

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



REDUCCIÓN DE ARMÓNICAS, MEJORA DEL FACTOR DE POTENCIA Y DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SUR MEDIO

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

JIMMY CESAR ZAVALA ALEGRE

**PROMOCIÓN
2007- I**

**LIMA – PERÚ
2011**

**REDUCCIÓN DE ARMÓNICAS, MEJORA DEL FACTOR DE
POTENCIA Y DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DEL
SISTEMA ELÉCTRICO SUR MEDIO**

Agradezco en primer lugar a mis padres por formarme con disciplina y valores morales; así también a mi esposa Ana y mi hija Marjohry por su infinita paciencia y comprensión, a mis tres hermanos y en especial a Pedro Enrique, nunca te olvidaremos KIKE.

SUMARIO

El presente informe de suficiencia profesional trata sobre el análisis de compensación reactiva del sistema eléctrico sur medio del Perú, Cumpliendo con las Norma Técnica De Calidad Del Servicio Eléctrico (NTCSE) y normas establecidas por la IEEE en donde se hace un análisis del estado actual y futuro de las instalaciones eléctricas de la empresa Shougang Hierro Perú S.A.A, y de esta forma implementar y diseñar un sistema de compensación reactiva con filtros incorporados que le permita reducir armónicas , mejorar el factor de potencia y la capacidad de transmisión de su sistema, el análisis se realizó teniendo dos alternativas de solución, una de ellas en la barra de 13,8kV en la subestación San Nicolás y la otra en la barra de 10kV en la subestación Marcona. Siendo la primera opción la alternativa en la cual se obtuvieron mejores resultados.

Para el diseño del sistema de compensación reactiva el informe se sustenta en base a tres amplios capítulos. Estudio de flujo de carga y cortocircuito, para seleccionar la mejor ubicación del sistema de compensación reactiva. Estudio de armónicas y análisis de frecuencia, para detectar la presencia de armónicas, el efecto flicker y verificar si el factor de distorsión por tensiones armónicas (THD) está dentro del los rangos permitidos. Estudio de transitorios electromagnéticos, para analizar mediante simulaciones cómo se comporta el sistema al momento de energizar y des energizar el sistema de compensación reactiva.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	2
ASPECTOS GENERALES	2
1.1 Introducción.	2
1.2 Alcances.	2
1.3 Objetivo	5
CAPITULO II	5
ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA Y CORTO CIRCUITO	5
2.1 Generalidades.	5
2.2 Alcances.	5
2.3 Análisis de flujo de carga.	6
2.3.1 Premisas de cálculo.	6
2.3.2 Metodología empleada.	7
2.3.3 Proyectos de expansión del sistema.	8
2.3.4 Análisis de demanda del sistema en estudio.	9
2.3.5 Análisis de los resultados de flujo de potencia-año 2011.	10
2.3.6 Análisis de los resultados de flujo de potencia-año 2012.	17
2.4 Análisis del Proceso de Carga de Transformadores.	25
2.4.1 Análisis del Proceso de Carga de Transformadores para el año 2011.	25
2.4.2 Análisis del Proceso de Carga de Transformadores para el año 2012.	29
2.5 Calculo de corto circuito	34
2.5.1 Objetivo.	34
2.5.2 Metodología y criterios.	34
2.5.3 Casos simulados y resultados.	35
2.6 Análisis de los Resultados obtenidos.	36
CAPITULO III	38
ESTUDIO DE ARMÓNICAS Y ANALISIS DE FRECUENCIA	38
3.1 Generalidades.	38

3.2 Alcances.	38
3.3 Sistema Eléctrico.	38
3.4 Control de calidad de producto según la NTCSE.	39
3.4.1 Tensiones.	40
3.4.2 Perturbaciones.	40
3.5 Control de calidad Según la IEEE 519.	41
3.5.1 Límites de Tensión Armónica.	42
3.5.2 Límites de Corrientes Armónicas.	42
3.6 Metodología de medición y equipos utilizados.	43
3.7 Puntos de medición.	45
3.7.1 Mediciones en S.E. Marcona 220kV - 60kV.	45
3.7.2 Mediciones en la Central Térmica San Nicolás en 13.8 kV.	45
3.8 Evaluación de los indicadores de calidad según la NTCSE.	46
3.8.1 Evaluación de los indicadores de calidad de producto.	46
3.8.2 Punto de medición L-2211.	47
3.8.3 Punto de medición transformador T6-261 devanado 60kV	50
3.8.4 Punto de medición transformador T62-261 devanado 60kV	53
3.8.5 Punto de medición C.T. San Nicolás 13.8 kV.	56
3.9 Análisis de la evaluación de los indicadores de calidad según la NTCSE.	62
3.9.1 Calidad de Tensión.	62
3.9.2 Flicker	63
3.9.3 Armónicas de Tensión	65
3.9.4 Evaluación de indicadores de THD – Barra 13.8 kV de la C.T. San Nicolás.	66
3.10 Evaluación de los indicadores de calidad según el IEEE 519.	69
3.10.1 Aplicación del IEEE 519.	69
3.10.2 Determinación de las tolerancias.	69
3.10.3 Análisis del THD-I.	72
3.11 Modelo de la red eléctrica.	73
3.11.1 Escenarios y casos analizados.	73
3.11.2 Frecuencia de resonancia.	74
3.11.3 Frecuencia de resonancia obtenida.	75
3.12 Análisis de la corriente armónica.	79
3.13 Diseño de filtros de armónicas.	81

3.14	Análisis de los Resultados obtenidos.	84
	CAPITULO IV	85
	ESTUDIO DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNETICOS	85
4.1	Generalidades.	85
4.2	Alcances.	85
4.3	Proceso de Carga del banco de condensadores.	85
4.3.1	Base teórica.	85
4.3.2	Modelo de la red eléctrica.	87
4.3.3	Casos considerados en el Proceso de Carga del banco de condensadores.	88
4.4	Análisis de los Resultados obtenidos.	92
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	93
	ANEXOS	94
Anexo A	Base de Datos	
Anexo B	Resultados de Flujo de Carga.	
Anexo C	Resultados de Corrientes de Corto Circuito	
Anexo D	Cuadro de Demanda Utilizada para las Simulaciones de Flujo de Potencia para los Años 2011 y 2012	
Anexo E	Gráficos de Diagrama de Cargas.	
Anexo F	Gráficos de Distorsión Total de la Demanda (T_{DD}).	
Anexo G	Gráficos de Espectros de Tensiones Armónicas.	
Anexo H	Gráficos de Espectros de Corriente Armónicas.	
Anexo I	Gráficos de Factor de Distorsión de Corriente (THD-1)	
Anexo J	Gráficos de por Etapas de Respuesta en Frecuencia.	
Anexo K	Simulación de la Operación del Sistema de Compensación.	
	BIBLIOGRAFIA	153

PROLOGO

El presente informe de suficiencia profesional desarrolla el diseño y ubicación de un sistema de compensación reactiva que le permita a Shougan Hierro Perú S.S.A incrementar carga y mejorar los perfiles de tensión en el sistema eléctrico. La compensación reactiva tiene un efecto directo en la mejora de la capacidad de transmisión, la mejora del factor de potencia, la reducción de pérdidas en la transmisión de energía y obtener niveles de tensión estable ante variaciones de carga.

El método utilizado para el estudio es simulando el sistema eléctrico de la empresa Shougang Hierro Perú S.A.A, para los escenarios de instalación del banco de condensadores en la barra de 13.8kV de la subestación San Nicolás y en la barra de 10kV de la subestación Marcona para lo cual se uso el software, Digsilent Power Factory 13.2.343 mostrando resultados de flujo de carga y corto circuito, además para el análisis de variables eléctricas distorsionadas de tensión y corriente se tomaron valores que se midieron con el equipo Power Recorder modelo 1650. De los resultados se concluyo que la mejor ubicación del sistema de compensación reactiva es en la barra de 13.8kV en S.E. San Nicolás el cual por calidad del sistema eléctrico tendrá filtros incorporados para absorber a los armónicas más representativas que son los de orden 5 y 7. Finalmente con el sistema de compensación reactiva instalado en la barra de 13.8kV de la S.E. San Nicolas se simulo el sistema eléctrico utilizando el software ATPDRAW con el cual se concluyo que no hay problemas de transitorios electromagnéticos al ingresar y retirar la compensación reactiva del sistema.

Hoy en día, este tipo de análisis es muy importante porque le permiten a muchas empresas tomar decisiones precisas para mejorar la calidad en el servicio eléctrico de sus instalaciones, y de esta manera poder tomar mayor carga de sus instalaciones existentes operando su sistema de trasmisión de forma eficiente beneficiándose técnica y económicamente.

CAPITULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1 Introducción.

Shougang Hierro Perú S.A.A, es una empresa privada dedicada a la extracción y proceso de mineral de hierro. El Centro de Operaciones Minero Metalúrgicas de Shougang Hierro Perú S.A.A, se encuentra en el distrito de San Juan de Marcona, provincia de Nazca, departamento de Ica. Está ubicado en la costa Peruana a 530 km. al Sur de Lima.

Debido a los problemas de caída de tensión que actualmente se presentan en las barras de 220 kV en la zona centro-sur del Sistema Interconectado Nacional (SEIN), Shougang Hierro Perú S.A.A. se ve con la necesidad de poner en servicio los grupos generadores de la central térmica de San Nicolás para aliviar de forma interina las serias caídas de tensión que se ven reflejadas en la barra 13.8 kV de la S.E. San Nicolás, la cual es la principal barra de alimentación del Centro Minero.

Debido a los planes de expansión que Shougang Hierro Perú S.A.A. que tiene previsto poner en marcha en estos años y además de la necesidad de tener a la Central Térmica de San Nicolás como respaldo ante posibles contingencias que se puedan presentar en el SEIN y no como un factor de corrección de los problemas de caídas de tensión en operación normal, Shougang Hierro Perú S.A.A. ha previsto la puesta en servicio de un banco de condensadores teniendo la necesidad de realizar todos los estudios que el sistema eléctrico requiere para instalarlo, dando solución a los problemas de caída de tensión obteniendo niveles de tensión estable y confiables ante variaciones de carga además de mejorar el factor de potencia.

1.2 Alcances.

El presente informe de suficiencia comprende lo siguiente:

Análisis del sistema eléctrico de la empresa Shougang Hierro Perú S.A.A, para ubicar e instalar la compensación reactiva teniendo dos alternativas de solución, la primera en la barra de 13.8kV de la S.E. San Nicolás y la segunda en la barra de 10kV de la S.E.

Marcona, utilizando para los análisis de flujo de carga y corto circuito el software, Digsilent Power Factory 13.2.343.

- Análisis de calidad eléctrica referente a parámetros de Tensión, Corriente y frecuencia, para cumplir con la norma Técnica De Calidad Del Servicio Eléctrico (NTCSE) y la norma IEEE 519. Para detectar la existencia de armónicas se toman mediciones de variables eléctricas con el equipo Power Recorder modelo 1650, y para detectar la futura presencia de armónicas al instalar el banco de condensadores se realiza las simulaciones con el software, Digsilent Power Factory 13.2.343.
- Análisis de transitorios electromagnéticos utilizando el software ATPDRAW y analizar el comportamiento del sistema eléctrico al energizar y des energizar el banco de condensadores.

En la figura Fig. 1.1 se detalla el diagrama unifilar general del sistema eléctrico en el cual se presentan las alternativas de solución y análisis del estudio.

Caso C0. Análisis sin Banco de condensadores

Caso C1. Análisis con banco de condensadores barra 13.8kV S.E. San Nicolás.

Caso C2. Análisis con banco de condensadores barra 10kV S.E. Marcona.

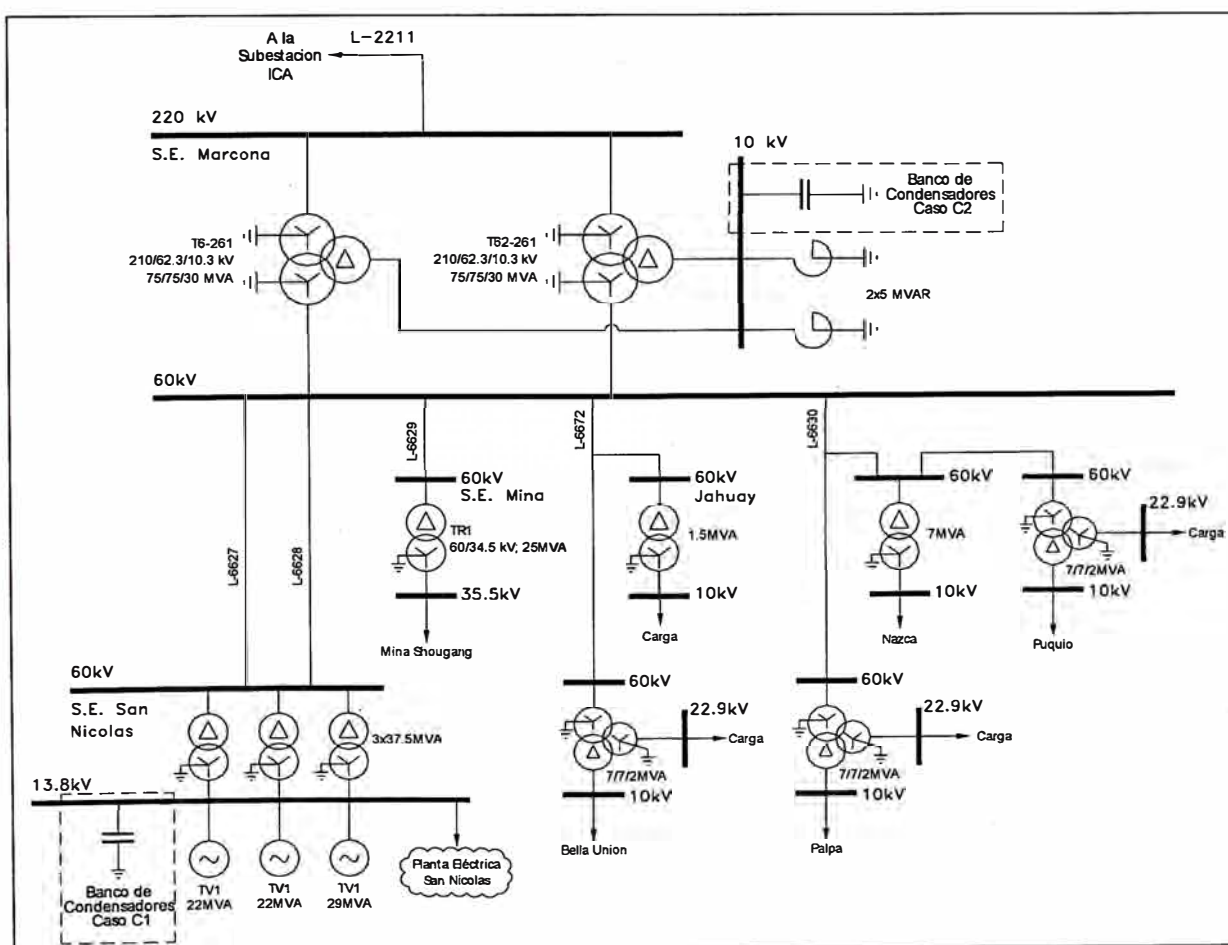


Fig. 1.1 Diagrama Unifilar General

1.3 Objetivo.

El objeto del presente informe es definir la ubicación y diseñar el sistema de compensación reactiva capacitiva que le permita a Shougang Hierro Perú S.A.A. incrementar la demanda de energía en la Mina, mejorar el factor de potencia y capacidad de transmisión así como mejorar los perfiles de tensión y mediante filtros incorporados eliminar armónicas en la red en 66/13.8 kV producidos por los equipos de electrónica de potencia en la Mina, además de garantizar que la puesta en servicio del banco de condensadores no va a afectar al correcto funcionamiento de los demás equipos del sistema producidos por transitorios electromagnéticos de sobre tensiones y sobre corrientes de maniobra operativa.

CAPITULO II

ANALISIS DE FLUJO DE CARGA Y CORTO CIRCUITO

2.1 Generalidades

El presente capítulo desarrolla el Análisis de Flujo de Carga y Cálculo de Cortocircuito para seleccionar la mejor ubicación del sistema de compensación reactiva capacitiva de Shougang Hierro Perú S.A.A.; de esta forma se incrementa la capacidad de transmisión del sistema Independencia - Ica - Marcona - San Nicolás, con el objetivo que Shougang Hierro Perú S.A.A. pueda tomar más carga y opere su sistema de transmisión eficientemente.

2.2 Alcances

Los alcances del presente trabajo son los siguientes:

A. Análisis de Flujo de Carga

Está conformada por los siguientes sub capítulos

- Premisas de Cálculo.
Metodología empleada.
- Proyectos de Expansión del Sistema.
- Análisis de la Demanda del Sistema en Estudio.
- Análisis de Resultados de Flujos de Potencia 2011.
- Análisis de Resultados de Flujos de Potencia 2012.

B. Análisis del Proceso de Carga de Transformadores

Está conformada por:

Análisis del Proceso de Carga de Transformadores para el año 2011.

- Análisis del Proceso de Carga de Transformadores para el año 2012.

C. Cálculo de Cortocircuito

Calculada para el 2011, 2012 y 2020 y comprende los siguientes sub capítulos

- Objetivo.
Metodología y criterios.
Casos simulados y resultados.

D. Anexos

Contiene los cálculos y reportes de las simulaciones.

2.3 Análisis de flujo de carga

2.3.1 Premisas de cálculo

a. Documentación de Referencia

Para el desarrollo del presente informe se tomaron como referencia los siguientes documentos:

- Información entregada por Shougang Hierro Perú S.A.A. en medio impreso y medio magnético para el desarrollo del Estudio de Pre-Operatividad.
- COES SINAC/DEV-157-2009 - “Estudio de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN – Año 2010”.
- “Estudio de compensación reactiva en Marcona”, setiembre 2009

b. Herramienta Computacional

Todas las simulaciones de Flujo de Potencia y Cortocircuito se efectuaron mediante la ayuda del programa de análisis de sistemas eléctricos de potencia, Digsilent Power Factory 13.2.343.

c. Datos Utilizados

La información del sistema eléctrico interconectado nacional fue suministrada por el organismo operador (COES-SINAC), en formato *.dz (archivo generado por el programa Digsilent Power Factory), del cual se obtuvo la siguiente información:

- Modelo de toda la red del SEIN para el año 2010, a partir del cual se proyectaron los años 2011 y 2012 para realizar el presente estudio.
- Biblioteca de los equipos con sus parámetros eléctricos, capacidad nominal de transmisión de las líneas, potencia nominal de los transformadores de potencia y generadores síncronos del SEIN.
- Despachos de generadores y distribución de demandas del SEIN para el año 2010, para los escenarios hidrológicos de avenida y estiaje en máxima demanda, media demanda y mínima demanda respectivamente.

Equipos de compensación reactiva del SEIN.

- Motores síncronos y asíncronos de las plantas de algunas compañías mineras.

En dicho archivo las demandas de las empresas distribuidoras están reflejadas a las barras de media tensión de las subestaciones de distribución y están especificadas mediante la potencia activa y el respectivo factor de potencia.

Asimismo la topología de la red correspondiente a los años 2011 y 2012 del sistema eléctrico de la zona de influencia del proyecto y la respectiva distribución de demanda fue actualizada en base a la información proporcionada por Shougang Hierro Perú S.A.A.

2.3.2 Metodología empleada

a. Escenarios de Generación.

Los escenarios hidrológicos y condiciones de demanda considerados para los años 2011 y 2012 son los siguientes:

- Máxima Demanda en Avenida.
- Mínima Demanda en Avenida.
- Máxima Demanda en Estiaje.
- Mínima Demanda en Estiaje.

b. Análisis en Estado Estacionario

Para los escenarios hidrológicos y condiciones de demanda establecidos para el horizonte de análisis se simuló flujos de potencia en operación normal para verificar las tensiones de operación, niveles de carga de las líneas de transmisión y evaluar el impacto de la conexión del nuevo banco de condensadores sobre el comportamiento en estado estacionario del área de influencia del proyecto.

c. Criterios de Operación

Para la condición de operación normal y en estado de emergencia del sistema eléctrico en estudio se tomarán los siguientes criterios de operación:

- Operación Normal

Límites de tensión admisibles en barras:

Barras con carga $\pm 5\% V_n$

Barras sin carga $\pm 10\% V_n$

Independientemente de la potencia transmitida deben estar comprendidos en el rango establecido

- Capacidad de transporte de líneas y capacidad de carga de transformadores:

Líneas de transmisión : 100% de su potencia nominal

Transformadores de potencia : 100% de su potencia nominal

- Para la solución matemática del flujo de potencia se considera como máquina de referencia al generador síncrono del grupo TG3 de la C.T. Ventanilla.
- Los despachos de las centrales de generación existentes del SEIN, para los escenarios hidrológicos y condiciones de demanda considerados en el horizonte de análisis, tienen

como base el despacho del parque generador del SEIN, establecida para el año 2010 en el archivo *.dz proporcionado por el organismo operador (COES-SINAC).

Se utilizaron los valores reales de los taps variables bajo carga de los transformadores de potencia instalados en la subestación Marcona y las de distribución involucradas en el presente estudio, para así determinar en las barras de 60 kV cuales presentan severas caídas de tensión que no pueden ser corregidas en su lado de baja tensión a través de los taps variables bajo carga.

En los resultados gráficos mostrados en los Anexos se pueden observar la siguiente información:

- Módulo y ángulo de la tensión en las barras.
- Potencia activa, reactiva, capacidad utilizada y pérdidas en las líneas.
- Potencia activa, reactiva, capacidad utilizada y posición del tap en los transformadores de potencia.
- Potencia activa, reactiva y capacidad utilizada de los generadores síncronos.
Potencia reactiva que entregan los bancos de condensadores.

Las simulaciones de flujo de potencia se realizaron cargando todo el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), sin embargo en el Anexo N° B solo se muestra en forma gráfica los resultados de los flujos de potencia en el área de influencia del proyecto.

2.3.3 Proyectos de expansión del sistema

Los proyectos de expansión considerados para el análisis de flujo de potencia para los años 2011 y 2012 son los siguientes:

a. La topología considerada para las simulaciones del año 2011 son:

- Nueva terna Independencia - Ica 220 kV
- Tercera terna Marcona - San Nicolás 60 kV
- Tercer transformador en San Nicolás 60/13.8 kV - 37.5 MVA.
- Nueva carga Marcobre en Marcona 220 kV - 32 MW y f.p. 0.96.

b. La topología considerada para las simulaciones del año 2012 son:

- No se va a considerar dentro de las proyecciones del COES la segunda terna Ica-marcona 220 kV, debido a que la corriente de corto circuito está influenciado por la central Térmica de San Nicolás y los dos transformadores en la S.E. Marcona.
- Proyecto de generación térmica Shougesa (C.T. El Faro)
Proyecto de Ampliación Shougang Hierro Perú S.A.A. (S.E. El Hierro)

Asimismo, en los años posteriores se tiene previsto los siguientes proyectos de expansión.

- a. Proyecto de ampliación de la Subestación Marcona a 500 kV (año 2013)
- b. Proyecto de la línea Chilca-Marcona de 500 kV (año 2013)
- c. Proyecto de la línea Caraveli-Marcona de 500 kV (año 2013)
- d. Nueva carga Tres Hermanas en Marcona 220 kV–15 MW y f.p. 0.96 (año 2013)

2.3.4 Análisis de demanda del sistema en estudio

a. Demanda Actual (2010)

A continuación se presenta un cuadro conteniendo la demanda de potencia activa por parte de cada subestación que se encuentra dentro del área en estudio para el presente año:

Tabla N° 2.1 Demanda Máxima Actual del Sistema Sur Medio

Subestaciones	2010
	kW
San Nicolas	73,990
Mina	8,504
Jahuay	282
B. Unión	4,410
Palpa	3,960
Nazca	4,450
Puquio	1,190
Coracora	3,860

b. Demanda Futura (2010-2015)

A continuación se presenta un cuadro conteniendo la demanda de potencia activa por parte de cada subestación de Shougang Hierro Perú S.A.A. para los próximos años:

Tabla N° 2.2 Demanda Máxima Actual del Sistema Sur Medio

Subestaciones	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	kW	kW	kW	kW	kW	kW
San Nicolas	82,246	82,746	88,432	88,932	89,432	89,932
Mina	8,504	21,064	21,064	21,064	21,064	21,064
Jahuay	282	282	282	282	282	282
Ampliación (El Hierro)	0	90,168*	90,168	90,168	118,426	118,426

(*) Se recomienda que ingrese para el 2012

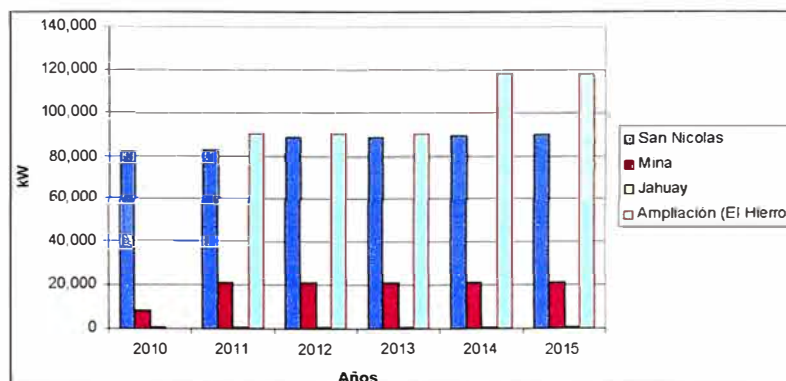


Fig. 2.1 Proyección de la Demanda de Shougang

En el Anexo N° D del presente informe, se presenta las demandas utilizadas para las simulaciones de flujo de carga 2011 y 2012 [3].

2.3.5 Análisis de los resultados de flujo de potencia-año 2011

A partir de los resultados de las simulaciones de flujo de potencia realizados para el año 2011, para los casos: sin el proyecto de compensación reactiva (C0), con el banco de condensadores de 30/28.5 MVAR (Instalados/Efectivos); de una tensión de 15.6/13.8 kV (Nominal/Operación) en San Nicolás 13.8 kV (C1), y con el banco de condensadores de 30 MVAR y 10 kV en La S.E. Marcona (C2), se procedió a evaluar los niveles de tensión, pérdidas y capacidad de equipos del sistema eléctrico cuyos flujos de carga a través de estas se verán influenciadas ante el ingreso del banco de condensadores, de esta forma se podrá observar el impacto que tendrá el ingreso del banco de condensadores sobre las instalaciones.

El análisis de los niveles de tensión, pérdidas y capacidad de los equipos se realizó solo para los casos de máxima demanda, debido a que en estos se producen las mayores sobrecargas de caídas de tensión en los equipos del sistema eléctrico en estudio.

a. Resultados sin proyecto de compensación reactiva (C0)

- Niveles de tensión

Como se podrá observar en los resultados de flujo de potencia presentados en el Anexo N° B del presente estudio, para el escenario de máxima demanda sin el proyecto de compensación reactiva, la central térmica de San Nicolás deberá despachar una potencia de 52MW (como se observa en la Tabla N°2.3) para los escenarios de máxima demanda 2011, y mantener los niveles de tensión dentro de los límites de operación normal permitidos.

Además de la operación de la central térmica, se requiere que la posición de los taps de los transformadores de las subestaciones de San Nicolás (37.5 MVA y 60/14.2 kV) y Marcona (75/75/30 MVA y 210/62.3/10.3 kV) se ubiquen en las posiciones N° 1 y N° -7 respectivamente, para mantener niveles de tensión adecuados para los escenarios de máxima demanda proyectada para el año 2011.

A pesar que al mantener la central térmica de San Nicolás en servicio, los niveles de tensión se mejoran notablemente en la red de 60kV, se puede observar que sigue existiendo un problema de caída de tensión en la barra de Marcona 220 kV, cuya tensión llega a caer hasta los 195.32 kV (0.888 p.u.) aproximadamente (como se observa en la Tabla N°2.4). Este es uno de los motivos por el cual la nueva subestación El Hierro deberá entrar en servicio conjuntamente con la nueva central térmica El Faro para el año 2012.

- **Capacidad de equipos y pérdidas de potencia activa**

Al estar en servicio la central térmica de San Nicolás con un despacho de 52 MW para mantener un nivel de tensión adecuado en el sistema de 60 kV para el escenario de máxima demanda 2011, también se logra descongestionar las líneas y los transformadores que conforman el trayecto desde la barra de Independencia 220 kV hasta la barra de San Nicolás 13.8 kV. Sin embargo, la línea Ica-Marcona de 220 kV se encontrará operando al 80% de su capacidad nominal de transporte aproximadamente, por lo que se recomienda que la nueva subestación El Hierro deberá entrar en servicio conjuntamente con la nueva central térmica El Faro para el año 2012.

Por otro lado, se puede observar en los resultados de flujo de potencia presentados en el Anexo N° B del presente estudio muestra que el transformador de potencia de la subestación Mina de 25 MVA y 60/34.5kV se encontrará operando al 93% de su capacidad nominal aproximadamente para la máxima demanda proyectada para el año 2011, por lo que se recomienda que a partir del año 2011 no se realicen más ampliaciones en dicha subestación.

Al tener una generación de 52 MW, para los escenarios de máxima demanda, en el mismo lugar donde se sitúa la mayor carga del sistema eléctrico Sur-Medio (San Nicolás), las pérdidas de potencia activa en los transformadores de potencia de Marcona y San Nicolás además de las líneas de transmisión Marcona-San Nicolás de 60 kV se verán reducidas notablemente, los cuales alcanzará un máximo valor total de pérdidas de 417 kW aproximadamente para el escenario de máxima demanda en avenida 2011 (como se observa en la Tabla N°2.5 y Tabla N°2.6).

b. Resultados con bancos de condensadores en San Nicolás 13.8 kV (C1)

- **Niveles de tensión**

Cuando el banco de condensadores entre en servicio en la barra de San Nicolás 13.8 kV para el año 2011, la central térmica de San Nicolás solo deberá despachar una potencia de 25 MW (27 MW menos que para el caso sin proyecto, como se observa en la Tabla N°2.3) con un factor de potencia de 0.90 en las temporadas de avenida y estiaje de los escenarios de máxima demanda de 2011, para mantener los niveles de tensión dentro de los límites de operación normal permitidos.

Además de la operación de la central térmica, se requiere que la posición de los taps de los transformadores de las subestaciones de San Nicolás (37.5 MVA y 60/14.2 kV) y Marcona (75/75/30 MVA y 210/62.3/10.3 kV) se ubiquen en las posiciones N° 1 y N° -6

respectivamente, para mantener niveles de tensión adecuados para los escenarios de la máxima demanda proyectada para el año 2011.

A pesar que al mantener la central térmica de San Nicolás en servicio, los niveles de tensión se mejoran notablemente en la red de 60 kV, se puede observar que sigue existiendo un problema de caída de tensión en la barra de Marcona 220 kV, cuya tensión llega a caer hasta los 194.15 kV (0.883 p.u.) aproximadamente (como se observa en la Tabla N°2.3). Este es uno de los motivos por el cual la nueva subestación El Hierro deberá entrar en servicio conjuntamente con la nueva central térmica El Faro para el año 2012.

Capacidad de equipos y pérdidas de potencia activa

Otro motivo por el cual se recomienda que la central térmica de San Nicolás se encuentre en servicio, es por el problema de sobrecarga que se presentaría en la línea Ica-Marcona de 220 kV para los escenarios de máxima demanda 2011.

Con un despacho mínimo de 25 MW por parte de la central térmica de San Nicolás, la línea Ica-Marcona se encontrará operando al 98% de su capacidad nominal de transporte aproximadamente. Debido a los problemas de sobrecarga de la línea Ica-Marcona de 220 kV, se recomienda que la nueva subestación El Hierro deberá entrar en servicio conjuntamente con la nueva central térmica El Faro para el año 2012.

Por otro lado, se puede observar en los resultados de flujo de potencia presentados en el Anexo N° B del presente estudio, que el transformador de potencia de la subestación Mina de 25 MVA y 60/34.5kV se encontrará operando al 92% de su capacidad nominal aproximadamente para la máxima demanda proyectada para el año 2011, por lo que se recomienda que a partir del año 2011 no se realicen más ampliaciones en dicha subestación.

Al disminuir el despacho de la central térmica San Nicolás a 25 MW, para el escenario de máxima demanda en avenida 2011, se recomienda que los tres transformadores de la subestación San Nicolás operen simultáneamente, con lo cual se logra que los transformadores de San Nicolás (x3) se encontraren operando aproximadamente al 52% de sus respectivas capacidades nominales ante los escenarios de máxima demanda 2011.

La central térmica de San Nicolás al solo despachar 25 MW, para el escenario de máxima demanda en avenida 2011, ocasionará el aumento de las pérdidas de potencia activa en los transformadores de potencia de Marcona y San Nicolás y en las líneas de transmisión Marcona-San Nicolás de 60 kV, los cuales alcanzará un máximo valor total de

pérdidas de 828 kW aproximadamente para el escenario de máxima demanda 2011 (como se observa en la Tabla N°2.5 y Tabla N°2.6).

c. Resultados con bancos de condensadores en la S.E. Marcona 10 kV (C2)

- Niveles de tensión

Para el caso en donde el banco de condensadores entre en servicio en las barras de Marcona 10 kV para el año 2011, la central térmica de San Nicolás solo deberá despachar una potencia de 27 MW (25 MW menos que para el caso sin proyecto, como se observa en la Tabla N°2.3) con un factor de potencia de 0.92 en temporada de avenida y estiaje de los escenario de máxima demanda de 2011, para mantener los niveles de tensión dentro de los límites de operación normal permitidos.

Además de la operación de la central térmica, se requiere que la posición de los taps de los transformadores de las subestaciones de San Nicolás (37.5 MVA y 60/14.2 kV) y Marcona (75/75/30 MVA y 210/62.3/10.3 kV) se ubiquen en las posiciones N° 0 y N° -6 respectivamente, para mantener niveles de tensión adecuados para los escenarios de máxima demanda proyectada para el año 2011. A diferencia de los casos C0 y C1, se debe posicionar los taps de los transformadores de San Nicolás en la posición central "0", debido a que existirá una mayor caída de tensión a través de las líneas Marcona-San Nicolás de 60 kV producto del mayor transporte de potencia reactiva que se producirá a través de estas líneas, además de la necesidad del sistema de contar con una tensión de operación superior a 1.01 p.u. en la barra de la S.E. Marcona 60 kV sin producir sobretensiones en la barra de San Nicolás 13.8 kV.

A pesar que al mantener la central térmica de San Nicolás en servicio, los niveles de tensión se mejoran notablemente en la red de 60kV, se puede observar que sigue existiendo un problema de caída de tensión en la barra de la S.E. Marcona 220 kV, cuya tensión llega a caer hasta los 194.06 kV (0.882 p.u.) aproximadamente (como se observa en la Tabla N°2.3). Este es uno de los motivos por el cual la nueva subestación El Hierro deberá entrar en servicio conjuntamente con la nueva central térmica El Faro para el año 2012.

Capacidad de equipos y pérdidas de potencia activa

Al igual que para el caso del banco de condensadores en San Nicolás 13.8 kV (C1), al ubicar el banco en S.E. Marcona 10 kV, también será necesario que la central térmica de San Nicolás se encuentre en servicio para evitar el problema de sobrecarga que se presentaría en la línea Ica-Marcona de 220 kV para los escenarios de máxima demanda 2011. Con un despacho mínimo de 27 MW por parte de la central térmica de San Nicolás,

la línea Ica-Marcona se encontrará operando aproximadamente al 96% de su capacidad nominal de transporte. Debido a los problemas de sobrecarga de la línea Ica-Marcona de 220 kV, se recomienda que la nueva subestación El Hierro deberá entrar en servicio conjuntamente con la nueva central térmica El Faro para el año 2012.

Por otro lado, se puede observar en los resultados de flujo de potencia presentados en el Anexo N° B del presente estudio, que el transformador de potencia de la subestación Mina de 25 MVA y 60/34.5kV se encontrará operando aproximadamente al 92% de su capacidad nominal para la máxima demanda proyectada para el año 2011, por lo que se recomienda que a partir del año 2011 no se realicen más ampliaciones en dicha subestación por representar un riesgo de sobrecarga.

Al disminuir el despacho de la central térmica San Nicolás a 27 MW, para los escenarios de máxima demanda, se recomienda que los tres transformadores de la subestación San Nicolás operen simultáneamente, con lo cual se logra que los transformadores de San Nicolás (x3) se encontrarán operando solo al 53% de sus respectivas capacidades nominales ante los escenarios de máxima demanda 2011.

La central térmica de San Nicolás al solo despachar 27 MW, para el escenario de máxima demanda en avenida 2011, ocasionará el aumento de las pérdidas de potencia activa en los transformadores de potencia de la S.E. Marcona y San Nicolás y de las líneas de transmisión Marcona-San Nicolás de 60 kV, los cuales alcanzará un máximo valor total de pérdidas de 874 kW aproximadamente para el escenario de máxima demanda 2011 (como se observa en la Tabla N°2.5 y Tabla N°2.6).

d. Análisis comparativo entre las diferentes alternativas de ubicación del banco de condensadores para el año 2011.

Para realizar el comparativo de resultados de las simulaciones de flujo de carga se utilizó el programa de análisis de sistemas eléctricos de potencia Digsilent Power Factory 13.2.343, del cual se obtuvieron todos los valores de potencia activa, potencia reactiva, modulo y ángulo de las tensiones en las barras, potencia reactiva que entregan los bancos de condensadores, capacidad utilizada y posición del tap en los transformadores de potencia, capacidad utilizada de los generadores síncronos y las pérdidas en las líneas de transmisión para el año 2011, para los siguientes casos: sin el proyecto de compensación reactiva (C0), con el banco de condensadores ubicado en la barra de 13.8 kV de la S.E. San Nicolás (C1) y con el banco de condensadores ubicado en la S.E. Marcona 10 kV, a continuación se han elaborado los siguientes cuadros para el análisis comparativo:

- Niveles de Tensión.

Tabla N° 2.3 Máxima demanda - Avenida 2011

Barras		2011					
		AV11MX-C0		AV11MX-C1		AV11MX-C2	
		CT SN 52MW FP 0.91		C.T. S.N. 25MW FP 0.90		C.T. S.N. 27 MW FP 0.92	
		TAP Marcona:-7		TAP Marcona:-6		TAP Marcona:-6	
		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:0	
Nombre	kV Nom.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
ICA220	220	215.03	0.977	213.21	0.969	213.27	0.969
IND220	220	220.07	1.000	218.84	0.995	218.89	0.995
MARC220	220	196.22	0.892	194.15	0.883	194.06	0.882
MARC60	60	61.29	1.021	60.74	1.012	60.75	1.013
MINA60	60	60.99	1.016	60.43	1.007	60.45	1.007
SNICO60	60	60.85	1.014	60.73	1.012	59.60	0.993
MINA34	34.5	35.02	1.015	34.67	1.005	34.68	1.005
SNICO13	13.8	13.95	1.011	14.15	1.026	13.82	1.001

Tabla N° 2.4 Máxima demanda - Estiaje 2011

Barras		2011					
		ES11MX-C0		ES11MX-C1		ES11MX-C2	
		C.T. S.N. 52MW FP 0.90		C.T. S.N. 27MW FP 0.90		C.T. S.N. 28 MW FP 0.90	
		TAP Marcona:-7		TAP Marcona:-6		TAP Marcona:-6	
		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:0	
Nombre	kV Nom.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
ICA220	220	215.28	0.979	214.08	0.973	214.31	0.974
IND220	220	220.51	1.002	219.65	0.998	219.80	0.999
MARC220	220	195.32	0.888	194.93	0.886	195.49	0.889
MARC60	60	60.83	1.014	60.88	1.015	61.19	1.020
MINA60	60	60.45	1.007	60.49	1.008	60.81	1.013
SNICO60	60	60.45	1.007	60.93	1.016	60.14	1.002
MINA34	34.5	33.83	0.981	33.86	0.981	34.06	0.987
SNICO13	13.8	13.88	1.005	14.22	1.030	13.98	1.013

- Capacidad de equipos y pérdidas de potencia activa

Tabla N° 2.5 Máxima demanda - Avenida 2011 (Transformadores)

Transformadores De Potencia		2011					
		AV11MX-C0		AV11MX-C1		AV11MX-C2	
		CT SN 52MW FP 0.91		C.T. S.N. 25MW FP 0.90		C.T. S.N. 27 MW FP 0.92	
		TAP Marcona:-7		TAP Marcona:-6		TAP Marcona:-6	
		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:0	
Nombre	MVA	Cap. %	Perd.MW	Cap. %	Perd.MW	Cap. %	Perd.MW
T6-261	75	52.75	0.103	70.79	0.155	69.55	0.163
T62-261	75	53.88	0.094	72.31	0.138	71.09	0.148
TR SNICO 59	37.5	28.10	0.041	53.12	0.063	53.92	0.064
TR SNICO 60	37.5	27.55	0.040	52.09	0.062	52.87	0.062
TR SNICO 61	37.5	27.29	0.040	51.58	0.062	52.37	0.062
TR Mina Shoug	25	87.48	0.126	88.43	0.127	88.41	0.127

Tabla N° 2.6 Máxima demanda - Avenida 2011 (Líneas)

Líneas De Transmisión		2011					
		AV11MX-C0		AV11MX-C1		AV11MX-C2	
		CT SN 52MW FP 0.91		C.T. S.N. 25MW FP 0.90		C.T. S.N. 27 MW FP 0.92	
		TAP Marcona:-7		TAP Marcona:-6		TAP Marcona:-6	
		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:0	
Nombre	A Nom.	Cap. %	Perd.MW	Cap. %	Perd.MW	Cap. %	Perd.MW
Ind-Ica L2209	370	61.45	1.187	72.43	1.457	71.72	1.438
Ind-Ica 220 Nuevo	370	61.45	1.189	72.43	1.460	71.73	1.440
Ica-Mar 220 L2211	400	79.48	4.006	98.29	6.144	97.08	5.989
L6629 MAR-MINA	404	52.09	0.041	52.65	0.041	52.64	0.041
L6628B MAR-SIN n	404	24.23	0.033	45.63	0.116	47.39	0.125
L6628 MAR-SNI	404	24.23	0.033	45.63	0.116	47.39	0.125
L6627 MAR-SNI	404	24.23	0.033	45.63	0.116	47.39	0.125

Tabla N° 2.7 Máxima demanda - Estiaje 2011 (Transformadores)

Transformadores De Potencia		2011					
		ES11MX-C0		ES11MX-C1		ES11MX-C2	
		C.T. S.N. 52MW FP 0.90		C.T. S.N. 27MW FP 0.90		C.T. S.N. 28 MW FP 0.90	
		TAP Marcona:-7		TAP Marcona:-6		TAP Marcona:-6	
		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:0	
Nombre	MVA	Cap. %	Perd.MW	Cap. %	Perd.MW	Cap. %	Perd.MW
T6-261	75	53.60	0.104	69.21	0.150	68.29	0.160
T62-261	75	54.76	0.095	70.70	0.134	69.80	0.146
TR SNICO 59	37.5	27.98	0.040	51.38	0.062	51.84	0.062
TR SNICO 60	37.5	27.44	0.040	50.38	0.060	50.83	0.061
TR SNICO 61	37.5	27.17	0.040	49.90	0.060	50.34	0.060
TR Mina Shoug	25	92.56	0.139	92.47	0.139	91.87	0.138

Tabla N° 2.8 Máxima demanda - Estiaje 2011 (Líneas)

Líneas De Transmisión		2011					
		ES11MX-C0		ES11MX-C1		ES11MX-C2	
		C.T. S.N. 52MW FP 0.90		C.T. S.N. 27MW FP 0.90		C.T. S.N. 28 MW FP 0.90	
		TAP Marcona:-7		TAP Marcona:-6		TAP Marcona:-6	
		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:0	
Nombre	A Nom.	Cap. %	Perd.MW	Cap. %	Perd.MW	Cap. %	Perd.MW
Ind-Ica L2209	370	61.81	1.195	71.36	1.432	70.80	1.418
Ind-Ica 220 Nuevo	370	61.81	1.198	71.37	1.434	70.80	1.420
Ica-Mar 220 L2211	400	80.46	4.083	96.60	5.932	95.60	5.815
L6629 MAR-MINA	404	55.11	0.045	55.06	0.045	54.70	0.045
L6628B MAR-SIN n	404	24.11	0.032	44.15	0.108	45.55	0.115
L6628 MAR-SNI	404	24.11	0.032	44.15	0.108	45.55	0.115
L6627 MAR-SNI	404	24.11	0.032	44.15	0.108	45.55	0.115

A partir de los resultados de flujo de potencia de los diferentes casos, se puede concluir que para el año 2011 la mejor alternativa de ubicación del banco de condensadores es la barra de San Nicolás de 13.8 kV. A continuación se detalla a partir de los resultados de flujo de potencia, las ventajas que tiene el ubicar el banco de condensadores en la barra de San Nicolás 13.8 kV en lugar de ubicarlo en las barras de la S.E. Marcona 10 kV:

- Para el escenario de máxima demanda en avenida 2011, cuando el banco de condensadores entre en servicio en la barra de San Nicolás 13.8kV, solo se necesitará que la central térmica San Nicolás despache 25 MW en lugar de los 27 MW que son necesarios cuando el banco se encuentra ubicado en las barras de 10kV de la S.E. Marcona.
- Para el escenario de máxima demanda en estiaje 2011, cuando el banco de condensadores entre en servicio en la barra de San Nicolás 13.8kV, solo se necesitará que la central térmica San Nicolás despache 27 MW en lugar de los 28 MW que son necesarios cuando el banco se encuentra ubicado en las barras de 10kV de la S.E. Marcona.
- Para los escenarios de máxima demanda 2011, el factor de potencia calculada en el lado de 60 kV de los transformadores de San Nicolás será de 0.98 para el caso cuando el banco de condensadores se ubique en la barra de 13.8 kV (C1), en lugar del factor de

potencia de 0.93 que se produce cuando el banco de condensadores se ubica en las barras de 10 kV de la S.E. Marcona (C2).

Se producirán menores pérdidas en los transformadores y líneas de transmisión que se encuentran dentro del área de influencia del proyecto para el caso cuando el banco se ubique en la barra de San Nicolás 13.8 kV en comparación con el caso cuando el banco se ubique en la S.E. Marcona 10 kV, a pesar que para el caso del banco en S.E. Marcona se deba tener una mayor generación por parte de la central térmica San Nicolás para mantener los niveles de tensión y capacidad de los equipos dentro de los límites de operación normal permitidos.

- La carga de los transformadores de la S.E. Marcona y S.E. San Nicolás para el caso cuando el banco se ubique en la barra de San Nicolás 13.8 kV serán similares que para el caso cuando el banco se ubique en la S.E. Marcona 10 kV, a pesar que para el caso del banco en la S.E. Marcona se deba tener una mayor generación por parte de la central térmica San Nicolás para mantener los niveles de tensión y capacidad de los equipos dentro de los límites de operación normal permitidos.
- La carga de las líneas Marcona-San Nicolás de 60 kV para el caso cuando el banco se ubique en la barra de San Nicolás 13.8 kV serán similares que para el caso cuando el banco se ubique en Marcona 10 kV, a pesar que para el caso del banco en la S.E. Marcona se deba tener una mayor generación por parte de la central térmica San Nicolás para mantener los niveles de tensión y capacidad de los equipos dentro de los límites de operación normal permitidos.

Por otro lado, un motivo por el cual no se recomienda que los bancos de condensadores se ubiquen en las barras de la S.E. Marcona 10 kV, es debido a que el uso de la capacidad total del banco de condensadores estará sujeta a la disponibilidad de los dos transformadores de la S.E. Marcona, debido a que la potencia nominal del devanado terciario de cada uno de estos es de solo 30 MVA.

2.3.6 Análisis de los resultados de flujo de potencia-año 2012

Las principales variaciones que tendrá la topología de la red en estudio serán el ingreso de la subestación El Hierro con una máxima demanda de 90.168 MW, además del ingreso de la nueva central térmica El Faro para el cual se está considerando que tendrá un despacho de 180 MW.

A partir de los resultados de las simulaciones de flujo de potencia que se proyectaron para el año 2012 y para los casos: sin el proyecto de compensación reactiva (C0); con el

banco de condensadores de 30/28.5 MVAR (Instalados/Efectivos) y una tensión de 15.6/13.8 kV (Nominal/Operación) en San Nicolás 13.8 kV (C1); y con el banco de condensadores de 30 MVAR y 10 kV en la S.E. Marcona (C2), se procedió a evaluar los niveles de tensión, pérdidas y capacidad de equipos del sistema eléctrico cuyos flujos de carga a través de estas se verán influenciadas ante el ingreso del banco de condensadores, de esta forma se podrá observar el impacto que tendrá el ingreso del sistema de compensación reactiva sobre las instalaciones.

