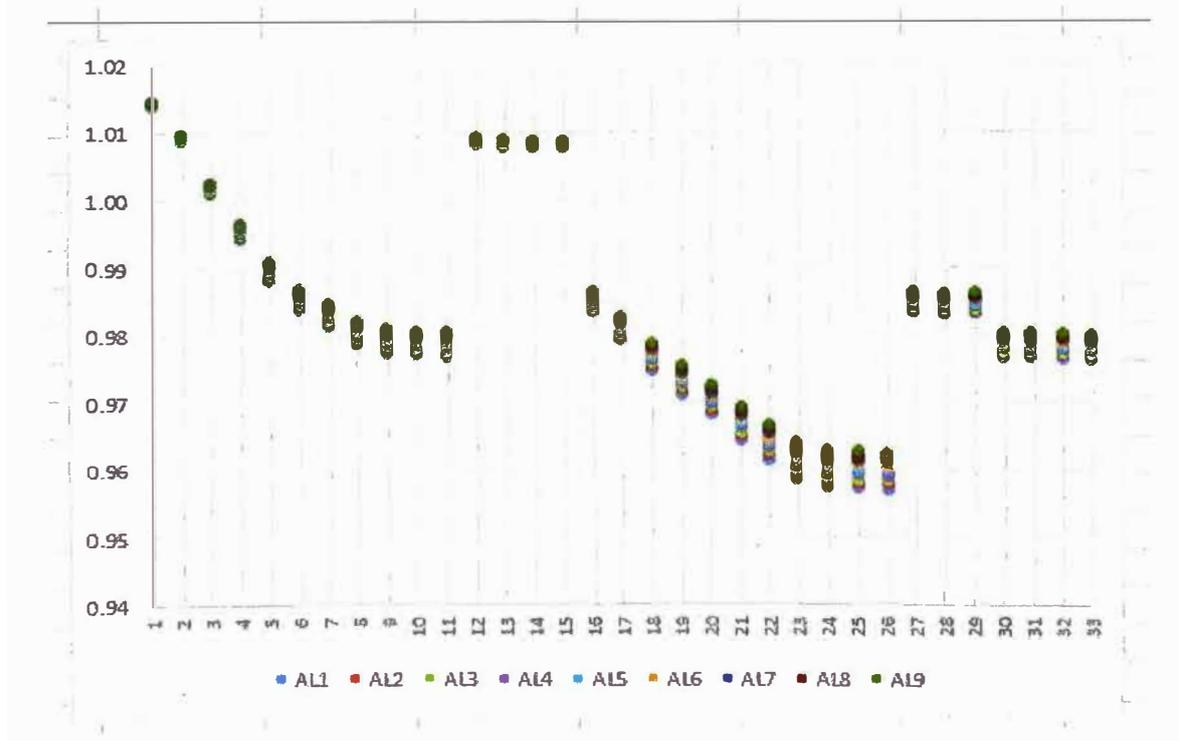


Fig. 10: Compensación reactiva distribuida

f. Comparación técnica de perfiles de tensiones para hora punta el año 10 a las 20:00 horas.

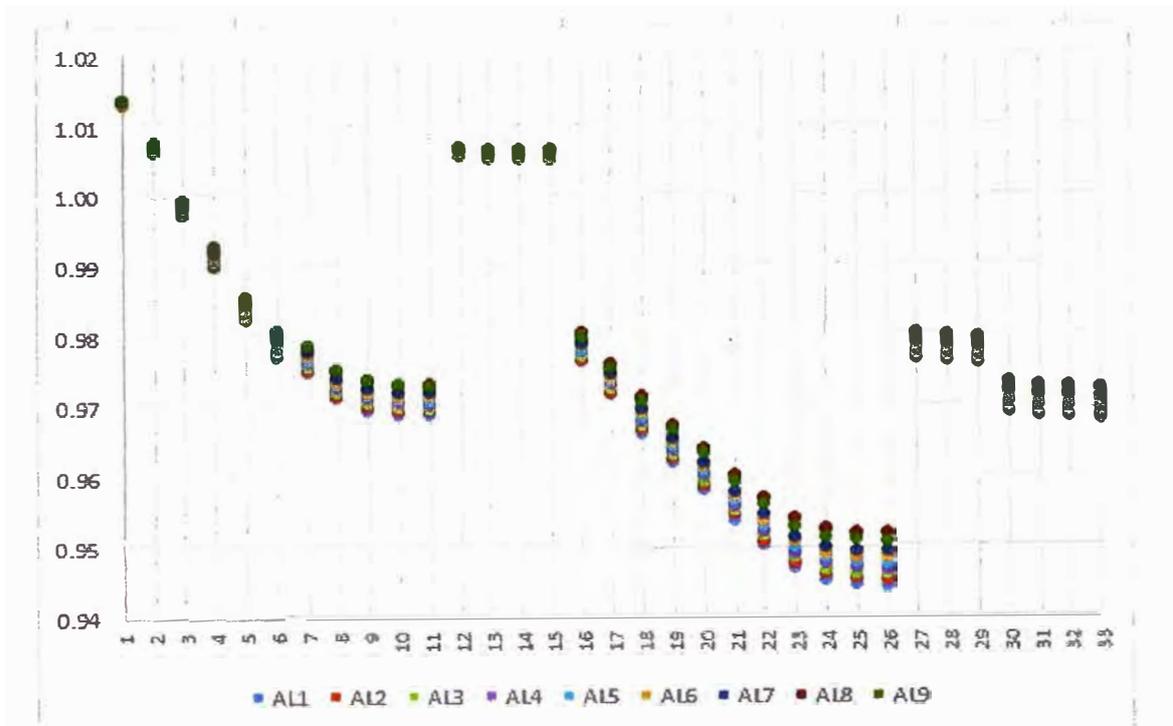


Fig. I11: Compensación reactiva concentrada

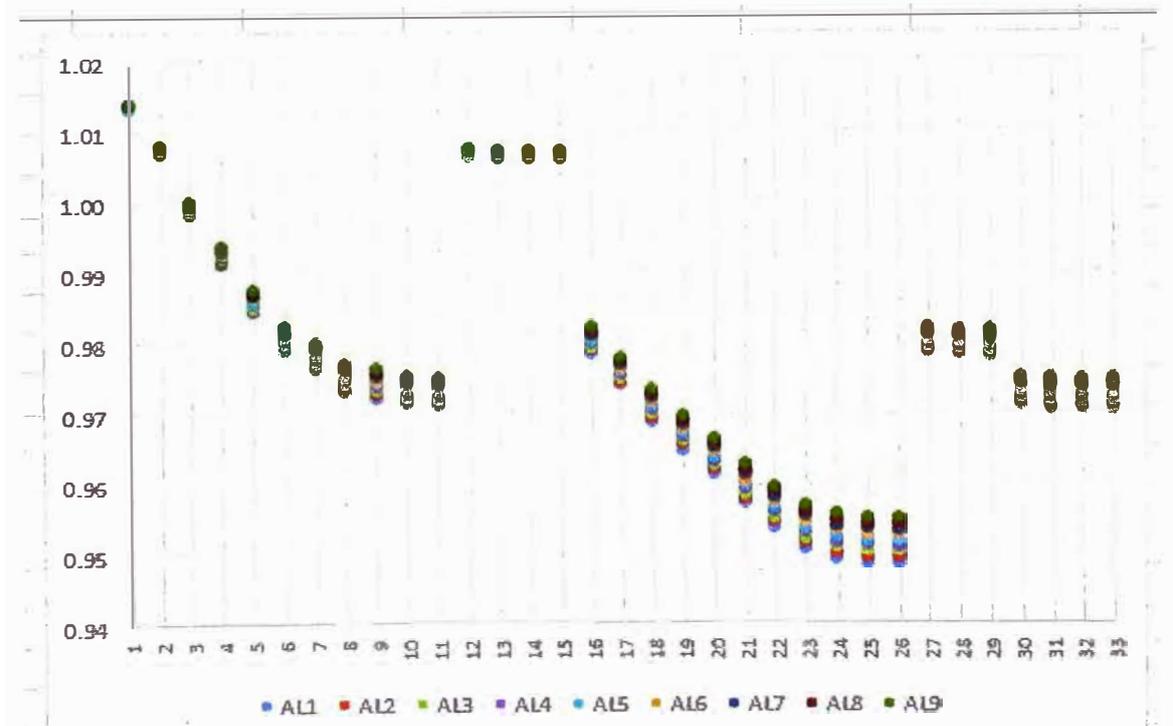


Fig. I12: Compensación reactiva distribuida

ANEXO J

**INFORMACIÓN DEL ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 33 BARRAS PARA LA
COMPENSACIÓN REACTIVA DISTRIBUIDA**