El análisis de los niveles de tensión, pérdidas, capacidad de los equipos se realizó solo para los casos de máxima demanda, debido a que en estos se producen las mayores sobrecargas y caídas de tensión en los equipos del sistema eléctrico bajo estudio.

a. Resultados sin proyecto de compensación reactiva (C0)

- Niveles de tensión

Como se podrá observar en los resultados de flujo de potencia presentados en el Anexo N° B del presente estudio, para el escenario de máxima demanda sin el proyecto de compensación reactiva, será necesario que la central térmica de San Nicolás deba despachar una potencia de 10 MW (f.p. 0.92) en temporada de avenida y 10 MW (f.p. 0.91) en estiaje (como se observa en la Tabla N°2.9 y Tabla N°2.10), para mantener los niveles de tensión dentro de los límites de operación normal permitidos a pesar que se cuente con la nueva central térmica El Faro; esto es debido a que existe un gran flujo de potencia reactiva a través de las líneas Marcona-San Nicolás de 60 kV, lo que produce una seria caída de tensión entre las barras de la S.E. Marcona 60 kV y San Nicolás 60 kV.

Además de la operación de la central térmica, se requiere que la posición de los taps de los transformadores de las subestaciones de San Nicolás (37.5 MVA y 60/14.2 kV) y Marcona (75/75/30 MVA y 210/62.3/10.3 kV) se ubiquen en las posiciones N° 0 y N° -5 respectivamente, para mantener niveles de tensión adecuados para los escenarios de máxima demanda proyectada para el año 2012. Se puede observar que con el ingreso de la nueva central el Faro, se recomienda que la posición de los taps de los transformadores de San Nicolás serán de N° 0 en lugar de N° 1 que es recomendada para el caso C0 del 2011, esto es debido a que con el ingreso de la nueva central térmica El Faro, la central térmica de San Nicolás ya no será la encargada de elevar la tensión en la red de 60 kV, sino solo la tensión de la barra de San Nicolás 13.8 kV. En caso la central térmica de San Nicolás se encuentre indisponible y se quiera atender toda la demanda proyectada para el 2012, para mantener las tensiones dentro de los límites permitidos, las posiciones de los taps deberán

ser de N° -1 y N° -6 para los transformadores de San Nicolás y la S.E. Marcona respectivamente (como se observa en la Anexo B, lamina Anexo B: AV12MX-C0A). Sin embargo, este tipo de operación no es recomendable, debido a que está sujeta a grandes variaciones de tensión y además de producir una sobrecarga continua del 5% a los transformadores de la S.E. Marcona, recomendándose reducir la demanda en San Nicolás.

Por otro lado, para el año 2012, se puede observar en los resultados de flujo de potencia presentados en el Anexo N° B del presente informe, que ante el ingreso de la nueva central térmica el Faro, los niveles de tensión en la barra de la S.E. Marcona 220 kV se encontrarán dentro de los límites de operación normal permitido; sin embargo sigue estando por debajo del 1.00 p.u. Para mejorar en su totalidad el nivel de tensión en la barra de la S.E. Marcona 220 kV, deberá entrar en servicio el proyecto de la línea de transmisión Caravelí-Marcona y Chilca-Marcona de 500 kV.

Capacidad de equipos y pérdidas de potencia activa

Al estar en servicio la central térmica de San Nicolás con un despacho de 10 MW para mantener un nivel de tensión adecuado en el sistema de 60 kV para el escenario de máxima demanda 2012, también se logra descongestionar los transformadores de la S.E. Marcona y San Nicolás.

Al tener una generación de 10 MW, para el escenario de máxima demanda en estiaje, en el mismo lugar donde se sitúa la mayor carga del sistema eléctrico Sur-Medio (San Nicolás), las pérdidas de potencia activa en los transformadores de potencia de la S.E. Marcona y San Nicolás y de las líneas de transmisión Marcona-San Nicolás de 60 kV se verán reducidas en comparación cuando la central térmica San Nicolás este fuera de servicio, los cuales alcanzará un máximo valor total de pérdidas de 1503 kW para el escenario de máxima demanda 2012 (como se observa en la Tabla N°2.11 y Tabla N°2.12).

b. Resultados con bancos de condensadores en San Nicolás 13.8 kV (C1)

- Niveles de tensión

Cuando la nueva central térmica El Faro y el banco de condensadores entre en servicio en la barra de San Nicolás 13.8 kV para el año 2012, ya no será necesario que la central térmica de San Nicolás este en servicio para los escenarios de máxima demanda para mantener los niveles de tensión dentro de los límites de operación normal permitidos en la red de 60 kV.

Por otro lado, se requiere que la posición de los taps de los transformadores de las subestaciones de San Nicolás (37.5 MVA y 60/14.2 kV) y Marcona (75/75/30 MVA y

210/62.3/10.3 kV) se ubiquen en las posiciones N° 1 y N° -1 respectivamente (Ver Tabla N° 2.9 y Tabla N°2.10), para mantener niveles de tensión adecuados para los escenarios de la máxima demanda proyectada para el año 2012. Se puede observar que con el ingreso del banco de condensadores en San Nicolás 13.8 kV, para el escenario de máxima demanda, el tap del transformador de la S.E. Marcona se ubicará en las posiciones -1, dejando un mayor número de taps inferiores disponibles en caso se produzca una caída de tensión en el SEIN.

Se puede observar que ante el ingreso del banco de condensadores en la barra de San Nicolás 13.8 kV, se mejorará el nivel de tensión en la barra de la S.E. Marcona 220 kV, llegando alcanzar el valor de 0.97 p.u. para los escenarios de máxima demanda en avenida, sin embargo sigue estando por debajo del 1.00 p.u. Para mejorar en su totalidad el nivel de tensión en la barra de la S.E. Marcona 220 kV, deberá entrar en servicio el proyecto de la línea de transmisión Caravelí-Marcona y Chilca-Marcona de 500 kV.

Capacidad de equipos y pérdidas de potencia activa

Para los escenarios de máxima demanda 2012, cuando la central térmica de San Nicolás se encuentre fuera de servicio y el banco de condensadores entre en servicio en la barra de San Nicolás 13.8 kV, los transformadores de la S.E. Marcona y S.E. San Nicolás se encontrarán operando a un máximo del 92% y 80% de su capacidad nominal respectivamente, y las líneas Marcona-San Nicolás se encontrarán operando a un máximo del 70%.

Al estar fuera de servicio la central térmica de San Nicolás para los escenarios de máxima demanda, se recomienda que los tres transformadores de la subestación San Nicolás operen simultáneamente, con lo cual se logra que los transformadores de San Nicolás (x3) operen a un máximo del 80% de sus respectivas capacidades nominales. Debido a que los tres transformadores de potencia de la subestación San Nicolás se encontrarán operando por encima del 80% de su capacidad nominal para los escenarios de máxima demanda. Se recomienda que ante la salida de uno de los transformadores de San Nicolás, se realice un rechazo de carga manual o automático con la finalidad de evitar la sobrecarga que se presentará al solo estar dos transformadores de potencia operando.

El estar fuera de servicio la central térmica de San Nicolás para los escenarios de máxima demanda 2012, ocasionará el aumento de las pérdidas de potencia activa en los transformadores de potencia de la S.E. Marcona y San Nicolás y de las líneas de transmisión Marcona-San Nicolás de 60 kV, los cuales alcanzarán un máximo valor total de pérdidas de 1593 kW (como se observa en la Tabla N°2.11 y Tabla N°2.12).

c. Resultados con bancos de condensadores en la S.E. Marcona 10 kV (C2)

- Niveles de tensión

Cuando la nueva central térmica El Faro y el banco de condensadores entre en servicio en las barras de la S.E. Marcona 10 kV para el año 2012, ya no será necesario que la central térmica de San Nicolás entre en servicio para mantener los niveles de tensión dentro de los límites de operación normal permitidos.

Por otra parte, se requiere que la posición de los taps de los transformadores de las subestaciones de San Nicolás (37.5 MVA y 60/14.2 kV) y Marcona (75/75/30 MVA y 210/62.3/10.3 kV) se ubiquen en las posiciones N° 0 y N° -1 (-2 para estiaje, Ver Tabla N° 2.9 y Tabla N°2.10) respectivamente, para mantener niveles de tensión adecuados para los escenarios de máxima demanda proyectada para el año 2011. Se puede observar que con el ingreso del banco de condensadores en la S.E. Marcona 10 kV, para el escenario de máxima demanda, el tap del transformador de la S.E. Marcona se ubicará en las posiciones -1 y -2, dejando un mayor número de taps inferiores disponibles en caso se produzca una caída de tensión en el SEIN. A diferencia del caso C1, se debe posicionar los taps de los transformadores de San Nicolás en la posición central "0", debido a que existirá una mayor caída de tensión a través de las líneas Marcona-San Nicolás de 60 kV producto del mayor transporte de potencia reactiva que se producirá a través de estas líneas, además de la necesidad del sistema de contar con una tensión de operación superior a 1.01 p.u. en la barra de la S.E. Marcona 60 kV sin producir sobretensiones en la barra de San Nicolás 13.8 kV. Con las posiciones de los taps indicados, para el escenario de máxima demanda 2012, se obtienen niveles de tensión de 1.030 y 0.979 p.u. en las barras de la S.E. Marcona 60 kV y San Nicolás 13.8 kV, lo cual evidencia los problemas de caída de tensión que se presentarán al ubicar el banco de condensadores en las barras de la S.E. Marcona 10 kV.

Se puede observar que ante el ingreso del banco de condensadores en las barras de la S.E. Marcona 10 kV, se mejorará el nivel de tensión en la barra de la S.E. Marcona 220 kV, llegando alcanzar el valor de 0.97 p.u. para los escenarios de máxima demanda, sin embargo sigue estando por debajo del 1.00 p.u. Para mejorar en su totalidad el nivel de tensión en la barra de la S.E. Marcona 220 kV, deberá entrar en servicio el proyecto de la línea de transmisión Caravelí-Marcona y Chilca-Marcona de 500 kV.

- Capacidad de equipos y pérdidas de potencia activa

Para los escenarios de máxima demanda 2012, cuando la central térmica de San Nicolás se encuentre fuera de servicio y el banco de condensadores entre en servicio en las barras

de la S.E. Marcona 10 kV, los transformadores de la S.E. Marcona y San Nicolás se encontrarán operando a un máximo del 99% y 90% de su capacidad nominal respectivamente, y las líneas Marcona-San Nicolás se encontrarán operando a un máximo del 79%.

Al estar fuera de servicio la central térmica de San Nicolás para los escenarios de máxima demanda 2012, se recomienda que los tres transformadores de la subestación San Nicolás operen simultáneamente, con lo cual se logra que los transformadores de San Nicolás (x3) se encuentren operando a un máximo del 89% de sus respectivas capacidades nominales. Debido a que los tres transformadores de potencia de la subestación San Nicolás se encontrarán operando por encima del 85% de su capacidad nominal para los escenarios de máxima demanda, se recomienda que ante la salida intempestiva de uno de los transformadores se tiene que realizar un rechazo de carga manual o automático con la finalidad de evitar la sobrecarga que se presentará al solo estar dos transformadores de potencia.

Al ubicar el banco de condensadores en las barras de la S.E. Marcona 10 kV y estando fuera de servicio la central térmica de San Nicolás para los escenarios de máxima demanda, ocasionará el aumento de las pérdidas de potencia activa en los transformadores de potencia de la S.E. Marcona y San Nicolás y de las líneas de transmisión Marcona-San Nicolás de 60 kV, los cuales alcanzará un máximo valor total de pérdidas de 1891 kW para el escenario de máxima demanda 2012 (Tabla N°2.11 y Tabla N°2.12).

d. Análisis comparativo entre las diferentes alternativas de ubicación del banco de condensadores para el año 2012.

Para realizar el comparativo de resultados de las simulaciones de flujo de carga se utilizó el programa de análisis de sistemas eléctricos de potencia Digsilent Power Factory 13.2.343, del cual se obtuvieron todos los valores de potencia activa, potencia reactiva, modulo y ángulo de las tensiones en las barras involucradas, potencia reactiva que entregan los bancos de condensadores, capacidad utilizada y posición del tap en los transformadores de potencia, capacidad utilizada de los generadores síncronos y las pérdidas en las líneas de transmisión para el año 2012, para los siguientes casos: sin el proyecto de compensación reactiva (C0), con el banco de condensadores ubicado en la barra de 13.8 kV de la S.E. San Nicolás (C1) y con el banco de condensadores ubicado en la barra de 10 kV de la S.E. Marcona, a continuación se han elaborado los siguientes cuadros para el respectivo análisis comparativo:

- Niveles de Tensión.

Tabla N° 2.9 Máxima demanda - Avenida 2012

Barras		2012					
		AV12MX-C0		AV12MX-C1		AV12MX-C2	
		C.T. SN 10MW FP 0.92		C.T. S.N. F.S.		C.T. S.N. F.S.	
		TAP Marcona:-5		TAP Marcona:-1		TAP Marcona:-1	
		TAP S.Nicolas:0		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:0	
Nombre	kV Nom.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
ICA220	220	220.57	1.003	221.25	1.006	221.14	1.005
IND220	220	223.24	1.015	223.63	1.016	223.57	1.016
MARC220	220	211.16	0.960	213.30	0.970	212.98	0.968
MARC60	60	62.15	1.036	61.55	1.026	61.37	1.023
MINA60	60	61.78	1.030	61.16	1.019	60.98	1.016
SNICO60	60	60.35	1.006	60.61	1.010	59.22	0.987
MINA34	34.5	34.67	1.005	34.28	0.994	34.16	0.990
SNICO13	13.8	13.84	1.003	13.89	1.007	13.48	0.977

Tabla N° 2.10 Máxima demanda - Estiaje 2012

Barras		2012					
		ES12MX-C0		ES12MX-C1		ES12MX-C2	
		C.T. SN 10MW FP 0.91		C.T. S.N. F.S.		C.T. S.N. F.S.	
		TAP Marcona:-5		TAP Marcona:-1		TAP Marcona:-2	
		TAP S.Nicolas:0		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:0	
Nombre	kV Nom.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
ICA220	220	220.49	1.002	221.11	1.005	221.14	1.005
IND220	220	223.19	1.014	223.54	1.016	223.56	1.016
MARC220	220	210.89	0.959	212.88	0.968	212.99	0.968
MARC60	60	62.15	1.036	61.38	1.023	62.27	1.038
MINA60	60	61.77	1.030	60.99	1.017	61.90	1.032
SNICO60	60	60.41	1.007	60.44	1.007	60.22	1.004
MINA34	34.5	34.17	0.990	33.69	0.976	34.25	0.993
SNICO13	13.8	13.87	1.005	13.85	1.004	13.75	0.996

- Capacidad de equipos y pérdidas de potencia activa

Tabla N° 2.11 Máxima demanda - Avenida 2012 (Transformadores)

Transformadores De Potencia		2012					
		AV12MX-C0		AV12MX-C1		AV12MX-C2	
		C.T. SN 10MW FP 0.92		C.T. S.N. F.S.		C.T. S.N. F.S.	
		TAP Marcona:-5		TAP Marcona:-1		TAP Marcona:-1	
		TAP S.Nicolas:0		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:0	
Nombre	MVA	Cap. %	Perd.MW	Cap. %	Perd.MW	Cap. %	Perd.MW
T6-261	75	92.20	0.240	90.50	0.248	97.38	0.270
T62-261	75	94.19	0.211	92.45	0.218	99.42	0.242
TR SNICO 59	37.5	77.10	0.098	81.24	0.104	89.50	0.119
TR SNICO 60	37.5	75.60	0.095	79.66	0.102	87.76	0.116
TR SNICO 61	37.5	74.87	0.094	78.89	0.100	86.92	0.114
TR Mina Shoug	25	90.06	0.134	91.30	0.137	91.64	0.137

Tabla N° 2.12 Máxima demanda - Avenida 2012 (Líneas)

Líneas De Transmisión		2012					
		AV12MX-C0		AV12MX-C1		AV12MX-C2	
		C.T. SN 10MW FP 0.92		C.T. S.N. F.S.		C.T. S.N. F.S.	
		TAP Marcona:-5		TAP Marcona:-1		TAP Marcona:-1	
		TAP S.Nicolas:0		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:0	
Nombre	A Nom.	Cap. %	Perd.MW	Cap. %	Perd.MW	Cap. %	Perd.MW
Ind-Ica L2209	370	21.93	0.589	23.04	0.604	23.27	0.605
Ind-Ica 220 Nuevo	370	21.94	0.590	23.04	0.605	23.28	0.606
Ica-Mar 220 L2211	400	28.65	0.583	23.58	0.459	23.93	0.465
L6629 MAR-MINA	404	53.63	0.043	54.37	0.044	54.57	0.044
L6628B MAR-SIN n	404	67.75	0.255	69.73	0.270	78.65	0.343
L6628 MAR-SNI	404	67.75	0.255	69.73	0.270	78.65	0.343
L6627 MAR-SNI	404	67.75	0.255	69.73	0.270	78.65	0.343

Tabla N° 2.13 Máxima demanda - Estiaje 2012 (Transformadores)

Transformadores De Potencia		2012					
		ES12MX-C0		ES12MX-C1		ES12MX-C2	
		C.T. SN 10MW FP 0.91		C.T. S.N. F.S.		C.T. S.N. F.S.	
		TAP Marcona:-5		TAP Marcona:-1		TAP Marcona:-2	
		TAP S.Nicolas:0		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:0	
Nombre	MVA	Cap. %	Perd.MW	Cap. %	Perd.MW	Cap. %	Perd.MW
T6-261	75	91.80	0.238	90.83	0.250	95.23	0.263
T62-261	75	93.78	0.209	92.78	0.219	97.23	0.236
TR SNICO 59	37.5	76.44	0.097	81.49	0.105	87.36	0.116
TR SNICO 60	37.5	74.96	0.094	79.90	0.102	85.66	0.113
TR SNICO 61	37.5	74.24	0.093	79.13	0.101	84.84	0.111
TR Mina Shoug	25	90.47	0.137	91.92	0.140	90.24	0.137

Tabla N° 2.14 Máxima demanda - Estiaje 2012 (Líneas)

Líneas De Transmisión		2012					
		ES12MX-C0		ES12MX-C1		ES12MX-C2	
		C.T. SN 10MW FP 0.91		C.T. S.N. F.S.		C.T. S.N. F.S.	
		TAP Marcona:-5		TAP Marcona:-1		TAP Marcona:-2	
		TAP S.Nicolas:0		TAP S.Nicolas:1		TAP S.Nicolas:0	
Nombre	A Nom.	Cap. %	Perd.MW	Cap. %	Perd.MW	Cap. %	Perd.MW
Ind-Ica L2209	370	22.08	0.590	23.25	0.605	23.25	0.605
Ind-Ica 220 Nuevo	370	22.09	0.591	23.26	0.606	23.25	0.606
Ica-Mar 220 L2211	400	28.96	0.590	24.08	0.468	23.92	0.465
L6629 MAR-MINA	404	53.87	0.043	54.73	0.045	53.73	0.043
L6628B MAR-SIN n	404	67.18	0.250	69.94	0.272	76.77	0.327
L6628 MAR-SNI	404	67.18	0.250	69.94	0.272	76.77	0.327
L6627 MAR-SNI	404	67.18	0.250	69.94	0.272	76.77	0.327

A partir de los resultados de flujo de potencia para los diferentes casos, se puede concluir que para el año 2012 la mejor alternativa de ubicación del banco de condensadores es la barra de la S.E. San Nicolás de 13.8 kV. A continuación se detalla a partir de los resultados de flujo de potencia cuales son las ventajas que se tiene el ubicar el banco de condensadores en la barra de la S.E. San Nicolás 13.8 kV en lugar de ubicarlo en las barras de la S.E. Marcona 10 kV:

- Para los escenarios de máxima demanda 2012, se utilizará aproximadamente 7% menos de la capacidad de cada transformador de la S.E. Marcona (x2), cuando el banco se ubique en la barra de la S.E. San Nicolás 13.8 kV en comparación con el caso cuando el banco se ubique en la S.E. Marcona 10 kV.
- Para los escenarios de máxima demanda 2012, se utilizará aproximadamente 8% menos de la capacidad de cada transformador de la S.E. San Nicolás (x3), cuando el banco se ubique en la barra de la S.E. San Nicolás 13.8 kV en comparación con el caso cuando el banco se ubique en la S.E. Marcona 10 kV.

Para los escenarios de máxima demanda 2012, el factor de potencia calculada en el lado de 60 kV de los transformadores de la S.E. San Nicolás será aproximadamente de solo 0.99 para el caso cuando el banco de condensadores se ubique en la barra de 13.8 kV (C1), en lugar del factor de potencia de 0.90 que se produce cuando el banco de condensadores se ubica en las barras de 10 kV de la S.E. Marcona (C2).

- A partir de las simulaciones de flujo de potencia para el escenario de máxima demanda 2012 con el banco de condensadores en la S.E. San Nicolás (C1), se puede apreciar que las pérdidas en las líneas Marcona-San Nicolás de 60 kV y los transformadores de Marcona y San Nicolás llegan a alcanzar un total de 300 kW menos que el total de pérdidas que se producen en los mencionados elementos del sistema cuando el banco de condensadores se ubica en las barras de la S.E. Marcona 10kV (C2).

2.4 Análisis del Proceso de Carga de Transformadores.

El sistema eléctrico de la S.E. Marcona tiene actualmente problemas de sub-tensión por estar ubicado en el final de una red radial, por tal motivo para verificar las mejoras que implica la instalación de compensación en el sistema eléctrico de la S.E. Marcona se han realizado simulaciones para 2 años: 2011 y 2012, siendo el año 2011 como fecha muy probable de puesta en servicio de los condensadores y al año 2012 como año donde se prevé que la topología del sistema eléctrico de la S.E. Marcona varíe sustancialmente.

2.4.1 Análisis del Proceso de Carga de Transformadores para el año 2011.

Para poder comparar y analizar la mejor ubicación de la instalación del banco de condensadores se han realizado simulaciones para 3 casos en el año 2011 que a continuación se detallan:

En los siguientes cuadros (Tabla N°2.15, Tabla N°2.16 y Tabla N°2.17) se observan los niveles de tensión de las subestaciones de Marcona y San Nicolás, posición de los taps y porcentaje de carga de los transformadores en función a la potencia activa a través de los 2 transformadores de la S.E. Marcona 220/60 kV y los 3 transformadores de la S.E. San Nicolás 60/13.8 kV.

a. Caso sin proyecto de bancos de condensadores (C0)

Este caso se muestra el análisis del proceso de carga de los transformadores de la S.E. Marcona 2x75MVA y de la S.E. San Nicolás 3x37.5 MVA en la condición actual de operación, es decir, sin considerar aún la instalación de los bancos de condensadores.

Tabla N° 2.15 Proceso de carga de los transformadores sin compensación - 2011

TOTAL (T6-261 + T62-261)			Proceso de Carga TR_SNICO_59/60/61			MARCONA	MARCONA	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS
MW	MVAR	Pos. TAP	MW	MVAR	%	220 kV	60 kV	60 kV	13.8 kV
56.55	12.82	-2	15.93	0.03	13.99	0.942	1.033	1.031	1.035
59.58	14.77	-3	18.99	1.50	16.76	0.932	1.032	1.029	1.031
62.61	16.84	-4	22.05	3.00	19.64	0.923	1.029	1.025	1.026
65.65	19.01	-5	25.11	4.53	22.62	0.912	1.026	1.021	1.020
68.71	21.34	-6	28.17	6.06	25.70	0.900	1.022	1.015	1.013
71.76	23.83	-7	31.23	7.62	28.89	0.888	1.016	1.008	1.004
74.92	27.73	-7	34.29	9.27	32.84	0.87	0.99	0.981	0.975
78.17	32.61	-7	37.38	11.13	37.41	0.846	0.957	0.946	0.938
81.95	42.17	-7	40.53	13.86	44.44	0.798	0.889	0.875	0.863

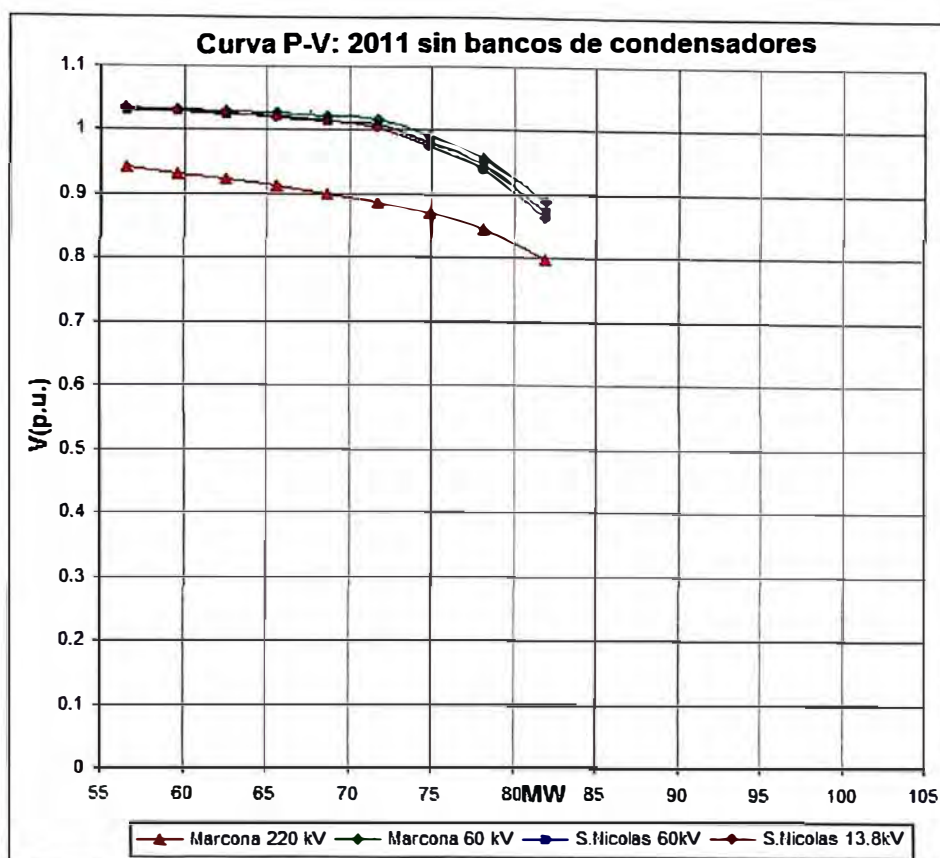


Fig. 2.2 Curva PV- Sin Compensación-2011

De la tabla N°2.15 y de la figura 2.2 se concluye que la máxima potencia activa que se puede transmitir a través de los dos transformadores de potencia de la S.E Marcona es 81.95 MW y a través de los tres transformadores de potencia de la S.E. San Nicolás es 40.53 MW. Las simulaciones de flujo de carga nos dan un claro panorama que no se puede transportar más potencia debido a que trae como consecuencia la pérdida en la estabilidad de tensión.

b. Caso con bancos de condensadores en San Nicolás 13.8 kV (C1)

Este caso se muestra el proceso de carga de los 2 transformadores de potencia de la S.E. Marcona 2x75 MVA y de los 3 transformadores de potencia de la S.E. San Nicolás 3x37.5 MVA cuando el banco de condensadores se ha instalado en la barra de 13.8 kV de la S.E. San Nicolás.

Tabla N° 2.16 Proceso de carga de los Transformadores Caso C1-2011

TOTAL (T6-261 + T62-261)			Proceso de Carga TR_SNICO_59/60/61			MARCONA	MARCONA	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS
MW	MVAR	Pos. TAP	MW	MVAR	%	220 kV	60 kV	60 kV	13.8 kV
78.19	9.96	-2	37.68	-7.44	34.47	0.922	1.015	1.015	1.026
81.26	12.85	-3	40.74	-5.61	37.21	0.909	1.008	1.007	1.015
87.3	12.54	-5	46.86	-6.51	42.29	0.9	1.02	1.019	1.028
90.4	13.52	-5	49.92	-6.93	45.53	0.891	1.009	1.008	1.018
93.53	15.3	-5	52.98	-6.93	49.03	0.88	0.994	0.992	1.003
96.52	13.57	-6	56.04	-8.58	51.31	0.88	1.007	1.006	1.018
99.75	17.84	-6	59.1	-7.32	55.61	0.858	0.978	0.975	0.986

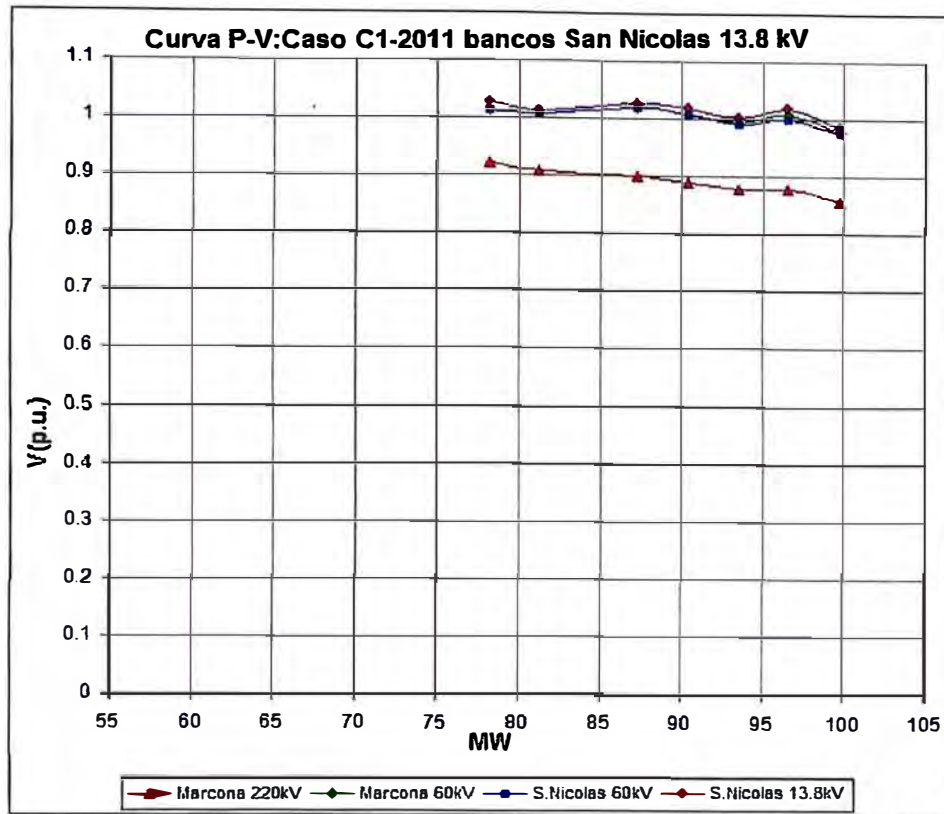


Fig. 2.3 Curva PV – Caso C1-2011

De la tabla N°2.16 y de la figura 2.3 se concluye que la máxima potencia activa que se puede transmitir a través de los dos transformadores de potencia de la S.E. Marcona es 99.75 MW y a través de los 3 transformadores de potencia de la S.E. San Nicolás es 59.1 MW. Las simulaciones de flujo de carga nos dan un claro panorama que no se puede transportar más potencia debido a que trae como consecuencia la pérdida en la estabilidad de tensión.

c. Caso con bancos de condensadores en la S.E. Marcona 10 kV (C2)

Este caso muestra el proceso de carga de los 2 transformadores de potencia de la S.E. Marcona 2x75 MVA y de los 3 transformadores de potencia de la S.E. San Nicolás 3x37.5 MVA cuando los bancos de condensadores se han instalado en la barra de 10 kV de la S.E. Marcona.

Tabla N° 2.17 Proceso de carga de los Transformadores Caso C2-2011

TOTAL (T6-261 + T62-261)			Proceso de Carga TR_SNICO_59/60/61			MARCONA	MARCONA	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS
MW	MVAR	Pos. TAP	MW	MVAR	%	220 kV	60 kV	60 kV	13.8 kV
78.21	8.31	-2	37.71	12.42	34.88	0.927	1.023	1.012	1.03
81.3	11.2	-3	40.8	13.98	38.17	0.914	1.016	1.004	1.02
84.39	14.5	-4	43.86	15.54	41.67	0.898	1.006	0.993	1.006
87.38	9.63	-4	46.89	17.1	43.98	0.909	1.024	1.009	1.022
90.5	13.64	-5	49.98	18.75	47.75	0.891	1.01	0.994	1.005
93.48	8.27	-5	53.01	20.34	49.83	0.903	1.03	1.013	1.023
97.83	18.35	-6	57.15	22.89	56.93	0.86	0.982	0.961	0.967

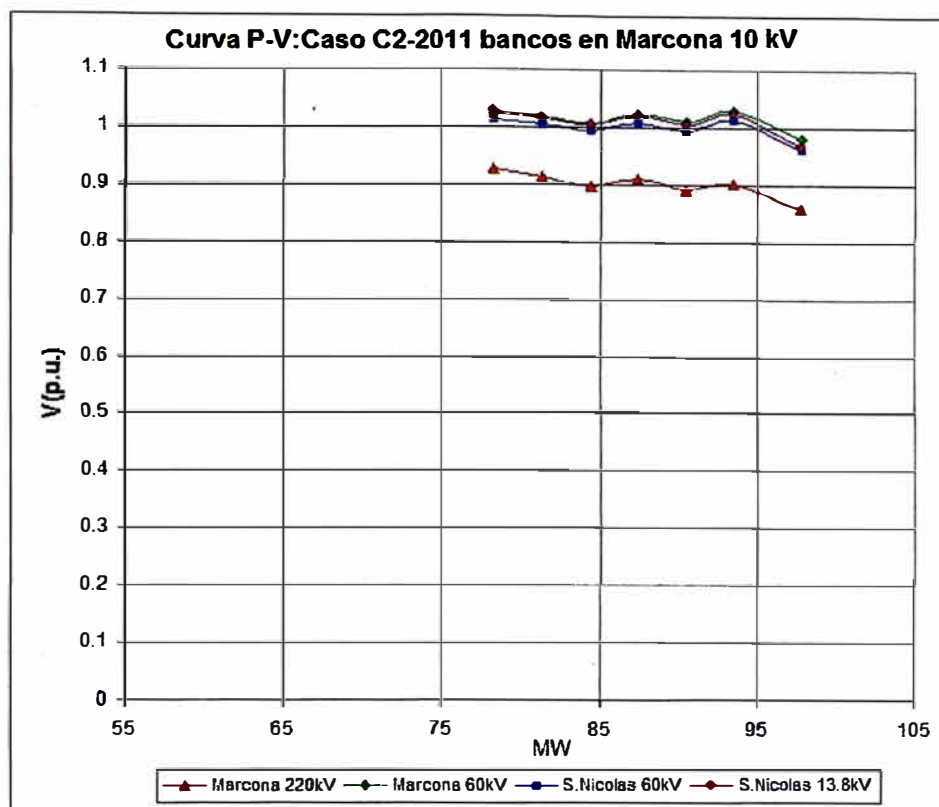


Fig. 2.4 Curva PV Caso C2 -2011

De la tabla N°2.17 y de la figura 2.4 se concluye que la máxima potencia activa que se puede transmitir a través de los dos transformadores de la S.E. Marcona es 97.83 MW y a través de los 3 transformadores de la S.E. San Nicolás es 57.15 MW. Las simulaciones mostraron que transportar más potencia ocasiona pérdida en la estabilidad de tensión.

d. Comparación de resultados entre los casos C1 y C2 año 2011

A continuación se presentan simultáneamente los gráficos para efectos comparativos:

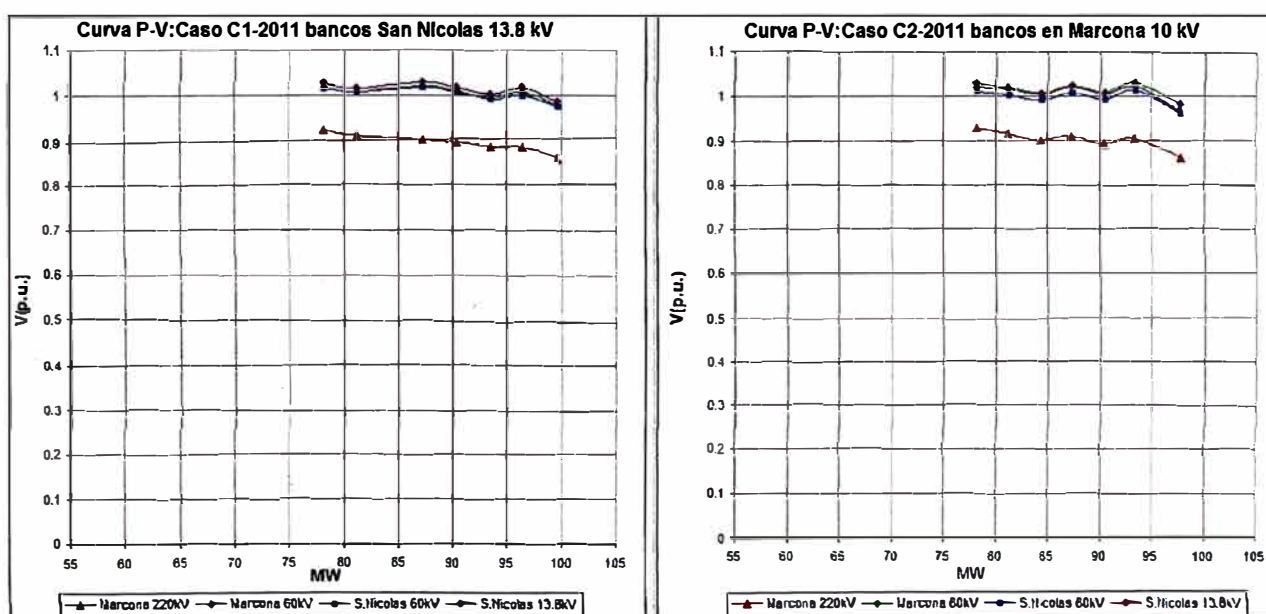


Fig. 2.5 Comparación de Curvas PV -2011

También observamos que los perfiles de tensión en las barras de la S.E. San Nicolás 13.8 kV son mejores cuando los bancos de condensadores se instalan en el caso C1 en vez que en el caso C2.

En la siguiente figura se muestra el porcentaje de plena carga de los transformadores de potencia de la S.E. Marcona (2x75 MVA) y de la S.E. San Nicolás (3x37.5 MVA) en función de la potencia activa que transportan para los casos C1 y C2:

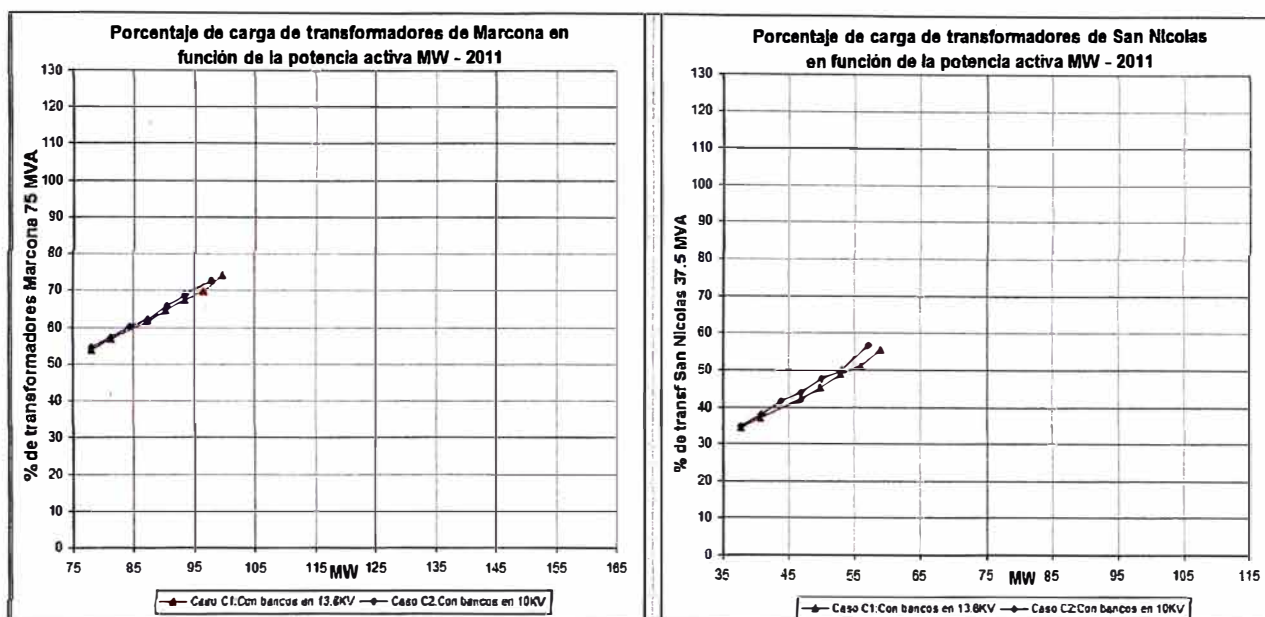


Fig. 2.6 Comparación Porcentaje de carga de Potencia Activa 2011

Obsérvese que para una misma potencia transportada el porcentaje de carga es diferente en cada caso. La diferencia radica en que la potencia reactiva que inyecta el banco de condensadores al terciario (10kV) viaja a través de los transformadores de potencia de la S.E. Marcona, líneas de transmisión en 60 kV y transformadores de potencia de la S.E. San Nicolás para llegar a la carga, esto causa aumento de pérdidas en los equipos y reducción de la capacidad de transporte de las líneas y transformadores.

2.4.2 Análisis del Proceso de Carga de Transformadores para el año 2012.

A continuación se presentan los mismos casos simulados para el 2011 con la salvedad que en el año 2012 la topología varía debido a los proyectos de ampliación de Shougang Hierro Perú S.A.A. (S.E. El Hierro) y el proyecto de generación térmica de El Faro, los cuales son incluidos en los resultados que se muestran a continuación:

a. Caso sin proyecto de bancos de condensadores (C0)

Este caso muestra el proceso de carga de los transformadores de la S.E. Marcona 2x75MVA y de la S.E. San Nicolás 3x37.5 MVA en la condición actual de operación, es decir, sin considerar aún la instalación de los bancos de condensadores.

Tabla N° 2.18 Proco de Carga de los Transformadores sin Compensación -2012

TOTAL (T6-261 + T62-261)			Proceso de Carga TR_SNICO_59/60/61			MARCONA	MARCONA	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS
MW	MVAR	Pos. TAP	MW	MVAR	%	220 kV	60 kV	60 kV	13.8 kV
109.15	59.08	-3	67.29	28.35	64.59	0.965	1.029	1.005	1.008
115.30	64.59	-4	73.41	31.89	70.73	0.963	1.033	1.006	1.006
121.58	72.55	-4	79.56	36.12	78.40	0.959	1.021	0.991	0.986
127.79	79.39	-5	85.71	40.32	85.09	0.956	1.023	0.989	0.981
134.18	88.91	-5	91.86	45.03	93.65	0.951	1.009	0.971	0.958
140.65	99.83	-5	98.04	50.19	103.07	0.946	0.993	0.950	0.931
147.25	112.83	-5	104.25	56.01	113.77	0.940	0.974	0.925	0.898
154.11	129.68	-5	110.52	63.03	126.85	0.931	0.948	0.892	0.856

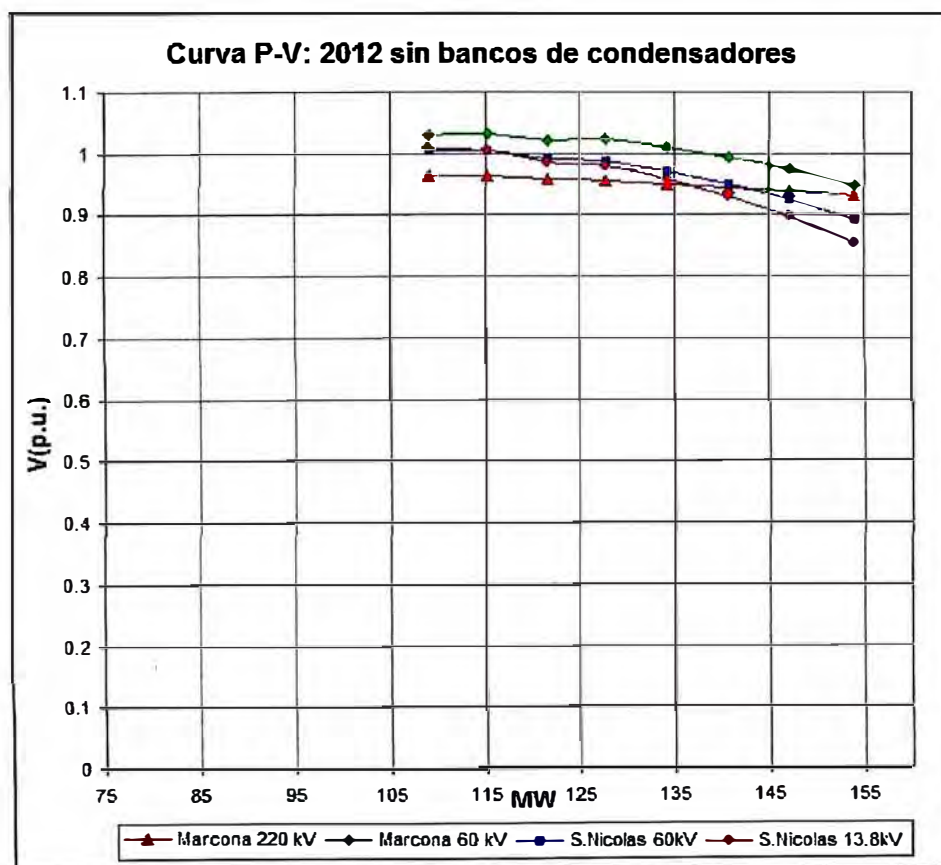


Fig. 2.7 Curva PV sin Banco de Condensadores – 2012

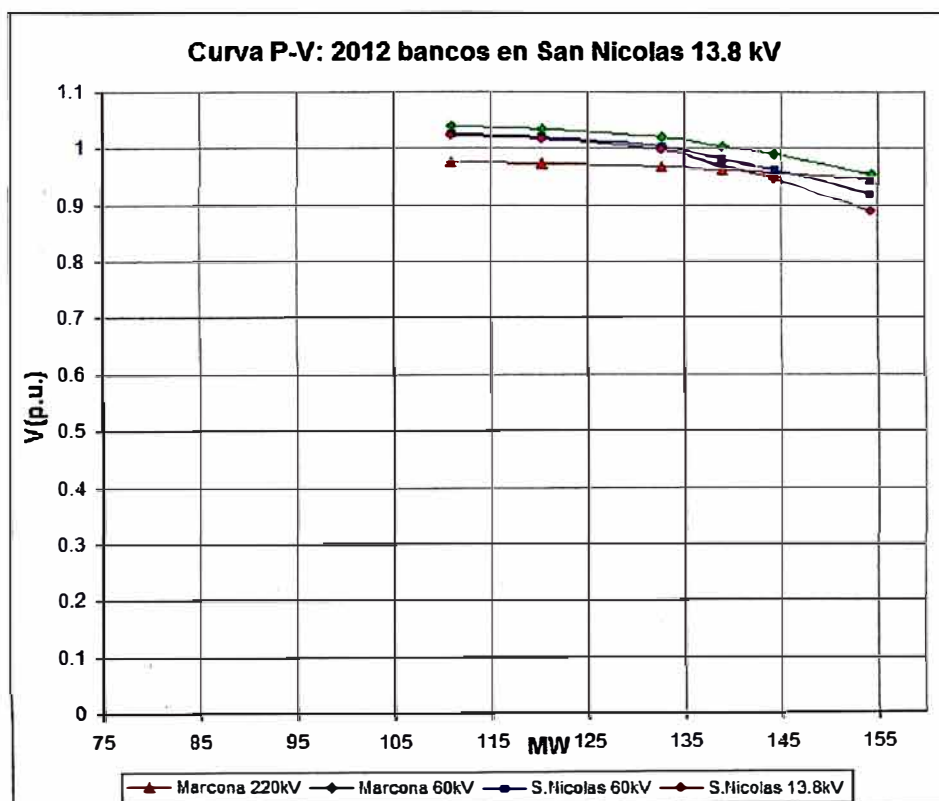
De la tabla N°2.18 y de la figura 2.7 se concluye que la máxima potencia activa que se puede transmitir a través de los dos transformadores de potencia de la S.E. Marcona es 154.11 MW. A diferencia del 2011 la potencia que se puede transportar es mayor debido a que el proyecto de la C.T. El Faro mejora los perfiles de tensión en la barra de 220 kV de Marcona permitiendo que los transformadores de potencia puedan entregar más de su máxima capacidad sin causar una inestabilidad de tensión.

b. Caso con bancos de condensadores en San Nicolás 13.8 kV (C1)

Este caso muestra el proceso de carga de los 2 transformadores de potencia de la S.E. Marcona 2x75 MVA y los 3 transformadores de la S.E. San Nicolás 3x37.5 MVA cuando se han instalado el banco de condensadores en la barra de 13.8 kV en la S.E. San Nicolás.

Tabla N° 2.19 Proceso de Carga de los Transformadores Caso C1-2012

TOTAL (T6-261 + T62-261)			Proceso de Carga TR_SNICO_59/60/61			MARCONA	MARCONA	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS
MW	MVAR	Pos. TAP	MW	MVAR	%	220 kV	60 kV	60 kV	13.8 kV
110.99	36.58	-1	69.27	7.65	61.76	0.975	1.039	1.027	1.024
120.24	39.99	-1	78.48	7.83	70.30	0.973	1.034	1.021	1.018
132.68	49.59	-1	90.75	11.64	83.00	0.968	1.020	1.003	0.997
139.04	60.28	-1	96.90	17.76	91.22	0.963	1.005	0.983	0.971
144.41	70.49	-1	106.06	23.40	98.91	0.958	0.990	0.963	0.946
154.39	94.14	-1	111.39	35.61	115.96	0.947	0.955	0.918	0.889



De la tabla N°2.19 y de la figura 2.8 se concluye que la máxima potencia activa que se puede transmitir a través de los dos transformadores de potencia de la S.E. Marcona es 154.39 MW y a través de los 3 transformadores de potencia de la S.E. San Nicolás es 111.39 MW. En este caso no hay problemas de caídas de tensión, a pesar que los transformadores de potencia están sobrecargados casi al 20 % más de su propia potencia nominal.

c. Caso con Bancos de Condensadores en la S.E. Marcona 10 kV (C2)

Este caso muestra el proceso de carga de los 2 transformadores de potencia de la S.E. Marcona 2x75 MVA y los 3 transformadores de potencia de la S.E. San Nicolás 3x37.5 MVA cuando los bancos de condensadores se han instalado en la barra de 10 kV de la S.E. Marcona.

Tabla N° 2.20 Proceso de Carga de los Transformadores Caso C2-2012

TOTAL (T6-261 + T62-261)			Proceso de Carga TR_SNICO_59/60/61			MARCONA	MARCONA	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS
MW	MVAR	Pos. TAP	MW	MVAR	%	220 kV	60 kV	60 kV	13.8 kV
109.05	34.88	-1	67.26	28.26	63.66	0.975	1.042	1.019	1.023
120.51	48.22	-1	78.54	35.07	76.93	0.969	1.024	0.994	0.991
136.18	55.39	-1	93.90	45.09	94.88	0.965	1.014	0.976	0.963
144.80	70.26	-1	102.15	51.51	107.28	0.958	0.993	0.948	0.927
152.55	86.75	-1	109.41	58.20	120.15	0.951	0.968	0.917	0.888

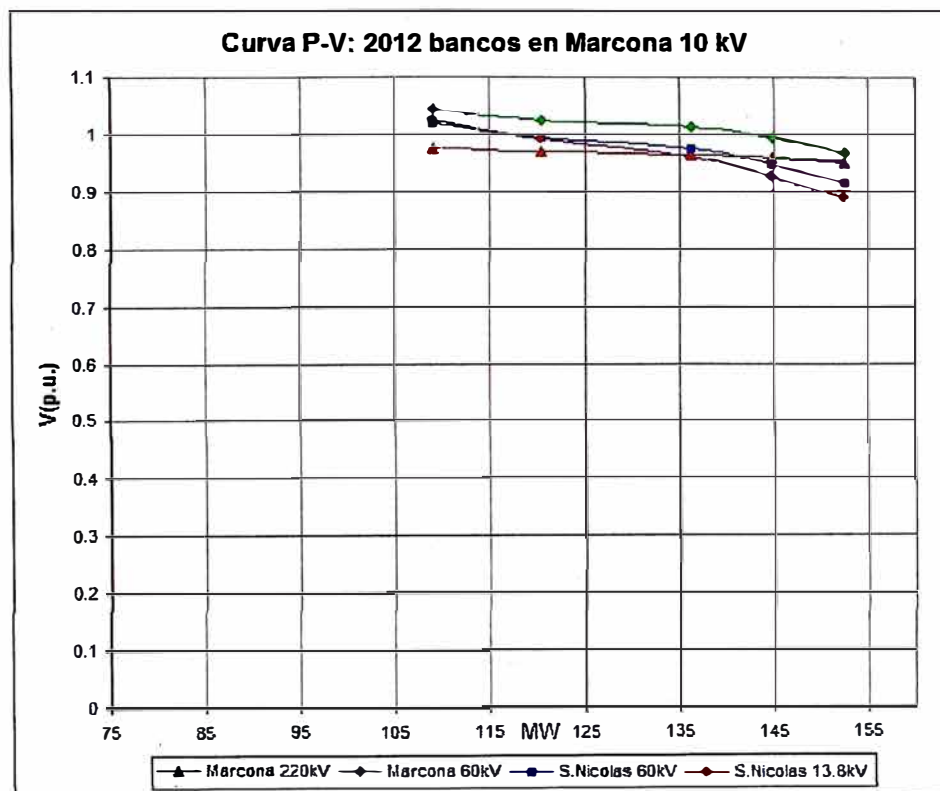


Fig. 2.9 Curva PV- S.E Marcona (C2)-2012

De la tabla N°2.20 y de la figura 2.9 se muestra claramente que la máxima potencia activa que se puede transmitir a través de los dos transformadores de potencia de la S.E. Marcona es 152.55 MW y a través de los 3 transformadores de potencia de la S.E. San Nicolás es 109.41MW. Las simulaciones de flujo de carga nos dan un claro panorama que en este caso tampoco hay problemas de caídas de tensión en las instalaciones de las subestaciones de estudio, a pesar que los transformadores de potencia están sobrecargados casi al 20 % más de su propia potencia nominal.

d. Comparación de resultados entre los casos C1 y C2

A continuación en la figura 2.10 se presentan simultáneamente los dos gráficos de instalación de los bancos de condensadores (compensación reactiva capacitiva) para los casos C1 y C2, de esta manera poder realizar visualmente las respectivas comparaciones y tener un mejor análisis de entendimiento de cómo se comportan los perfiles de tensiones en las instalaciones del presente estudio.

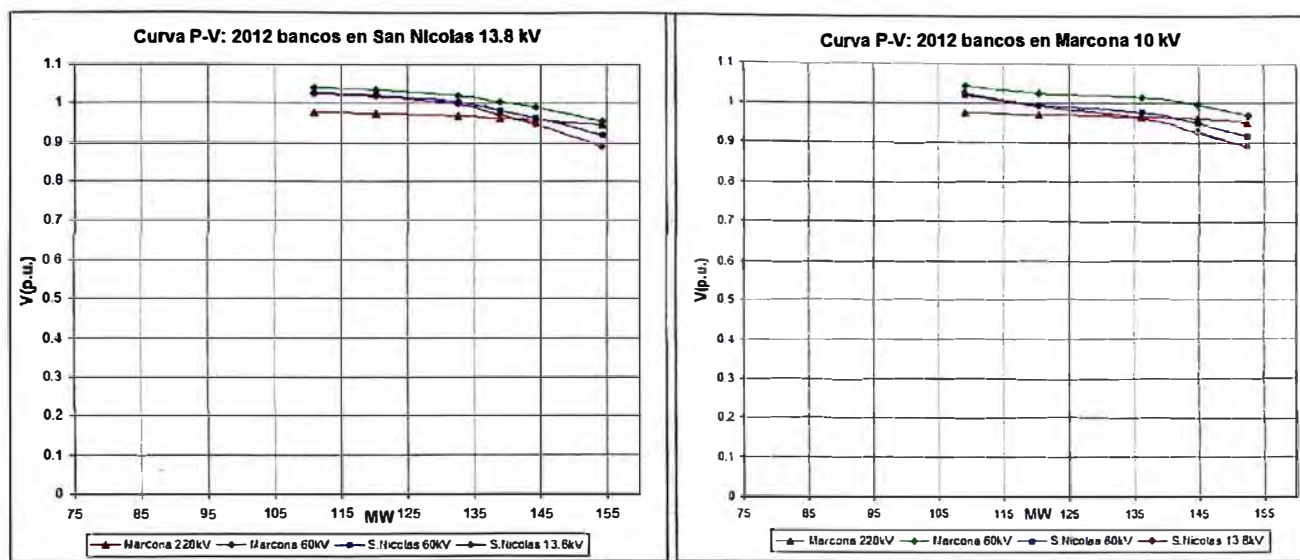


Fig. 2.10 Comparación de Curvas PV -2012

Como se puede apreciar en este caso no hay problema de perfiles de tensión de la zona.

En el siguiente grafico 2.11 se muestra el porcentaje de plena carga de los transformadores de potencia de la S.E. Marcona (2x75 MVA) y de la S.E. San Nicolás (3x37.5 MVA) en función de la potencia activa que transportan para los casos C1 y C2:

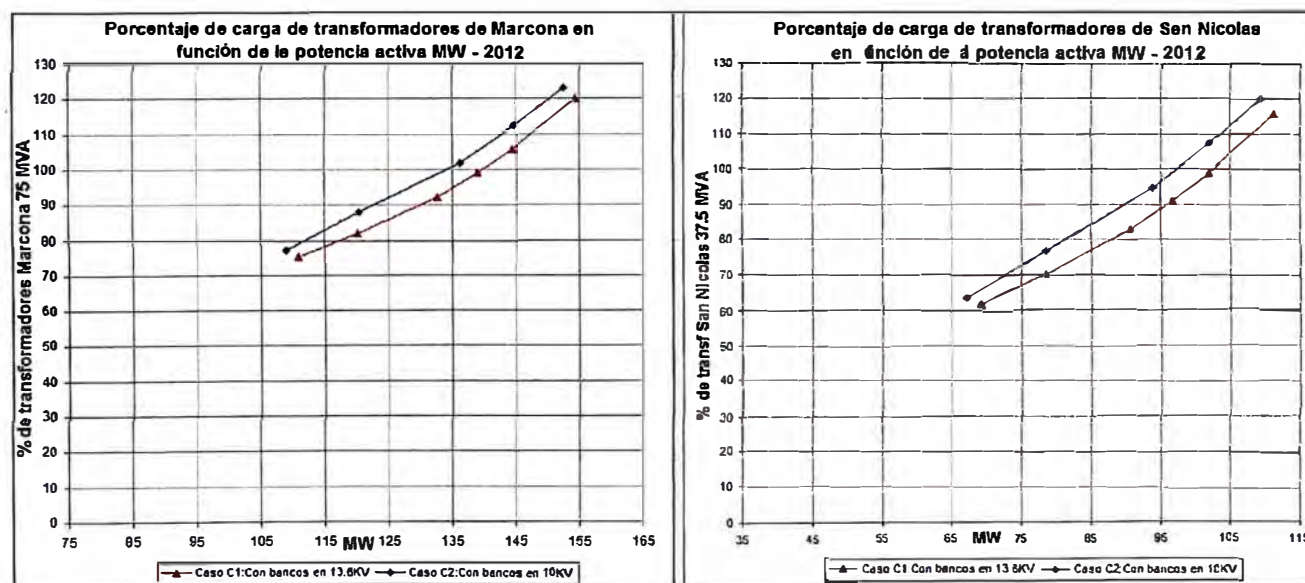


Fig. 2.11 Comparación Porcentaje de carga de Potencia Activa 2012

Para los transformadores de la S.E. Marcona 2x75 MVA obsérvese que para una misma potencia transportada el porcentaje de carga es diferente en cada caso. Para 135 MW en el caso C1, los transformadores están al 94% de plena carga, en cambio para la misma potencia en el caso C2 el porcentaje es 101%. La diferencia radica en que la potencia reactiva que inyectan los condensadores al terciario (10kV) de los transformadores de potencia de la S.E. Marcona le reducen la capacidad de los transformadores de potencia.

Para los transformadores de la S.E. San Nicolás 3x37.5 MVA obsérvese que para una misma potencia transportada el porcentaje de carga es diferente en cada caso. Para 85 MW en el caso C1, los transformadores están al 76% de plena carga, en cambio para la misma potencia en el caso C2 el porcentaje es 85%. La diferencia radica en que la potencia reactiva que inyectan los condensadores al terciario (10kV) de los transformadores de potencia de la S.E. Marcona viajan a través de la línea de 60 kV cargando a los transformadores de la S.E. San Nicolás.

2.5 Cálculo de Corto Circuito

2.5.1 Objetivo

Las simulaciones de cortocircuito tienen como objetivo determinar las máximas corrientes de falla en el área de influencia del proyecto, para una condición inicial en operación normal del sistema eléctrico en estudio.

Los resultados de las simulaciones permiten:

- Verificar la capacidad de ruptura de los interruptores de potencia existentes y especificar los diferentes equipos de maniobra proyectados.
- Verificar la saturación y límite térmico de los transformadores de corrientes existentes y proyectados.
- Ajustar los relés de protección, específicamente los relés de sobrecorriente.

2.5.2 Metodología y criterios

- Se realizó la simulación de cortocircuitos sobre la base de una solución previa de flujo de carga para el horizonte de estudio correspondiente al año 2011 y 2020, considerando las expansiones de generación y transmisión en el sistema interconectado nacional (SEIN) para dicho horizonte.
- Para determinar las máximas corrientes de falla se ha considerado el escenario de máxima demanda en avenida y se utilizan las reactancias subtransitorias saturadas para los generadores síncronos. Con la finalidad de obtener la máxima corriente que se pueda presentar en la barra de San Nicolás 13.8 kV, se puso en servicio los tres grupos de la central térmica San Nicolás.
- Cabe aclarar que para el caso de cortocircuitos entre fases sin contacto a tierra (trifásica y bifásica), las fuentes que alimentan a la falla son los generadores. En el caso de cortocircuitos con contacto a tierra, además de los generadores con neutro a tierra, también son fuentes de corrientes de secuencia cero los puntos de conexión a tierra, tal

como sucede con los neutros puestos a tierra de las conexiones en estrella de los transformadores de potencia.

2.5.3 Casos Simulados y Resultados

Se han simulado los siguientes casos de cortocircuito:

- Cortocircuito trifásico franco para el año 2011
- Cortocircuito monofásico franco para el año 2011
- Cortocircuito trifásico franco para el año 2020
- Cortocircuito monofásico franco para el año 2020

Para cada uno de los casos se presenta una salida gráfica en donde se muestran, además de la potencia y corriente total de falla en barra, todas las contribuciones de corrientes de fallas de las líneas, transformadores y generadores involucrados en el área en estudio.

Los resultados se presentan en forma gráfica en el Anexo N° C.

A continuación se muestra un cuadro resumen con las máximas corrientes y potencias de cortocircuito en las principales barras del sistema eléctrico en estudio para los años 2011 y 2020.

Tabla N° 2.21 Resultados de Corto circuito – Falla Trifásica

FALLA TRIFÁSICA EN MÁXIMA DEMANDA AVENIDA 2011		
BARRA (kV)	Sc _{cc} (MVA)	I _{cc} (kA)
Marcona 220	698.223	1.832
Marcona 60	623.217	5.997
Mina 34.5	187.502	3.138
Mina 60	488.095	4.697
San Nicolas 13.8	934.197	39.084
San Nicolas 60	670.733	6.454
FALLA TRIFÁSICA EN MÁXIMA DEMANDA AVENIDA 2020		
BARRA (kV)	Sc _{cc} (MVA)	I _{cc} (kA)
Marcona 220	3547.789	9.311
Marcona 60	1166.646	11.226
Mina 34.5	214.058	3.582
Mina 60	764.665	7.358
San Nicolas 13.8	1247.197	52.179
San Nicolas 60	1019.081	9.806

Tabla N° 2.22 Resultados de Corto circuito – Falla Monofásica

FALLA MONOFÁSICA EN MÁXIMA DEMANDA AVENIDA 2011			
BARRA (kV)	Sc _{cc} (MVA)	I _{cc} (kA)	3xI ₁₀ (kA)
Marcona 220	255.310	2.010	2.010
Marcona 60	281.814	8.135	8.135
Mina 34.5	70.977	3.563	3.563
Mina 60	153.219	4.423	4.423
San Nicolas 13.8	339.977	42.671	42.671
San Nicolas 60	169.236	4.885	4.885
FALLA MONOFÁSICA EN MÁXIMA DEMANDA AVENIDA 2020			
BARRA (kV)	Sc _{cc} (MVA)	I _{cc} (kA)	3xI ₁₀ (kA)
Marcona 220	1326.294	10.442	10.442
Marcona 60	509.519	14.709	14.709
Mina 34.5	78.284	3.930	3.930
Mina 60	204.033	5.890	5.890
San Nicolas 13.8	417.195	52.362	52.362
San Nicolas 60	210.174	6.067	6.067

2.6 Análisis de los Resultados obtenidos.

- a. Se ha evaluado la ubicación de los bancos de Condensadores en la Barra de la Central Térmica de San Nicolás 13,8kV (Caso C1) y Marcona 10 kV (Caso C2); recomendándose la ubicación del banco de condensadores en la barra de la Central Térmica de San Nicolás 13.8 kV; debido fundamentalmente a los siguientes aspectos:
- El perfil de tensión es mejor en la Barra de San Nicolás 13.8 kV, teniendo un efecto directo en las redes de distribución de la mina; la reducción de pérdidas; así como el mejor control de la tensión regulada en bornes de la carga.
 - Es posible cargar a los transformadores de la S.E. Marcona con 6 ó 7 MW (para el año 2012) más que en el caso C2 debido a que la conexión del caso C1 (13.8 kV) permite reducir las pérdidas en los transformadores y en las líneas de 60 kV mejorando los perfiles de tensión.
 - Para la misma cantidad de potencia activa a través de los transformadores de la S.E. Marcona se concluye que en el caso C1 el porcentaje de carga es menor que la conexión del caso C2.
- b. El banco de condensadores deberá estar conformado por 2 etapas de 10 MVar y 4 etapas de 2.5 MVar efectivas para una tensión de operación de 13.8 kV. El cual se validara con los resultados del “Estudio de Armónicas y Análisis de la Frecuencia”, indicándose la capacidad y tensión nominal que tendrá el banco de condensadores. La recomendación de tener pasos de 2.5 MVar efectivos es debido a que la máxima demanda de reactivos proyectada en cada alimentador en 13.8 kV de San Nicolás se encuentra entre los 1.5 y 4 MVar evitándose sobretensiones de maniobra.
- c. Se recomienda que las posiciones de los taps en S.E. San Nicolás sea:

Tabla Nº 2.23 Posición del Tap en los transformadores SE San Nicolás

Escenario	Pos. Tap
2011 sin compensación en San Nicolás 13.8 kV	1
Sin central térmica El Faro	
2011 con compensación en San Nicolás 13.8 kV	1
Sin central térmica El Faro	
2012 sin compensación en San Nicolás 13.8 kV	0
Con central térmica El Faro	
2012 con compensación en San Nicolás 13.8 kV	1
Con central térmica El Faro	

- d. La subestación El Hierro deberá entrar en servicio si y solo si la nueva central térmica El Faro se encuentra en servicio también.

- e. A partir de las simulaciones de flujo de potencia para los escenarios de máxima demanda 2011 con el banco de condensadores en San Nicolás 13.8 kV, se recomienda mantener la central térmica San Nicolás con un despacho mínimo de 25 MW para evitar la sobrecarga de la línea Ica-Marcona de 220 kV.
- f. Para el año 2011, en los escenarios de máxima demanda, con el ingreso del banco de condensadores en San Nicolás 13.8 kV, solo serán necesarios 25 MW de generación por parte de la central térmica San Nicolás, en lugar de los 52 MW que se necesitaría para mantener los niveles de tensión dentro de los límites de operación normal permitidos si no existiera el proyecto del banco de condensadores.
- g. Para el año 2012, con el ingreso del banco de condensadores en San Nicolás 13.8 kV y la nueva central térmica El Faro, ya no será necesario que la central térmica San Nicolás se encuentre operando para mantener los niveles de tensión óptimos y evitar sobrecargas.
- h. El banco de condensadores de 2x10 MVar fijos efectivos + 4x2.5 MVar variables efectivos deberá contar con un sistema de control automático/manual a distancia, el cual le permitirá el operador retirar o adicionar etapas ante grandes variaciones de carga.
- i. Se recomienda que las nuevas cargas a conectar a San Nicolás 13.8 kV cuente con un factor de potencia igual o superior a 0.96; es decir se debe compensar en bornes de motores y tableros de distribución.

CAPITULO III

ESTUDIO DE ARMÓNICAS Y ANALISIS DE FRECUENCIA

3.1. Generalidades

El objetivo del presente capítulo es mostrar los resultados del análisis técnico de simulación de armónicas y el resultado de las mediciones de armónicas de tensión y corriente del sistema eléctrico de la S.E Marcona - SE San Nicolás para poder determinar cuáles son las armónicas existentes y los que se generan cuando se instala el banco de condensadores en la barra de 13.8 kV de la SE San Nicolás.

3.2. Alcances

Los alcances del presente estudio son los siguientes:

- a. Realizar mediciones de armónicas en los siguientes puntos eléctricos:

Tabla N° 3.1 Puntos Eléctricos Medidos

Punto electrico	Subestación	Nivel de Tensión
T6-261	Marcona	60 kV
T62-261	Marcona	60 kV
L-2211	Marcona	220 kV

- b. Determinar y evaluar los indicadores de calidad según la Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos (NTCSE) [1].
- c. Analizar las armónicas de corriente según el estándar IEEE 519 [4].
- d. Modelar y simular el flujo de corriente armónica la red eléctrica en estudio considerando los escenarios del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del año 2011 y 2012.
- e. Analizar las curvas de respuesta en frecuencia de las impedancias en las barras de la S.E. Marcona 10kV y de la Central Térmica en 13.8kV.
- f. Brindar recomendaciones técnicas para la operación y mantenimiento del banco de condensadores (compensación reactiva).

3.3. Sistema Eléctrico.

El sistema eléctrico en donde se analiza las frecuencias y las armónicas se presentar en forma resumida en la figura 3.1.

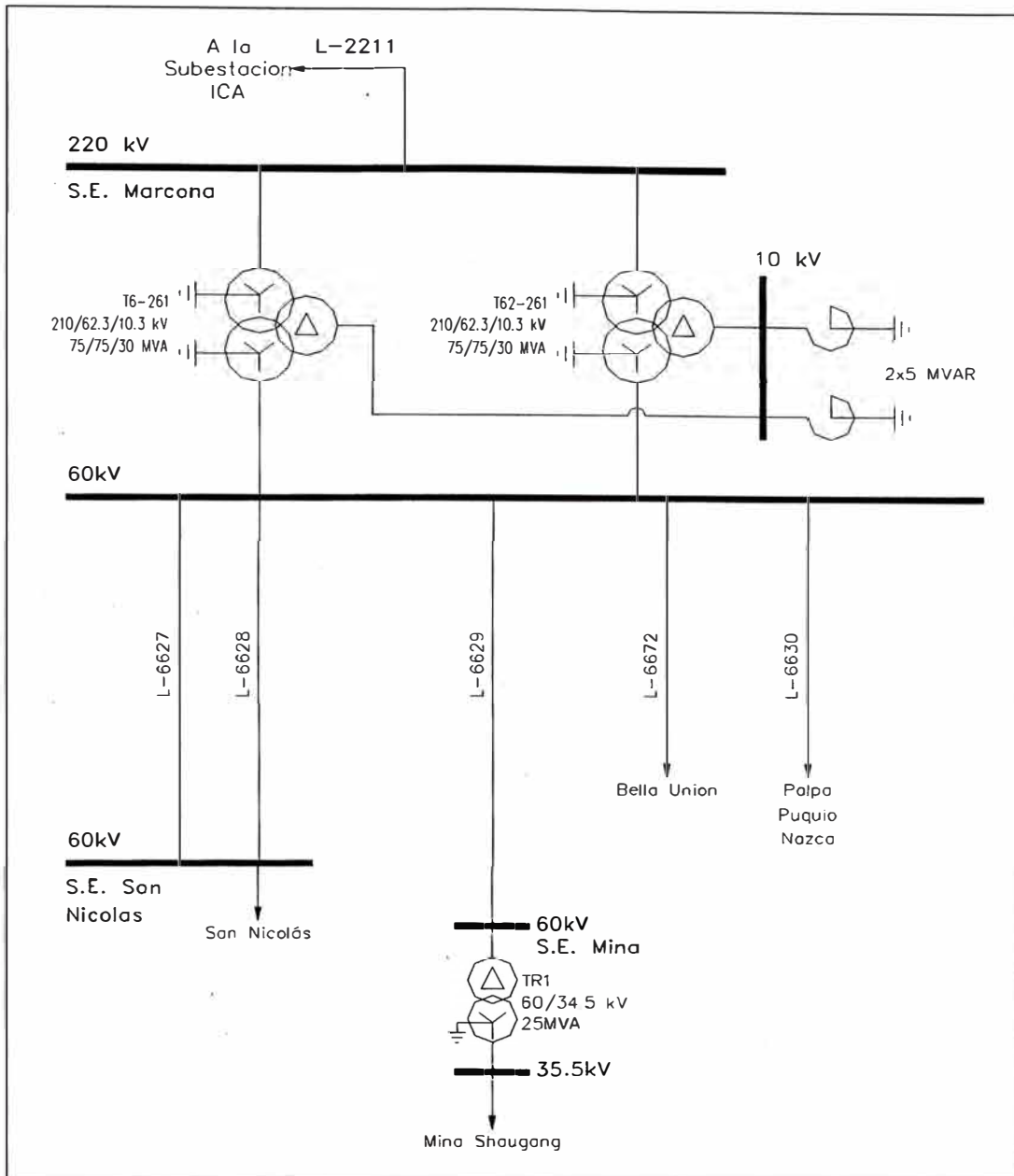


Fig. 3.1 Sistema eléctrico en estudio

3.4. Control de calidad de producto según la NTCSE.

El control de la calidad de los servicios eléctricos aplicable para la evaluación de armónicas del sistema eléctrico de la S.E. Marcona se realiza analizando en los siguientes aspectos.

Calidad de Producto:

- a. Tensión
- b. Perturbaciones (Flicker y Tensiones Armónicas)

El presente estudio, comprende evaluar la calidad de producto en el nivel de 220kV y 60kV del sistema eléctrico S.E. Marcona, además del nivel de 13.8 kV en la S.E. San Nicolás.

3.4.1. Tensión

La NTCSE especifica tolerancias en cuanto a las variaciones de los niveles de tensión medidos. El período de medición es de siete días calendarios continuos promediados por intervalos de 15 minutos.

El indicador de calidad para la variable de tensión se refiere a que las mediciones se dan en intervalos de medición k , de 15 minutos de duración y se expresa mediante la siguiente fórmula:

$$\Delta V_K(\%) = \frac{(V_K - V_N)}{V_N} * 100\% \quad (3.1)$$

La tolerancia del nivel de tensión es del $\pm 5\%$ de la tensión Nominal.

3.4.2. Perturbaciones.

La NTCSE solo contempla indicadores de calidad para el control del Flicker y Tensiones Armónicas.

a. Flicker

El flicker es una impresión subjetiva de la fluctuación de iluminación o variación notoria instantánea de los niveles de iluminación, ocasionada por fluctuaciones de tensión en la red de alimentación eléctrica. Crea en quien la percibe una sensación desagradable.

El flicker depende fundamentalmente de la frecuencia, amplitud y duración de las fluctuaciones de tensión que lo causan. Estas oscilan entre los 0.5Hz y los 30Hz de frecuencia.

El valor Pst o perceptibilidad a corto plazo indica cuando una persona normal percibirá un cambio de luminosidad en la iluminación para focos incandescentes de 60Vatios, 120V ó 230V. El valor límite permitido de Pst es de 1 (uno) según la NTCSE, esto significa que para valores superiores de 1 el fenómeno de flicker sería claramente percibido por el ojo humano. Los niveles de flicker no deben superar el 5% en los intervalos medidos.

b. Armónicas de Tensión.

Las armónicas son tensiones y corrientes con frecuencias múltiplos enteros de la frecuencia fundamental (60Hz) los cuales son generados por las cargas no-lineales.

La forma de evaluar una tensión o una corriente distorsionada es a través del parámetro denominado distorsión armónica total THD (Total Harmonic Distorsion). Según la NTCSE la fórmula de THD es la siguiente:

$$THD(\%) = \left(\frac{\sqrt{\sum_{i=2..40} v_i^2}}{V_N} \right) * 100\% \quad (3.2)$$

Donde:

V_N : Tensión Nominal

V_2, V_3, \dots, V_{40} : Armónica de tensión del orden 2 al 40

El THD se interpreta de la siguiente manera:

Qué proporción de la señal de 60Hz representa la señal distorsionada.

Las tolerancias establecidas para las tensiones armónicas individuales según la NTCSE son las que se muestran en la siguiente tabla N° 3.2.

Tabla N° 3.2 Tensiones mayores a 60kV

Tensiones Mayores a 60 kV							
Armónico	%	Armónico	%	Armónico	%	Armónico	%
2	1.5	12	0.2	22	0.20	32	0.20
3	1.5	13	1.5	23	0.70	33	0.20
4	1.0	14	0.2	24	0.20	34	0.20
5	2.0	15	0.3	25	0.70	35	0.17
6	0.5	16	0.2	26	0.20	36	0.20
7	2.0	17	1.0	27	0.20	37	0.17
8	0.2	18	0.2	28	0.20	38	0.20
9	1.0	19	1.0	29	0.19	39	0.20
10	0.2	20	0.2	30	0.20	40	0.20
11	1.5	21	0.2	31	0.18		
Límite Máximo de THD de Tensión = 3 %							

Los límites establecidos en la tabla N° 3.2 serán utilizados en el presente estudio dado que los puntos eléctricos analizados están en el nivel de 220kV y 60kV.

3.5. Control de calidad Según la IEEE 519.

El instituto Electrical and Electronics Engineers (IEEE) mediante el grupo de trabajo 'IEEE-PES Power System Harmonics' y en base a estudios de armónicas ha recopilado en el documento IEEE-519 (Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems [4]) el cual establece límites para el control de los problemas ocasionados por las armónicas.

Los límites recomendables se refieren a las condiciones más desfavorables en régimen permanente de funcionamiento; por tanto, durante transitorios estos límites pueden, ser sobrepasados.

Es importante mencionar que el estándar define solo recomendaciones prácticas y no es una norma legal.

La filosofía del estándar es recomendar límites de armónicas para las empresas concesionarias y los clientes finales. Estas recomendaciones también se aplican para la industria eléctrica.

Para el caso de las empresas concesionarias éstas deben mantener un THD de tensión dentro de las tolerancias mientras los clientes finales deben de mantenerse dentro del límite establecido la inyección de corriente armónica. Asimismo, la empresa concesionaria debe asegurar que en su sistema eléctrico no existan frecuencias de resonancia que coincidan con las frecuencias de las corrientes armónicas de las cargas de los clientes finales.

Para establecer los límites de armónicas de corriente, éste estándar, considera los niveles de corto circuito de la red, ya que dicho parámetro está relacionado con la frecuencia de resonancia del sistema y con el THD de tensión.

A diferencia de la NTCSE, éste estándar contempla la evaluación de armónicas de corriente debido a que las armónicas de tensión en el sistema eléctrico son determinados en función a la corriente armónica inyectada y a la impedancia de la red del sistema a cada frecuencia.

El cálculo de los límites de las armónicas de corriente está en función de la magnitud de la carga, es decir, para cargas grandes tendrían menores límites dado que estos representarían en mayor proporción el aporte de armónicas en la red.

3.5.1 Límites de Tensión Armónica

En esta recomendación no se diferencia entre las tasas de las distintas armónicas y se especifican valores máximos para el índice THD y armónicas individuales en función a la tensión a la frecuencia fundamental. Los límites especificados se muestran en el siguiente cuadro:

Tabla N° 3.3 Límites permitidos de tensión

Tensión en el PAC	Distorsión de Tensión Individual (%)	Distorsión de la Tensión Total THD
Hasta 69kV	3,0	5,0
69kV a 161kV	1,5	2,5
Más de 161kV	1,0	1,5

3.5.2 Límites de Corrientes Armónicas.

Los límites establecidos a los clientes individuales conectados al mismo punto de acoplamiento común se calculan en proporción a sus respectivas potencias instaladas. Los límites de corriente recomendados en los cuadros deben ser interpretados como “caso más desfavorable” en condiciones normales de funcionamiento de duración superior a una hora. Para periodos más breves, los valores de los cuadros pueden ser incrementados en un 50%.

Tabla N° 3.4 Límite de corrientes armónicas para sistemas Eléctricos

Límites de la Corriente de Distorsión para Sistemas de Distribución (120 – 69.000V)						
Isc/IL	h<11	11 ≤ h <17	17 ≤ h <23	23 ≤ h <35	35 ≤ h	TDD
<20*	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20-50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50-100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100-1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0
Límites de armónicas de corriente para cargas no lineales en el PAC con otras cargas (69.001V – 161.000V)						
<20*	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20-50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50-100	5.0	2.25	2.0	1.25	0.35	6.0
100-1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
>1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0
Límites de armónicas de corriente para cargas no lineales en el PAC con otras cargas (69.001V – 161.000V)						
<50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
>50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Las armónicas pares se limitan al 25% del límite de las armónicas impares. Las distorsiones de corriente que resulten de una corriente directa, tales como las de los convertidores de media onda, no son permitidas.

Todos los equipos de generación de potencia se deben limitar a estos valores de distorsión de corriente, independientemente de su Isc/IL

Donde:

Isc = Máxima corriente de cortocircuito en el PAC

IL = Máxima corriente de carga (componente fundamental) en el PAC

Los cuadros mostrados son aplicables a situaciones generales de distorsión y a rectificadores de seis pulsos. Sin embargo, cuando se aplican a transformadores de variación de fase o a convertidores de número de pulsos (q) mayor de seis, se pueden aumentar los límites de las armónicas característicos por un factor igual a $\sqrt{(q/6)}$, siempre que las amplitudes de las armónicas de órdenes no característicos estén debajo del 25 por ciento de los límites especificados en los cuadros.

3.6. Metodología de medición y equipos utilizados.

Las mediciones fueron programadas en coordinación con las empresas involucradas. El período de medición fue de siete días continuos con la finalidad de registrar los perfiles de corriente armónica en días de la semana, un sábado y un domingo.

Los parámetros fueron registrados a intervalos de 15 minutos, para la tensión, y a 10 minutos, para las perturbaciones (armónicas y flicker). Adicionalmente se programó medir la potencia a 10 y 15 minutos, ya que la energía calculada sirve para determinar la compensación por mala calidad, en caso de aplicar.

Para realizar la evaluación de las armónicas de corriente, también se programó medir armónicas de corrientes individuales por fase desde el orden 2 al 63.

La figura 3.2 muestra el equipo utilizado el cual fue el analizador POWER RECORDER (RELIABLE POWER METERS) modelo 1650 .



Fig. 3.2 Power Recorder modelo 1650

Los parámetros eléctricos (según la NTCSE) registrados fueron:

Tabla N° 3.5 Parámetros Eléctricos

Parámetro	Periodo de Medición	Intervalo de Medición
Tensión	7 días	15 minutos
Flicker	7 días	10 minutos
Armónicas individuales de tensión	7 días	10 minutos
Energías	7 días	10 y 15 minutos
Armónicas individuales de corriente	7 días	10 minutos

Las mediciones fueron realizadas en forma simultánea. El conexionado del equipo analizador fue en delta. La siguiente figura muestra el tipo de conexión utilizado:

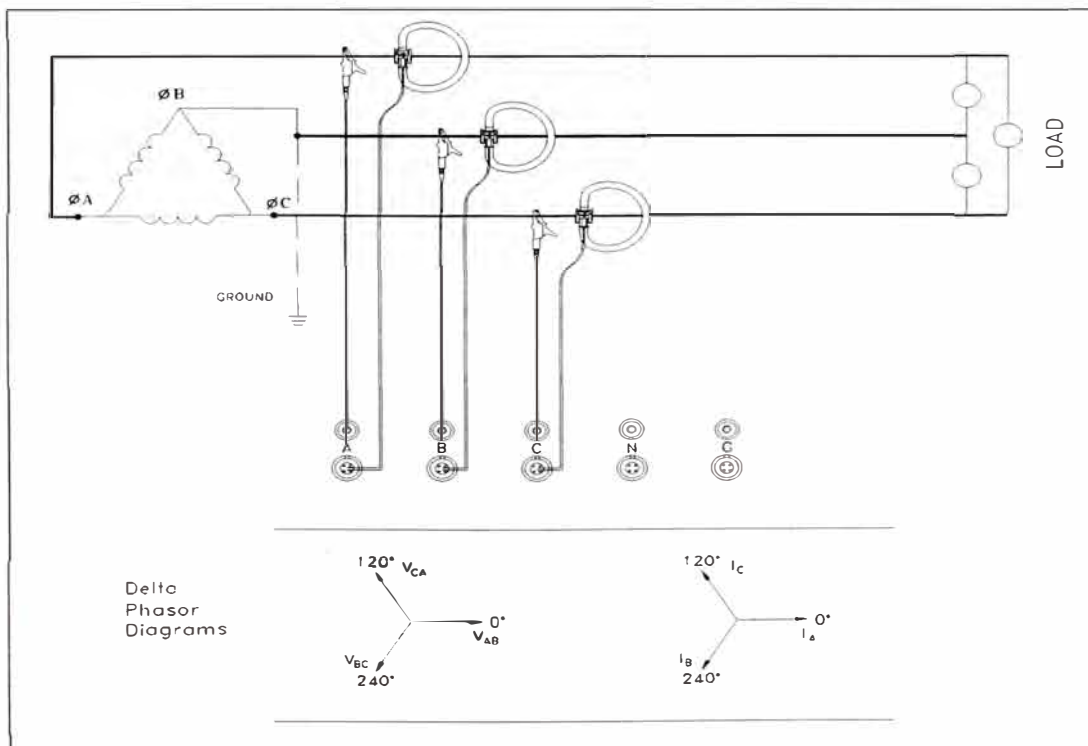


Fig. 3.3 Conexión del Power Recorder modelo 1650

3.7. Puntos de Medición.

3.7.1 Mediciones en S.E. Marcona 220kV - 60kV

Los puntos eléctricos a ser analizados se muestran en la Tabla N°3.1. Los equipos analizadores fueron instalados en los transformadores de medida de tensión y corriente (CT y PT) de cada componente eléctrico según el esquema de la figura 3.4.

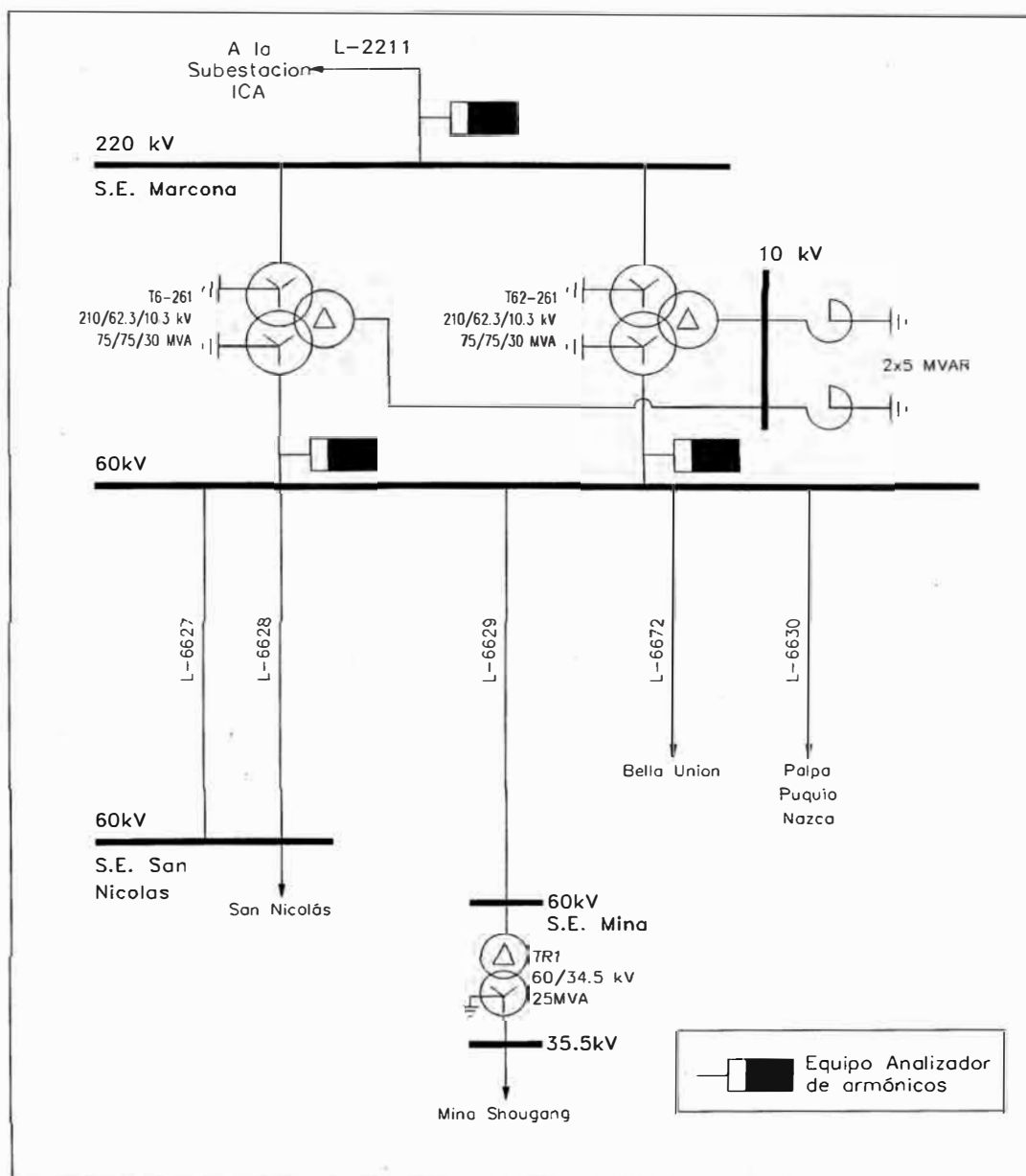


Fig. 3.4 Ubicación de equipo analizador en Sistema eléctrico en estudio

3.7.2 Mediciones en la Central Térmica San Nicolás en 13.8 kV

La evaluación de armónicas de la Barra en 13.8 kV de la Central Térmica de San Nicolás, se realizó en el transformador 1 y transformador 3 el cual arrojó como resultado la presencia de la 5ta y 7ma armónica y es corroborado por las graficas del resultado de las mediciones realizadas en la barra de la S.E. Marcona.

En la Figura siguiente Fig. 3.5 se presenta los resultados de flujo de armónicas:

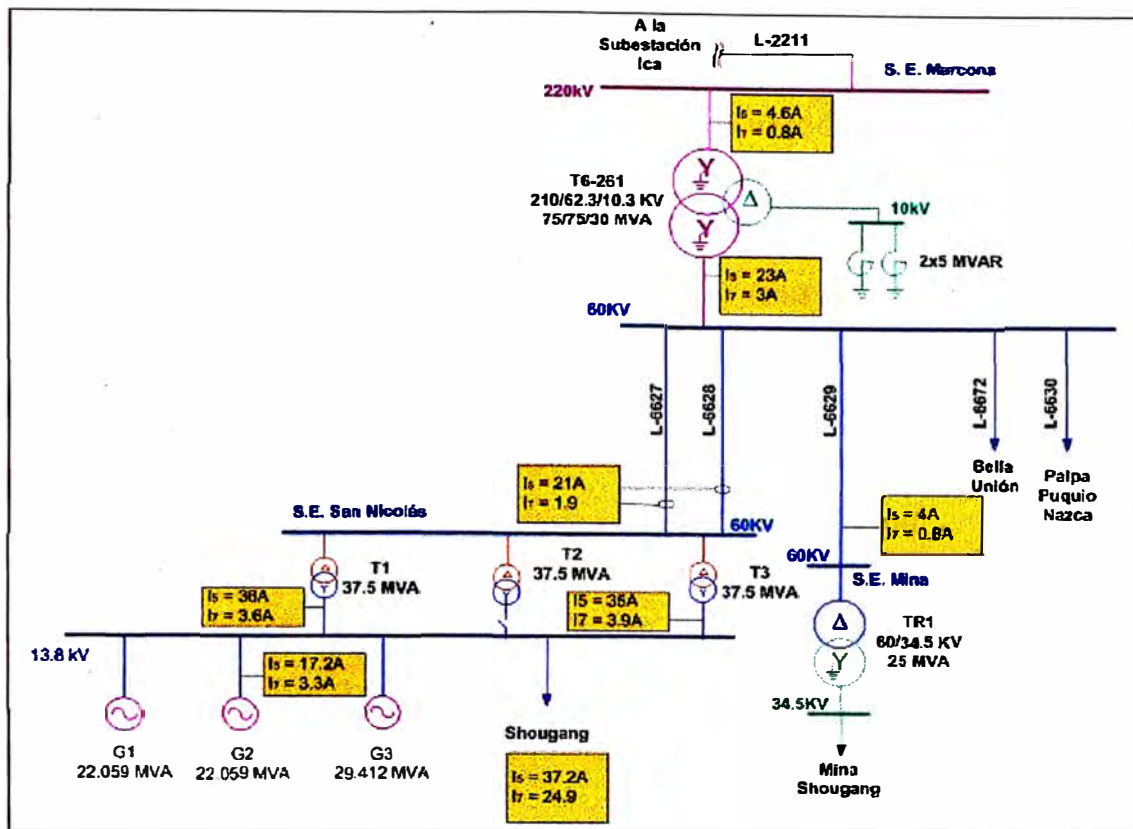


Fig. 3.5 Armónicas de corriente en el sistema de estudio

3.8. Evaluación de los indicadores de calidad según la NTCSE.

3.8.1 Evaluación de los indicadores de calidad de producto.

Dado que, las variables de medidas son de acuerdo a la Tabla N°3.6

Tabla N° 3.6 Variables Eléctricas

Variable	unidad
Tensión	Voltios
Armónicos de tensión	Armónicos de tensión Voltios
Flicker	Pst
Potencia	MW

Estas se encuentran expresadas en las unidades internacionales utilizadas por los equipos de medición, el cual se lleva a cabo un proceso para determinar los indicadores de calidad de producto según la NTCSE.

Las armónicas de tensión tienen que ser representadas en porcentaje respecto a la tensión nominal la cual es 210kV para el caso de la línea L-2211 y para los transformadores T6-261 y T62-261, la tensión es 60kV. Para el caso del flicker, se determina la diferencia de los registros respecto a 1Pst.

Por otro lado, para la cuantificación de las compensaciones económicas por mala calidad de energía se cambia a energía los perfiles de potencia registrados.

Una vez determinados los indicadores se procede a realizar el cálculo de las compensaciones según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), en caso de aplicar.

Las compensaciones son determinadas siempre y cuando, el 5% de los intervalos excedan las tolerancias establecidas por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) respecto a la calidad de tensión y perturbaciones. Cabe mencionar que la cantidad de intervalos medidos de tensión son 672 y 1008 intervalos medidos para las perturbaciones.

Aplicando los criterios mencionados, en el siguiente numeral se presentan los resultados de la evaluación de la calidad de producto, según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), en cada línea punto eléctrico analizado.

3.8.2 Punto de medición L-2211.

a. Mediciones de tensión.

La siguiente figura, Fig. 3.6 se puede apreciar claramente que corresponde a la tensión más desfavorable que se obtiene para cada intervalo de medición (Es el mayor valor de las tres fases).

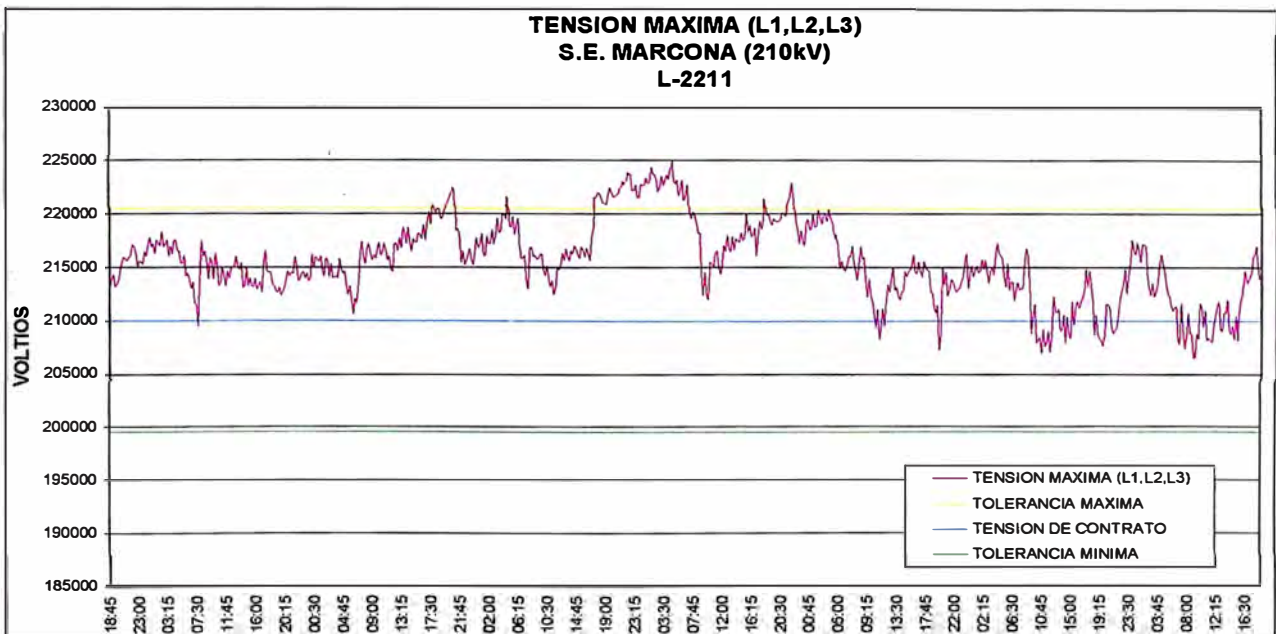


Fig. 3.6 Tensión Máxima (L1,L2,L3) S.E. Marcona 210 kV, L-2211

La Tabla N°3.7 muestra el reporte de la evaluación de los intervalos registrados de donde se observa que el 10.27% de intervalos registrados exceden en $\pm 5\%$ de la tensión nominal; por tal motivo según la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico (NTCSE) se determina que la energía suministrada en dicho punto eléctrico no cumple los requisitos de calidad.