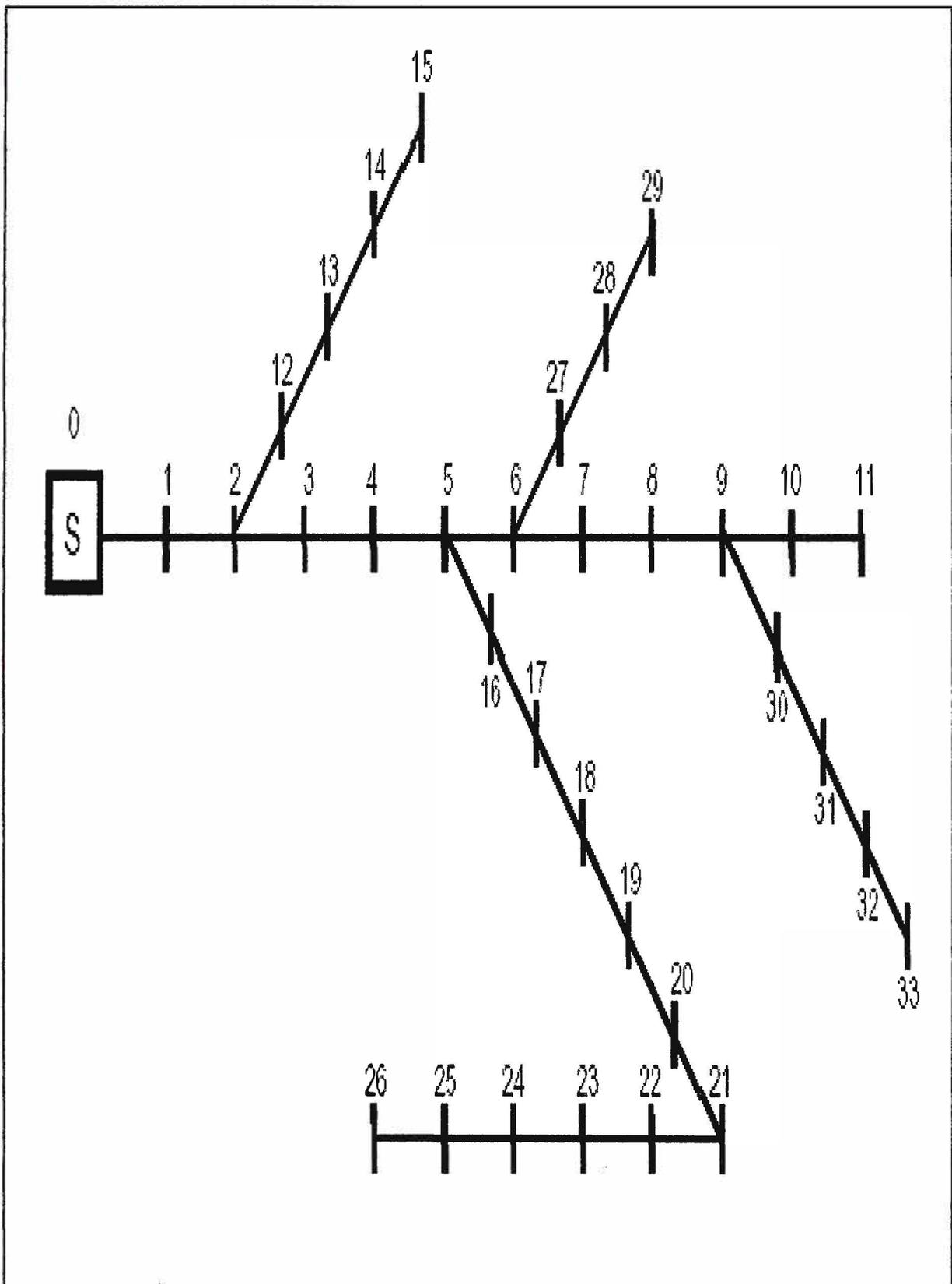


Fig. J1: Alimentador de distribución de 33 nodos con ramales

De	A	R (Ω)	X(Ω)	P(kW)	Q(kVAR)
0	1	0.1170	0.0480	230	142.5
1	2	0.1073	0.0440	-	-
2	3	0.1645	0.0457	230	142.5
3	4	0.1495	0.0415	230	142.5
4	5	0.1495	0.0415	-	-
5	6	0.3144	0.0540	-	-
6	7	0.2096	0.0360	230	142.5
7	8	0.3144	0.0540	230	142.5
8	9	0.2096	0.0360	-	-
9	10	0.1310	0.0225	230	142.5
10	11	0.1048	0.0180	137	84
2	12	0.1572	0.0270	72	45
12	13	0.2096	0.0360	72	45
13	14	0.1048	0.0180	72	45
14	15	0.0524	0.0090	13.5	7.5
5	16	0.1794	0.0498	230	142.5
16	17	0.1645	0.0457	230	142.5
17	18	0.2079	0.0473	230	142.5
18	19	0.1890	0.0430	230	142.5
19	20	0.1890	0.0430	230	142.5
20	21	0.2620	0.0450	230	142.5
21	22	0.2620	0.0450	230	142.5
22	23	0.3144	0.0540	230	142.5
23	24	0.2096	0.0360	230	142.5
24	25	0.1310	0.0225	230	142.5
25	26	0.1048	0.0180	137	85
6	27	0.1572	0.0270	75	48
27	28	0.1572	0.0270	75	48
28	29	0.1572	0.0270	75	48
9	30	0.1572	0.0270	57	34.5
30	31	0.2096	0.0360	57	34.5
31	32	0.1572	0.0270	57	34.5
32	33	0.1048	0.0180	57	34.5