Tabla N° 3.7 Evaluación de Mediciones de Tensión

Evaluación de Mediciones de Tensión	
Código de la Línea de Transmisión	L-2211
Subestación	MARCONA
Tension Nominal [V]	210 000
Compensación [US\$]	13 839
No de intervalos registrados	672
No de intervalos en falta	69
% de intervalos en falta	10.27
Fecha de inicio	23/06/2010, 18:45
Fecha de retiro	30/06/2010, 18:30

b. Mediciones de flicker.

La figura, Fig. 3.7 muestra claramente todos los niveles de flicker registrados durante todo el período de medición analizado.

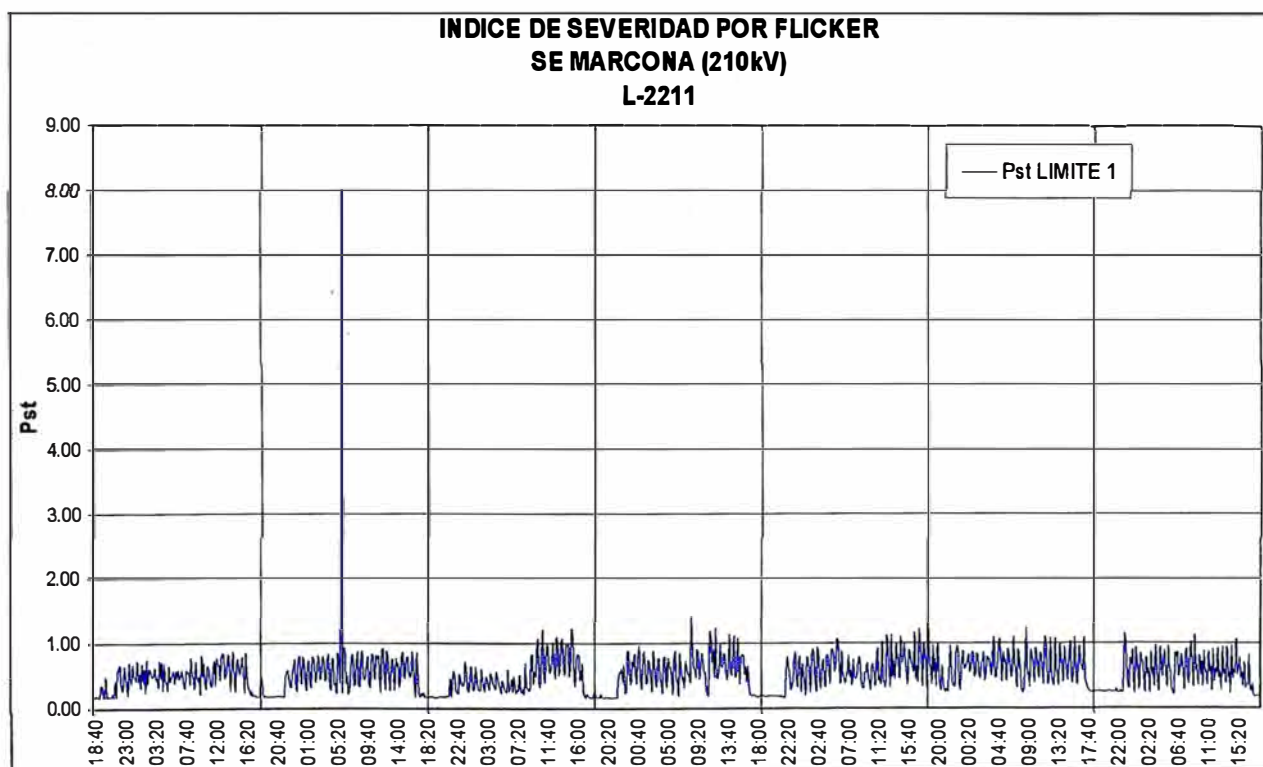


Fig. 3.7 Índice de Severidad por Flicker SE Marcona 210 kV, L-2211

En la Tabla N°3.8 siguiente se muestra el reporte de la evaluación de todos los intervalos registrados, se observa que existen 4% de intervalos en falta (intervalos con valores mayores a 1Pst); por tanto, los niveles del flicker están dentro de los límites establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), al no superar en 5% de intervalos en falta.

Tabla N° 3.8 Evaluación de Mediciones de Flicker L-2211

Evaluación de Mediciones de Flicker	
Código de la línea de Transmisión	L-2211
Subestación	Marcona
Tensión Nominal (V)	210,000
Compensación (US\$)	0
N° de Intervalos Registrados	1008
N° de Intervalos en Falta	41
% De Intervalos en Falta	4.07
Fecha de Inicio	23/06/2010, 18:40
Fecha de Retiro	30/06/2010, 18:30

c. Mediciones de armónicas de tensión.

En la figura, Fig. 3.8 se muestra claramente los niveles de las tensiones armónicas individuales más representativas expresadas en porcentaje con respecto a la tensión nominal (210kV) según la NTCSE.

De las graficas se puede determinar que las armónicas de tensión individuales más representativas son las que están en el orden cinco y la otra armónica más representativa es la que está en el orden siete.

En la figura Fig. 3.9 se muestra claramente que los niveles de distorsión armónica (THD-V) están superando la tolerancia establecida en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (THD < 3%).

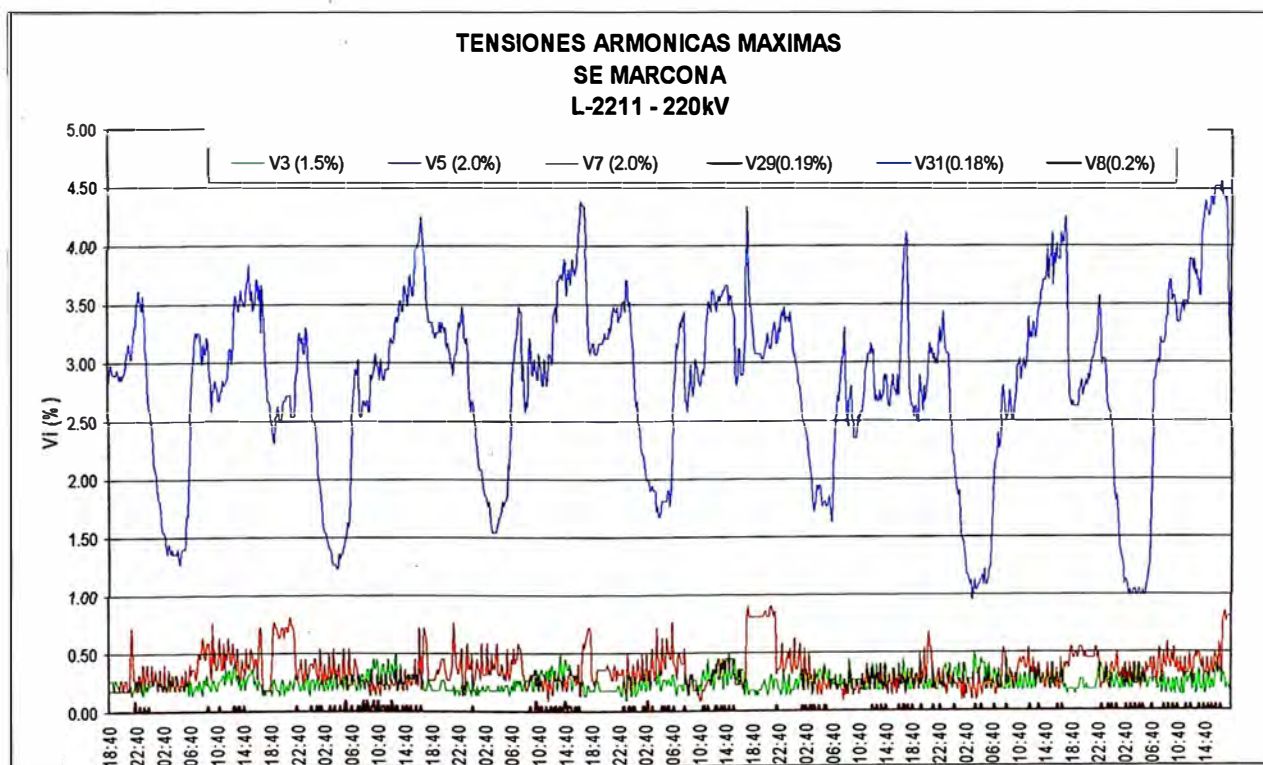


Fig. 3.8 Tensiones Armónicas Máximas S.E. Marcona, L2211

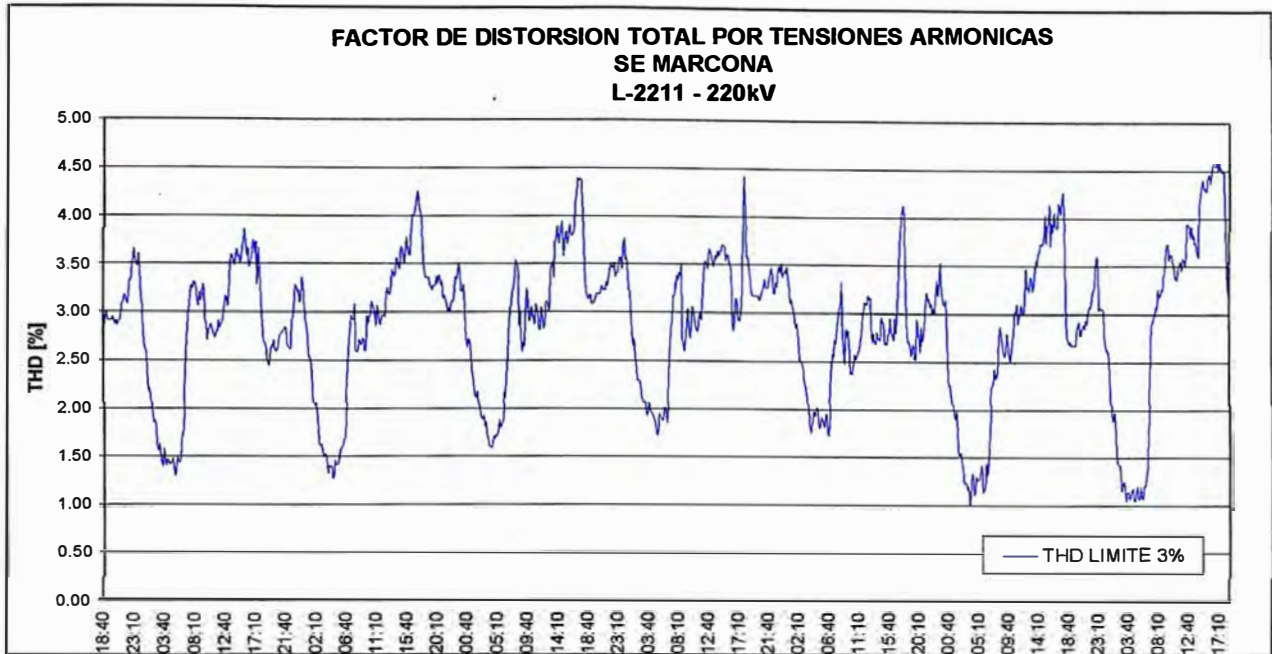


Fig. 3.9 Factor de Distorsión Total por tensiones armónicas S.E. Marcona, L2211

La Tabla N° 3.13 muestra el resultado obtenido de las mediciones de las armónicas de tensión desde el orden 2 hasta el 40. El reporte muestra que existen intervalos en falta por la 5ta armónica de tensión y el factor de distorsión total por tensiones armónicas (THD-V), obteniéndose un $THD_{max} = 4.58\%$, el THD supero el 3% del límite máximo de tensión permitido, mostrando un 49.11% de desvíos en un total de 1008 intervalos de medición.

3.8.3 Punto de medición transformador T6-261 devanado 60kV.

a. Mediciones de tensión.

La siguiente figura, Fig. 3.10 corresponde a la tensión más desfavorable (mayor valor de las tres fases) obtenidas de cada intervalo de medición.

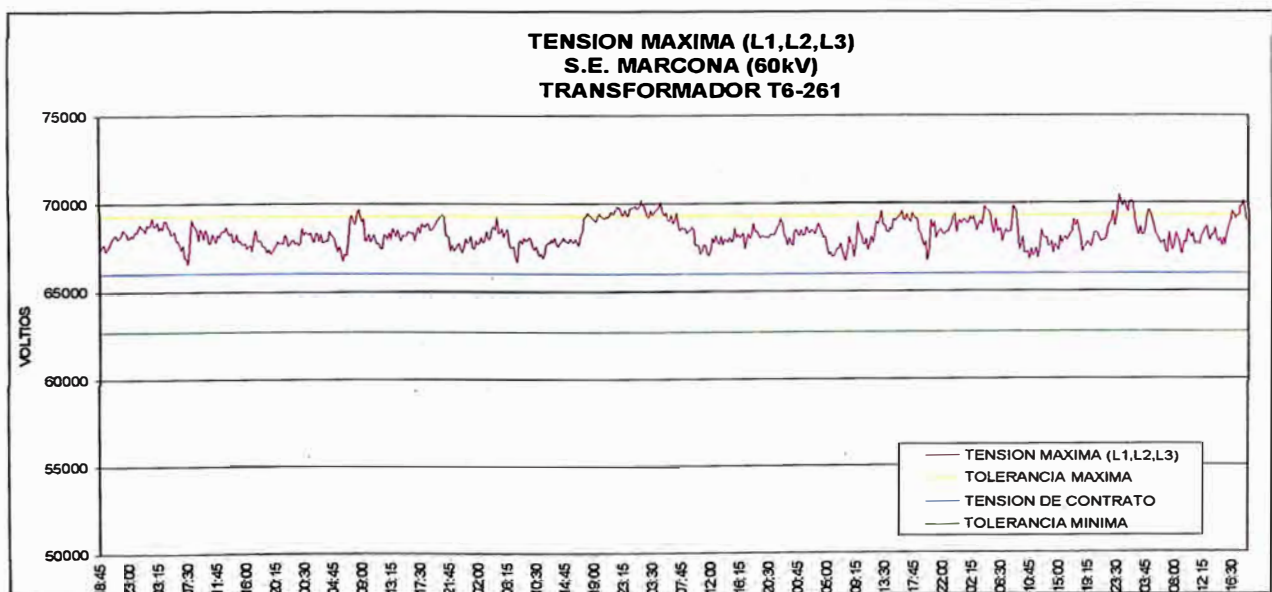


Fig. 3.10 Tensión Máxima (L1,L2,L3) SE Marcona, Transformador T6-261

En la Tabla N° 3.9 se muestra el reporte de la evaluación de los intervalos registrados de donde se observa que el 11.01% de intervalos registrados exceden en $\pm 5\%$ de la tensión nominal; por tal, según la NTCSE se considera que la energía suministrada en dicho punto eléctrico no cumple los requisitos de calidad.

Tabla N° 3.9 Evaluación de Mediciones de Tensión T6-261

Evaluación De Mediciones De Tensión	
Código de la Línea de Transmisión	T6-261
Subestación	MARCONA
Compensación [US\$]	12 172
Tensión Nominal [V]	60 000
No de intervalos registrados	672
No de intervalos en falta	74
% de intervalos en falta	11.01
Horas Totales de Interrupción	0
Fecha de inicio	23/06/2010 18:45
Fecha de retiro	30/06/2010 18:30

b. Mediciones de Flicker.

La figura, Fig. 3.11 muestra los niveles de flicker registrados durante el período de medición analizado.

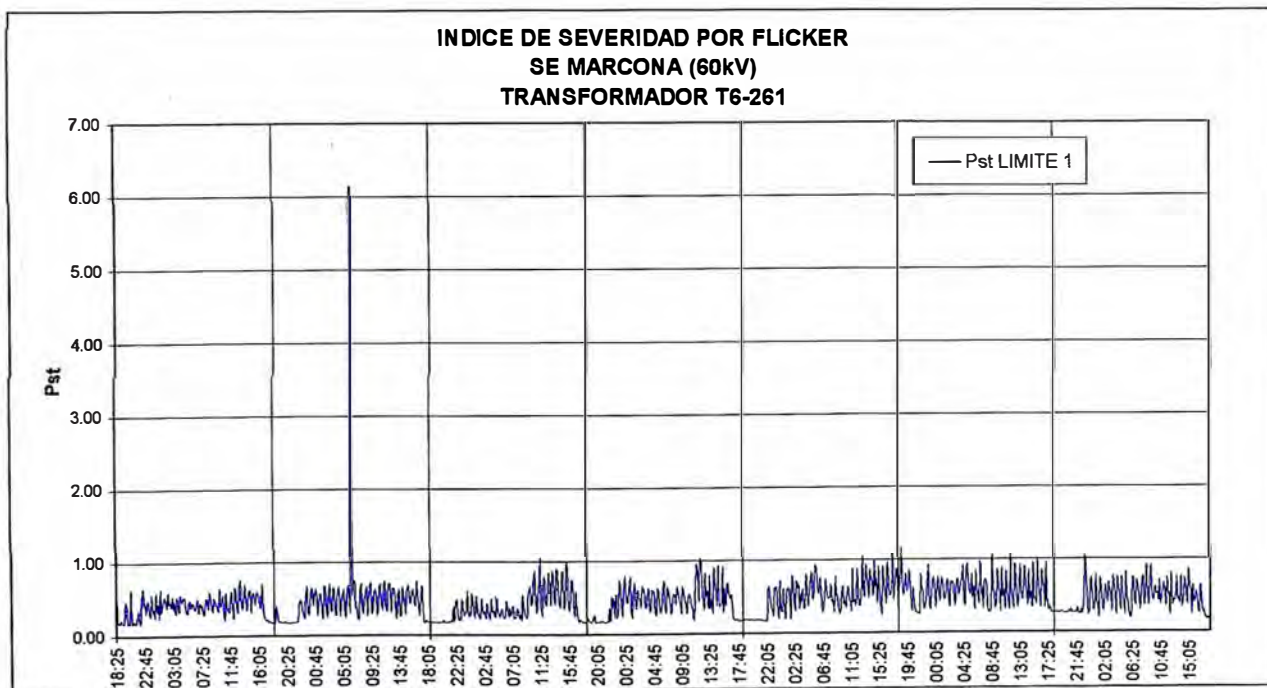


Fig. 3.11 Índice de severidad de Flicker SE Marcona Transformador T6-261

En la Tabla N°3.10 siguiente se muestra el reporte de la evaluación de los intervalos registrados, se observa que solo el 0.99% de intervalos registrados supera la tolerancia (intervalos con valores mayores a 1Pst); por tanto, la operación está dentro de los límites establecidos por la NTCSE, al no superar en 5% de intervalos en falta.

Tabla N° 3.10 Evaluación de Mediciones de Flicker T6-261

Evaluación De Mediciones De Flicker	
Código de la Línea de Transmisión	T6-261
Subestación	MARCONA
Tensión Nominal [V]	60,000
Compensación [US\$]	0
No de intervalos registrados	1008
No de intervalos en falta	10
% de intervalos en falta	0.99
Horas con interrupción	0
Fecha de inicio	23/06/2010 18:25
Fecha de retiro	30/06/2010 18:15

c. Mediciones de armónicas de tensión

La figura Fig. 3.12 se muestra claramente los niveles de las tensiones armónicas individuales más representativas expresadas en porcentaje con respecto a la tensión nominal (60kV) según la Norma Técnica de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

De las graficas se puede determinar que la armónica de tensión individuales más representativas son las que están en el orden cinco seguida de la orden siete.

En la figura Fig. 3.13 se muestra claramente que los niveles de distorsión armónica (THD-V) están superando la tolerancia establecida en la NTCSE (THD < 3%).

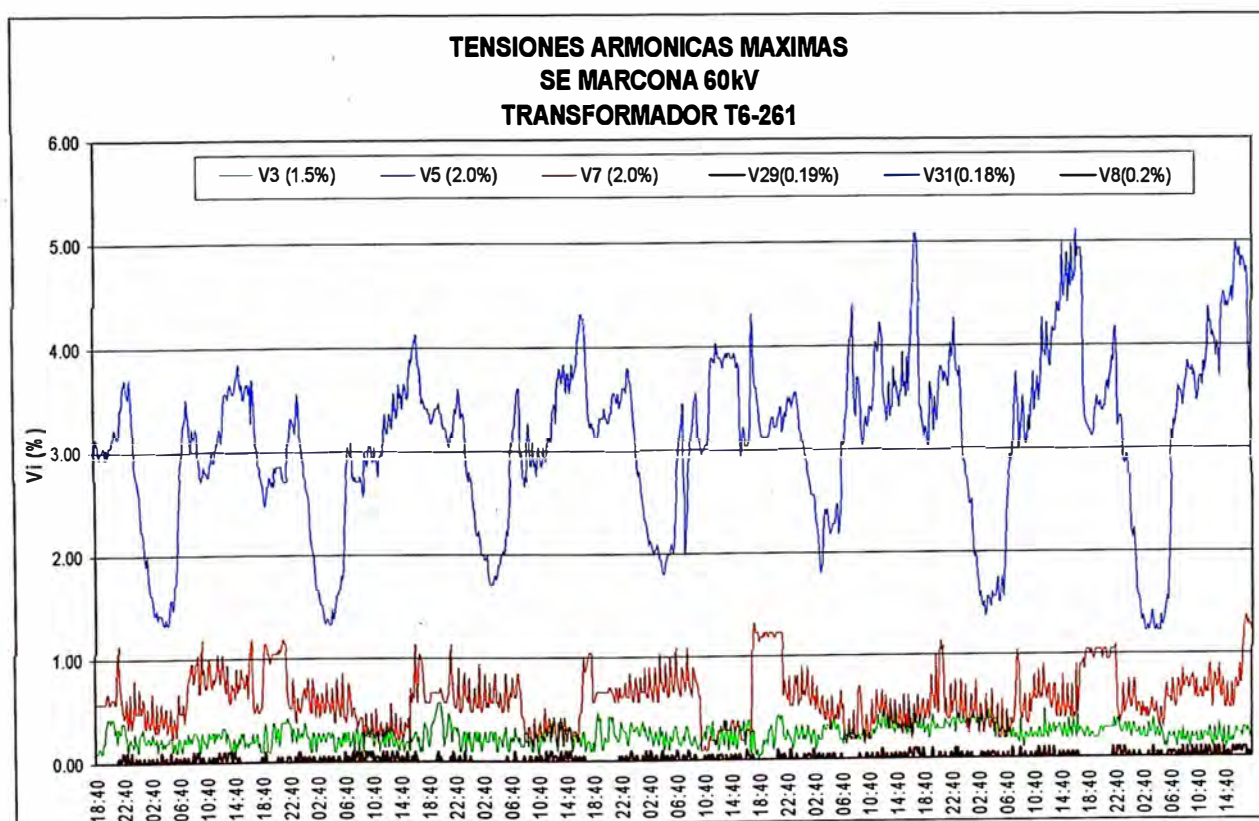


Fig. 3.12 Tensiones Armónicas Máximas S.E. Marcona Transformador T6-261

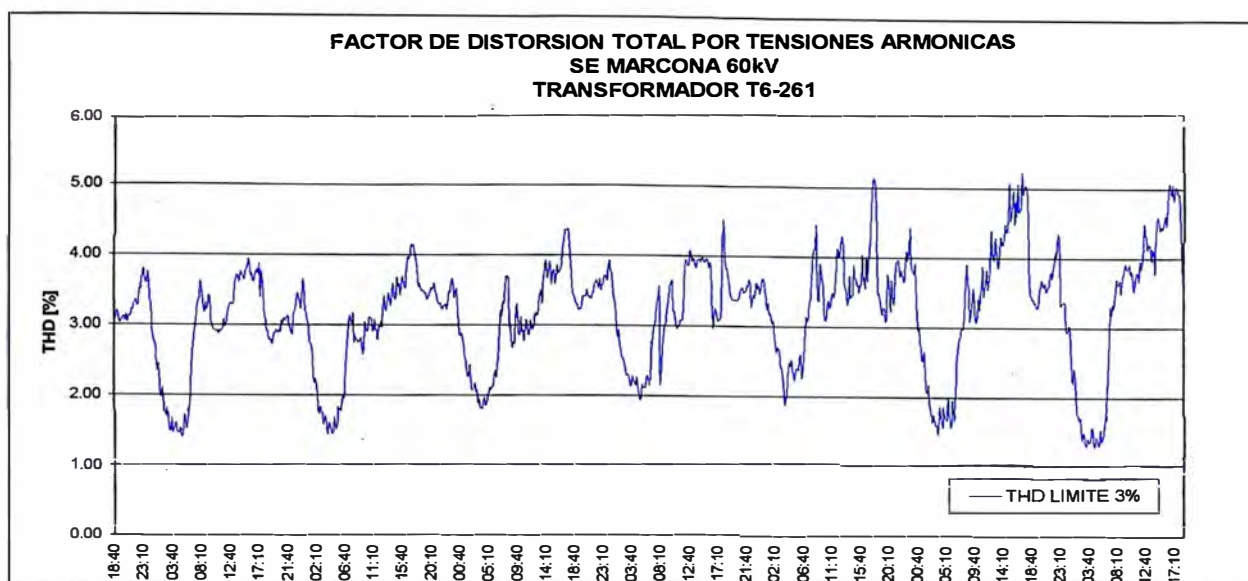


Fig. 3.13 Factor de Distorsión Total por Tensiones Armónicas Transformador T6-261

La Tabla N° 3.14 muestra el resultado obtenido de las mediciones de las armónicas de tensión desde el orden 2 hasta el 40, el reporte muestra que existen intervalos en falta por la 5ta armónica de tensión y el factor de distorsión total por tensiones armónicas (THD-V), obteniéndose un $THD_{max} = 5.23\%$, el THD supero el 3% del límite máximo de tensión permitido, mostrando un 65.38% de desvíos en un total de 1008 intervalos de medición.

3.8.4 Punto de medición transformador T62-261 devanado 60kV.

a. Mediciones de tensión

La siguiente figura, Fig 3.14 se puede apreciar claramente que corresponde a la tensión más desfavorable (mayor valor de las tres fases) obtenidas de cada intervalo de medición.



Fig. 3.14 Tensión Máxima (L1,L2,L3) S.E. Marcona Transformador T62-261

La Tabla N°3.11 muestra el reporte de la evaluación de los intervalos registrados de donde se observa que el 10.27% de intervalos registrados exceden en $\pm 5\%$ de la tensión

nominal; por tal motivo según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) se determina que la energía suministrada en dicho punto eléctrico no cumple los requisitos de calidad.

Tabla N° 3.11 Evaluación de Mediciones de Tensión T62-261

Evaluación De Mediciones De Tensión	
Código de la Línea de Transmisión	T62-261
Subestación	MARCONA
Tension Nominal [V]	60 000
Compensación [US\$]	11 616
No de intervalos registrados	672
No de intervalos en falta	69
% de intervalos en falta	10.27
Fecha de inicio	23/06/2010 18:45
Fecha de retiro	30/06/2010 18:30

b. Mediciones de flicker.

La figura, Fig. 3.15 muestra claramente todos los niveles de flicker registrados durante todo el período de medición analizado.

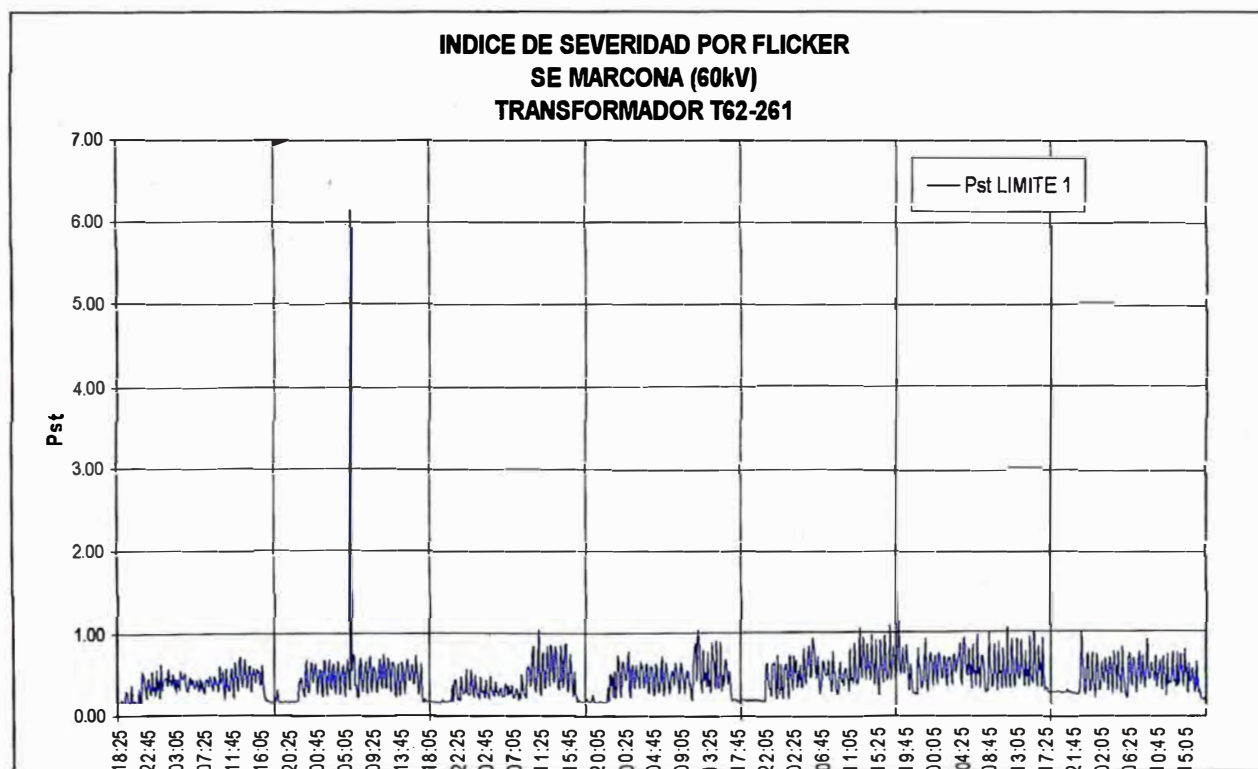


Fig. 3.15 Índice de severidad por Flicker SE Marcona Transformador T62-261

En la Tabla N° 3.12 siguiente se muestra el reporte de la evaluación de todos los intervalos registrados, se observa que existen 0.89% de intervalos en falta (intervalos con valores mayores a 1Pst); por tanto, los niveles de flicker están dentro de los límites

establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), al no superar en 5% de intervalos en falta.

Tabla N° 3.12 Evaluación de Mediciones de Flicker T62-261

Evaluación De Mediciones De Flicker	
Código de la Línea de Transmisión	T62-261
Subestación	MARCONA
Tension Nominal [V]	60,000
Compensación [US\$]	0
No de intervalos registrados	1008
No de intervalos en falta	9
% de intervalos en falta	0.89
Fecha de inicio	23/06/2010 18:25
Fecha de retiro	30/06/2010 18:15

c. Mediciones de armónicas de tensión.

En la figura N° 3.16 se muestra claramente los niveles de las tensiones armónicas individuales más representativas expresadas en porcentaje con respecto a la tensión nominal (60kV) según la Norma Técnica de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

De las graficas se puede determinar que las armónicas de tensión individuales más representativa son las que están en el orden cinco seguida de la orden siete.

En la Figura N° 3.17 se muestra claramente que los niveles de distorsión armónica (THD-V) están superando la tolerancia establecida en la NTCSE (THD < 3%).

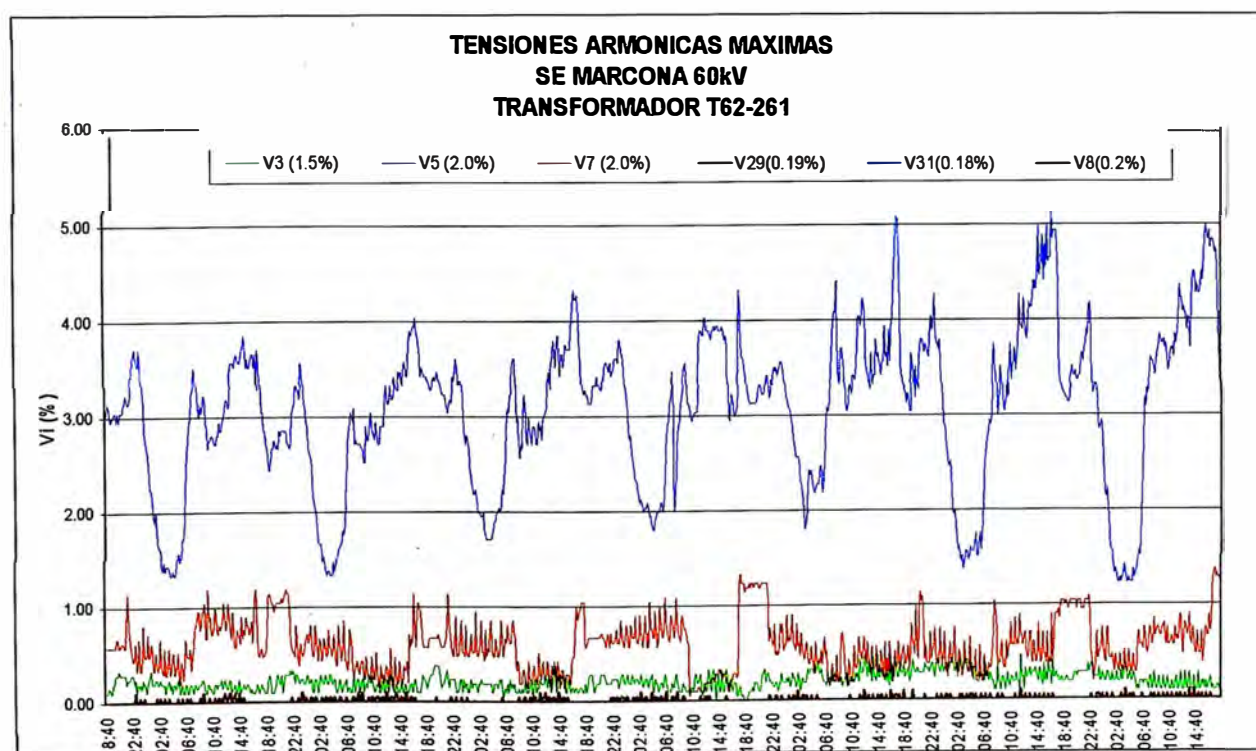


Fig. 3.16 Tensiones de Armónicas Máximas SE Marcona Transformadores T62-261

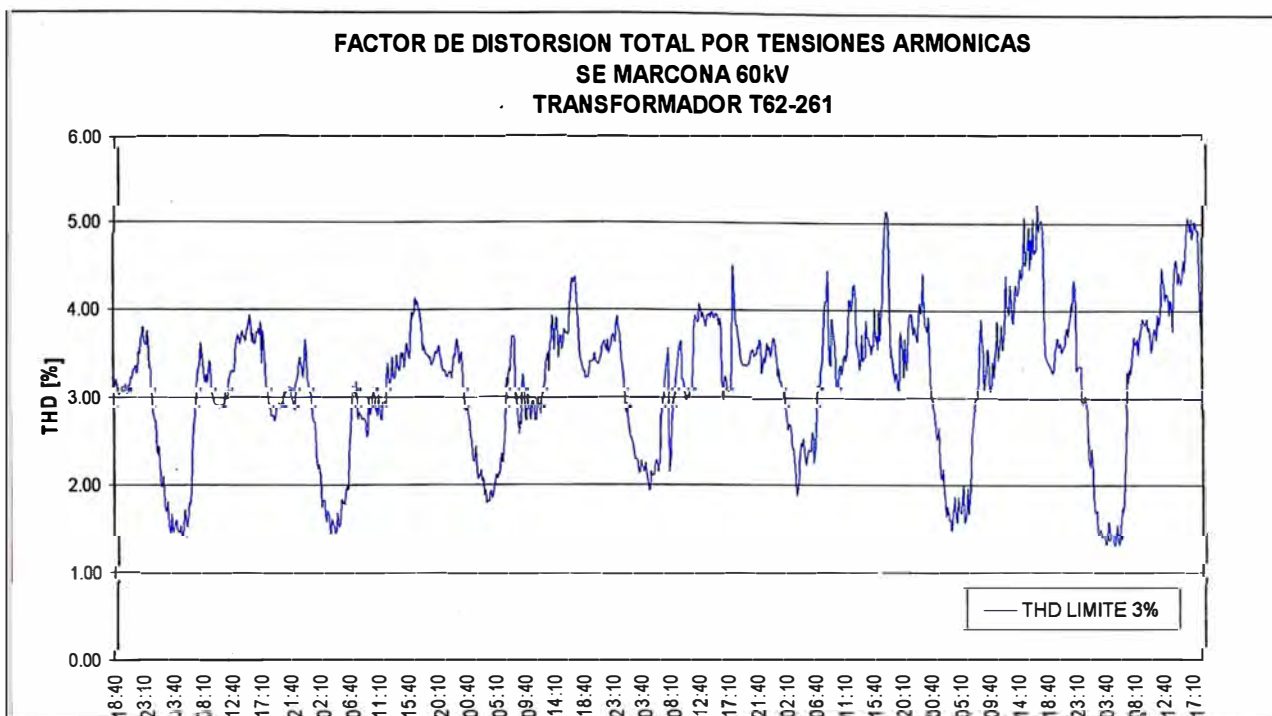


Fig. 3.17 Factor de Distorsión Total por Tensiones Armónicas Transformador T62-261

La Tabla N° 3.15 muestra el resultado obtenido de las mediciones de las armónicas de tensión desde el orden 2 hasta el 40. El reporte muestra que existen intervalos en falta por la 5ta armónica de tensión y el factor de distorsión total por tensiones armónicas (THD-V), obteniéndose un $THD_{max} = 5.10\%$, el THD supero el 3% del límite máximo de tensión permitido, mostrando un 62.20% de desvíos en un total de 1008 intervalos de medición.

3.8.5 Punto de medición C.T. San Nicolás 13.8 kV.

La evaluación de armónicas de la Barra en 13.8 kV de la Central Térmica de San Nicolás, se realizo en el transformador 1 y transformador 3 el cual arrojo como resultado la presencia de la 5ta y 7ma armónica y es corroborado por las graficas Fig. 3.18 y Fig. 3.19 indicando el resultado de las mediciones realizadas en la barra de la S.E. Marcona.

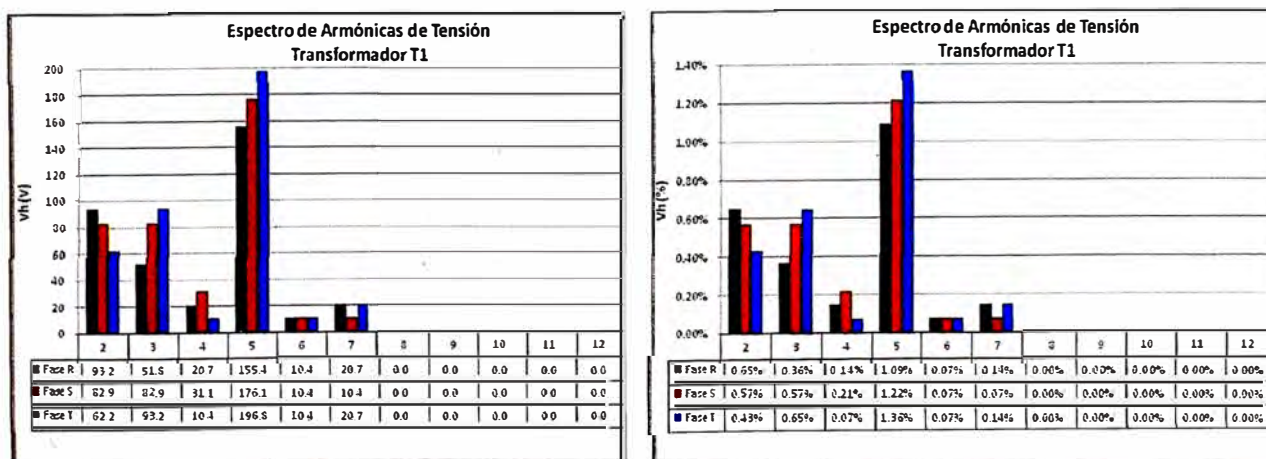


Fig. 3.18 Espectros de Armónicas de Tensión Transformador T1

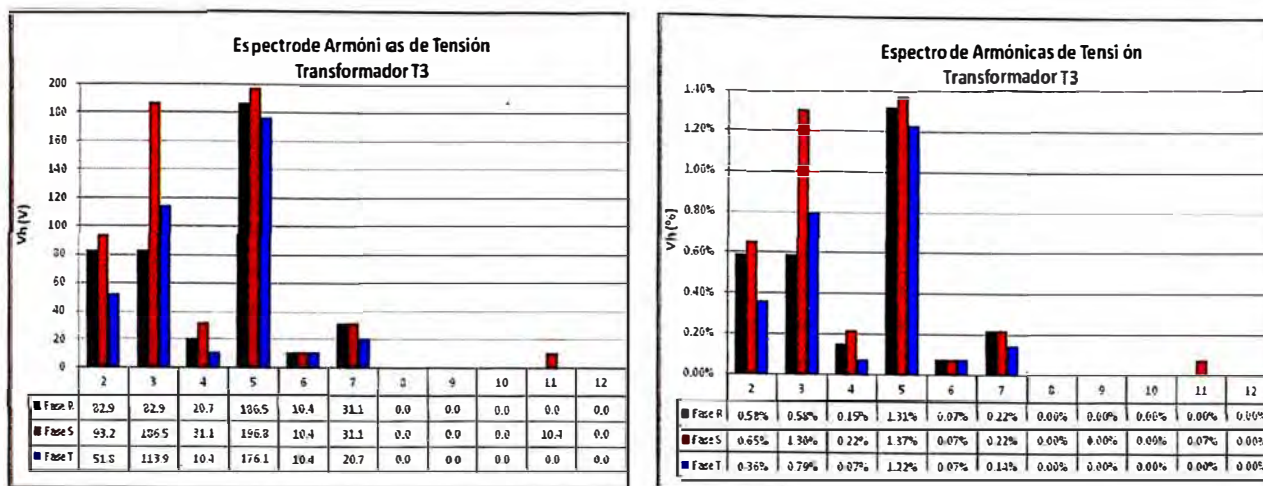


Fig. 3.19 Espectros de Armónicas de Tensión Transformador T3

Los siguientes gráficos Fig. 3.20 y Fig. 3.21 muestran claramente cómo se comportan los espectros de las armónicas de corriente medidos en la barra de 13.8kV en la SE San Nicolás, en el cual las armónicas de orden 5 son las que más prevalecen seguidamente de las armónicas de orden 7.

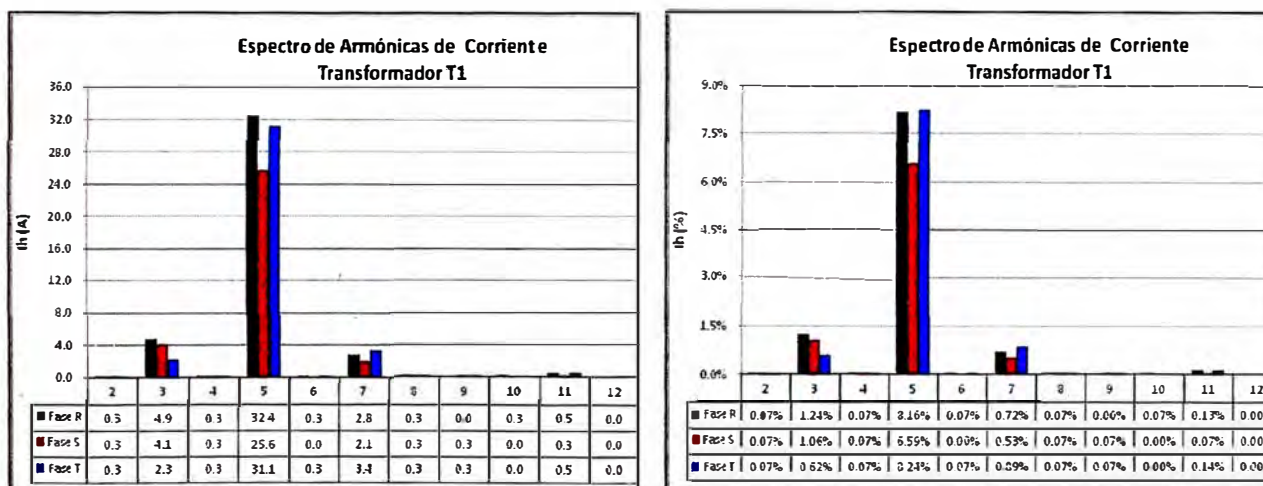


Fig. 3.20 Espectros de Armónicas de Corriente Transformador T1

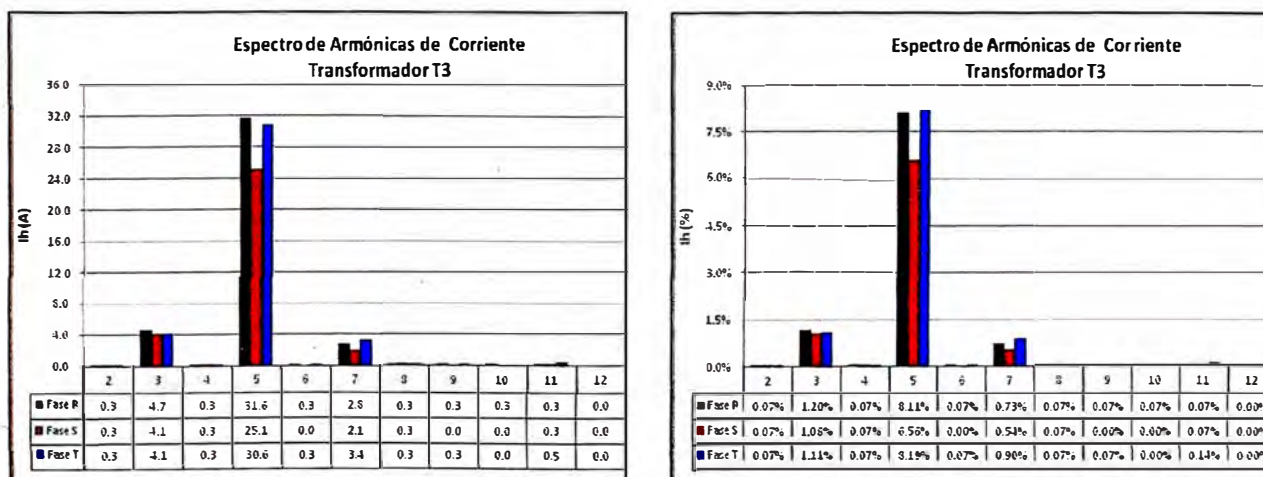


Fig. 3.21 Espectros de Armónicas de Corriente Transformador T3

Tabla N° 3.13 Evaluación de Mediciones de Tensiones armónicas L-2211

Evaluación de Mediciones de Tensiones Armónicas			
Código de la Línea de Transmisión	L-2211		
Subestación	MARCONA		
Tensión Nominal [V]	210 000		
Compensación [US\$]	471 425		
N° de intervalos registrados	1008		
No de intervalos en falta	815		
% de intervalos en falta	80.85		
Fecha de inicio	23/06/2010 18:40		
Fecha de retiro	30/06/2010 18:30		
Armónica	No de Intervalos en falta	% de intervalos en falta	Calificación
2	0	0.00%	Ok
3	0	0.00%	Ok
4	0	0.00%	Ok
5	815	80.85%	En falta
6	0	0.00%	Ok
7	0	0.00%	Ok
8	0	0.00%	Ok
9	0	0.00%	Ok
10	0	0.00%	Ok
11	0	0.00%	Ok
12	0	0.00%	Ok
13	0	0.00%	Ok
14	0	0.00%	Ok
15	0	0.00%	Ok
16	0	0.00%	Ok
17	0	0.00%	Ok
18	0	0.00%	Ok
19	0	0.00%	Ok
20	0	0.00%	Ok
21	0	0.00%	Ok
22	0	0.00%	Ok
23	0	0.00%	Ok
24	0	0.00%	Ok
25	0	0.00%	Ok
26	0	0.00%	Ok
27	0	0.00%	Ok
28	0	0.00%	Ok
29	0	0.00%	Ok
30	0	0.00%	Ok
31	0	0.00%	Ok
32	0	0.00%	Ok
33	0	0.00%	Ok
34	0	0.00%	Ok
35	0	0.00%	Ok
36	0	0.00%	Ok
37	0	0.00%	Ok
38	0	0.00%	Ok
39	0	0.00%	Ok
40	0	0.00%	Ok
THD	495	49.11%	En falta

Tabla N° 3.14 Evaluación de Mediciones de Tensiones armónicas T6-261

Evaluación de Mediciones de Tensiones Armónicas			
Código de la Línea de Transmisión	T6-261		
Subastación	MARCONA		
Tensión Nominal [V]	60 000		
Estado de la medición	VALIDA		
Compensación 2da ETAPA [US\$]	50 168		
Compensación 3ra ETAPA [US\$]	551 843		
No de intervalos registrados	1008		
No de intervalos en falta	858		
% de intervalos en falta	85.12		
Fecha de inicio	23/06/2010 18:40		
Fecha de retiro	30/06/2010 18:30		
Armónica	No de Intervalos en falta	% de intervalos en falta	Calificación
2	0	0.00%	Ok
3	0	0.00%	Ok
4	0	0.00%	Ok
5	858	85.12%	En falta
6	0	0.00%	Ok
7	0	0.00%	Ok
8	0	0.00%	Ok
9	0	0.00%	Ok
10	0	0.00%	Ok
11	0	0.00%	Ok
12	0	0.00%	Ok
13	0	0.00%	Ok
14	0	0.00%	Ok
15	0	0.00%	Ok
16	0	0.00%	Ok
17	0	0.00%	Ok
18	0	0.00%	Ok
19	0	0.00%	Ok
20	0	0.00%	Ok
21	0	0.00%	Ok
22	0	0.00%	Ok
23	0	0.00%	Ok
24	0	0.00%	Ok
25	0	0.00%	Ok
26	0	0.00%	Ok
27	0	0.00%	Ok
28	0	0.00%	Ok
29	0	0.00%	Ok
30	0	0.00%	Ok
31	0	0.00%	Ok
32	0	0.00%	Ok
33	0	0.00%	Ok
34	0	0.00%	Ok
35	0	0.00%	Ok
36	0	0.00%	Ok
37	0	0.00%	Ok
38	0	0.00%	Ok
39	0	0.00%	Ok
40	0	0.00%	Ok
THD	659	65.38%	En falta

Tabla N° 3.15 Evaluación de Mediciones de Tensiones armónicas T62-261

Evaluación de Mediciones de Tensiones Armónicas			
Código de la Línea de Transmisión	T62-261		
Subestación	MARCONA		
Tension Nominal [V]	60 000		
Compensación [US\$]	547 902		
No de intervalos registrados	1008		
No de intervalos en falta	858		
% de intervalos en falta	85.12		
Fecha de inicio	23/06/2009 18:40		
Fecha de retiro	30/06/2009 18:30		
Armónica	No de intervalos en falta	% de intervalos en falta	Calificación
2	0	0.00%	Ok
3	0	0.00%	Ok
4	0	0.00%	Ok
5	858	85.12%	En falta
6	0	0.00%	Ok
7	0	0.00%	Ok
8	0	0.00%	Ok
9	0	0.00%	Ok
10	0	0.00%	Ok
11	0	0.00%	Ok
12	0	0.00%	Ok
13	0	0.00%	Ok
14	0	0.00%	Ok
15	0	0.00%	Ok
16	0	0.00%	Ok
17	0	0.00%	Ok
18	0	0.00%	Ok
19	0	0.00%	Ok
20	0	0.00%	Ok
21	0	0.00%	Ok
22	0	0.00%	Ok
23	0	0.00%	Ok
24	0	0.00%	Ok
25	0	0.00%	Ok
26	0	0.00%	Ok
27	0	0.00%	Ok
28	0	0.00%	Ok
29	0	0.00%	Ok
30	0	0.00%	Ok
31	0	0.00%	Ok
32	0	0.00%	Ok
33	0	0.00%	Ok
34	0	0.00%	Ok
35	0	0.00%	Ok
36	0	0.00%	Ok
37	0	0.00%	Ok
38	0	0.00%	Ok
39	0	0.00%	Ok
40	0	0.00%	Ok
THD	627	62.20%	En falta

Los gráficos de la Fig. 3.22 muestran claramente cómo se comportan los perfiles de tensión medidos en el nivel de 13.8kV en la SE San Nicolás.