Fig. J2: Parámetros del sistema y potencias demandadas

Nodo	Sin regulación					Con regulación				
	Compensación kVAR		Voltajes p.u.			Compensación kVAR		Voltajes p.u.		
	†	[5]	‡	†	[5]	†	[5]	‡	†	[5]
0	—	—	1.0000	1.0000	1.0000	—	—	1.0250	1.0250	1.025
1	0	0	0.9941	0.9952	0.9953	0	300	1.0193	1.0203	1.0204
2	0	0	0.9890	0.9911	0.9913	0	0	1.0143	1.0162	1.0164
3	300	300	0.9820	0.9851	0.9855	0	0	1.0075	1.0103	1.0106
4	0	300	0.9761	0.9800	0.9804	300	0	1.0017	1.0054	1.0056
5	600	0	0.9704	0.9752	0.9756	0	0	0.9962	1.0006	1.0009
6	0	300	0.9666	0.9716	0.9723	0	0	0.9925	0.9972	0.9974
7	300	0	0.9645	0.9697	0.9704	300	300	0.9904	0.9953	0.9956
8	0	300	0.9620	0.9674	0.9682	0	0	0.9880	0.9931	0.9933
9	300	300	0.9608	0.9663	0.9671	300	0	0.9869	0.9920	0.9923
10	0	0	0.9604	0.9658	0.9667	0	0	0.9864	0.9916	0.9918
11	0	0	0.9602	0.9657	0.9665	0	0	0.9863	0.9914	0.9917
12	0	0	0.9887	0.9907	0.9910	0	0	1.0140	1.0159	1.0161
13	0	0	0.9884	0.9904	0.9906	0	300	1.0137	1.0156	1.0158
14	0	0	0.9883	0.9903	0.9906	0	0	1.0136	1.0155	1.0157
15	0	0	0.9883	0.9903	0.9906	0	0	1.0136	1.0155	1.0157
16	0	0	0.9659	0.9712	0.9717	300	300	0.9919	0.9969	0.9972
17	0	0	0.9622	0.9680	0.9684	0	300	0.9882	0.9938	0.9940
18	300	0	0.9581	0.9644	0.9648	300	300	0.9843	0.9903	0.9905
19	0	300	0.9548	0.9614	0.9620	0	0	0.9811	0.9874	0.9877
20	300	300	0.9520	0.9589	0.9594	300	0	0.9783	0.9850	0.9852
21	0	0	0.9487	0.9559	0.9564	0	0	0.9751	0.9821	0.9823
22	300	300	0.9460	0.9534	0.9540	300	300	0.9725	0.9797	0.9799
23	0	300	0.9435	0.9510	0.9516	0	300	0.9700	0.9774	0.9776
24	300	0	0.9423	0.9499	0.9504	300	0	0.9688	0.9763	0.9765
25	0	0	0.9418	0.9494	0.9499	0	0	0.9684	0.9758	0.9761
26	0	0	0.9417	0.9493	0.9498	0	300	0.9683	0.9757	0.9760
27	0	300	0.9662	0.9713	0.9721	0	300	0.9921	0.9969	0.9971
28	0	0	0.9660	0.9711	0.9718	0	0	0.9919	0.9966	0.9969
29	0	0	0.9659	0.9710	0.9717	0	0	0.9918	0.9965	0.9968
30	0	0	0.9605	0.9660	0.9668	0	300	0.9865	0.9917	0.9919
31	0	0	0.9601	0.9656	0.9665	0	0	0.9862	0.9913	0.9916
32	0	0	0.9600	0.9655	0.9663	0	0	0.9860	0.9912	0.9914
33	0	0	0.9599	0.9654	0.9662	0	0	0.9860	0.9911	0.9914

† Heurística y AG ‡ Caso base [5] Referencia 5.

Fig. J3: Esquemas de compensación (kVAR) y voltajes (p.u.) de los casos analizados sobre sistema radial de 33 nodos

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Roberto Ramírez Arcelles. Equipos de Compensación Reactiva-Utilización de Transmisión de Muy alta Tensión, 2013.
- [2] Enrique Gómez Morales. "Compensación de Potencia Reactiva", Instituto Politécnico Nacional – México, 2009.
- [3] Lopez Tafur, Ronald Cristhian. "Proyecto de Compensacion Reactiva Capacitiva de 10 kV para Luz del Sur S.A.A.", UNI – Perú, 2001.
- [4] Juan Antonio Yebra Morón. Sistemas Eléctricos de Distribución, México, 2009.
- [5] Compensación de Potencia Reactiva. Manual de Schneider Electric, 2008.
- [6] http://es.wikipedia.org/wiki/Tasa_interna_de_retorno
- [7] Percy Alan Pajan Lan. " Asignación de Potencia Reactiva en Sistemas Eléctricos de Potencia", UNI – Perú, 1997.
- [8] Galarza Espín Marco. Riofrío Reyes Carlos. Localización óptima de capacitores en redes primarias de distribución mediante técnicas heurísticas. Artículo IEEE.
- [9] Gabriel Estrada Soria. "Metodología Técnico-económica de Localización de Capacitores en Sistemas de Distribución para reducción de Pérdidas Eléctricas", Instituto Tecnológico de Morelia, Mich., 2003.
- [10] <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/9880/1/2006AJIEE-13.pdf>
- [11] DlgSILENT PowerFactory Versión 14.1. User's Manual Online Edition.
- [12] <http://www2.osinerg.gob.pe>