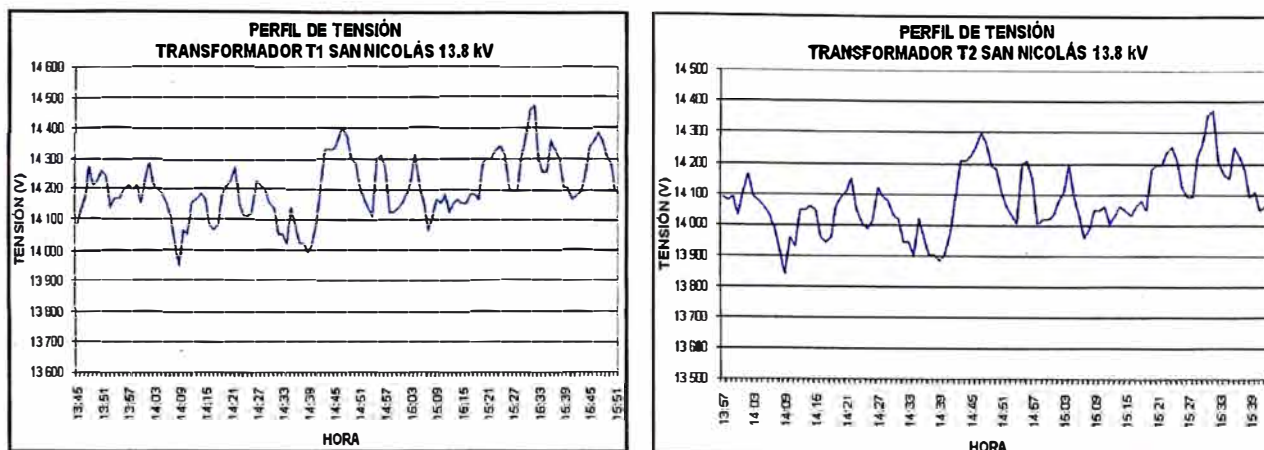


Fig. 3.22 Perfil de Tensión Transformador T1 y T2

Los gráficos de la Fig. 3.23 muestran el diagrama de carga medido en el nivel de 13.8kV en la SE San Nicolás.

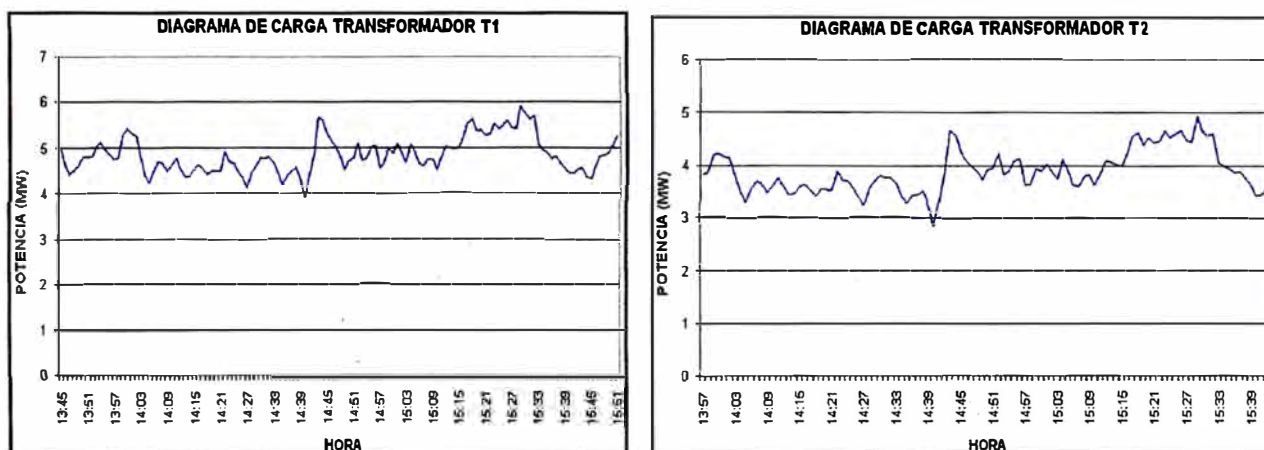


Fig. 3.23 Diagrama de carga Transformador T1 y T2

Los gráficos de la figura Fig. 3.24 muestran claramente las armónicas de corriente más representativos medidos en los transformadores T1 y T2 de la S.E. San Nicolás.

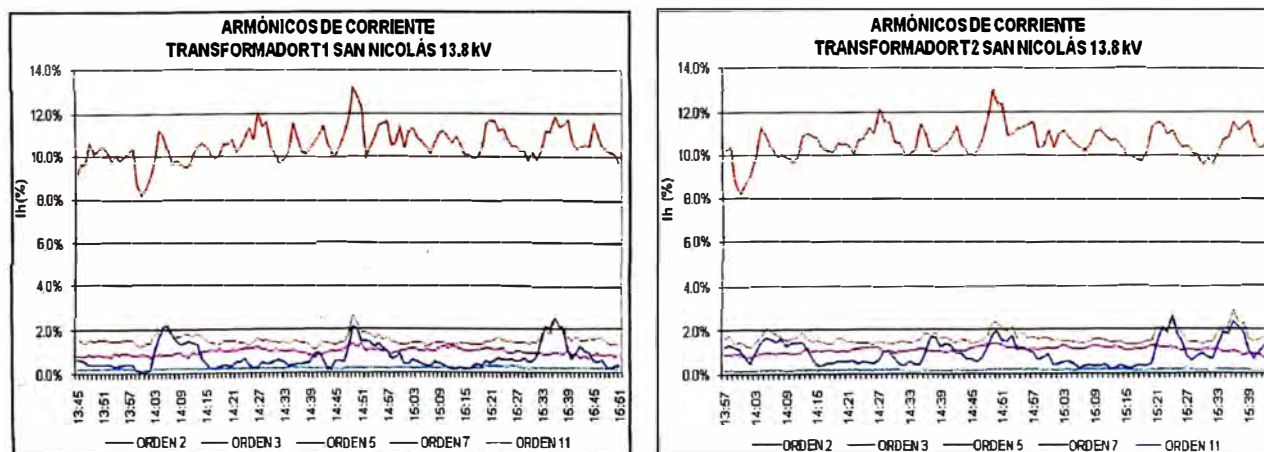


Fig. 3.24 Armónicas de Corriente Transformador T1 y T2

Los gráficos de la Figura Fig. 3.25 muestran los armónicas de tensión más representativos medidos en los transformadores T1 y T2 en el nivel de 13.8kV.

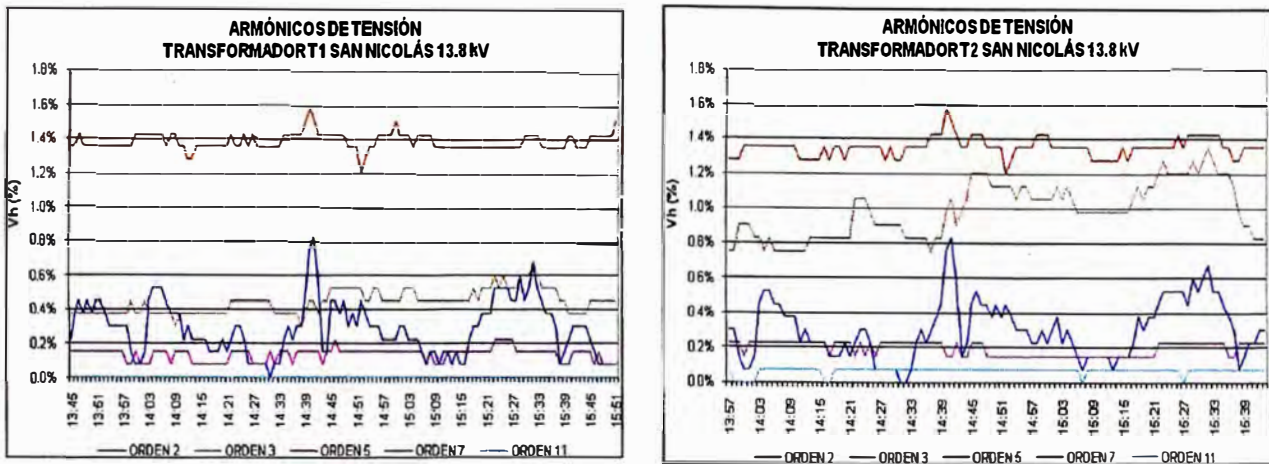


Fig. 3.25 Armónicas de Tensión Transformador T1 y T2

Los gráficos de la Figura Fig. 3.26 muestran los niveles de flicker medidos en los transformadores T1 y T2 en el nivel de 13.8kV.

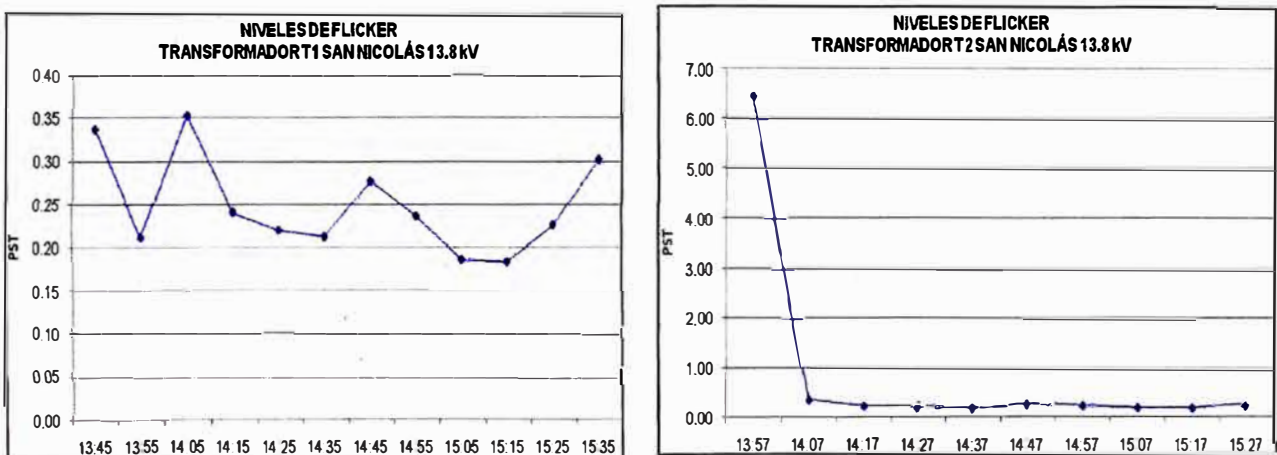


Fig. 3.26 Niveles de Flicker Transformador T1 y T2

3.9. Análisis de la evaluación de los indicadores de calidad según la NTCSE.

Los resultados de la evaluación de los indicadores de calidad son los siguientes:

3.9.1 Calidad de tensión

De los resultados se observa que existen intervalos en falta en la barra 210kV y 60kV de la subestación Marcona. Indicando que los intervalos superan el 5% de la tensión nominal.

La cantidad de intervalos en falta durante siete días de medición son las siguientes:

Tabla N° 3.16 Intervalos de Falta de Tensión SE Marcona 210kV y 60kV

Subestación	Punto Eléctrico	Nivel de Tensión Nominal	Tensión de Operación	Total Intervalos		Existe Compensación Según NTCSE
				Medidos	En Falta	
Marcona	L-2211	210kV	220kV	672	69	Si
	T6-261	60kV	66kV	672	74	Si
	T62-261	60kV	66kV	672	69	Si

En los registros se muestra que hay sobre tensión en el lado de 210kV cuando la carga disminuye tal como se puede observar en la siguiente figura:



Fig. 3.27 Evolución de Potencia y Tensión L-2211

En la barra de 60kV, la variación de carga es similar a la de 220kV; sin embargo, la tensión no presenta mayor variación de tensión debido a la operación del reactor. El comportamiento de la demanda y la tensión se muestra en la siguiente figura:

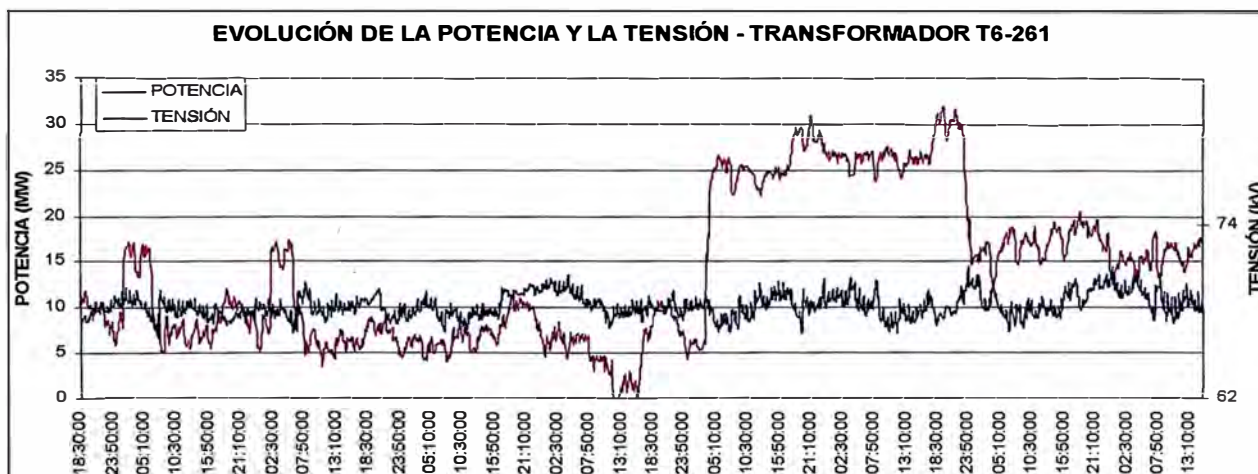


Fig. 3.28 Evolución de Potencia y Tensión Transformador T6-261

3.9.2 Flicker

Los registros indican que en el sistema eléctrico Marcona no existe presencia de flicker debido a que los intervalos no superan el 5% del total de la muestra según el siguiente reporte:

Tabla N° 3.17 Intervalos de Falta de Flicker SE Marcona 210kV y 60kV

Subestación	Punto Eléctrico	Nivel de Tensión Nominal	Tensión de Operación	Total Intervalos		Existe Compensación Según NTCSE
				Medidos	En Falta	
Marcona	L-2211	210kV	220kV	1008	41	No
	T6-261	60kV	66kV	1008	10	No
	T62-261	60kV	66kV	1008	9	No

De los registros se observa que los niveles de flicker no superan el valor de 1pst.

El comportamiento de los niveles de flicker corresponde a la operación de hornos de arco de la subestación Independencia.

Se observa que la incidencia del flicker (en Marcona 220kV) generado en la subestación Independencia es mínima, dado que el valor de flicker no supera la unidad.

Por otro lado, se observa que el comportamiento de la demanda de la línea de transmisión L-2211 no tiene relación con el comportamiento del flicker, dado que la oscilación no depende de la carga según las siguientes figuras:

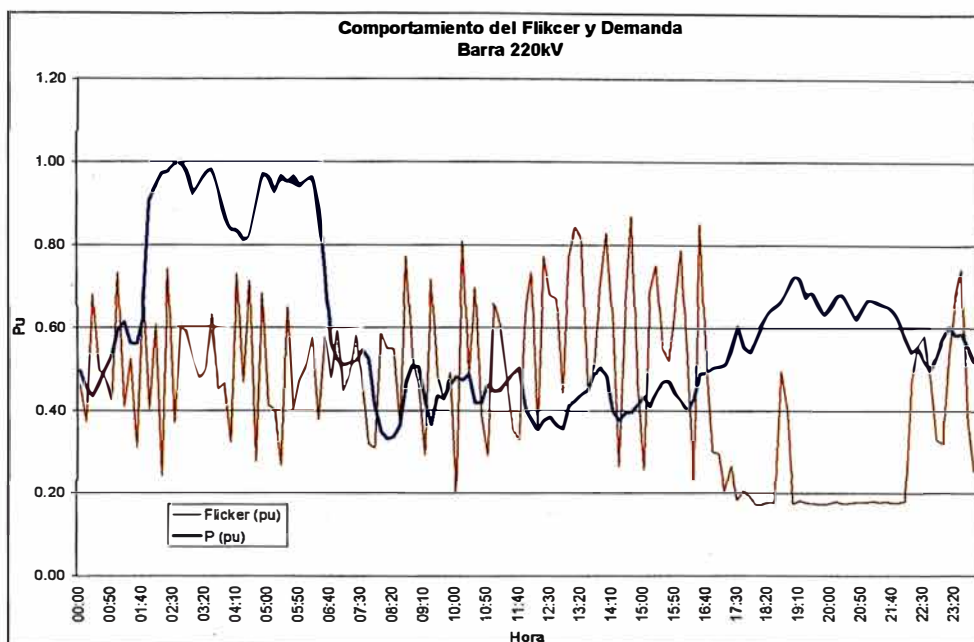


Fig. 3.29 Comportamiento de Flicker y demanda Barra 220kV

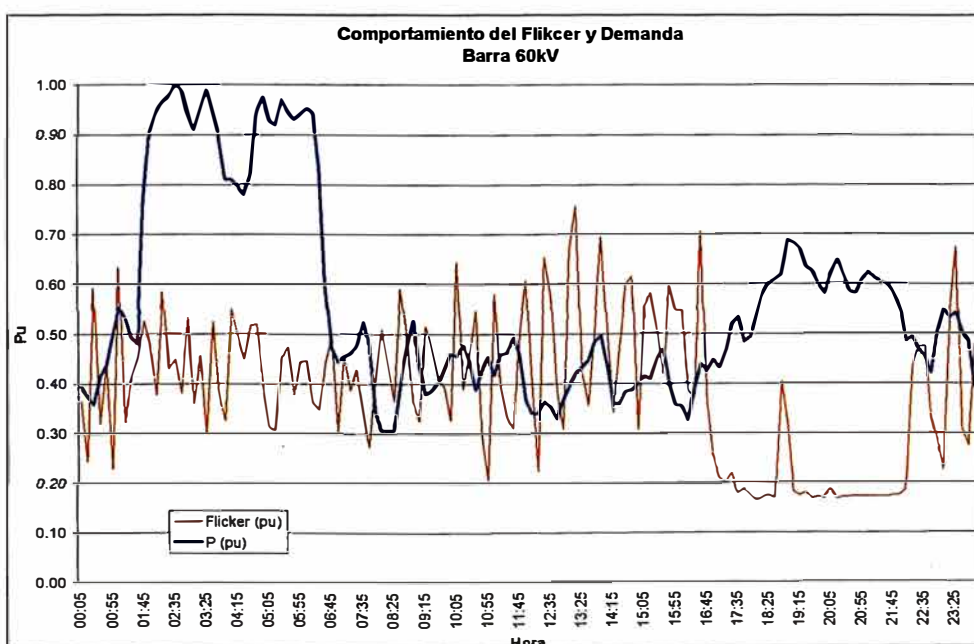


Fig. 3.30 Comportamiento de Flicker y demanda Barra 60kV

La generación de flicker se encuentra a una distancia de aproximadamente 210km; por tal, el flicker se atenúa debido a las impedancias de la red y de los transformadores.

En la siguiente figura se muestran los niveles de flicker registrados en 220kV y 60kV del cual se observa que el nivel del flicker es menor en 60kV debido a la impedancia de los transformadores T62-261, y T6-261.

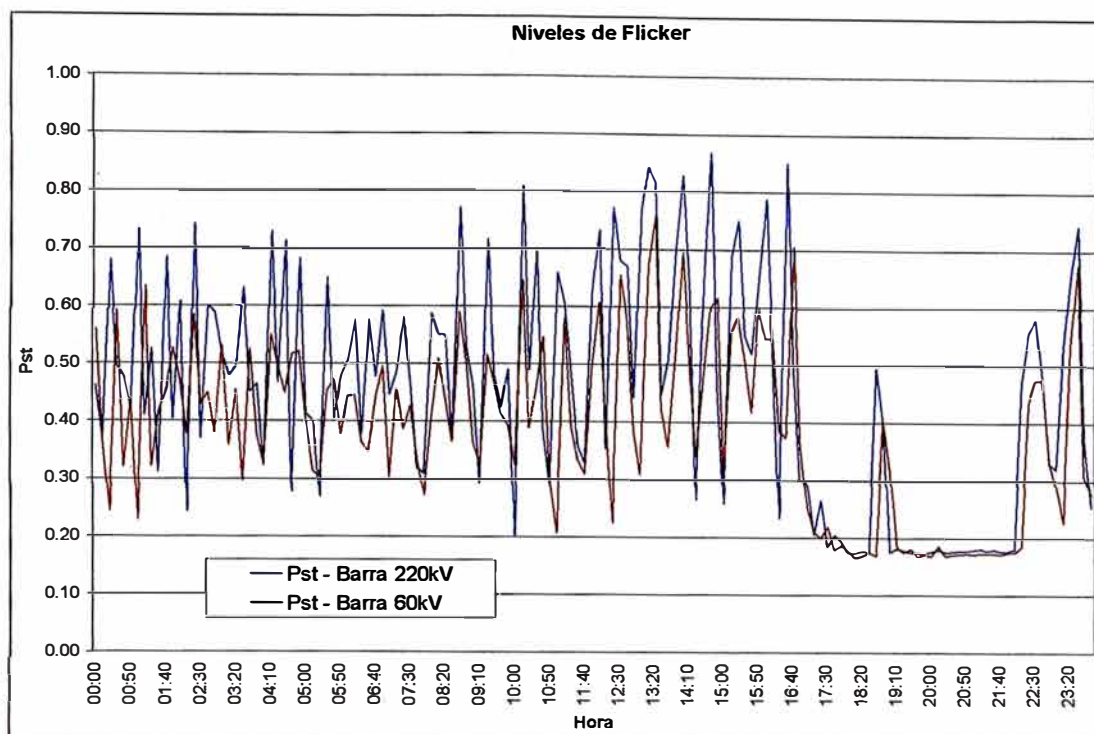


Fig. 3.31 Nivel de Flicker Barra 220kV y 60kV SE Marcona

3.9.3 Armónicas de Tensión.

Los reportes indican que en los puntos eléctricos analizados existe la presencia de la 5ta armónica de tensión la cual incrementa la tasa de distorsión THD-V.

El espectro de armónicas de tensión es presentado en el Anexo G del presente informe.

La cantidad de los intervalos que superaron la tolerancia establecida para la 5ta armónica ($V_5 < 2\%$) y para el THD-V ($< 3\%$) se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla N° 3.18 Intervalos que Superan Tolerancia de 5ta armónica

Subestación	Punto Eléctrico	Nivel de Tensión Nominal	Total Intervalos de la 5ta armónica de Tensión		Total Intervalos (THD-V)		Existe Compensación Según NTCSE
			Medidos	En Falta	Medidos	En Falta	
Marcona	L-2211	210kV	1 008	815	1 008	495	Si
	T6-261	60kV	1 008	858	1 008	659	Si
	T62-261	60kV	1 008	858	1 008	627	Si

Según el comportamiento del THD-V (como se observa en las figuras 3.32 y 3.33) se aprecia que el nivel disminuye en horas de madrugada. También se aprecia que los niveles llegan a superar en más de 3% en horas de punta.

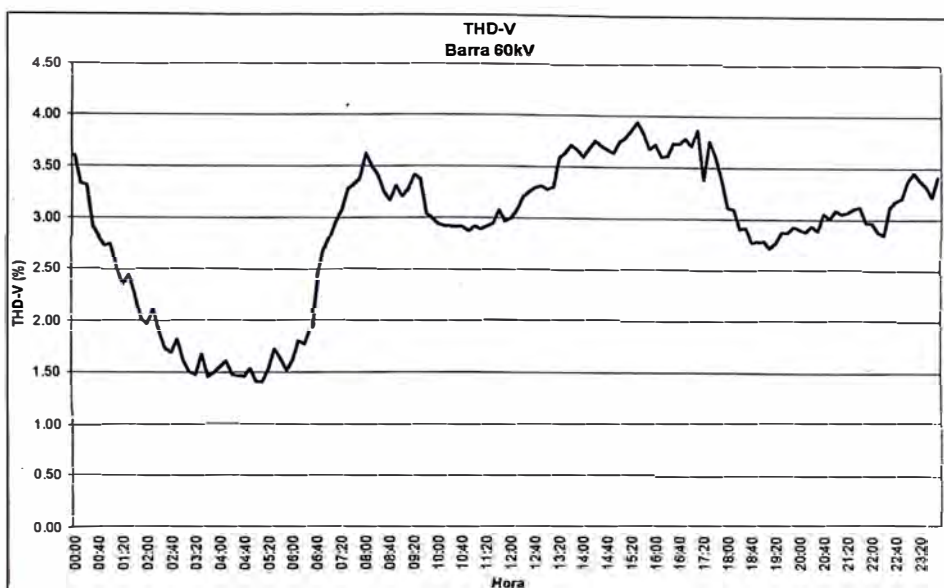


Fig. 3.32 Grafica del THD-V Barra 60kV SE Marcona

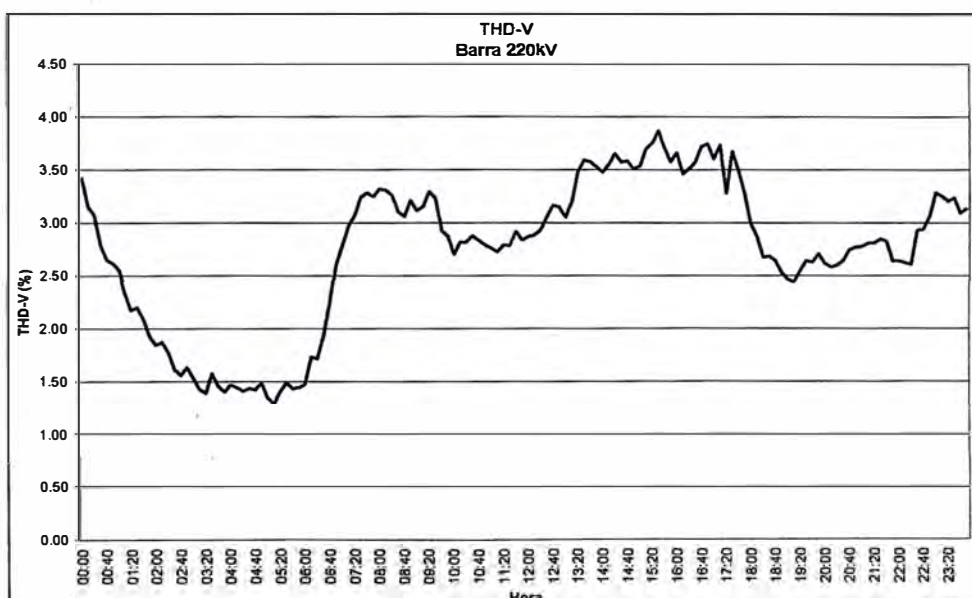


Fig. 3.33 Grafica del THD-V Barra 220kV SE Marcona

El nivel de tensión armónica es producto de la corriente armónica y la impedancia de la red; por tal, existe una fuente de corriente de 5to orden que estaría incrementando la distorsión de tensión en las barras de 60kV y 220kV.

$$V_h = I_h \cdot Z_h \quad (3.3)$$

En este capítulo III se analizará la incidencia de dichas fuentes y se simulará el THD utilizando el software Digsilent. Cabe mencionar que los escenarios a analizar serán los de avenida y estiaje para los años 2011 y 2012.

3.9.4 Evaluación de indicadores de THD – Barra 13.8 kV de la C.T. San Nicolás.

En los cuadros siguientes se presenta la evaluación de los indicadores de tensión de la Barra en 13.8 kV de la C.T. San Nicolás.

Tabla N° 3.19 Evaluación de la Calidad en el Transformador T1

Orden de Armónico (h)	Mínimo	Promedio	Máximo	Tolerancia según la NTCSE	Evaluación
2	0.00%	0.20%	0.80%	2.00%	OK
3	0.10%	0.30%	0.70%	5.00%	OK
4	0.00%	0.10%	0.20%	1.00%	OK
5	1.10%	1.30%	1.60%	6.00%	OK
6	0.00%	0.00%	0.10%	0.50%	OK
7	0.10%	0.10%	0.20%	5.00%	OK
8	0.00%	0.00%	0.10%	0.50%	OK
9	0.00%	0.00%	0.10%	1.50%	OK
10	0.00%	0.00%	0.00%	0.50%	OK
11	0.00%	0.00%	0.00%	3.50%	OK
12	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
13	0.00%	0.00%	0.00%	3.00%	OK
14	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
15	0.00%	0.00%	0.00%	0.30%	OK
16	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
17	0.00%	0.00%	0.00%	2.00%	OK
18	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
19	0.00%	0.00%	0.00%	1.50%	OK
20	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
21	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
22	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
23	0.00%	0.00%	0.00%	1.50%	OK
24	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
25	0.00%	0.00%	0.00%	1.50%	OK
26	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
27	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
28	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
29	0.00%	0.00%	0.00%	0.60%	OK
30	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
31	0.00%	0.00%	0.00%	0.60%	OK
32	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
33	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
34	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
35	0.00%	0.00%	0.00%	0.60%	OK
36	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
37	0.00%	0.00%	0.00%	0.50%	OK
38	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
39	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
40	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
THD	1.10%	1.40%	1.70%	8.00%	OK

Tabla N° 3.20 Evaluación de la Calidad en el Transformador T2

Orden de Armónico (h)	Mínimo	Promedio	Máximo	Tolerancia según la NTCSE	Evaluación
2	0.00%	0.20%	0.80%	2.00%	OK
3	0.20%	0.70%	1.40%	5.00%	OK
4	0.00%	0.10%	0.20%	1.00%	OK
5	1.10%	1.30%	1.60%	6.00%	OK
6	0.00%	0.00%	0.20%	0.50%	OK
7	0.10%	0.20%	0.20%	5.00%	OK
8	0.00%	0.00%	0.10%	0.50%	OK
9	0.00%	0.00%	0.10%	1.50%	OK
10	0.00%	0.00%	0.00%	0.50%	OK
11	0.00%	0.00%	0.10%	3.50%	OK
12	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
13	0.00%	0.00%	0.00%	3.00%	OK
14	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
15	0.00%	0.00%	0.00%	0.30%	OK
16	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
17	0.00%	0.00%	0.00%	2.00%	OK
18	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
19	0.00%	0.00%	0.00%	1.50%	OK
20	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
21	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
22	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
23	0.00%	0.00%	0.00%	1.50%	OK
24	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
25	0.00%	0.00%	0.00%	1.50%	OK
26	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
27	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
28	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
29	0.00%	0.00%	0.00%	0.60%	OK
30	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
31	0.00%	0.00%	0.00%	0.60%	OK
32	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
33	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
34	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
35	0.00%	0.00%	0.00%	0.60%	OK
36	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
37	0.00%	0.00%	0.00%	0.50%	OK
38	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
39	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
40	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	OK
THD	1.20%	1.60%	2.10%	8.00%	OK

3.10. Evaluación de los indicadores de calidad según el IEEE 519.

3.10.1 Aplicación del IEEE 519.

Para aplicar el marco del IEEE 519 [4], se ha considerado como clientes a las cargas de la línea L-2211 y de los transformadores T6-261 y T62-261.

Asimismo, se ha considerado la corriente de corto circuito trifásica en cada una de las cargas mencionadas según la siguiente figura:

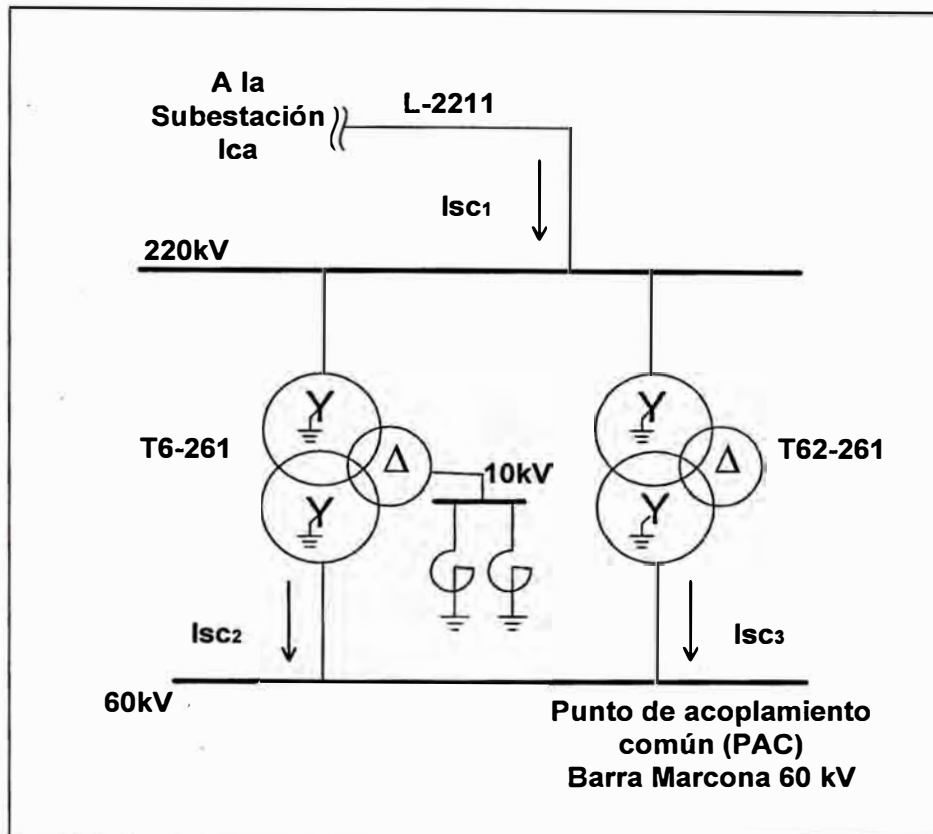


Fig. 3.34 Diagrama unifilar modelo para el análisis

3.10.2 Determinación de las tolerancias.

Según el estándar los valores de las armónicas de corriente deben estar limitados a los valores de distorsión según la relación de corrientes de cortocircuito y la corriente de carga según la siguiente expresión:

$$\frac{I_{SC}}{I_L} \quad (3.4)$$

Donde:

I_{SC} = Máxima corriente de cortocircuito en el PAC1

I_L = Máxima corriente de carga (Componente Fundamental) en el PAC

De los registros obtenidos los valores de la corriente máxima en cada punto de medición fueron los siguientes:

Tabla N° 3.21 Puntos de Medición

	Condición	L-2211	T6-211	T62-211
I_{Lmax} (A)	Periodo de medición	171	283	317
I_{Lprom} (A)	Periodo de medición	88	126	165

Los valores de las corrientes de corto circuito de cada línea fueron determinados utilizando el modelo eléctrico del SEIN del software Digsilent. Los valores obtenidos son los siguientes:

Tabla N° 3.22 Corriente de Corto Circuito

	Condición	L-2211	T6-211	T62-211
I_{sc} (kA)	Corto circuito trifásico	1.1	1.4	1.4

Seguidamente se procedió a determinar el valor de " I_{sc}/I_L " para determinar las tolerancias de las armónicas individuales de corriente.

Tabla N° 3.23 Tolerancias de Armónicas individuales

	Condición	L-2211	T6-211	T62-211
I_{sc}/I_L	Corto circuito trifásico	6	5	4

Según el cuadro anterior para los puntos eléctricos evaluados el valor de " I_{sc}/I_L " es menor a 20, valor que indica el estándar para el caso de clientes con tensiones comprendidas entre 120 V y 69 kV, mientras que para el caso de la línea L-2211 el valor " I_{sc}/I_L " es menor a 50, valor que indica el estándar en el caso de las tensiones mayores de 161 kV, según se indica en la Tabla N°3.24:

Tabla N° 3.24 Límites de corriente de Distorsión para sistemas de distribución

Límites de la Corriente de Distorsión para Sistemas de Distribución (120 - 69.000V)						
I_h/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	T_{DD}
<20*	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20-50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50-100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100-1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0
Niveles Entre (69.001V - 161.000V)						
<20*	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20-50	3.5	1.8	1.25	0.5	0.25	4.0
50-100	5.0	2.3	2.00	1.3	0.35	6.0
100-1000	6.0	2.8	2.50	1.0	0.50	7.5
>1000	7.5	3.5	3.00	1.3	0.70	10.0
Límites para Sistemas de Alta Tensión (>161kV)						
<50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
>50	3.0	1.5	1.15	0.5	0.22	3.8

Dado que el valor que se obtiene de " I_{sc}/I_L " es menor que 20 para los transformadores de potencia, y menor que 50 para la línea de transmisión, las tolerancias de los puntos eléctricos analizados para las armónicas de corriente y el factor de distorsión de corriente son:

Tabla N° 3.25 Límites de corriente de Distorsión para sistemas de distribución

Límites de la Corriente de Distorsión para Sistemas con Tensiones Entre (120 - 69.000V)						
I_h/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	T_{DD}
<20	4.0	2.0	1.50	0.6	0.30	5.0
Límites de la Corriente de Distorsión para Sistemas con Tensiones Mayores (>161kV)						
I_h/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	T_{DD}
<50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5

Donde h es el orden de la armónica impar y el TDD es el factor de distorsión de demanda el cual equivale al THD de corriente determinado para la máxima demanda "IL-MAX". La fórmula del TDD es la siguiente:

$$T_{DD} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2} I_h^2}}{I_{L-MAX}} * 100\% \quad (3.5)$$

Para el caso de las armónicas pares, las tolerancias se limitan al 25% del límite para las armónicas impares.

a. Evaluación de los indicadores de corriente armónica.

Con las tolerancias de cada armónica determinada, se determinó la cantidad de intervalos que excedieron dichas tolerancias obteniendo como resultado lo siguiente:

Tabla N° 3.26 Número de Intervalos que Excedieron Tolerancia en Corriente

Orden de Armónica "h"	Tolerancia (%)			Cantidad de intervalos que excedieron la tolerancia		
	L-2211	T6-211	T62-211	L-2211	T6-261	T62-261
2	0.5%	1.0%	1.0%	68	0	0
3	2.0%	4.0%	4.0%	0	0	0
4	0.5%	1.0%	1.0%	0	0	0
5	2.0%	4.0%	4.0%	327	0	0
6	0.5%	1.0%	1.0%	0	0	0
7	2.0%	4.0%	4.0%	0	0	0
8	0.5%	1.0%	1.0%	0	0	0
9	2.0%	4.0%	4.0%	0	0	0
10	0.5%	1.0%	1.0%	0	0	0
11	1.0%	2.0%	2.0%	0	0	0
12	0.3%	0.5%	0.5%	0	0	0
13	1.0%	2.0%	2.0%	0	0	0
14	0.3%	0.5%	0.5%	0	0	0
15	1.0%	2.0%	2.0%	0	0	0
16	0.3%	0.5%	0.5%	0	0	0
17	0.8%	1.5%	1.5%	0	0	0
18	0.2%	0.4%	0.4%	0	0	0
19	0.8%	1.5%	1.5%	0	0	0
20	0.2%	0.4%	0.4%	0	0	0
21	0.8%	1.5%	1.5%	0	0	0
22	0.2%	0.4%	0.4%	0	0	0
23	0.3%	0.6%	0.6%	0	0	0
24	0.1%	0.2%	0.2%	0	0	0
25	0.3%	0.6%	0.6%	0	0	0
26	0.1%	0.2%	0.2%	0	0	0
27	0.3%	0.6%	0.6%	0	0	0
28	0.1%	0.2%	0.2%	0	0	0
29	0.3%	0.6%	0.6%	0	0	0
30	0.1%	0.2%	0.2%	0	0	0
31	0.3%	0.6%	0.6%	0	0	0
32	0.1%	0.2%	0.2%	0	0	0
33	0.3%	0.6%	0.6%	0	0	0
34	0.1%	0.2%	0.2%	0	0	0
35	0.2%	0.3%	0.3%	0	0	0
36	0.0%	0.1%	0.1%	0	0	0
37	0.2%	0.3%	0.3%	0	0	0
38	0.0%	0.1%	0.1%	0	0	0
39	0.2%	0.3%	0.3%	0	0	0
40	0.0%	0.1%	0.1%	0	0	0
TDD	2.5%	5.0%	5.0%	101	26	55

Del cuadro anterior se observa la 5ta armónica de corriente tiene mayor tolerancia en el nivel de 220V (2%) mientras que para el nivel de 60kV, la tolerancia es 4%. La tolerancia en 220kV es mayor debido a que la corriente de cortocircuito en dicho nivel de tensión es mayor. Con estas tolerancia la evaluación da como resultado que el nivel de corriente armónica en 220kV es considerable, dado que el 32.4% del total de intervalos registrados superó la tolerancia.

Cabe mencionar que los resultados del cuadro anterior no indican que la corriente es generada en 220kV sino que en dicho nivel existe mayor incidencia en la red eléctrica.

Según los resultados obtenidos de las mediciones, se observa que la 5ta armónica de corriente en los transformadores T6-261 y T62-261 es de 9.3A y 10.4A respectivamente para la condición más desfavorable. Esta corriente origina que la distorsión de tensión resulte mayor a 3%. Los niveles de corriente más representativos son los que se muestran en la Tabla N° 3.27.

Tabla N° 3.27 Corrientes Representativas

h	L-2211		T6-261		T62-261	
	Corriente (A)		Corriente (A)		Corriente (A)	
	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo
5	2.8	5.7	4.9	9.3	5.2	10.4
7	0.6	1.3	0.9	2.1	0.9	1.9

El espectro de corriente armónica de los puntos eléctricos evaluados se muestra en el Anexo H del presente informe.

3.10.3 Análisis del THD-I.

De los registros obtenidos el factor de distorsión de corriente (THD-I) se encuentra en los siguientes valores:

Tabla N° 3.28 Factor de distorsión de corriente THD-I

Valor	THD_I (%)		
	L-2211	T6-211	T62-211
Promedio	4%	6%	4%
Máximo	10%	27%	11%

Los valores del THD-I no son evaluados por el estándar dado que estos solo representan la tasa de distorsión de la onda de corriente. Se aprecia que el efecto de la distorsión tiene mayor impacto a menor corriente de cortocircuito, por tal, es mejor utilizar el indicador

TDD, en vez del THD-I. Todas las figuras del THD-I son presentados en el Anexo I del presente informe.

Con respecto al TDD evaluado se observa que existen 10% de intervalos fuera de rango en el nivel de 220kV y 5% en el nivel de 60kV. Los resultados del TDD se muestran en el Anexo F.

3.11. Modelo de la red eléctrica.

3.11.1 Escenarios y casos analizados.

Para realizar la simulación del flujo de corriente armónica y barrido de frecuencia se ha considerado los escenarios del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) para los años 2011 y 2012. Los escenarios comprenden los proyectos y cargas nuevas a conectar para los años descritos. Asimismo, se han considerado los siguientes casos para cada escenario:

Tabla N° 3.29 Escenarios Para los Flujos de Corriente Armónica y barrido de frecuencia

Año	Descripción	Caso	Característica
2011	Avenida Máxima Demanda	1.1	Sin Bancos de Condensadores
		1.2	Con Bancos de Condensadores en la Barra San Nicolás 13.8kV
	Estiaje Máxima Demanda	2.1	Sin Bancos de Condensadores
		2.2	Con Bancos de Condensadores en la Barra San Nicolás 13.8kV
2012	Avenida Máxima Demanda	3.1	Sin Bancos de Condensadores
		3.2	Con Bancos de Condensadores en la Barra San Nicolás 13.8kV
	Estiaje Máxima Demanda	4.1	Sin Bancos de Condensadores
		4.2	Con Bancos de Condensadores en la Barra San Nicolás 13.8kV

En el presente capítulo III solo se considera la opción de la compensación en la barra de la subestación San Nicolás 13.8kV por ser la mejor opción y se descarta la opción de la instalación en la barra de la subestación Marcona 10kV.

Debido al estudio de flujo de carga y corto circuito se determino que la mejor ubicación del banco de condensadores es en la barra de 13.8kV de la Subestación San Nicolás y es en donde se está realizando todo el análisis del estudio.

Opción 1: Con Bancos de Condensadores en la Barra San Nicolás 13.8kV

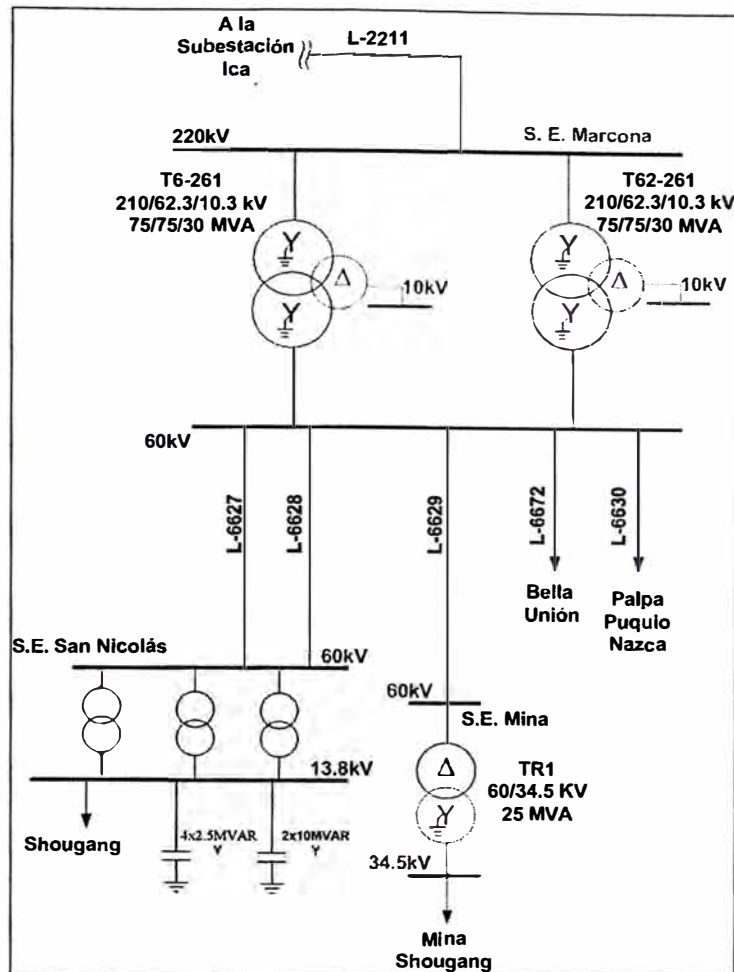


Fig. 3.35 Diagrama Unifilar con banco de condensadores en SE San Nicolás 13.8kV

3.11.2 Frecuencia de resonancia.

Dado que el sistema eléctrico está compuesto por resistencias, inductancias y capacitancias es necesario determinar la impedancia equivalente en los nodos en donde se instalará el banco de condensadores. El nodo a analizar es el siguiente:

San Nicolás 13.8kV

La impedancia a calcular estará en función del orden de la armónica (h), es decir, en función de la frecuencia teniendo como valor inicial 60HZ ($h=1$) hasta 1000HZ ($h=16.6$). Analizar el comportamiento de la impedancia en función a la frecuencia es importante para poder determinar si existen frecuencias de resonancia en la red y a la vez si éstas se encuentran dentro de la banda de frecuencia de la armónica de corriente más representativa de la red, que en este caso son las de orden 5 y 7.

Para el presente análisis se considera que las resistencias no varían en función a la frecuencia. Para el caso de los inductores y condensadores, si se considera que su impedancia varia, ya que su reactancia está relacionada con la frecuencia de la red y las frecuencias armónicas (h).

Según el modelo del sistema eléctrico actual (año 2010), éste no presente sistema de condensadores en la barra Shougang 13.8kV. Solo existen las capacitancias de las líneas de transmisión, y de los equivalentes de red y bancos de condensadores en media tensión ubicados en los tableros de fuerza de los motores dentro de las instalaciones de la mina.

La frecuencia de resonancia estaría determinada por la siguiente fórmula:

$$f_r = f * \sqrt{\frac{X_c}{X_{Lequivalente}}} \quad (3.6)$$

Donde:

- f : Frecuencia fundamental.
 fr : Frecuencia de resonancia.
 Xc : Reactancia capacitiva del sistema de compensación.
 XLequivalente : Reactancia inductiva equivalente de la red.

Según la fórmula anterior el valor de la frecuencia de resonancia no depende de la corriente fundamental ni de la armónica sino de la impedancia equivalente de la red en el nodo analizado y la impedancia equivalente del condensador.

Otra fórmula importante para la determinación de la frecuencia de resonancia en función a la potencia de corto circuito en un nodo eléctrico en donde se realizará la compensación, es la siguiente:

$$f_r = f * \sqrt{\frac{SCC}{Q}} \quad (3.7)$$

Donde:

- f : Frecuencia fundamental.
 fr : Frecuencia de resonancia.
 SCC : Potencia de Corto Circuito de la Red.
 Q : Potencia del Condensador.

3.11.3 Frecuencia de resonancia obtenida.

Para obtener la frecuencia de resonancia en el nodo San Nicolás 13.8kV se realizaron simulaciones de armónicas utilizando Digsilent y los escenarios 2011 y 2012.

La topología inicial considerada del sistema de compensación es la siguiente:

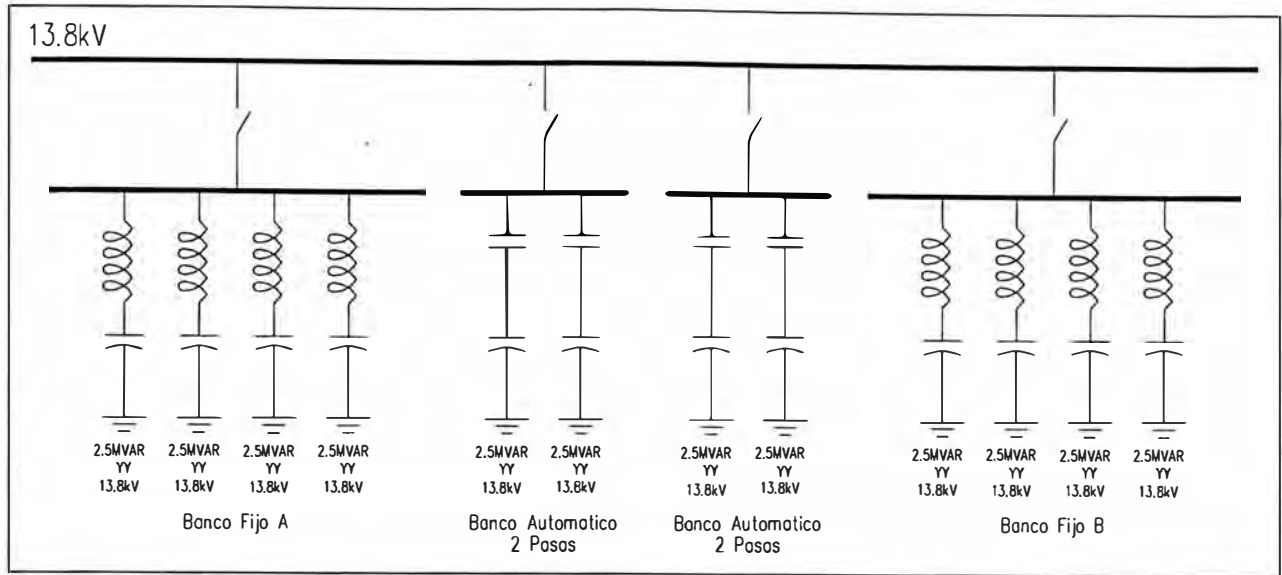


Fig. 3.36 Sistema de compensación reactiva SE San Nicolás 13.8kV

En el siguiente cuadro se presenta un resumen de los resultados obtenidos del barrido de frecuencia considerando la topología del sistema de compensación:

Tabla N°3.30 Resultados del Escenario año 2011 y 2012

Año	Caso	Operación de Condensadores	Nivel de Tensión	Frecuencia de Resonancia (h)		
				1ra	2da	3ra
Año 2011	Avenida	10MVAR – Fijo A	13.8kV	4.036	7.4	15.476
		20MVAR – Fijo B	13.8kV	3.916	6.98	14.79
		30MVAR – Fijo A+Fijo B + 4 pasos	13.8kV	3.714	6.478	14.41
	Estiaje	10MVAR – Fijo A	13.8kV	-	7.09	15.463
		20MVAR – Fijo B	13.8kV	-	6.518	14.69
		30MVAR – Fijo A+Fijo B + 4 pasos	13.8kV	4.375	5.328	14.44
Año 2012	Avenida	10MVAR – Fijo A	13.8kV		6.653	15.39
		20MVAR – Fijo B	13.8kV	4.61	5.495	14.7
		30MVAR – Fijo A+Fijo B + 4 pasos	13.8kV	4.274	5.14	14.42
	Estiaje	10MVAR – Fijo A	13.8kV		6.629	15.41
		20MVAR – Fijo B	13.8kV	4.621	5.469	14.68
		30MVAR – Fijo A+Fijo B + 4 pasos	13.8kV	4.309	4.309	14.48

Del cuadro anterior se observa que en algunos casos existe más de una frecuencia de resonancia.

También se observa que en ningún caso la frecuencia de resonancia coincide con la frecuencia armónica de orden 5 ó 7. Sin embargo, se puede observar que las frecuencias de resonancia estarían dentro de la banda de la 5ta y 7ma frecuencia armónica; por tal, sería necesario instalar filtros de armónicas.

Los gráficos siguientes Fig. 3.37, Fig. 3.38, Fig. 3.39 y 3.40 muestran claramente el barrido de frecuencia obtenido de cada escenario y condición presentada en el cuadro de la Tabla N° 3.30.

De los gráficos se puede observar que la frecuencia de resonancia se desplaza desde las frecuencias mayores a las frecuencias menores a medida que se incrementa la capacidad del condensador.

Asimismo, también se observa que las condiciones de resonancia cambian conforme va cambiando el sistema, dado que si se incremente la potencia de corto circuito de la barra, la frecuencia de resonancia se desplazaría desde las frecuencia menores hacia las mayores frecuencias.

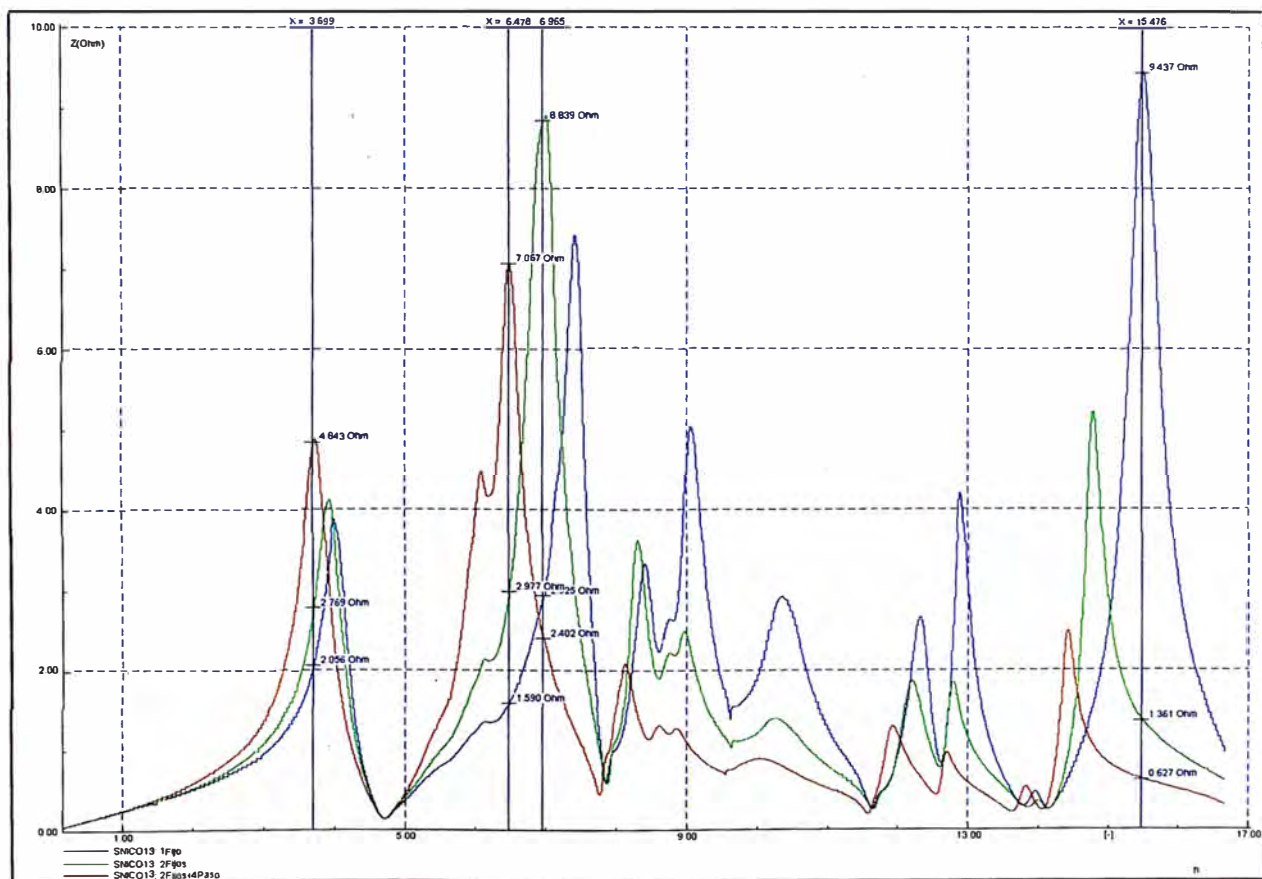


Fig. 3.37 Barrido de Frecuencia Avenida 2011

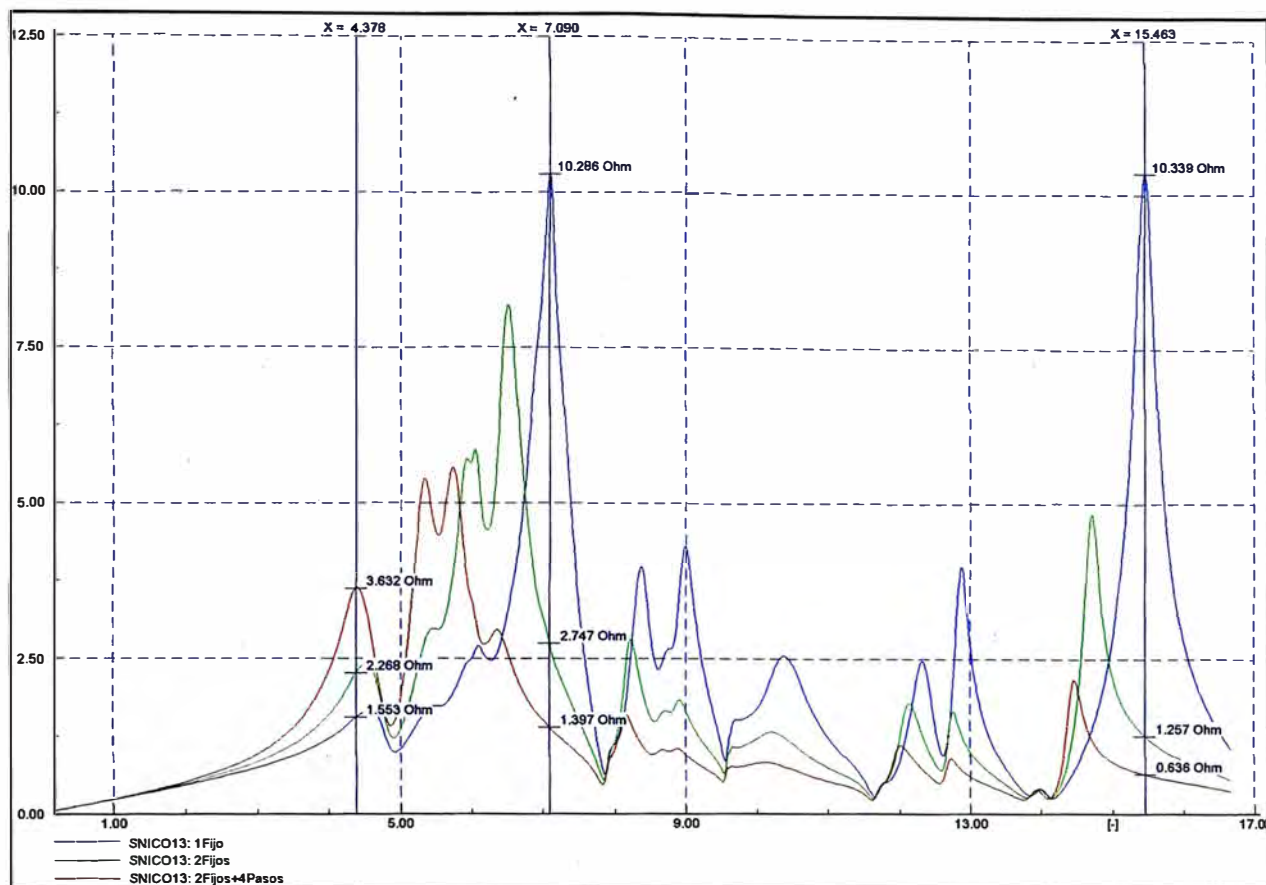


Fig. 3.38 Barrido de Frecuencia Estiaje 2011

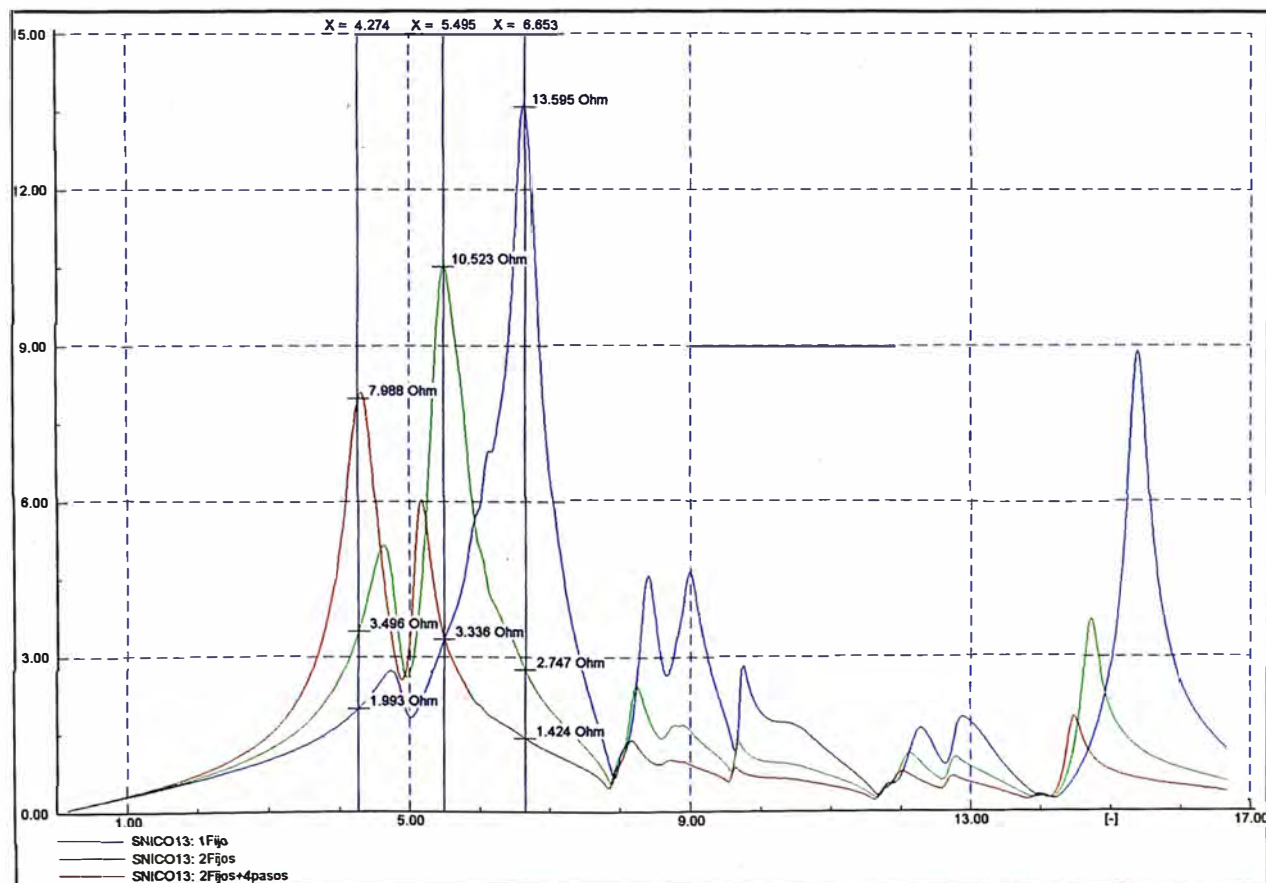


Fig. 3.39 Barrido de Frecuencia Avenida 2012

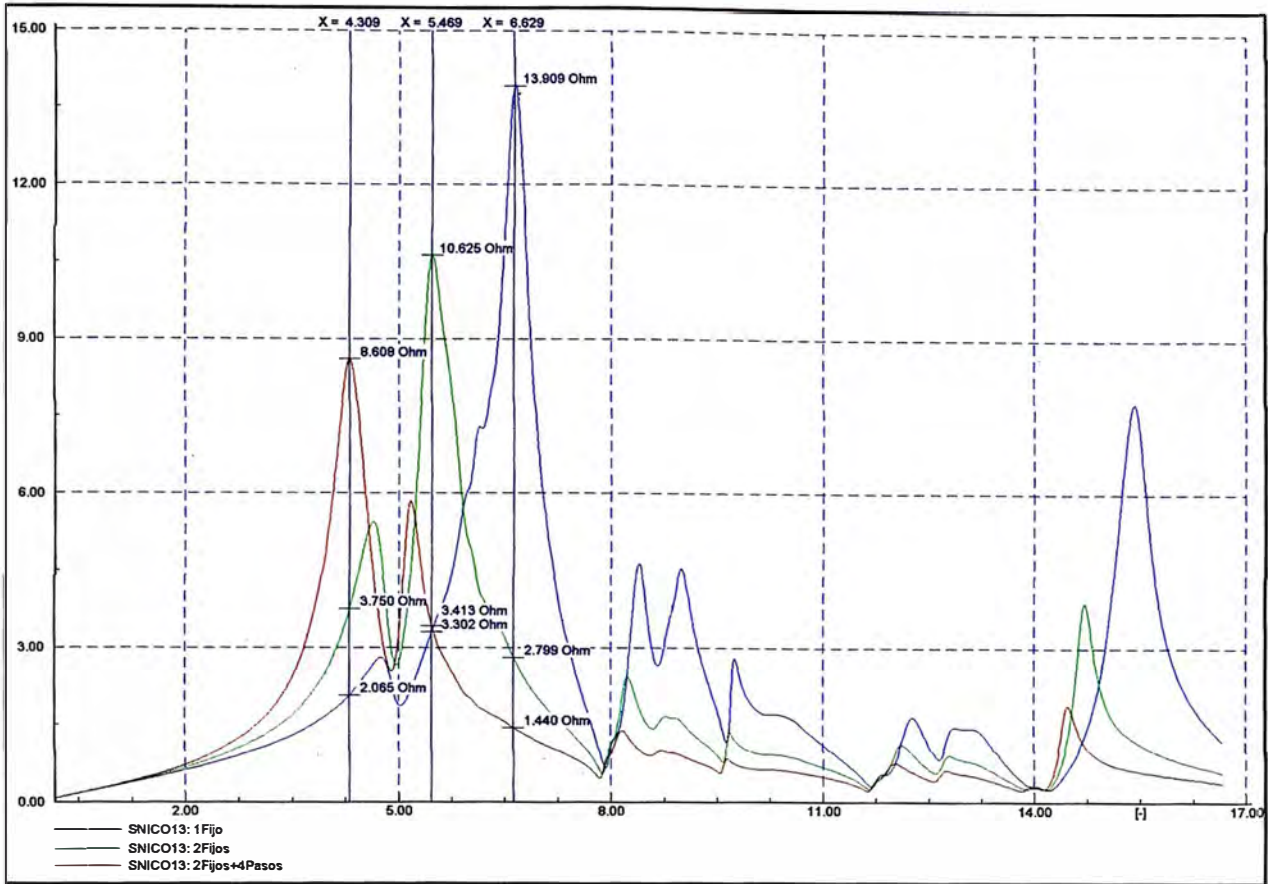


Fig. 3.40 Barrido de Frecuencia Estiaje 2012

3.12. Análisis de la corriente armónica.

Para determinar el impacto de la corriente armónica se consideró como fuente de corriente las cargas de Shougang.

Las magnitudes de corriente consideradas fueron las medidas en el año 2010 las cuales fueron las siguientes:

Tabla N°3.31 Resultados del Escenario año 2011 y 2012

Transformador	Corriente Armónica (Amp)											
	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	I10	I11	I12	I13
T 1	7.3	7.3	3.9	36	2.6	3.6	0.8	0.5	0.5	0.8	0.3	0.5
T 3	7.8	8.3	4.4	35	2.6	3.9	0.8	0.5	0.5	0.8	0.3	0.5
Total Ih (A)	15	15.5	8.3	71	5.2	7.5	1.6	1	1	1.6	0.5	1

Cabe mencionar que en dicha ocasión solo estuvieron en operación el transformador T1 y T3 de Shougang y las corrientes presentadas son las más desfavorables.

De las mediciones se observa que adicional a la armónica 5 y 7 estarían presentes las armónicas de orden 2 y 3.

La armónica 3, la cual es homopolar y la armónica de orden 2 se estarían generando de las cargas desbalanceadas y monofásicas de la mina. Dado que los transformadores son

DY, estarían filtrando dichas armónicas en el lado primario pero no en el secundario por tener el neutro a tierra.

Según las mediciones realizadas en el 2010, no se han detectado corrientes armónicas de orden 2 y 3 en la subestación Marcona 60kV.

Para verificar el valor RMS de los condensadores se procedió a modelar dicha fuente en el Digsilent según el siguiente esquema:

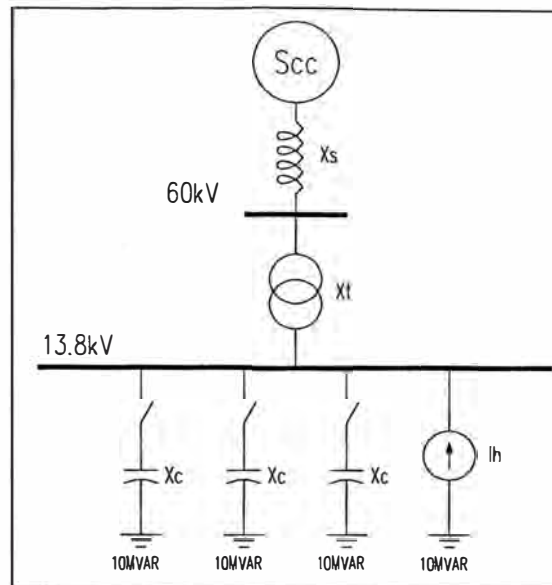


Fig. 3.41 Modelo Para verificar valores de RMS en los Condensadores

En el circuito anterior, X_s es la impedancia equivalente en el lado primario, X_t la impedancia equivalente de uno o más transformadores, y X_c es la impedancia del condensador.

Con este modelo se determinó la magnitud de las corrientes en el grupo de condensadores obteniendo el siguiente resultado:

Tabla N°3.32 Corrientes armónicas en los condensadores

Operación 1	Sin Compensación	Con 10MVAR	Con 20MVAR	Con 30MVAR
I1 (A)	-	399	415	432
I5 (A)	-	27	31	35
I7 (A)	-	27	119	44
I11 (A)	-	6	3	2
I13 (A)	-	19	3	2
Irms (A)	-	402	433	436
IN (A)	-	445	445	445
Cargabilidad (%)	-	90%	97%	98%
THD-V (%)	1.40%	1.80%	4.40%	2.20%
Tensión (kV)	13.45	14	14.5	15.1

Cabe mencionar que los niveles de THD-V existentes (barra 13.8kV), según las mediciones del año 2009 son los siguientes:

Tabla N°3.33 Niveles de THD-V

	THD-V (%) – Barra 13.8kV
Máximo	1.64%
Promedio	1.40%
Mínimo	1.16%

Según los resultados, se observa que para el caso de compensar 20MVAR la resonancia se da en la 7ma armónica. Asimismo se observa que a partir del grupo de 20MVAR la corriente esta cercana a su valor nominal. Por tal, para mejorar la condición de operación en el banco de condensadores se deberán instalar filtros de armónicas para las corrientes de orden 5 y 7.

3.13. Diseño de filtros de armónicas.

Para determinar las especificaciones técnicas del filtro se considera el estándar IEEE 1531 (Guide for Application and Specification of Harmonic Filters) [6].

Para el sistema de compensación reactiva se consideran módulos de condensadores de 2.5MVAR a una tensión nominal de 13.8kV y tensión máxima de servicio de 17.5kV según el siguiente esquema de la Fig. 3.42

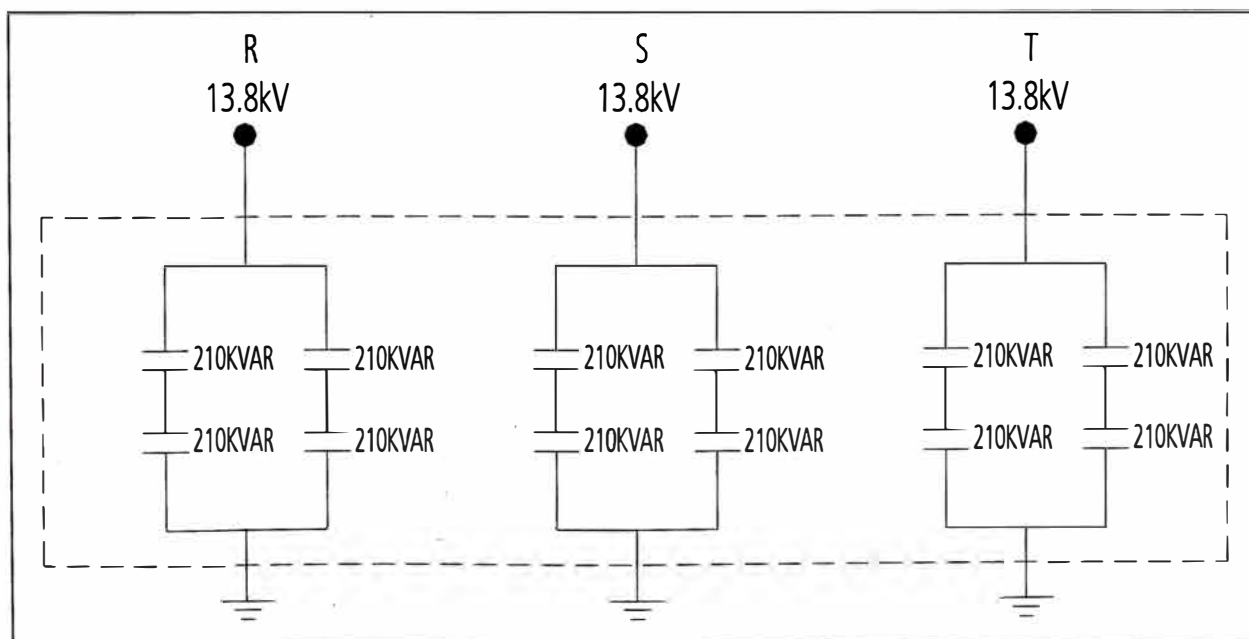


Fig. 3.42 Módulo de condensadores de 2.5MVAR

Dado el tamaño de los módulos, la configuración de las celdas MT sería según la grafica siguiente ver figura Fig. 3.43:

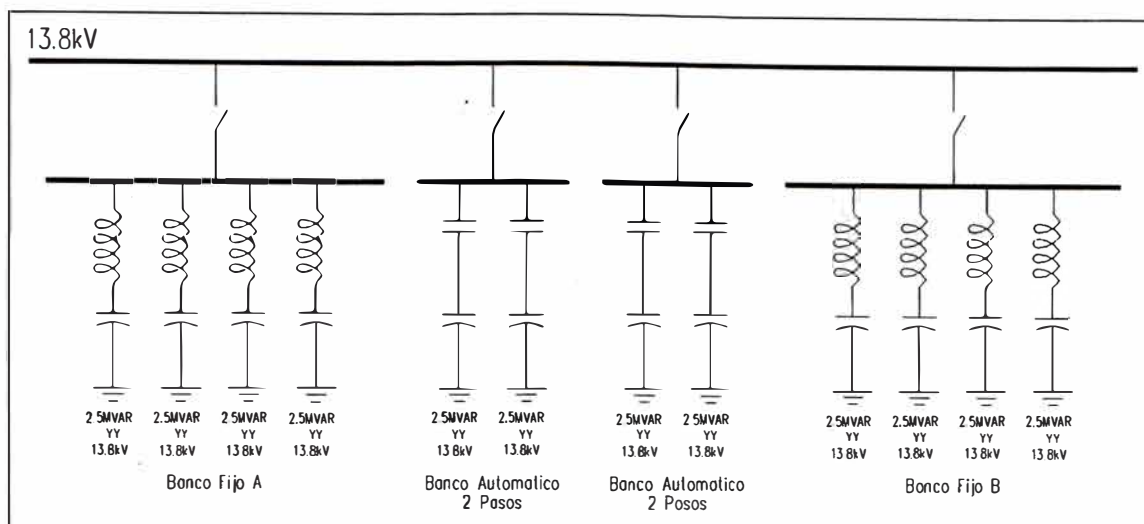


Fig. 3.43 Banco de condensadores

Según los resultados del barrido de frecuencia, se observa que existe mayor impedancia armónica para la armónica de orden 7 la cual varía según las etapas de compensación.

Asimismo, según las mediciones de armónicas, la 5ta armónica es la más representativa. Por otro lado, se tiene como condición manejar 10MVAR fijos en dos etapas.

Considerando que si se filtra la armónica 5, la impedancia armónica de orden 7 aumentaría y lo mismo, si solo se filtra la 7ma armónica, la impedancia armónica de orden 5 aumentaría, se opta por filtrar las dos armónicas según el siguiente esquema:

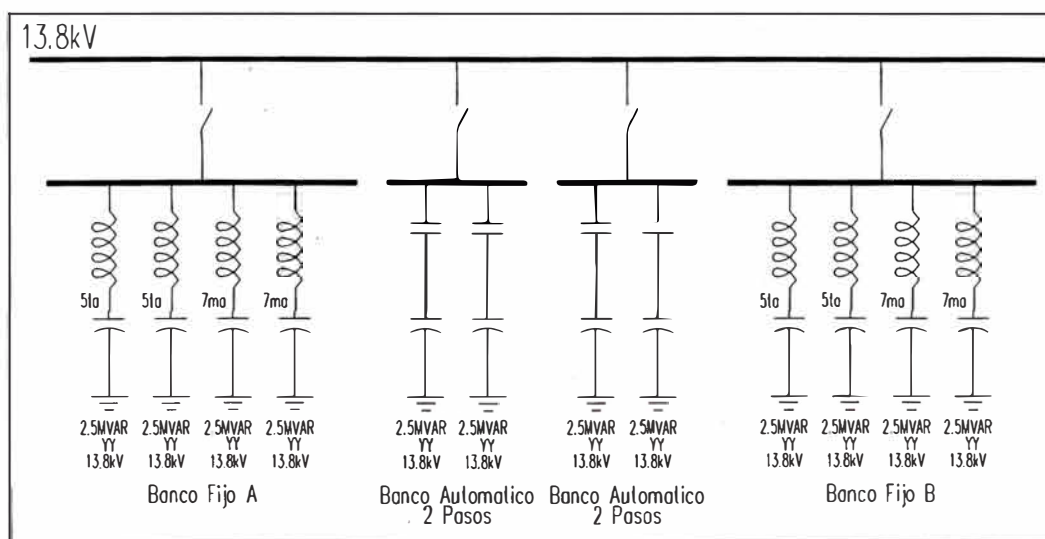


Fig. 3.44 Armónicas en el banco de condensadores

Tabla N°3.34 Niveles de THD-V para los tres casos de análisis de compensación reactiva

	THD-V (%) – Barra 13.8kV Sin compensación Reactiva	THD-V (%) – Barra 13.8kV Con Compensación Reactiva y sin filtros	THD-V (%) – Barra 13.8kV Con Compensación Reactiva y con filtros
THD-V (%) Promedio	1.4	3.62	0.72

A continuación en la siguiente Tabla N°3.35 se presentan los cálculos realizados para determinar el valor de la inductancia:

Tabla N°3.34 Valores Obtenidos de Inductancia

	Unidad	Filtro de 5ta Armónica			Filtro de 7ma Armónica		
		Tap Central	Tap 1	Tap 2	Tap Central	Tap 1	Tap 2
Capacidad del módulo por fase (KVAR)	KVAR	1 000.0	1 000.0	1 000.0	1 000.0	1 000.0	1 000.0
Reactancia Nominal por fase (Xc)	Ohm	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0
Capacitancia Nominal por fase (C)	UF	32.7	32.7	32.7	32.7	32.7	32.7
Tensión Fase - neutro	V	9 000.0	9 000.0	9 000.0	9 000.0	9 000.0	9 000.0
Tensión Fase - Fase	V	15 588.5	15 588.5	15 588.5	15 588.5	15 588.5	15 588.5
Corriente Nominal por Fase	A	111.1	111.1	111.1	111.1	111.1	111.1
Frecuencia de Sintonización	pu	4.75	4.50	4.00	7.2	6.9	6.5
Frecuencia de Sintonización	Hz	285.000	270.000	240.000	432.000	414.000	390.000
Reactancia del Inductor (XL)	Ohm	3.590	4.000	5.063	1.563	1.701	1.917
Inductancia del Inductor (L)	mH	9.5228	10.6103	13.4287	4.1447	4.5129	5.0854
Factor de Calidad (Q)		80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
Resistencia	Ohm	0.2132	0.2250	0.2531	0.1406	0.1467	0.1558
Corriente Nominal del Inductor							
	I1	A	167	167	167	167	167
	I3	A	17	17	17	17	17
	I5	A	67	67	67	33	33
	I7	A	33	33	33	67	67
	I11	A	17	17	17	17	17
	I13	A	8	8	8	8	8
	IRMS	A	184	184	184	184	184

Recomendamos que el reactor tenga al menos dos tapas para poder re sintonizar el filtro, en caso de requerirse en un futuro cercano.

Los resultados del barrido en frecuencia con la aplicación de los filtros de armónicas especificados se encuentran en el Anexo J.

Se observa que el sistema de compensación estaría operando en óptimas condiciones para la 1ra y 2da etapa, dado que filtran la 5ta y 7ma armónica. En caso de que entren los condensadores automáticos, se observa que empiezan a crecer las impedancias de las armónicas 11 y 13, sin embargo, como la corriente actual es de 1A, su impacto es menor.

En caso que a futuro se incremente la generación de la armónica 11 y 13 se deberá evaluar la conveniencia de instalar un filtro de armónicas de dichas frecuencias armónicas. Tener en cuenta que dichas corrientes son generadas por los rectificadores de 12 pulsos.

Para corroborar los valores RMS de los condensadores y del reactor se simulado la corriente armónicas. Los resultados son presentados en el Anexo K.

Según los resultados del Anexo K, los valores RMS de los módulos de compensación de 2.5MVAR, estarían operando por debajo de su valor nominal a excepción del caso en donde entran los 30MVAR instalados, es decir, con 10MVAR de 5ta armónica + 10MVAR de 7ma armónica + 4 pasos de 2.5 MVAR. En este caso, el que se vería afectado es el filtro de 5ta armónica, ya que por el incremento del nivel de tensión, la corriente llegaría a 103% de su valor nominal lo cual no es recomendable.

Los resultados para el año 2012, indican que los filtros deban operar sin los condensadores automáticos, dado que sobrecargan la corriente de los filtros y elevan la tensión en 15kV lo cual podría ocasionar fallas en la operación.

Los resultados también validan la corriente nominal del inductor, dado que las corrientes simuladas están dentro del rango solicitado (como se observa en la anexo K).

También se observa que los valores del THD de tensión se encuentran dentro del rango establecido en el estándar IEEE 519 (THD < 3%) [4]:

3.14. Análisis de los Resultados obtenidos.

a. Respecto a los Indicadores de Calidad evaluados según la NTCSE

- El 10% de los intervalos registrados superan el 5% de la tensión nominal de cada punto eléctrico analizado.

No existen niveles de flicker en el sistema eléctrico Marcona que superen el 1pst establecido por la NTCSE.

- Existen armónicas de tensión, en el nivel de 220kV y 60kV, que superan las tolerancias establecidas por la NTCSE. La armónica más representativa es la de orden 5.
- El factor de distorsión por tensiones armónicas (THD-V) supera la tolerancia estipulada por la NTCSE (3%).

b. Respecto a los Indicadores de las armónicas de Corriente según el IEEE 519 [4].

- Los resultados muestran que las armónicas de corriente son de orden 5 y 7.
- Según el IEEE 519 [4], la evaluación de las armónicas de corriente se realiza en función a la corriente de corto circuito del punto eléctrico analizado. Dado que la corriente de corto circuito es menor en el lado de 220kV respecto a la barra de 60kV, la tolerancia de las corrientes armónicas en 220kV resulta menor que las exigidas en 60kV. Lo cual origina que la magnitud de 5ta armónica de corriente en 220kV supere la tolerancia.

c. Respecto a la frecuencia de resonancia.

La frecuencia de resonancia se desplazará para cualquier escenario en donde se aumenten los pasos de los bancos de condensadores debido al cambio de impedancia de los condensadores. Por tal, mientras operen los filtros de armónicas sin los bancos automáticos, el sistema de compensación tendrá mejor performance.

- Se observa que con la operación de los bancos automáticos las armónicas más representativas son las de orden 11 y 13.

d. Respecto a la necesidad de utilizar un filtro de armónicas.

- Según el análisis de resonancia, es necesario que parte de los condensadores operen con filtros de 5ta armónica y 7ma armónica.
- Se ha considerado módulos de 2.5MVAR con una tensión nominal de 13.8kV.

Con la operación de filtros se lograr tener un menor THD-V al existente (Tabla N°3.34).

CAPITULO IV

ESTUDIO DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNETICOS

4.1 Generalidades

El objetivo del presente capítulo es presentar los resultados de las simulaciones de transitorios electromagnéticos al energizar y desenergizar de los bancos de condensadores teniendo en cuenta un equivalente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en la subestación Marcona.

4.2 Alcances

Los alcances del presente Estudio son los siguientes:

a. Modelo de la red eléctrica:

Está conformada por los siguientes sub capítulos:

- Fuentes equivalentes
- Líneas de transmisión y cargas
- Transformadores de potencia
- Bancos de condensadores
- Interruptores de potencia

b. Casos considerados en el Proceso de Carga del banco de condensadores:

Está conformada por los siguientes sub capítulos:

- Proceso de Carga de Bancos de Condensadores de 10 MVAR
- Proceso de Carga de Bancos de Condensadores de 2.5 MVAR

4.3 Proceso de Carga de los bancos de condensadores.

Como parte del estudio eléctrico a desarrollarse para la puesta en servicio del banco de condensadores de 2x10 MVAR y 4x2.5 MVAR en la Central Térmica de San Nicolás 13.8 kV, el estudio de transitorios electromagnéticos da a conocer los criterios, metodología y resultados de las simulaciones del Proceso de Carga del banco de condensadores.

4.3.1 Base teórica.

Las corrientes de inserción en bancos de condensadores, son corrientes de alta magnitud que aparecen en forma transitoria cuya magnitud oscila, en los peores casos, en 100 veces

la corriente nominal de capacitor. Dicho transitorio ocurre debido al comportamiento que tiene los condensadores frente a cambios o fluctuaciones del estado eléctrico a que está sometido. La característica de éstos es conservar la tensión y carga almacenada frente a variaciones de tensión, pudiendo ser por ejemplo, la conexión y desconexión de ellos a la red.

Las corrientes de inserción ocurren debido a que el capacitor no puede variar su tensión o carga eléctrica al igual que lo hace el resto del sistema, por lo que tendrá que permitir el paso de corriente en forma "deliberada" para evitar variación de tensión en forma discontinua; se puede comparar con un corto circuito, donde la diferencia de potencial en el punto de la falla es prácticamente cero, apareciendo una corriente elevadísima limitada por el resto del sistema.

Analizando la causa de aparición de estos transitorios, tiene una única causa, la diferencia de potencial que existe entre el capacitor y el punto de conexión, al realizar la conmutación. Si se conecta a la red y la tensión en el punto de conexión es igual a la tensión conservada por el capacitor, este transitorio es mínimo o nulo. O sea, se está evitando que el capacitor encuentre saltos de tensión habiendo sobre corrientes para compensar el fenómeno.

Las corrientes de este tipo crean efectos perjudiciales sobre equipos de maniobra, de protección, equipos electrónicos, computadoras, redes de información, PLC's, etc.

Estas sobre corrientes, originadas por el Proceso de Carga del banco de condensadores que van a producir inconvenientes tanto en los mismos condensadores como al resto de la red. Para los condensadores tanto las sobre corrientes como sobretensiones reducen la vida útil de los mismos, provocando deterioro en el aislante del mismo como en los mismos contactos. Los condensadores se ven afectados también, por los esfuerzos electromecánicos a que se someten cuando dichas corrientes recorren su interior (similar a un corto circuito), destruyendo su encapsulado o bien separando sus partes dejándolo inutilizable.

La intensidad de dicha corriente está en función de la potencia de cortocircuito y de la potencia del capacitor o banco de condensadores. Para la conexión en derivación, la máxima corriente que se puede generar, se calcula mediante la siguiente fórmula.

$$I_{MAX} = \sqrt{2} \times I_N \times \left(1 + \sqrt{\frac{KVAcc}{KVAr}} \right) \quad (4.1)$$

Donde:

KVACC: Potencia de cortocircuito en el punto de conexión [kVA]

KVAr: Potencia del capacitor o del conjunto que se conecta simultáneamente [kVAr]

IN: Corriente nominal del capacitor [A]

De acuerdo a los resultados de cortocircuitos, las potencias de cortocircuito máximas son:

Tabla N° 4.1 Potencia Máximas de Cortocircuito

BARRA	AV11MAX	ES11MAX	AV12MAX	ES12MAX
San Nicolás 13.8 kV	1102.94	1098.82	893.36 MVA	894.66

Aplicando el valor de potencia máxima del cuadro anterior en la fórmula, las corrientes máximas en el momento del Proceso de Carga de los condensadores pueden alcanzar:

Condensadores de 10 MVAR: $16.26 \times I_N$, es decir, 6805.4 A

Condensadores de 2.5 MVAR: $31.12 \times I_N$, es decir, 3254.8 A

4.3.2 Modelo de la red eléctrica.

a. Fuentes Equivalentes

Las fuentes equivalentes se representan con fuentes cosenoidales de tensión constante, trifásicas y balanceadas (tipo 14 del EMTP), conectadas al sistema a través de elementos R-L acoplados con impedancias de secuencia cero y positiva, correspondientes a las impedancias equivalentes de cortocircuito. Se representan fuentes equivalentes de Thevenin en Marcona 220 kV que representa el SEIN y en San Nicolás 13.8 kV que representa toda la carga motórica de la planta.

Las tensiones pre-maniobras se ajustan al valor de operación definidos por el flujo de potencia.

b. Líneas de Transmisión.

Se utiliza el modelo de parámetros concentrados de línea por tratarse de líneas de corta longitud.

c. Transformadores de Potencia

Los transformadores de potencia de la red simulada se representan con elementos R-L acoplados considerando los resultados de pruebas en vacío y cortocircuito. Estos datos más la curva de magnetización son ingresados a la rutina XFORMER del ATP, con tap en posición nominal.

d. Cargas

Se representan mediante un circuito R-L conectado en estrella. Estas impedancias corresponden a la carga consumida.

e. Banco De Condensadores

El modelo del capacitor representado en las simulaciones corresponde a elementos Xc concentrados y conectados en estrella con el neutro aislado.

f. Interruptores De Potencia

Su representación se hace con interruptores de cierre a tiempo definido por el usuario.

En la Fig. 4.1, se muestra el diagrama unifilar tal como ingresado en el software ATPDRAW.

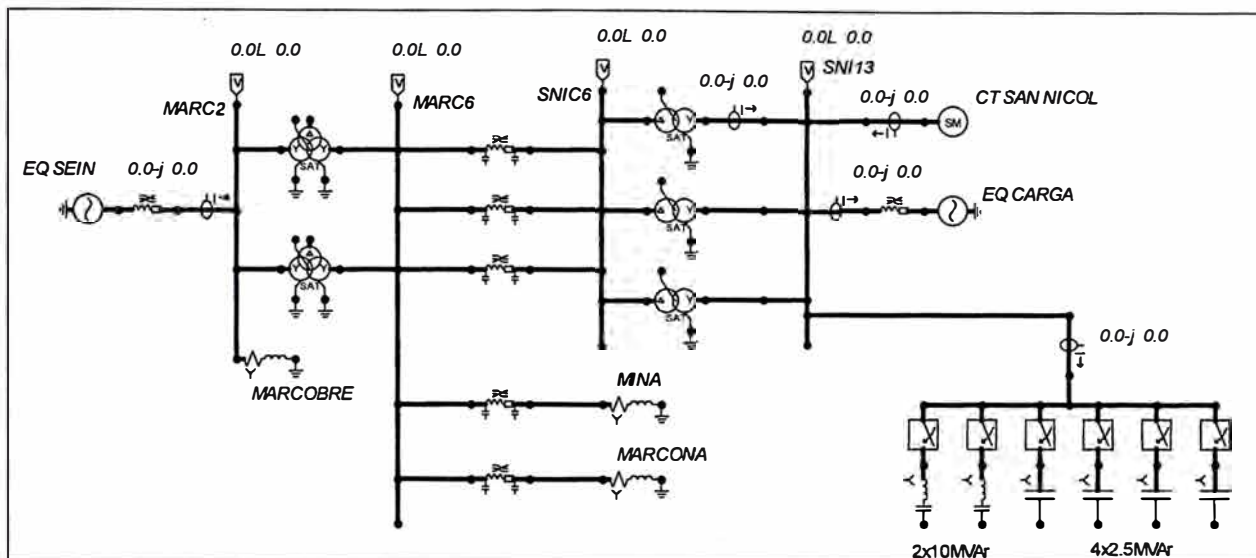


Fig. 4.1 Diagrama Unifilar para la Simulación en ATPDRAW

4.3.3 Casos considerados en el Proceso de Carga del banco de condensadores.

Se adoptó una tensión pico base de 11.267 kV, la cual corresponde a la tensión pico fase-tierra de la tensión nominal del sistema de 13.8 kV, para expresar los valores de sobretensión en p.u.

Se realizaron las siguientes simulaciones:

Maniobra del Proceso de Carga del condensador de 10 MVAR con 100 ms de tiempo de simulación.

Maniobra del Proceso de Carga del condensador de 2.5 MVAR con 100 ms de tiempo de simulación.

El tiempo de integración para todos los casos es de 100 μ s.

a. Proceso de Carga del Banco de Condensadores de 10 MVAR

En la simulación se parte de la condición que todos los bancos condensadores se encuentran fuera de servicio. En el tiempo 16.6 ms se cierra el interruptor del primer banco de condensadores de 10 MVAR y 100 ms después se cierra el segundo banco de

condensadores de 10 MVAR quedando de esta forma los dos bancos de condensadores de 10 MVAR fijos en servicio. Se continúa con la simulación hasta los 500 ms.

A continuación presentamos el análisis de los resultados de las simulaciones del Proceso de Carga del banco de condensadores, los cuales se basan en los transitorios de tensión y corriente.

Máxima Demanda Año 2011 (Por tener mayor potencia de cortocircuito)

De los gráficos que siguen podemos observar que los máximos valores pico del Proceso de Carga del primer banco de condensadores son:

SE San Nicolás 13.8kV

Tensión: 20.25 kVp en la fase "A" (1.79 p.u.)

Corriente: 5514.5 A en la fase "A"

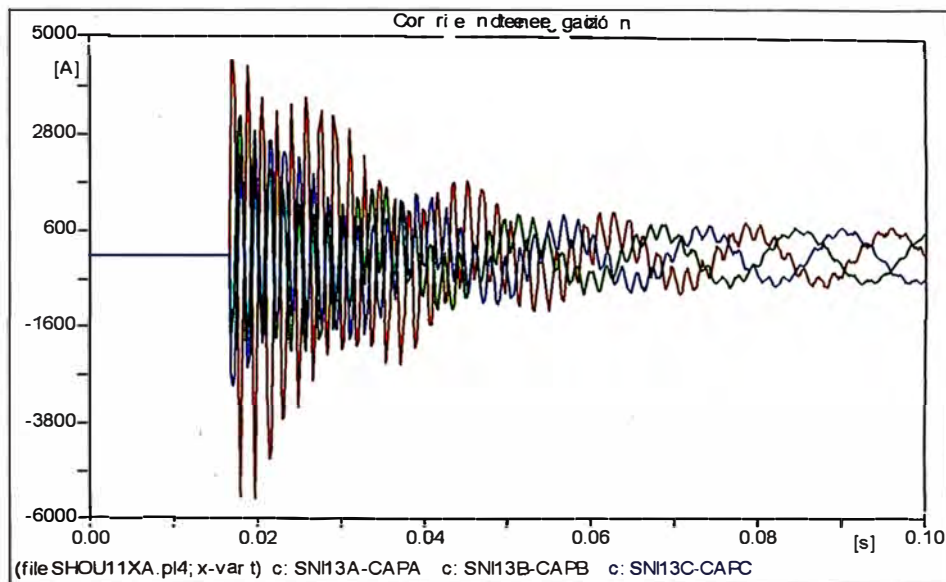


Fig. 4.2 Transitorio de Corriente Banco de condensadores 1 Máxima Demanda 2011

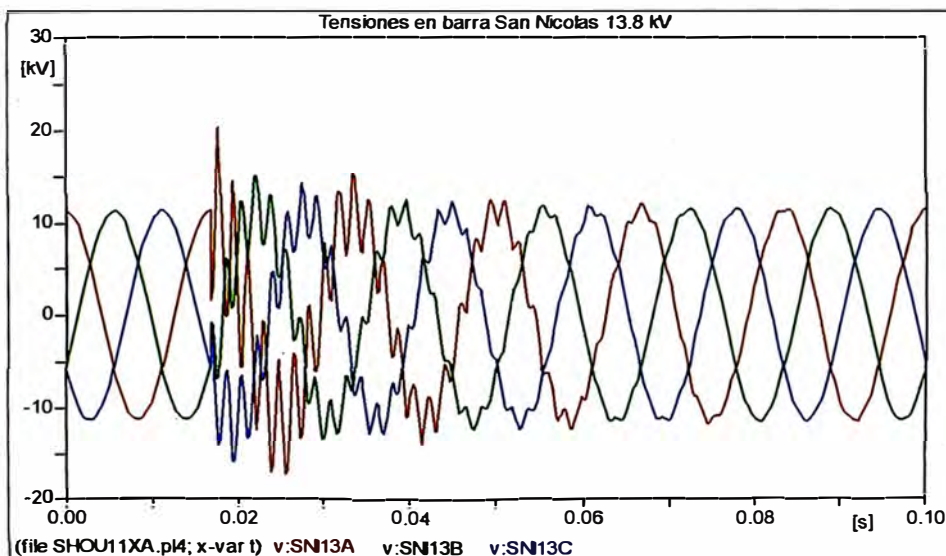


Fig. 4.3 Transitorio de Tensión Banco de condensadores 1 Máxima Demanda 2011

Proceso de Carga del segundo banco de condensadores, los máximos valores pico son:
SE San Nicolás

Tensión: 17.41 kVp en la fase "A" (1.54 p.u.)

Corriente: 4984.7 A en la fase "A"

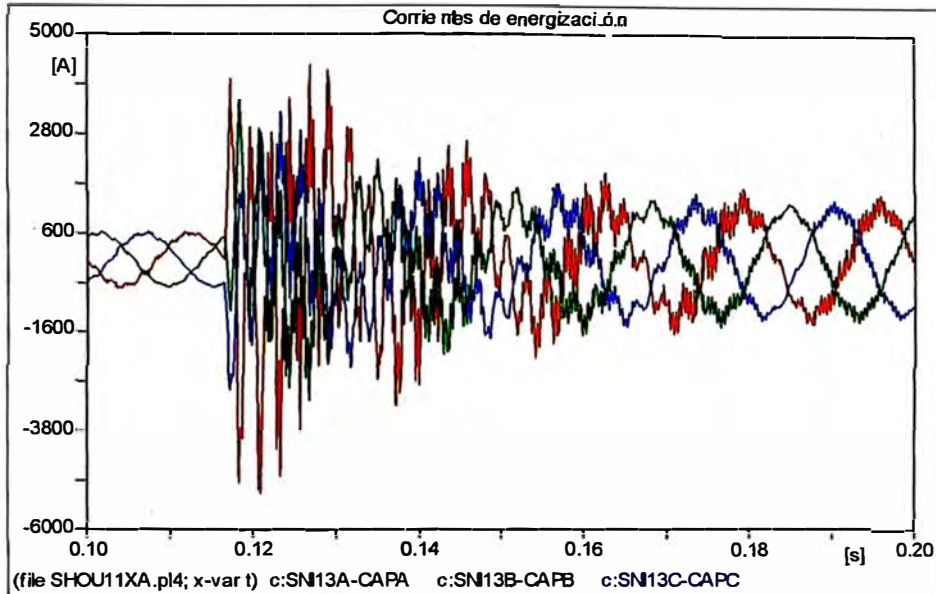


Fig. 4.4 Transitorio de Corriente Banco de condensadores 2 Máxima Demanda 2011

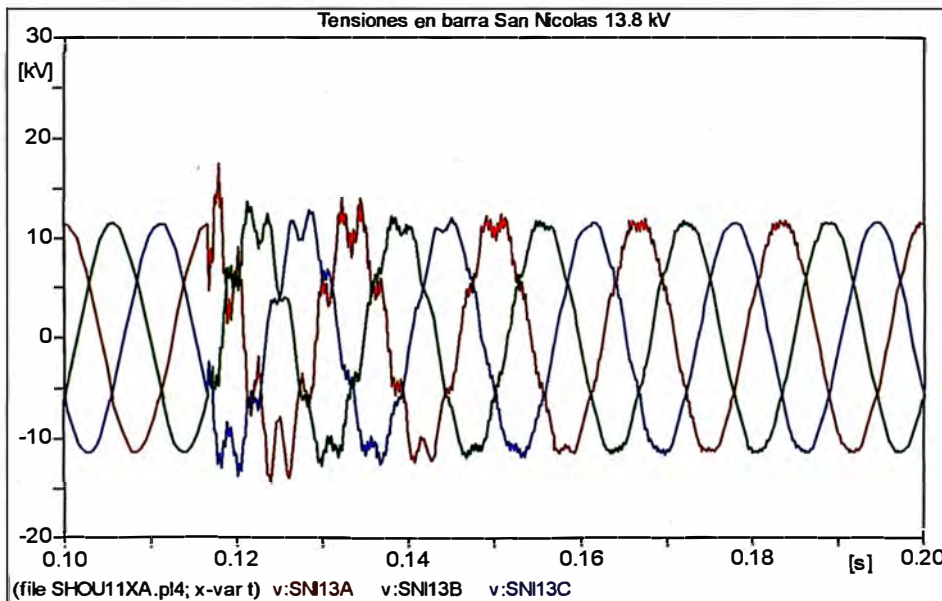


Fig. 4.5 Transitorio de Tensión Banco de condensadores 2 Máxima Demanda 2011

b. Proceso de Carga del Banco de Condensadores de 2.5 MVAR

Debido que los bancos de condensadores de 2.5 MVAR entran en servicio después de que los bancos de condensadores de 10 MVAR hayan entrado en servicio, se simula la siguiente secuencia de eventos.

Se parte de la condición que los bancos condensadores de 10 MVAR se encuentran en servicio. En el tiempo 16.6 ms se cierra el interruptor del primer banco de condensadores

de 2.5 MVAR y luego ingresan en servicio los tres bancos de condensadores de 2.5 MVAR restantes en forma secuencial con un intervalo de tiempo de 16.6 ms.

A continuación presentamos el análisis de los resultados de las simulaciones del Proceso de Carga de carga del banco de condensadores, los cuales se basan en los transitorios de tensión y corriente.

Máxima Demanda Año 2011 (Por tener mayor potencia de cortocircuito).

De los gráficos que siguen podemos observar que los máximos valores pico en la Proceso de Carga de los bancos de condensadores de 2.5 MVAR son:

SE San Nicolás

Tensión: 12.33 kVp en la fase "A" (1.09 p.u.)

Corriente: 2320.8 A en la fase "A"

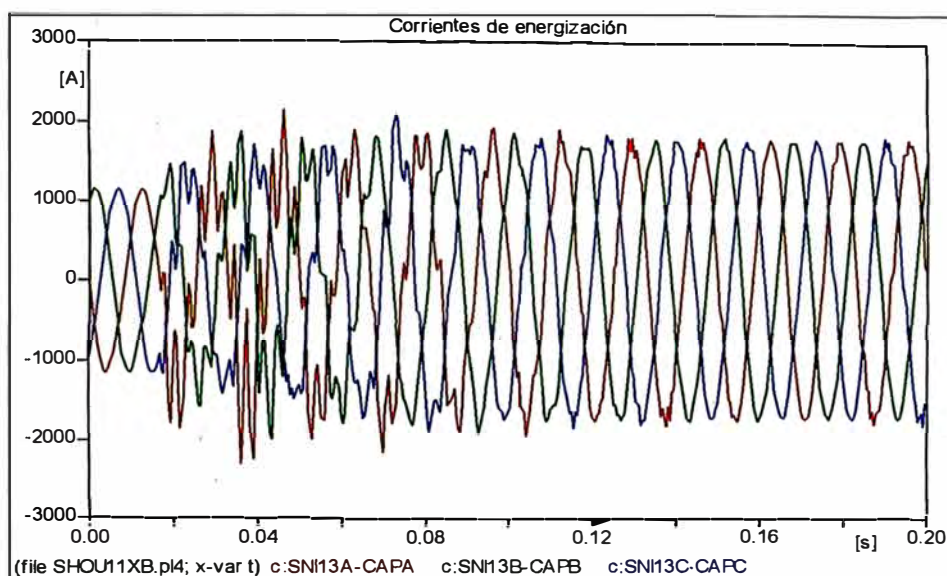


Fig. 4.6 Transitorio de Corriente Banco de condensadores 2.5MVAR Máxima Demanda 2011

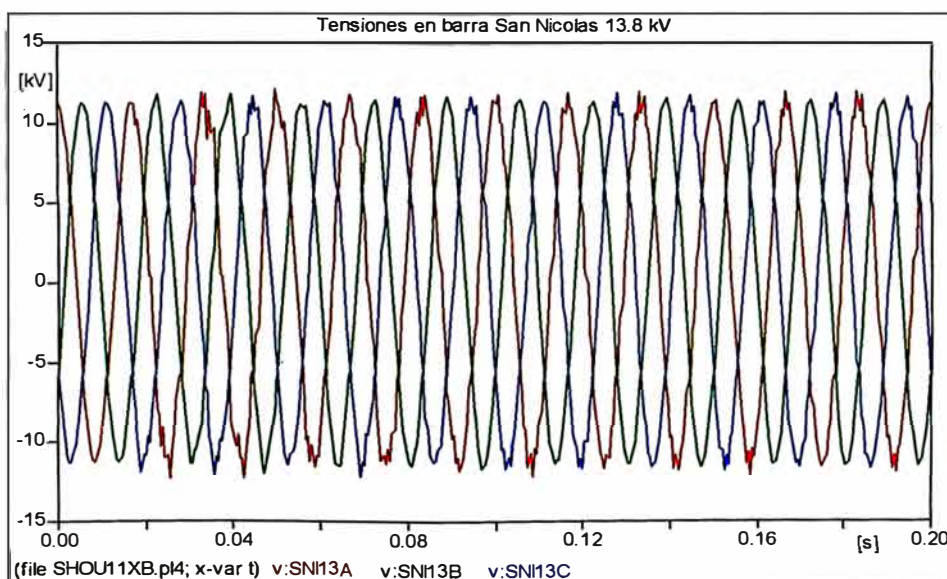


Fig. 4.7 Transitorio de Tensión Banco de condensadores 2.5MVAR Máxima Demanda 2011

La máxima tensión pico de 20.25 kVp se obtiene en barra de 13.8 kV de S.E. San Nicolás cuando se energiza el primer banco de condensadores de 10 MVAR. Este valor representa 1.79 p.u. de la tensión pico nominal.

Las sobretensiones y corrientes de inserción que se producen tienen un tiempo de duración inferior a los 20 ms, por lo que no afectará en la selectividad de las protecciones.

Consideramos que el valor de tensión pico máximo encontrado, no afectará la operación normal de los equipos circundantes a las subestaciones de la Barra de la Central Térmica de San Nicolás, debido a que el tiempo de duración es muy corto y a que los equipos son de tensión máxima de servicio permanente de 17.5 kV.

Finalmente se concluye que en el Proceso de Carga del banco de condensadores de la Central Térmica de San Nicolás no afectará la operación del sistema eléctrico y no comprometerá la integridad de los equipos instalados en la subestación.

4.4 Análisis de los Resultados obtenidos.

De los resultados obtenidos en los análisis de transitorios electromagnéticos se puede concluir lo siguiente:

- La máxima tensión pico de 20.25 kVp se obtiene en la barra de 13.8 kV de S.E. San Nicolás cuando se energiza el primer banco de condensadores de 10 MVAR. Este valor representa 1.79 p.u. de la tensión pico nominal con tiempo de duración inferior a 20ms.
- Debido a que todas las sobretensiones y corrientes de inserción que se producen tienen un tiempo de duración inferior a los 20 ms, estas no afectarán en la selectividad de las protecciones.
- Como el tiempo de duración del valor de tensión pico máximo encontrado es inferior a los 20ms, se establece que éste no afectará la operación normal de los equipos circundantes a las subestaciones de la Barra de la Central Térmica de San Nicolás debido a que todos los equipos son de tensión máxima de servicio permanente de 17.5kV.

El Proceso de Carga del banco de condensadores de la Central Térmica de San Nicolás no afectará la operación del sistema eléctrico y no comprometerá la integridad de los equipos instalados en la subestación.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. De los estudios realizados se concluye que el sistema de compensación reactiva capacitiva se instalará en la barra de la central térmica de San Nicolás 13.8kV, por lo siguiente:
 - Mejor perfil de tensión, por estar más cerca al centro de carga de la mina.
Mejor control de regulación de tensión en bornes del centro de carga de la mina.
 - Mayor toma de carga de los transformadores de potencia.
 - Se mejoró el factor de potencia y la capacidad de transmisión del sistema eléctrico.
 - Se incrementa la demanda de energía en la mina, favoreciéndose económicamente Shougan Hierro Perú S.A.A.
2. Se instalarán filtros para capturar a las armónicas de orden cinco y siete que son los más representativos y perjudiciales de la red eléctrica además de mejorar el factor de distorsión de armónicas (THD).
3. Todos los equipos conectados a la barra de 13.8kV de la S.E. San Nicolás no serán afectados por transitorios electromagnéticos de sobre corriente y sobre tensión que se generan por las maniobras operativas de ingreso y salida del banco de condensadores al sistema eléctrico, debido a que los transitorios generados tienen un tiempo de duración muy pequeño (20ms), y todos los equipos tienen una tensión máxima de operación permanente de 17.5kV.
4. Se recomienda que el banco de condensadores sea de 2x10 MVAR fijos y 4x2.5 MVAR variables además debe de tener un sistema de control automático/manual a distancia, el cual le permitirá el operador retirar o adicionar condensadores ante grandes variaciones de carga.
5. Se recomienda que las nuevas cargas a conectar a la S.E. San Nicolás 13.8 kV cuenten con un factor de potencia igual o superior a 0.96; es decir se debe compensar en bornes de motores y tableros de distribución.

ANEXOS

ANEXO N° A
BASE DE DATOS

Conductores y cables de energía

Línea	Origen	Destino	Longitud km	Capacidad kA	Z1 ohm	Ang Z1 °	R1 ohm	X1 ohm	R0 ohm	X0 ohm
lne NAZCA PUQUIO 81	NAZCA60	PUQUI60	101.00	0.410	61.02634	61.14434	29.4516	53.4492	47.268	181.8
lne DPALP PALP 81	DPALP60	PALP60	41.18	0.410	23.02621	56.82149	12.60108	19.27224	19.27224	74.124
lne DPALP NAZCA 81	DPALP60	NAZCA60	17.33	0.410	10.47115	61.14434	5.063428	9.171037	8.11044	31.194
lne DJAH JAH	DJAHUAY	JAHUAY60	0.10	0.360	0.05244628	61.40698	0.0251	0.04605	0.038497	0.1706
lne DJAH BUN	DJAHUAY	BUNIO60	26.90	0.360	14.10805	61.40698	6.7519	12.38745	10.35569	45.8914
Lne Independencia-Ica L2209A	IND220	DER ICA	55.29	0.370	27.47465	80.38603	4.588517	27.08878	15.75876	66.35021
Lne Independencia-Ica L2	IND220	ICA220	55.39	0.370	27.52435	80.38603	4.596816	27.13778	15.78726	66.47021
Lne Ica-Marcona L2211	ICA220	MARC220	155.00	0.370	77.03111	80.38947	12.86035	75.95	44.17035	261.95
L6672 MAR DJAH	MARC60	DJAHUAY	36.10	0.360	18.93311	61.40698	9.061099	16.62405	13.89742	61.5866
L6630 MARC-DPALPA	MARC60	DPALP60	35.17	0.410	21.25046	61.14434	10.25557	18.61196	16.45956	63.306
L6629 MAR-MINA	MARC60	MINA60	4.00	0.799	1.763412	80.03342	0.3052	1.7368	2.4404	7.2
L6628 MAR-SNI	MARC60	SNICO60	14.90	0.799	6.568709	80.03342	1.13687	6.46958	9.090489	26.82
L6627 MAR-SNI	MARC60	SNICO60	14.90	0.799	6.568709	80.03342	1.13687	6.46958	9.090489	26.82
L-mina B-Dmina	Mina B	Dmina1	3.70	0.321	1.926855	66.12241	0.77996	1.76194	2.82754	6.12276
L-mina A-SE2C	Mina A	SE2C	0.40	0.321	0.2083087	66.12241	0.08432	0.19048	0.30568	0.66192
L-mina	MINA34	Mina B	5.00	0.340	2.29196	72.09866	0.7045	2.181	3.821	8.274
L-conveyor	MINA34	Mina A	5.00	0.340	2.29196	72.09866	0.7045	2.181	3.821	8.274
L-TL2-1	TL2-2	SEN15 34	0.20	0.575	0.03393543	69.76013	0.01174	0.03184	0	0
L-TL2	SNICO13	TL2-1	0.10	0.575	0.01696771	69.76013	0.00587	0.01592	0	0
L-SE2C-SE2B	SE2B	SE2C	1.92	0.321	0.9998815	66.12241	0.404736	0.914304	1.467264	3.177216
L-SE2C-DSE1G	DSE1G	SE2C	0.10	0.321	0.05207716	66.12241	0.02108	0.04762	0.07642	0.16548
L-SE1H-SE1C	SE1H	SE1C	1.41	0.262	0.7773399	57.99352	0.412002	0.659175	0.97149	2.321001
L-RE-1	SEN12 13	SEN18 13	0.10	0.515	0.01741117	66.11436	0.00705	0.01592	0	0
L-RE	SEN12 13	SNICO13	1.20	0.515	0.2089341	66.11436	0.0846	0.19104	0	0
L-PD-1	SEN8A 13	SEN8 13	0.20	0.515	0.03482234	66.11436	0.0141	0.03184	0	0
L-P2-1	SEN2 13-1	SEN2 13-2	0.01	0.515	0.00174112	66.11436	0.000705	0.001592	0	0
L-P2	SNICO13	SEN2 13-1	1.50	0.515	0.2611676	66.11436	0.10575	0.2388	0	0
L-P1-1	SEN1 13	SEN4 13-3	0.20	0.515	0.03482234	66.11436	0.0141	0.03184	0	0
L-P1	SNICO13	SEN1 13	1.50	0.515	0.2611676	66.11436	0.10575	0.2388	0	0
L-NS ST	SEN11 13	SNICO13	1.00	0.515	0.1741117	66.11436	0.0705	0.1592	0	0
L-NPC	SENPC 13	SNICO13	1.00	0.515	0.1741117	66.11436	0.0705	0.1592	0	0
L-Dmina3 SE1B	SE1B	Dmina3	1.20	0.262	0.8109733	51.28326	0.50724	0.63276	0.85752	2.05908
L-Dmina3-SE1H	Dmina3	SE1H	1.28	0.262	0.7056702	57.99352	0.374016	0.5984	0.88192	2.107008
L-Dmina2 DSE1A	Dmina2	DSE1A	1.40	0.262	0.9461355	51.28326	0.5917799	0.73822	1.00044	2.40226
L-DSE1G-SE1G	DSE1G	SE1G	1.70	0.321	0.8853118	66.12241	0.35836	0.80954	1.29914	2.81316
L-DSE1G-SE1E	DSE1G	SE1E	1.80	0.321	0.9373889	66.12241	0.37944	0.85716	1.37556	2.97864
L-DP	SNICO13	SEN8A 13	1.20	0.52	0.2089341	66.11436	0.0846	0.19104	0	0
L-C3-4	DC3-1	SEN2 13	0.30	0.17	0.1330915	19.1456	0.12573	0.04365	0	0
L-C3-3	SEN5 13	DC3-1(1)	0.30	0.17	0.1330915	19.1456	0.12573	0.04365	0	0
L-C3-2	DC3-1(1)	SEN4 13-2	0.30	0.58	0.05090314	69.76013	0.01761	0.04776	0	0
L-C3-1	DC3-1	DC3-1(1)	0.01	0.58	0.00169677	69.76013	0.000587	0.001592	0	0
L-C3	SNICO13	DC3-1	1.30	0.58	0.2205803	69.76013	0.07630999	0.20696	0	0
L-C2	SNICO13	SEN4 13-1	1.23	0.52	0.2141574	66.11436	0.08671501	0.195816	0	0
L-C1	SNICO13	SEN1 13	1.50	0.52	0.2611676	66.11436	0.10575	0.2388	0	0
L-09	SNICO13	SEN9 13	1.20	0.52	0.2089341	66.11436	0.0846	0.19104	0	0
060 Puquio-Coracora	PUQUI60	CORACO60	51.90	0.35	29.45768	60.09235	14.6877	25.5348	23.874	89.26801

Transformadores de potencia de 2 devanados

Nombre	Barra lado primario	Barra lado secundario	Capacidad Nominal MVA	Tensión			Vcc %	Grupo de conexión	Taps en el lado primario		
				kV Prim	kV Sec				% por tap	Min. Pos. Tap	Max. Pos. Tap
364-247	SE1E	SE1E-4A	3.75	34.5	4.16	6.4	Dyn5	2.5	-2	2	
364-054	SE1A	SE1A-2	2	34.4	2.4	5.85	Dyn5	2.5	-2	2	
364-071	SE1B	SE1B-4B	2	34.5	4.16	6.04	Dyn5	2.5	-2	2	
364-081	SE2C	SE2C-4	1.5	34.4	4.16	6.1	Dyn5	2.5	-2	2	
364-085	SE2B	SE2B-4	1.5	34.4	4.16	6.1	Dyn5	2.5	-2	2	
364-091	SEN12 13	SEN12 4	5	13.8	4.16	6.12	Dyn5	2.5	-2	2	
364-098	SEN8A 13	SEN8A 4	10	13.8	4.16	5.64	Dyn5	2.5	-2	2	
364-100	SESJN 34	SESJN 4-1	2	34.5	4.16	6.1	Dyn5	2.5	-2	2	
364-101	SEN1 13	SEN1 4-2		13.8	4.16	5.67	Dyn5	2.5	-2	2	
364-102	SEN1 13	SEN1 4-3	5	13.8	4.16	5.67	Dyn5	2.5	-2	2	
364-104	SEN4 13-3	SEN4 4-3	5	13.8	4.16	5.6	Dyn5	2.5	-2	2	
364-221	SEN2 13-1	SEN2 4-1	10	13.8	4.16	5.5	Dyn5	2.5	-2	2	
364-222	SEN2 13-2	SEN2 04-1	1.5	13.8	0.48	5.5	Dyn5	2.5	-2	2	
364-223	SEN2 13-2	SEN2 04-2	1.5	13.8	0.48	5.6	Dyn5	2.5	-2	2	
364-227	TL2-3	TL2-4	10	34.5	13.8	6.12	YNd5	2.5	-2	2	
364-228	TL2-2	TL2-1	10	34.5	13.8	6.12	YNd5	2.5	-2	2	
364-229	SEN4 13-1	SEN4 4-1	10	13.8	4.16	5.6	Dyn5	2.5	-2	2	
364-247	SESJN 34	SESJN 4-2	3.75	34.5	4.16	6.4	Dyn5	2.5	-2	2	
364-249	SEN2 13	SEN2 04	1	13.8	0.48	5.8	Dyn5	2.5	-2	2	
364-257	SEN8 13	SEN8 04	2	13.8	0.48	6.37	Dyn5	2.5	-2	2	
364-258	SEN4 13-2	SEN4 4-2	10	13.8	4.16	5.6	Dyn5	2.5	-2	2	
364-259	SEN5 13	SEN5 4	1.5	13.8	0.48	6.4	Dyn5	2.5	-2	2	
364-269	SEN1 13	SEN1 4-1	2	13.8	4.16	5.2	Dyn5	2.5	-2	2	
364-279	SE1C	SE1C-4A	2	34.5	4.16	5.78	Dyn5	2.5	-2	2	
364-280	SE1C	SE1C-4A	2	34.5	4.16	5.77	Dyn5	2.5	-2	2	
364-281	SEN1 13	SEN1 4	10	13.8	4.16	4.97	Dyn5	2.5	-2	2	
364-854	SE1B	SE1B-4A	2	34.5	4.16	6.5	Dyn5	2.5	-2	2	
364-913	SEN15 34	SEN15 4	2	34.5	4.16	5.7	Dyn5	2.5	-2	2	
364-924	SE1E	SE1E-4B	4	34.5	4.16	5.37	Dyn5	2.5	-2	2	
364-925	SE1G	SE1G-4	4	34.5	4.16	5.37	Dyn5	2.5	-2	2	
364-980	SEN9 13	SEN12 4	10	13.8	4.16	8.5	Dyn5	2.5	-2	2	
364-987	SE1H	SE1H-2	1.5	34.5	2.4	5.37	Dyn5	2.5	-2	2	
364-xxx	SEPTAR 34	SEPTAR 04	0.25	34.5	0.48	4	Dyn5	2.5	-2	2	
366-529	SEN18 13	SEN18 04	12	13.8	4.16	6.56	Dyn5	2.5	-2	2	
860-897	SE1C	SE1C-4B	3.75	34.5	4.16	5.92	Dyn5	2.5	-2	2	
TR-NPC	SENPC 13	SENPC 4	12	13.8	4.16	6.56	Dyn5	2.5	-2	2	
TR-NS ST	SEN11 13	SEN11 4	12	13.8	4.16	6.56	Dyn5	2.5	-2	2	
TR A1	SNICO13	SEA1 04	1.5	13.8	0.48	9.71	Dyn5	2.5	-2	2	
TR A2	SNICO13	SEA2 04	1.5	13.8	0.48	9.71	Dyn5	2.5	-2	2	
TR A3	SNICO13	SECUM 4	5	13.8	4.16	5.36	Dyn5	2.5	-2	2	
TR SNICO 59	SNICO60	SNICO13	37.5	60	14.2	10.1	Dyn11	2.5	-2	2	
TR SNICO 60	SNICO60	SNICO13	37.5	60	14.2	10.3	Dyn11	2.5	-2	2	
TR SNICO 61	SNICO60	SNICO13	37.5	60	14.2	10.4	Dyn11	2.5	-2	2	
TR SS	SNICO13	SEA1 04	1.5	13.8	0.48	9.84	Dyn5	2.5	-2	2	
TR SWP	SNICO13	SECUM 4	5	13.8	4.16	5.36	Dyn5	2.5	-2	2	
Tr2 Coracora	CORACO60	CORACO23	7	60	22.9	6.95	Dyn5	1.25	-8	8	
tr2 Mina Shougang	MINA60	MINA34	25	60	34.5	10.08	Dyn5	1.25	-8	8	
tr2 jahuary	JAHUAY60	JAHUAY10	1.5	60	10	6.5	Dyn5	2.5	-2	2	
tr2 nazc 801	NAZCA60	NAZCA10	7	58	10	8.3	YNd5	2	-9	9	

Transformadores de potencia de 3 devanados

Nombre	Barra lado alta	Barra lado media	Barra lado baja	Potencia nominal			Tensión Nominal			Grupo conexión	Vcc 12 %	Vcc 23 %	Vcc 31 %	Taps en el lado primario		
				MVA Alta	MVA Media	MVA Baja	kV Alta	kV Media	kV Baja					% por tap	Min. Pos. Tap	Max. Pos. Tap
tr3 mar 2671	MARC220	MARC60	SEM 10	75	75	30	210	62.3	10.3	YNynd11	14.7	2	8.6	1	-10	10
tr3 mar 2672	MARC220	MARC60	SEM 10B	75	75	30	210	62.3	10.3	YNynd11	14.7	2	8.6	1	-10	10

Generadores y motores síncronos

Nombre	Barra	Potencia	Tensión	f.d.p	H(Sn)	Conexión	xd	xq	Tipo	Td'	Tq'	Td0'	Tq0'	Td''	Tq''	Td0''	Tq0''	xd'	xq'	xd''	xq''	x0	r0	x2	r2
		MVA	KV		s		p.u.	p.u.		s	s	s	s	s	s	s	s	s	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
N1-M4-1	SEN1 4-2	1.179633	4	0.85	2.956522	YN	1.15	0.702	Salient pole	0.8695652	0	4	0	0.02576	0.01365385	0.035	0.04500001	0.25	0.702	0.184	0.213	0.15	0.02913	0.162	0.04513
N1-M4-2	SEN1 4-2	0.6605946	4	0.85	2.956522	YN	1.15	0.702	Salient pole	0.8695652	0	4	0	0.02576	0.01365385	0.035	0.04500001	0.25	0.702	0.184	0.213	0.15	0.02913	0.162	0.04513
N18-M4-1	SEN18 04	2.359266	4	0.85	2.956522	YN	1.15	0.702	Salient pole	0.8695652	0	4	0	0.02576	0.01365385	0.035	0.04500001	0.25	0.702	0.184	0.213	0.15	0.02913	0.162	0.04513
N18-M4-2	SEN18 04	0.4246679	4	0.85	2.956522	YN	1.15	0.702	Salient pole	0.8695652	0	4	0	0.02576	0.01365385	0.035	0.04500001	0.25	0.702	0.184	0.213	0.15	0.02913	0.162	0.04513
N18-M4-3	SEN18 04	0.4246679	4	0.85	2.956522	YN	1.15	0.702	Salient pole	0.8695652	0	4	0	0.02576	0.01365385	0.035	0.04500001	0.25	0.702	0.184	0.213	0.15	0.02913	0.162	0.04513
N2-M4-1	SEN2 4-1	2.359266	4	0.85	2.956522	YN	1.15	0.702	Salient pole	0.8695652	0	4	0	0.02576	0.01365385	0.035	0.04500001	0.25	0.702	0.184	0.213	0.15	0.02913	0.162	0.04513
N4-M4-1	SEN4 4-1	3.774826	4	0.85	2.956522	YN	1.15	0.702	Salient pole	0.8695652	0	4	0	0.02576	0.01365385	0.035	0.04500001	0.25	0.702	0.184	0.213	0.15	0.02913	0.162	0.04513
N4-M4-2	SEN4 4-2	0.4246679	4	0.85	2.956522	YN	1.15	0.702	Salient pole	0.8695652	0	4	0	0.02576	0.01365385	0.035	0.04500001	0.25	0.702	0.184	0.213	0.15	0.02913	0.162	0.04513
N4-M4-3	SEN4 4-2	1.179633	4	0.85	2.956522	YN	1.15	0.702	Salient pole	0.8695652	0	4	0	0.02576	0.01365385	0.035	0.04500001	0.25	0.702	0.184	0.213	0.15	0.02913	0.162	0.04513
N4-M4-4	SEN4 4-2	0.6605946	4	0.85	2.956522	YN	1.15	0.702	Salient pole	0.8695652	0	4	0	0.02576	0.01365385	0.035	0.04500001	0.25	0.702	0.184	0.213	0.15	0.02913	0.162	0.04513
N4-M4-5	SEN4 4-2	3.774826	4	0.85	2.956522	YN	1.15	0.702	Salient pole	0.8695652	0	4	0	0.02576	0.01365385	0.035	0.04500001	0.25	0.702	0.184	0.213	0.15	0.02913	0.162	0.04513
N4-M4-6	SEN4 4-3	0.6605946	4	0.85	2.956522	YN	1.15	0.702	Salient pole	0.8695652	0	4	0	0.02576	0.01365385	0.035	0.04500001	0.25	0.702	0.184	0.213	0.15	0.02913	0.162	0.04513
N9-M4-1	SEN12 4	0.4718	4	0.85	2.956522	YN	1.15	0.702	Salient pole	0.8695652	0	4	0	0.02576	0.01365385	0.035	0.04500001	0.25	0.702	0.184	0.213	0.15	0.02913	0.162	0.04513
N9-M4-3	SEN12 4	1.415	4	0.85	2.956522	YN	1.15	0.702	Salient pole	0.8695652	0	4	0	0.02576	0.01365385	0.035	0.04500001	0.25	0.702	0.184	0.213	0.15	0.02913	0.162	0.04513
N9-M4-4	SEN12 4	4.719	4	0.85	2.956522	YN	1.15	0.702	Salient pole	0.8695652	0	4	0	0.02576	0.01365385	0.035	0.04500001	0.25	0.702	0.184	0.213	0.15	0.02913	0.162	0.04513
NPC-M-2	SENPC 4	0.802	4	0.85	2.956522	YN	1.15	0.702	Salient pole	0.8695652	0	4	0	0.02576	0.01365385	0.035	0.04500001	0.25	0.702	0.184	0.213	0.15	0.02913	0.162	0.04513
SNico G1	SNICO13	22.059	13.8	0.85	4.13	YN	1.8	1.7	Round Rotor	0.5098345	0.08011765	3.613	0.3	0.02441362	0.01851101	0.03426	0.044	0.254	0.454	0.181	0.191	0.093	0.00745	0.168	0.01131
SNico G2	SNICO13	22.059	13.8	0.85	4.13	YN	1.8	1.7	Round Rotor	0.5098345	0.08011765	3.613	0.3	0.02441362	0.01851101	0.03426	0.044	0.254	0.454	0.181	0.191	0.093	0.00745	0.168	0.01131
SNico G3	SNICO13	29.412	13.8	0.85	6.5	YN	1.5	1.44	Round Rotor	1.2456	0.2604167	8.65	1	0.0439063	0.04	0.06632	0.1	0.216	0.375	0.143	0.15	0.073	0.01421	0.122	0.03015
SNico GD	SECUM 4	1.563	4.16	0.8	2	YN	1.6	1.04	Salient pole	1.2	0	4	0	0.02333333	0.01846154	0.035	0.05	0.48	0.3	0.32	0.384	0.179	0.03158	0.292	0.04793

Motores asincronos

Nombre	Descripción	Barra	Tensión	Potencia Aparente	Potencia mecánica	f.d.p	Eficiencia nominal	Velocida d nominal	# polos	Tipo conexión	r0	x0	Inercia	Constante tiempo aceleracion	Corriente rotor bloqueado	Resistencia estator	Reactancia estator
			KV	KVA	KW	%	rpm	p.u.	s	s	kgm^2	s	p.u.	p.u.	p.u.		
1A-M2	aTypAsmo(1)	SE1A-2	2.3	300.8065	223.8	0.8	93	595	6	D	0.01	0.1	230	4.0234	4.38489	0.04974978	0.1165
1B-M4	asm 400 HP 4 kV	SE1B-4A	4	401.0753	298.4	0.8	93	1170	3	D	0.01	0.1	80	4.12777	4.194636	0.03692321	0.1165
1C-M4-1	asm 500 HP 4.16 kV RB	SE1C-4A	4.16	501.3441	373	0.8	93	1190	3	D	0.01	0.1	60	2.518998	4.384891	0.04974978	0.1165
1C-M4-2	as m700 HP 4 kV	SE1C-4A	4	701.8817	522.2	0.8	93	1780	2	D	0.01	0.1	60	4.03705	4.349469	0.04764118	0.1165
1C-M4-3	as m300 HP 4.16 kV RB	SE1C-4A	4.16	300.8065	223.8	0.8	93	1190	3	D	0.01	0.1	60	4.19833	4.38489	0.04974978	0.1165
2B-M4-1	asm 300 HP 4.16 kV RB	SE2B-4	4.16	300.8065	223.8	0.8	93	1190	3	D	0.01	0.1	60	4.19833	4.38489	0.04974978	0.1165
2B-M4-B	asm 250 HP 4 kV	SE2B-4	4	222.8196	186.5	0.9	93	1775	2	D	0.01	0.1	20	3.757329	4.318327	0.04552153	0.1165
2C-M4	asm 300 HP 4.16 kV RB	SE2C-4	4.16	300.8065	223.8	0.8	93	1190	3	D	0.01	0.1	60	4.19833	4.38489	0.04974978	0.1165
A1-M-1	asm 400 HP 0.4 kV	SEA1 04	0.4	338.439	298.4	0.9	97.96612	1782.805	2	D	0.01	0.1	35	4.12765	4.756669	0.00925589	0.1165
A1-M-2	asm 350 HP 0.4 kV	SEA1 04	0.4	296.1341	261.1	0.9	97.96612	1782.805	2	D	0.01	0.1	35	4.717314	4.756669	0.00925589	0.1165
A1-M-3	asm 150 HP 0.46 kV	SEA1 04	0.46	133.8112	112	0.9	93	1780	2	D	0.01	0.1	9	2.823412	4.349469	0.04764118	0.1165
A2-M-1	as 400 HP 0.4 kV	SEA2 04	0.4	338.439	298.4	0.9	97.96612	1782.805	2	D	0.01	0.1	35	4.12765	4.756669	0.00925589	0.1165
A2-M-2	asm 200 HP 0.44 kV RB	SEA2 04	0.44	200.5376	149.2	0.8	93	1770	2	D	0.01	0.1	20	4.683432	4.286956	0.04339018	0.1165
A2-M-3	asm 400 HP 0.4 kV	SEA2 04	0.4	338.439	298.4	0.9	97.96612	1782.805	2	D	0.01	0.1	35	4.12765	4.756669	0.00925589	0.1165
CUM-M-1	as m600 HP 4 kV	SECUM 4	4	445.6392	373	0.9	93	710	5	D	0.01	0.1	270	4.057916	4.318327	0.04552153	0.1165
CUM-M-2	asm 250 HP 4 kV	SECUM 4	4	222.8196	186.5	0.9	93	1775	2	D	0.01	0.1	20	3.757329	4.318327	0.04552153	0.1165
CUM-M-3	as m 450 HP 4 kV	SECUM 4	4	451.2097	335.7	0.8	93	1770	2	D	0.01	0.1	40	4.16305	4.286956	0.04339018	0.1165
N1-M4-3	as m350 HP 4.16 kV JA	SEN1 4-3	4.16	350.9409	261.1	0.8	93	1780	2	D	0.01	0.1	30	4.03705	4.349469	0.04764118	0.1165
N1-M4-4	as m939 HP 4 kV	SEN1 4	4	941.5242	700.494	0.8	93	1190	3	D	0.01	0.1	180	4.023959	4.38489	0.04974978	0.1165
N1-M4-5	as m 2682 HP4 kV	SEN1 4	4	2689.209	2000.772	0.8	93	892	4	D	0.01	0.1	920	4.048133	4.378547	0.04932855	0.1165
N11-M4-1	as m350 HP 4.16 kV JA	SEN11 4	4.16	350.9409	261.1	0.8	93	1780	2	D	0.01	0.1	30	4.03705	4.349469	0.04764118	0.1165
N11-M4-2	as m300 HP 4.16 kV JA - 1770 RPM	SEN11 4	4.16	300.8065	223.8	0.8	93	1770	2	D	0.01	0.1	25	3.90286	4.286956	0.04339018	0.1165
N11-M4-3	as m250 HP 4 kV	SEN11 4	4	222.8196	186.5	0.9	93	1775	2	D	0.01	0.1	20	3.757329	4.318327	0.04552153	0.1165
N12-M4	as m 400 HP4.16 kV	SEN12 4	4.16	401.0753	298.4	0.8	93	1785	2	D	0.01	0.1	35	4.132731	4.38489	0.04974978	0.1165
N15-M4	as m700 HP 4 kV	SEN15 4	4	701.8817	522.2	0.8	93	1780	2	D	0.01	0.1	60	4.03705	4.349469	0.04764118	0.1165
N2-M4-2	as m2000 HP 4 kV	SEN2 4-1	4	2005.376	1492	0.8	93	894	4	D	0.01	0.1	670	3.962262	4.405755	0.0510082	0.1165
N2-M4-3	as m500 HP 4 kV	SEN2 4-1	4	445.6392	373	0.9	93	710	5	D	0.01	0.1	270	4.057916	4.318327	0.04552153	0.1165
N4-M4-7	as m350 HP 4 kV JA	SEN4 4-3	4	350.9409	261.1	0.8	93	1781	2	D	0.01	0.1	30	4.039318	4.35723	0.04806339	0.1165
N4-M4-8	as m300 HP 4.16 kV JA - 1775 RPM	SEN4 4-3	4.16	300.8065	223.8	0.8	93	1775	2	D	0.01	0.1	25	3.913885	4.318327	0.04552153	0.1165
N8-M4	aTypAsmo	SEN8 04	0.44	483.2957	359.572	0.8	93	3580	1	D	0.01	0.1	10	3.930583	4.418535	0.05184479	0.1165
N8-M4-1	as m400 HP 4 kV - 710 RPM	SEN8A 4	4	401.0753	298.4	0.8	93	710	5	D	0.01	0.1	220	4.133062	4.318327	0.04552153	0.1165
N8-M4-2	as m 300 HP 4.16 kVJA - 1770 RPM	SEN8A 4	4.16	300.8065	223.8	0.8	93	1770	2	D	0.01	0.1	25	3.90286	4.286956	0.04339018	0.1165
N8-M4-3	as m 400 HP 4 kV	SEN8A 4	4	401.0753	298.4	0.8	93	1170	3	D	0.01	0.1	80	4.12777	4.194636	0.03692321	0.1165
N9-M4-2	as m500 HP 4 kV	SEN12 4	4	445.6392	373	0.9	93	710	5	D	0.01	0.1	270	4.057916	4.318327	0.04552153	0.1165
NPC-M4-1	as m 350 HP 4.16 kV JA	SENPC 4	4.16	350.9409	261.1	0.8	93	1780	2	D	0.01	0.1	30	4.03705	4.349469	0.04764118	0.1165

ANEXO N° B

RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA

AÑO 2011

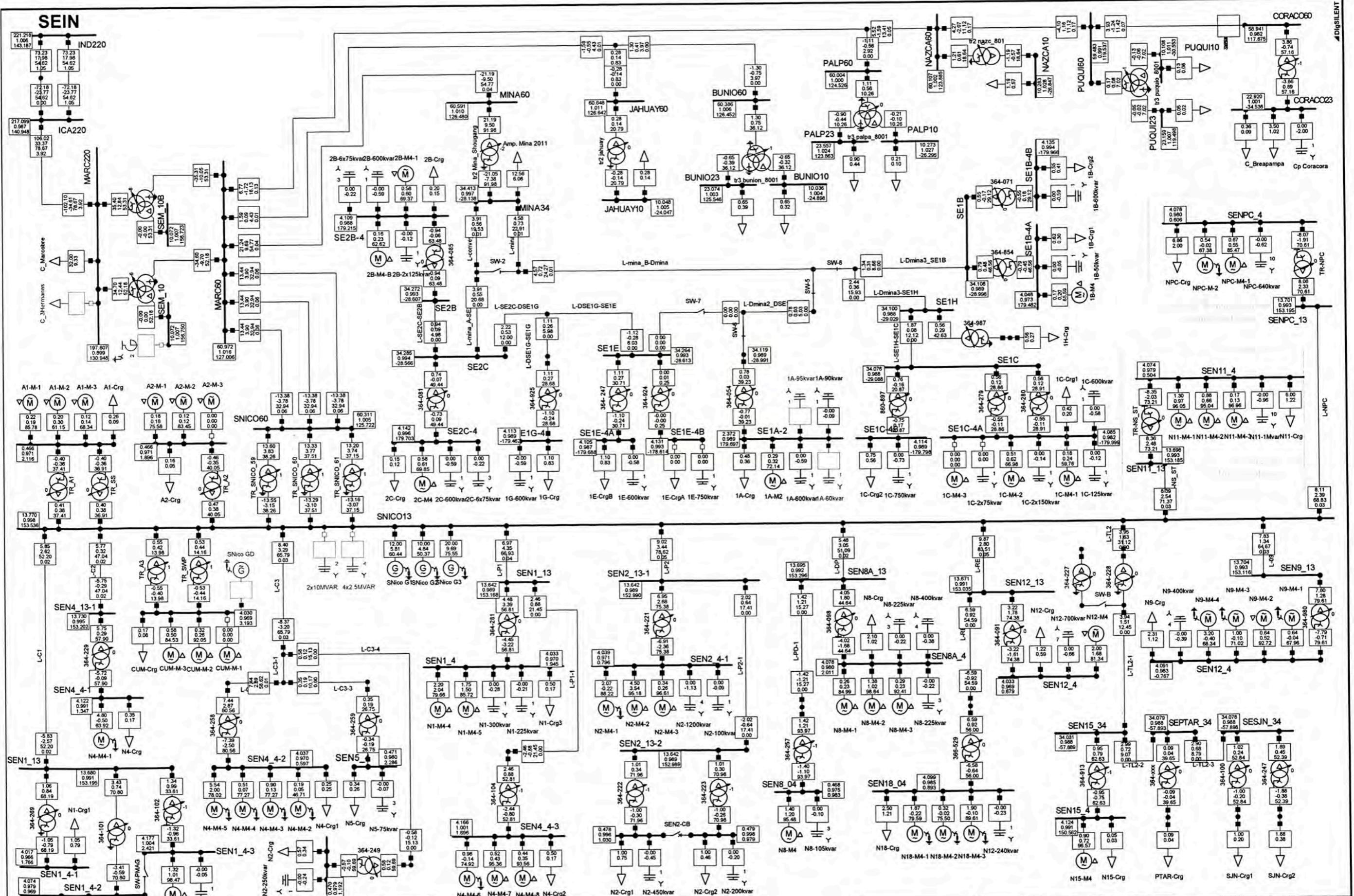
- CASO C0: SIN COMPENSACIÓN
- CASO C1: BANCO DE CONDENSADORES EN SAN NICOLAS 13.8 KV
- CASO C2: BANCO DE CONDENSADORES EN MARCONA 10 KV

AÑO 2012

- CASO C0: SIN COMPENSACIÓN
- CASO C1: BANCO DE CONDENSADORES EN SAN NICOLAS 13.8 KV
- CASO C2: BANCO DE CONDENSADORES EN MARCONA 10 KV

AÑO 2011

CASO C0: SIN COMPENSACIÓN



Low and High Voltage / Loading

- U < 0.95 p.u.
- U > 1.05 p.u.
- Loading > 100. %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
UI Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	P Active Power [MW]	P Active Power [MW]
u Voltage, Magnitude [p.u.]	Q Reactive Power [Mvar]	Q Reactive Power [Mvar]
phiu Voltage, Angle [deg]	loading Loading [%]	loading Loading [%]

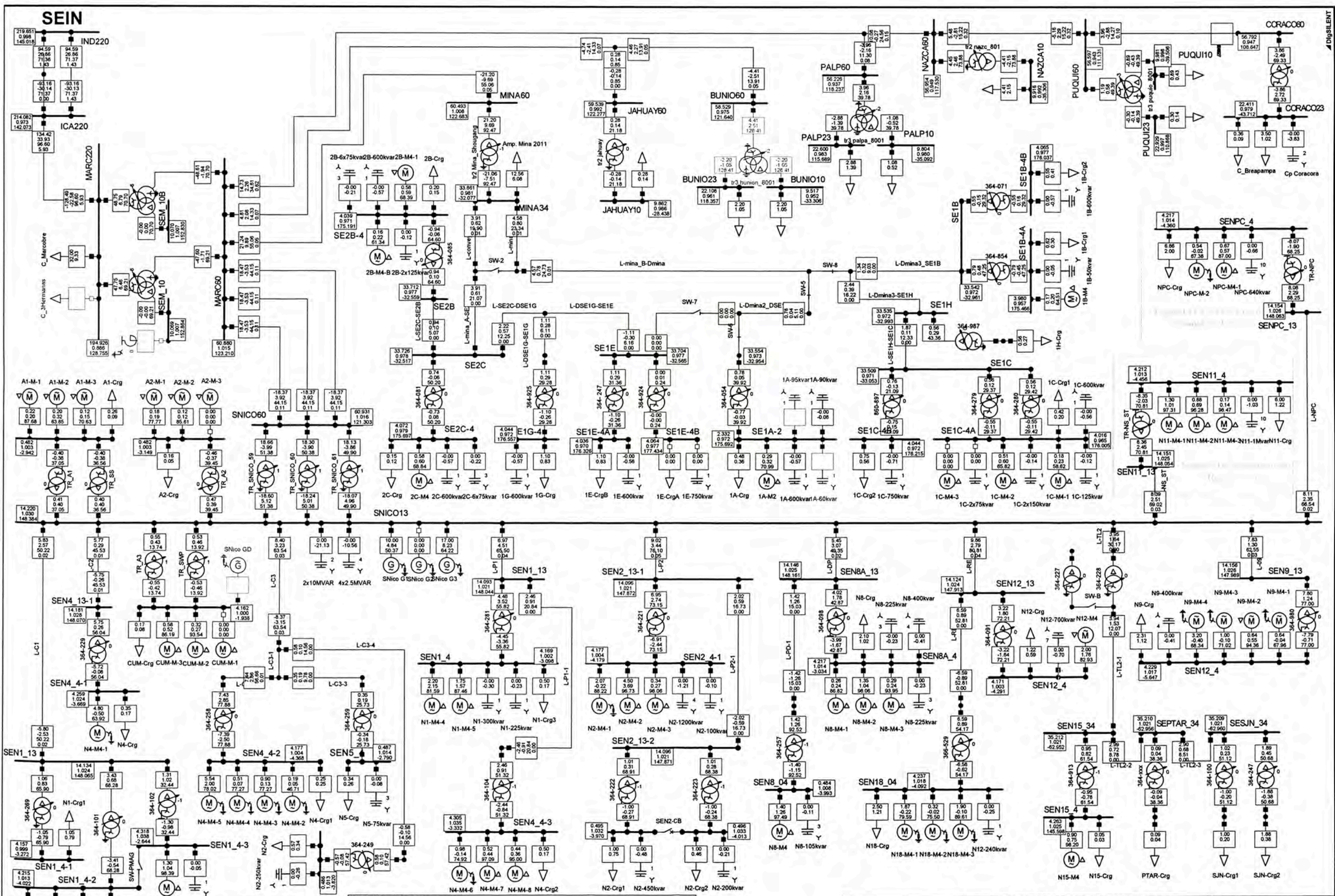
PowerFactory 13.2.343

DIAGRAMA UNIFILAR ANALIZADO
 ANALISIS DE FLUJO DE CARGA
 Avenida 2011, Mínima Demanda
 Caso 0 - Sin Comp. - C.T. S.Nicolas 42 MW

Project: 102-09
 Graphic: AV11MN-C0
 Date: 9/26/2010
 Anexo B: AV11MN-C0

AÑO 2011

CASO C1: BANCO DE CONDENSADORES EN SAN NICOLAS 13.8 K



Low and High Voltage / Loading

- U < 0.95 p.u.
- U > 1.05 p.u.
- Loading > 100. %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
UI Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	P Active Power [MW]	P Active Power [MW]
u Voltage, Magnitude [p.u.]	Q Reactive Power [Mvar]	Q Reactive Power [Mvar]
phi Voltage, Angle [deg]	loading Loading [%]	loading Loading [%]

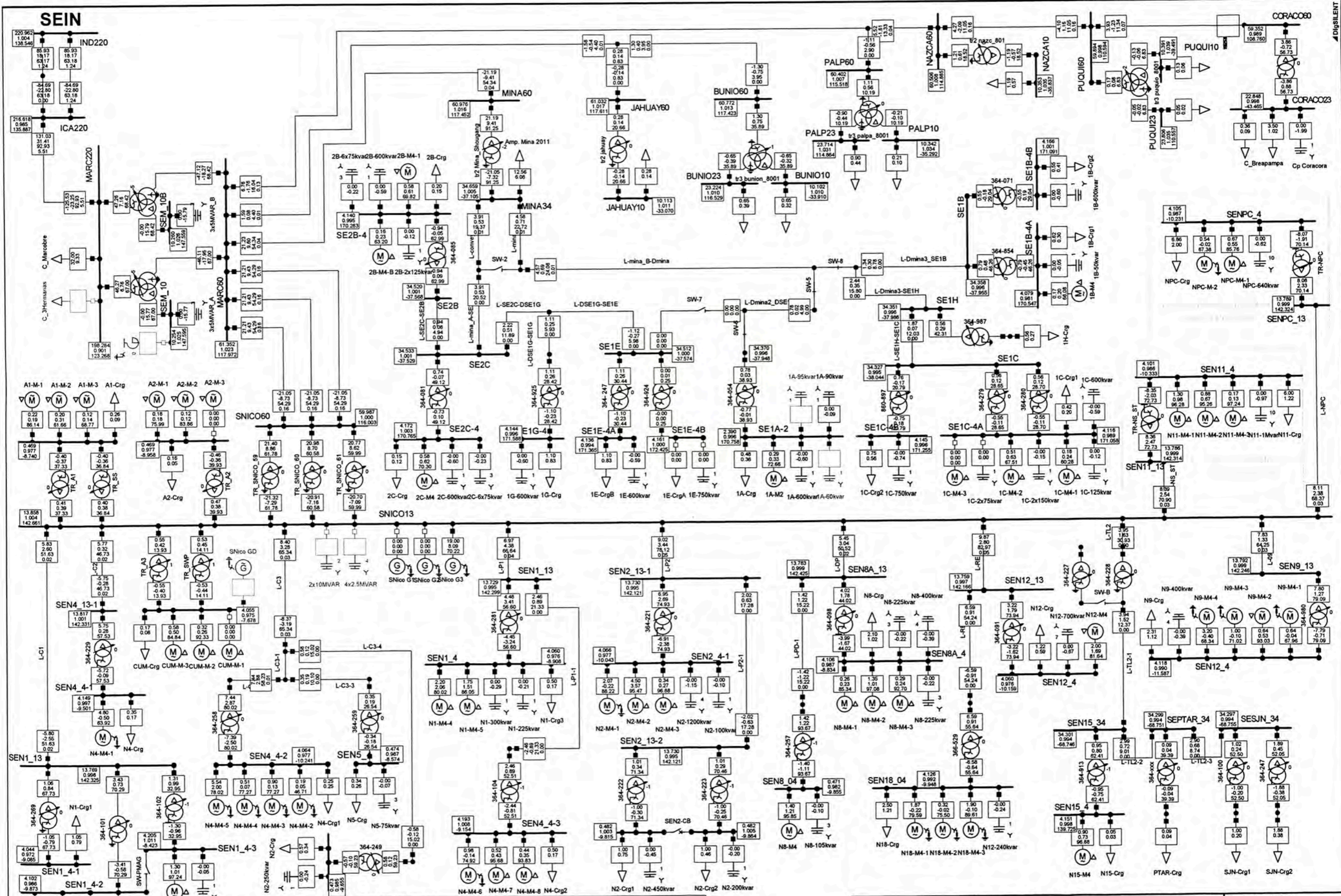
PowerFactory 13.2.343

DIAGRAMA UNIFILAR ANALIZADO
 ANALISIS DE FLUJO DE CARGA
 Estiaje 2011, Máxima Demanda
 Caso 1 - Comp. S.Nicolas - C.T. S.Nicolas 27 MW

Project: 102-09
 Graphic: ES11MX-C1
 Date: 9/26/2010
 Anexo B: ES11MX-C1

AÑO 2011

CASO C2: BANCO DE CONDENSADORES EN MARCONA 10 KV



Load Flow Balanced

Nodes	Branches	Line
UI Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	P Active Power [MW]	P Active Power [MW]
u Voltage, Magnitude [p.u.]	Q Reactive Power [Mvar]	Q Reactive Power [Mvar]
phi Voltage, Angle [deg]	loading Loading [%]	loading Loading [%]

Low and High Voltage / Loading

- U < 0.95 p.u.
- U > 1.05 p.u.
- Loading > 100. %

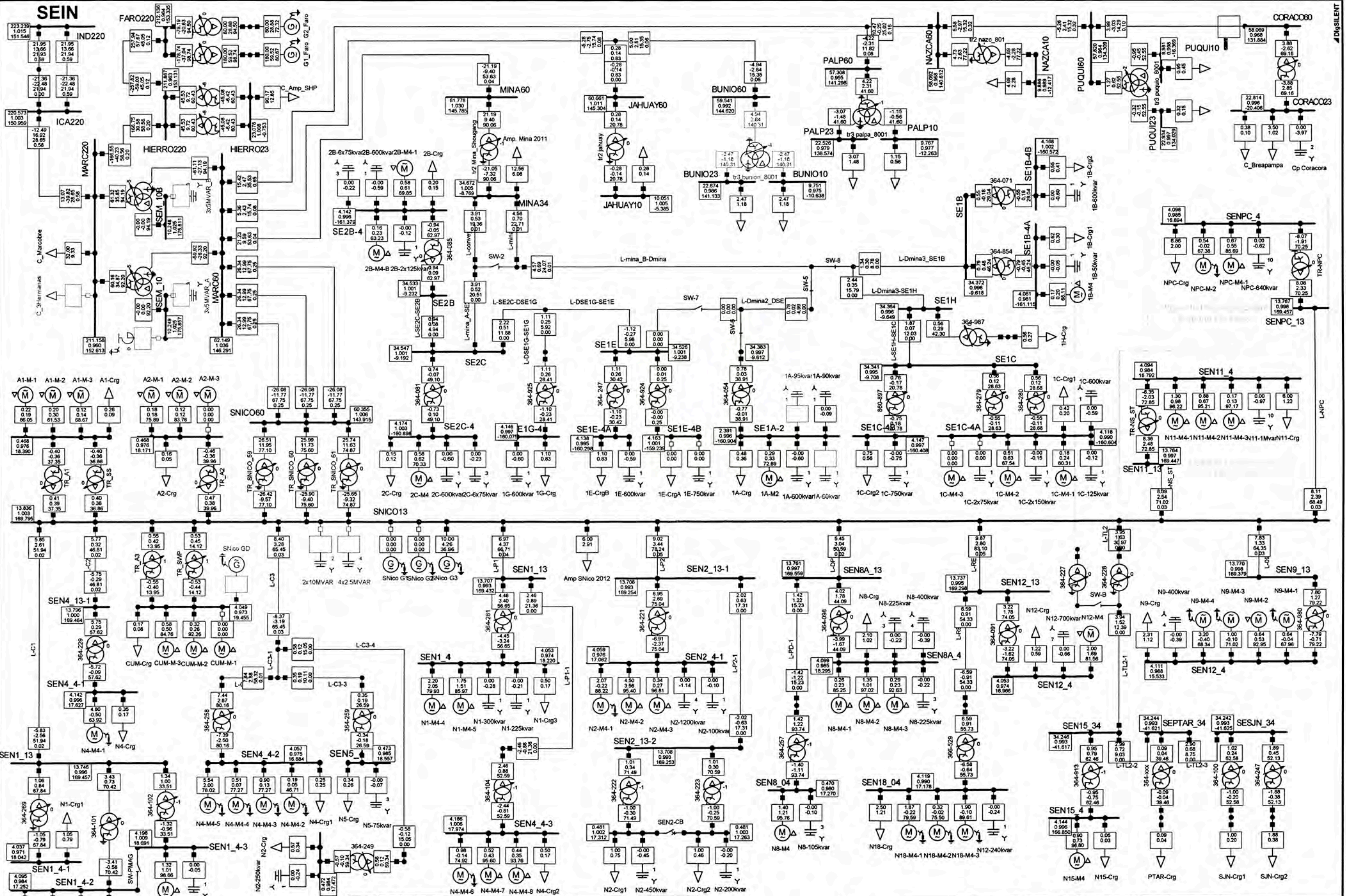
Nodes	Branches	Line
UI Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	P Active Power [MW]	P Active Power [MW]
u Voltage, Magnitude [p.u.]	Q Reactive Power [Mvar]	Q Reactive Power [Mvar]
phi Voltage, Angle [deg]	loading Loading [%]	loading Loading [%]

PowerFactory 13.2.343

DIAGRAMA UNIFILAR ANALIZADO

ANALISIS DE FLUJO DE CARGA
Estiaje 2011, Minima Demanda
Caso 2 - Comp. Marcona - C.T. S.Nicolas 19 MW

Project: 102-09
Graphic: ES11MN-C2
Date: 9/26/2010
Anexo B: ES11MN-C2



Load Flow Balanced	
Nodes	UI Line-Line Voltage, Magnitude [kV] u Voltage, Magnitude [p.u.] phiu Voltage, Angle [deg]
Branches	P Active Power [MW] Q Reactive Power [Mvar] loading Loading [%]
Line	P Active Power [MW] Q Reactive Power [Mvar] loading Loading [%]

Low and High Voltage / Loading	
—	U < 0.95 p.u.
—	U > 1.05 p.u.
—	Loading > 100. %

PowerFactory 13.2.343

DIAGRAMA UNIFILAR ANALIZADO
 ANALISIS DE FLUJO DE CARGA
 Avenida 2012, Máxima Demanda
 Caso 0 - Sin Comp. - C.T. S.Nicolas 10MW

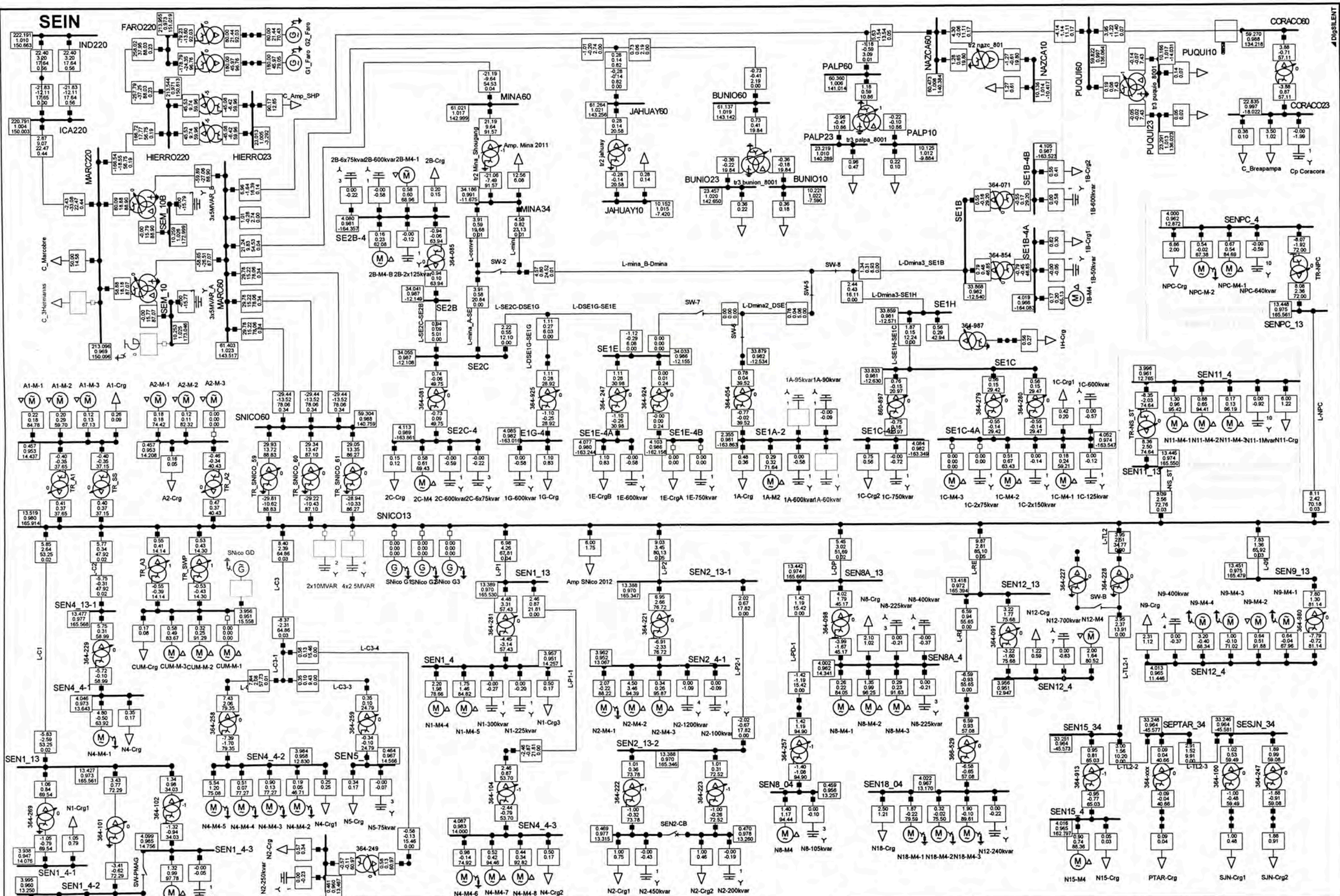
Project: 102-09
 Graphic: AV12MX-C0
 Date: 9/26/2010
 Anexo B: AV12MX-C0

AÑO 2012

CASO C1: BANCO DE CONDENSADORES EN SAN NICOLAS 13.8 KV

AÑO 2012

CASO C2: BANCO DE CONDENSADORES EN MARCONA 10 KV



Low and High Voltage / Loading

- U < 0.95 p.u.
- U > 1.05 p.u.
- Loading > 100. %

Nodes	Branches	Line
UI Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	P Active Power [MW]	P Active Power [MW]
u Voltage, Magnitude [p.u.]	Q Reactive Power [Mvar]	Q Reactive Power [Mvar]
phiu Voltage, Angle [deg]	loading Loading [%]	loading Loading [%]

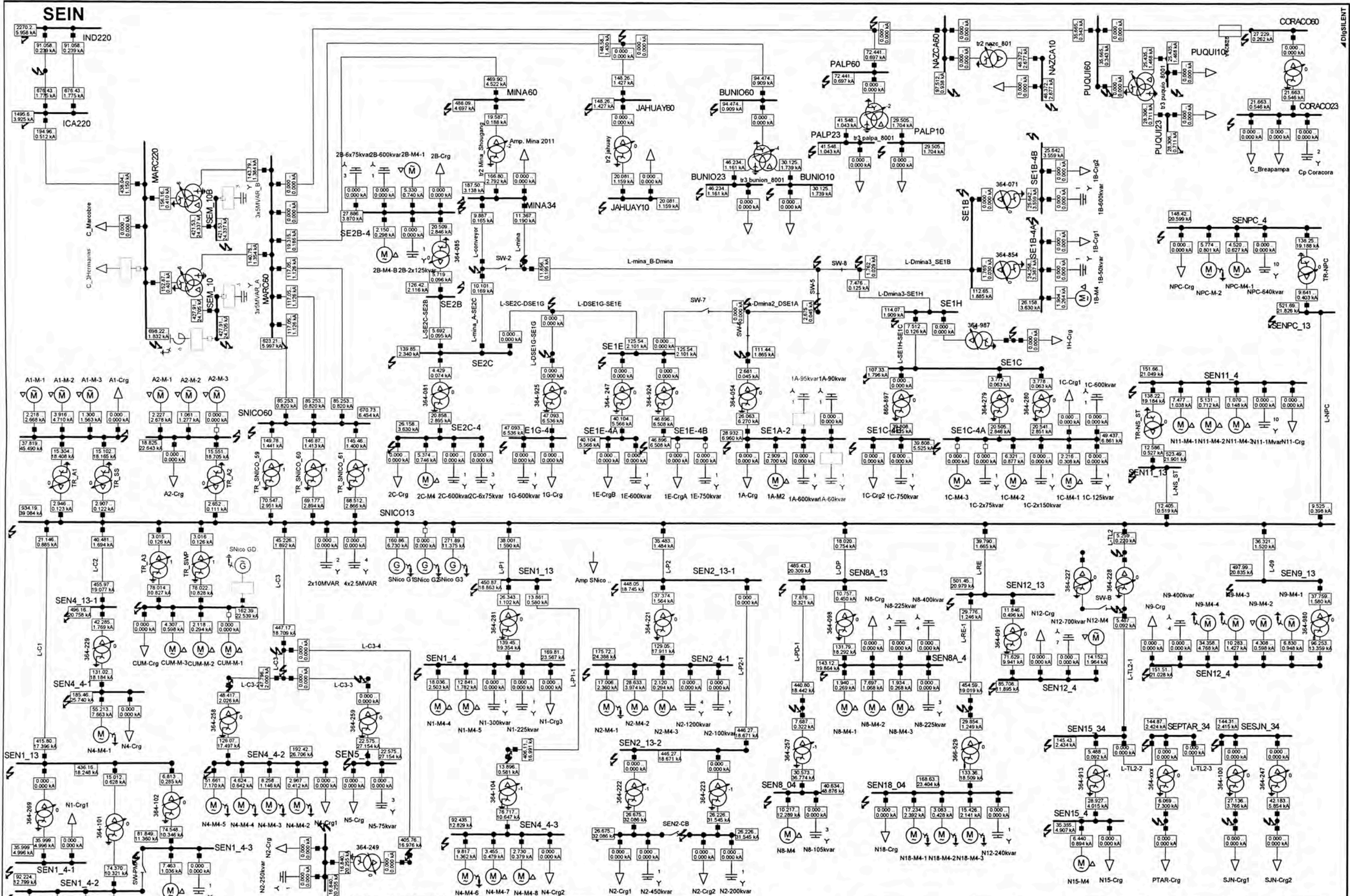
PowerFactory 13.2.343

DIAGRAMA UNIFILAR ANALIZADO
 ANALISIS DE FLUJO DE CARGA
 Estiaje 2012, Mínima Demanda
 Caso 2 - Comp.Marcona - C.T. S.Nicolas F.S.

Project: 102-09
 Graphic: ES12MN-C2
 Date: 9/28/2010
 Anexo B: ES12MN-C2

ANEXO N° C

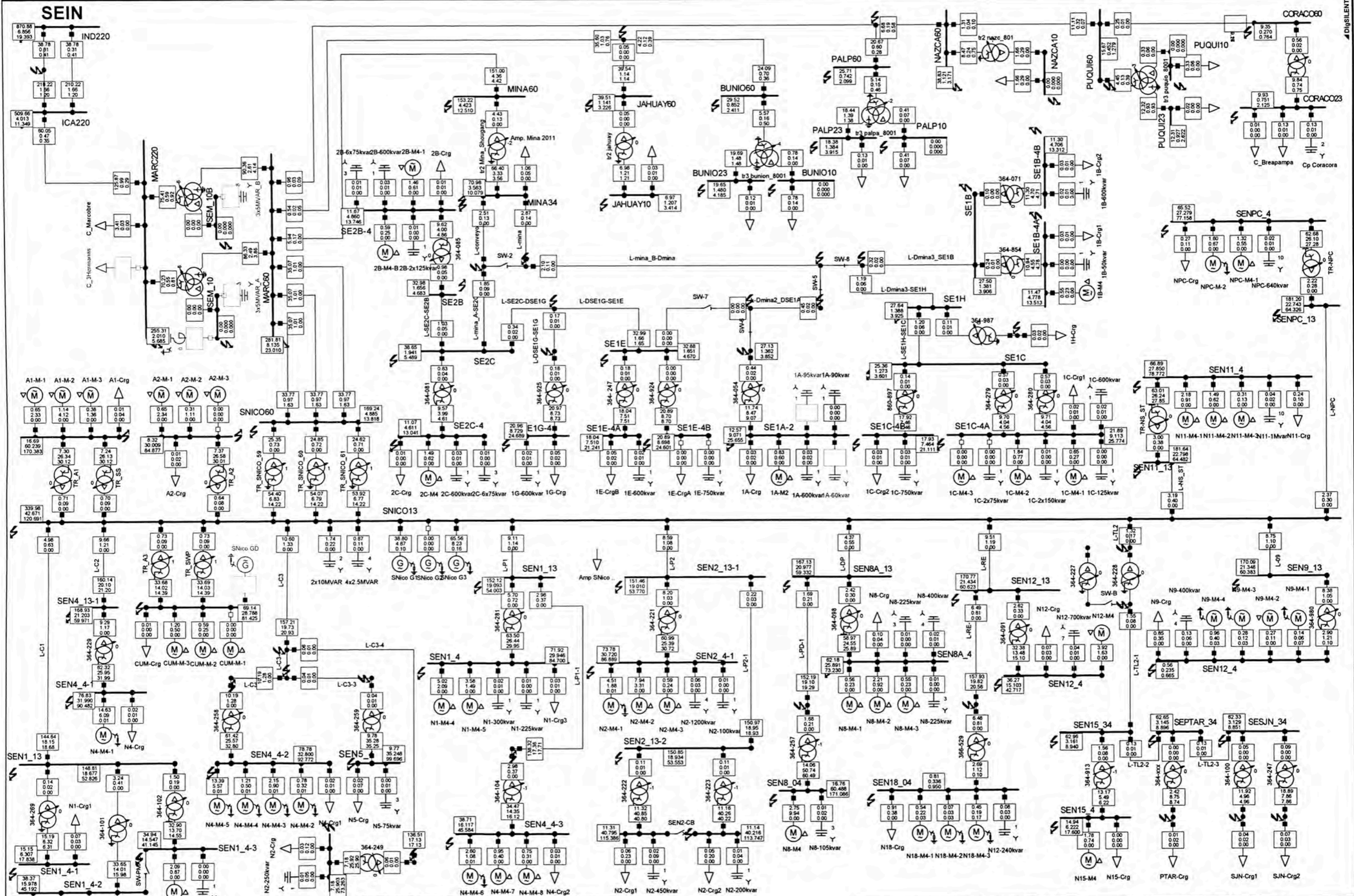
RESULTADOS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO



3-Phase Short-Circuit complete

Short Circuit Nodes	Branches
loc_name Name [-]	Skss Initial Short-Circuit Power [MVA]
uknom Line-Line [kV]	Ikss Initial Short-Circuit Current [kA]

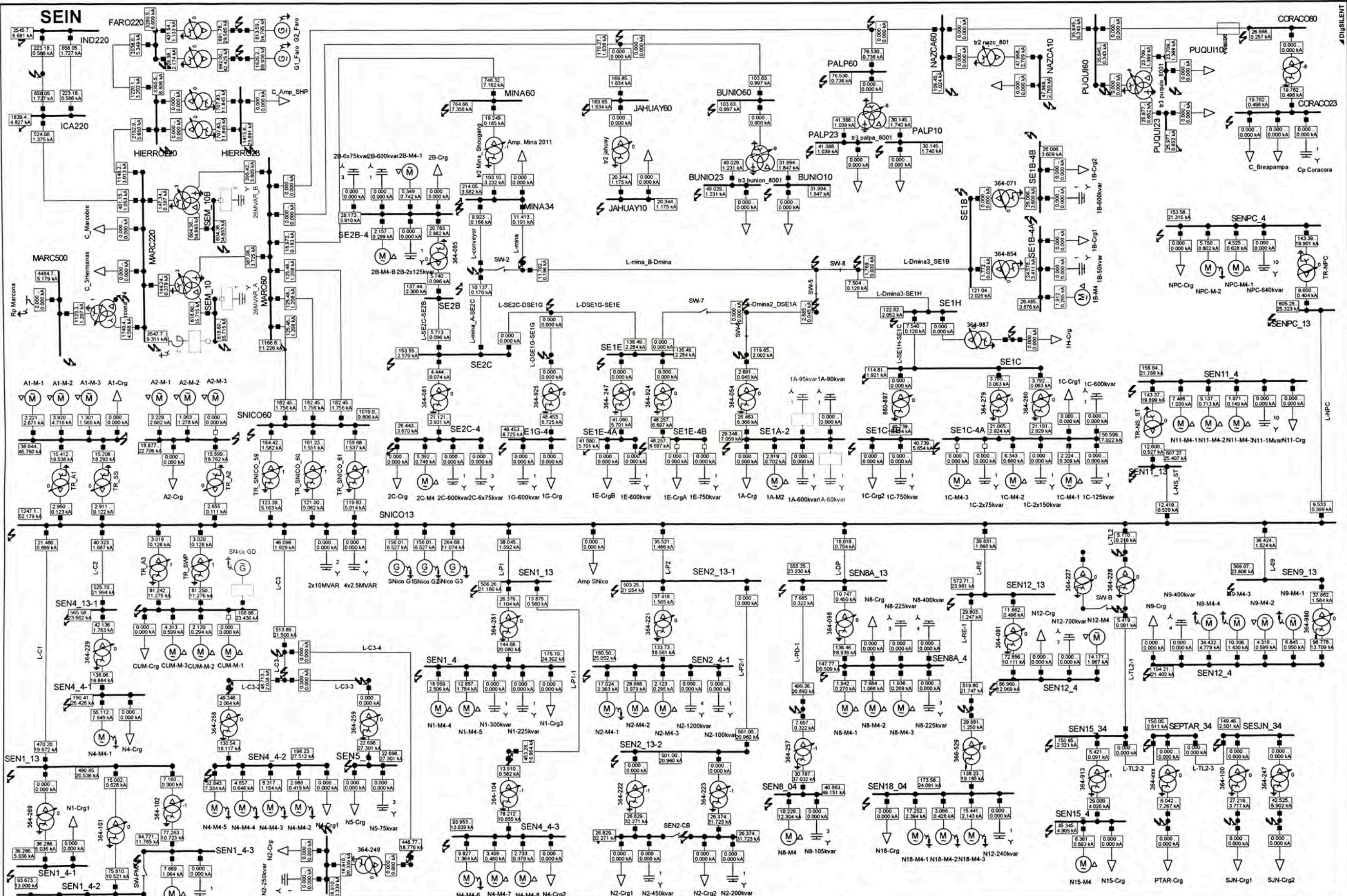
PowerFactory 13.2.343	DIAGRAMA UNIFILAR ANALIZADO	Project: 102-09
	NIVELES DE CORTOCIRCUITO	Graphic: AV11MX-3F
	Avenida 2011, Máxima Demanda	Date: 9/28/2010
	CORTOCIRCUITO TRIFASICO	Anexo C: AV11MX-3F



Single Phase to Ground complete

Short Circuit Nodes	Nodes	Branches	Terminal
Skss:A Sk" A [MVA]	U:A U, Magnitude A [kV]	Skss:A Sk" A [MVA]	Skss:B Sk" B [MVA]
Ikss:A Ik" A [kA]	U:B U, Magnitude B [kV]	Ikss:A Ik" A [kA]	Skss:C Sk" C [MVA]
ip:A ip A [kA]	U:C U, Magnitude C [kV]	I0x3 3*10 [kA]	Ikss:B Ik" B [kA]

PowerFactory 13.2.343	DIAGRAMA UNIFILAR ANALIZADO	Project: 102-09
	NIVELES DE CORTOCIRCUITO Avenida 2011, Máxima Demanda CORTOCIRCUITO MONOFASICO	Graphic: AV11MX-1F Date: 9/28/2010 Anexo C: AV11MX-1F



3-Phase Short-Circuit complete

Short Circuit Nodes	Skss Initial Short-Circuit Power [MVA]	Ikss Initial Short-Circuit Current [kA]
loc_name Name [-]	Skss Initial Short-Circuit Power [MVA]	Ikss Initial Short-Circuit Current [kA]
uknom Line-Line [kV]	Ikss Initial Short-Circuit Current [kA]	

PowerFactory 13.2.343	DIAGRAMA UNIFILAR ANALIZADO	Project: 102-09
	NIVELES DE CORTOCIRCUITO	Graphic: AV20MX-3F
	Avenida 2020, Máxima Demanda	Date: 9/28/2010
	CORTOCIRCUITO TRIFASICO	Anexo C: AV20MX-3F

ANEXO N° D

**CUADRO DE DEMANDA UTILIZADA PARA LAS SIMULACIONES DE FLUJO DE POTENCIA
PARA LOS AÑOS 2011 Y 2012**

**CUADRO DE DEMANDA UTILIZADA PARA LAS SIMULACIONES DE FLUJO DE POTENCIA
PARA LOS AÑOS 2011 Y 2012**

Subestación	2011		2012	
	MW	MVAr	MW	MVAr
San Nicolas	81.980	29.610	87.960	31.450
Mina	21.050	4.890	21.050	7.380
Jahuay	0.282	0.137	0.282	0.137
B.Unión	4.400	1.400	4.940	2.360
Palpa	3.963	1.914	4.217	2.037
Nazca	4.408	2.146	4.690	2.283
Puquio	1.194	0.567	1.270	0.604
Coracora	21.056	1.115	3.884	1.121
Ampliación SHP (El Hierro)	0.000	0.000	90.168	12.848
Marcobre	32.000	9.330	32.000	9.330

ANEXO E: Gráficos de Diagrama de Carga.

En el presente anexo se encuentran los diagramas de carga del día de máxima demanda.

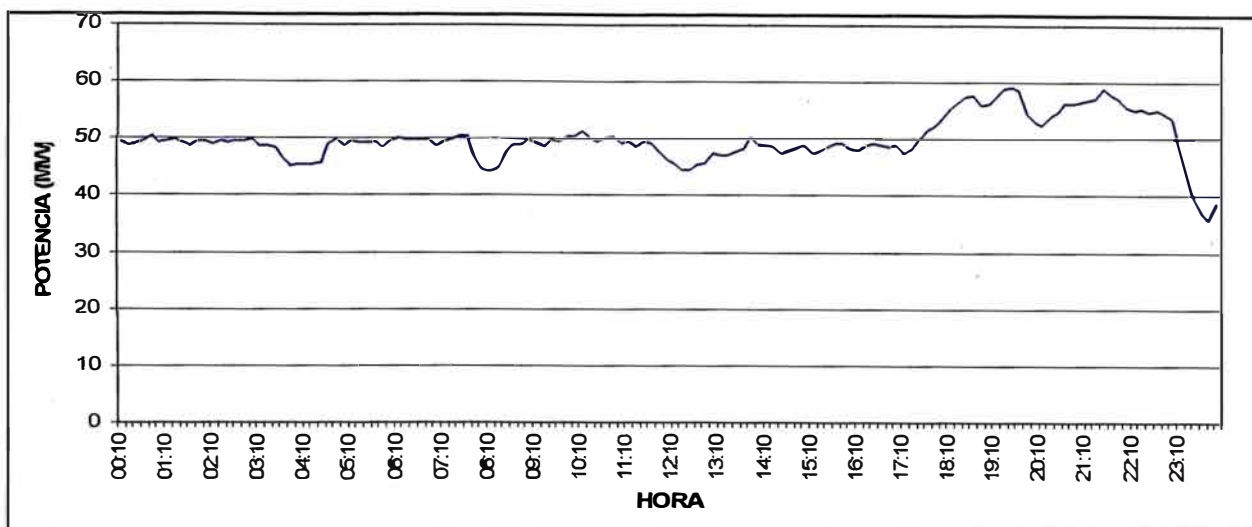


Fig. E1. Diagrama de Carga L-2211 Día 29-06-2010

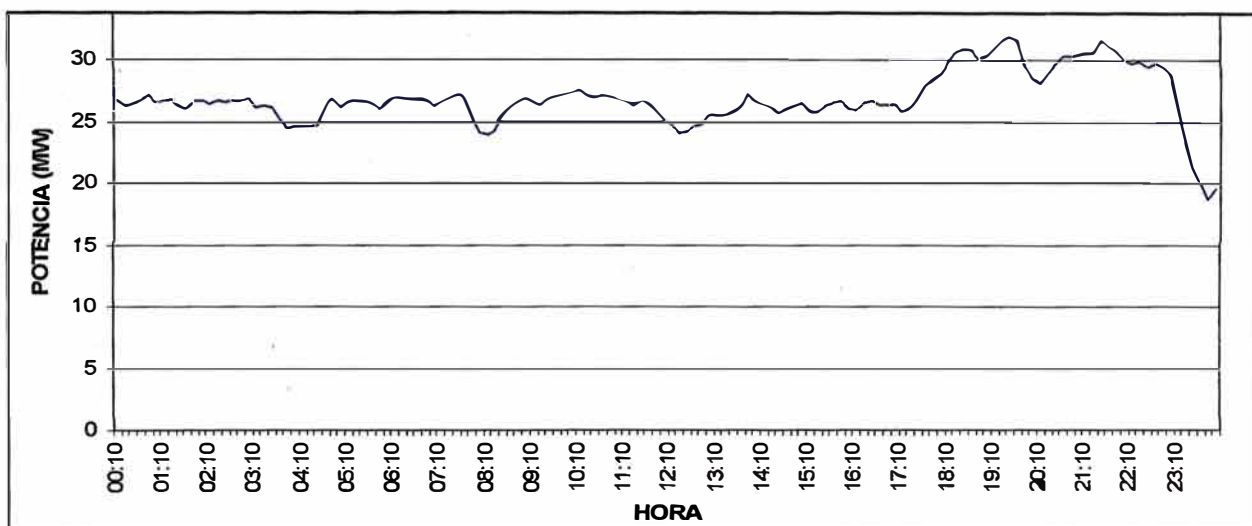


Fig. E2. Diagrama de Carga T6-261 Día 29-06-2010

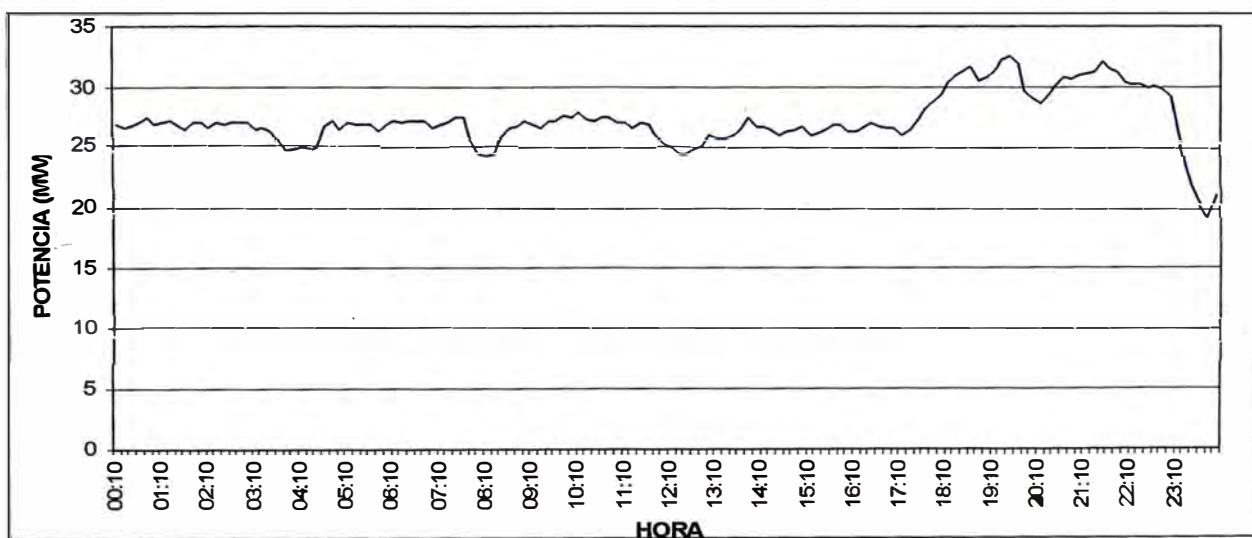


Fig. E3. Diagrama de Carga T62-261 Día 29-06-2010

ANEXO F: Gráficos de Distorsión Total de la Demanda (TDD).

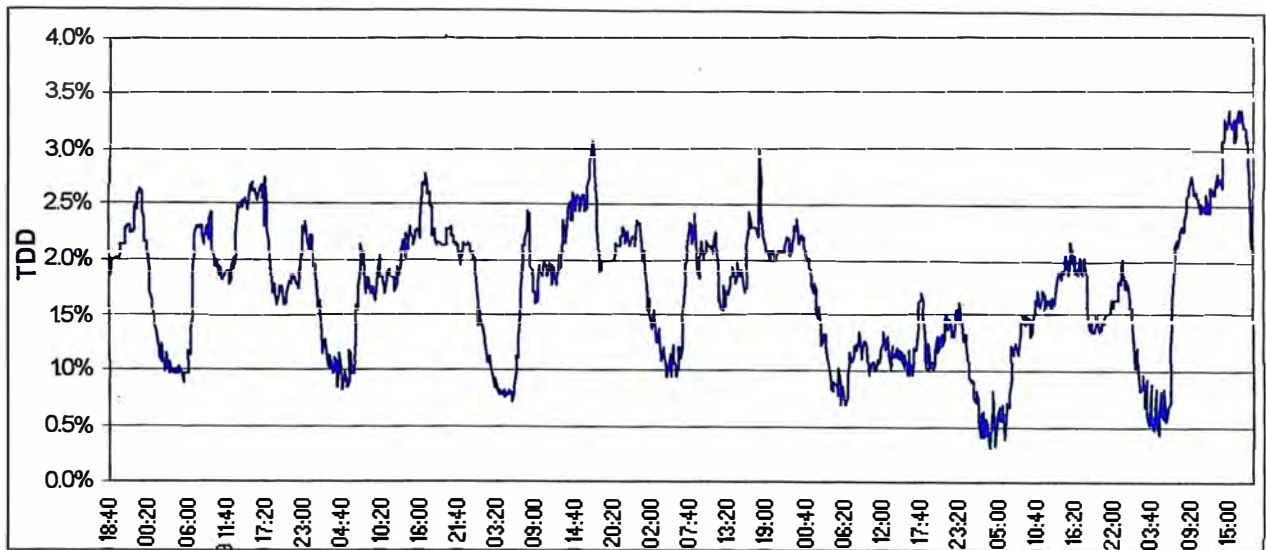


Fig. F1. Distorsión Total de Demanda (TDD) – L-2211

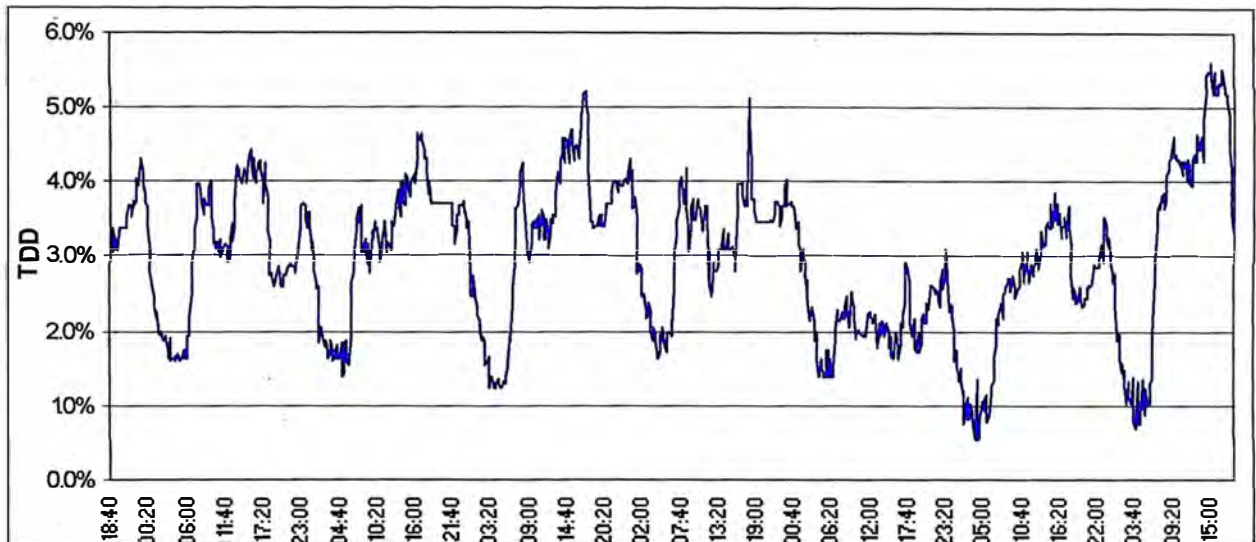


Fig. F2. Distorsión Total de Demanda (TDD) – T6-261

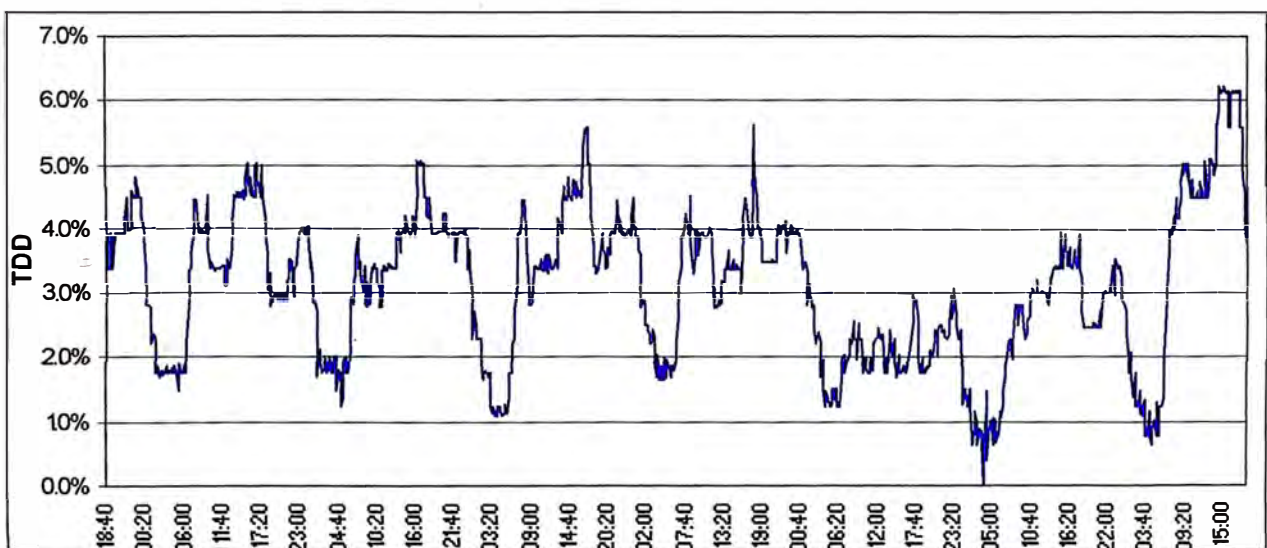


Fig. F3. Distorsión Total de Demanda (TDD) – T62-261

ANEXO G: Gráficos de Espectros de Tensiones Armónicas.

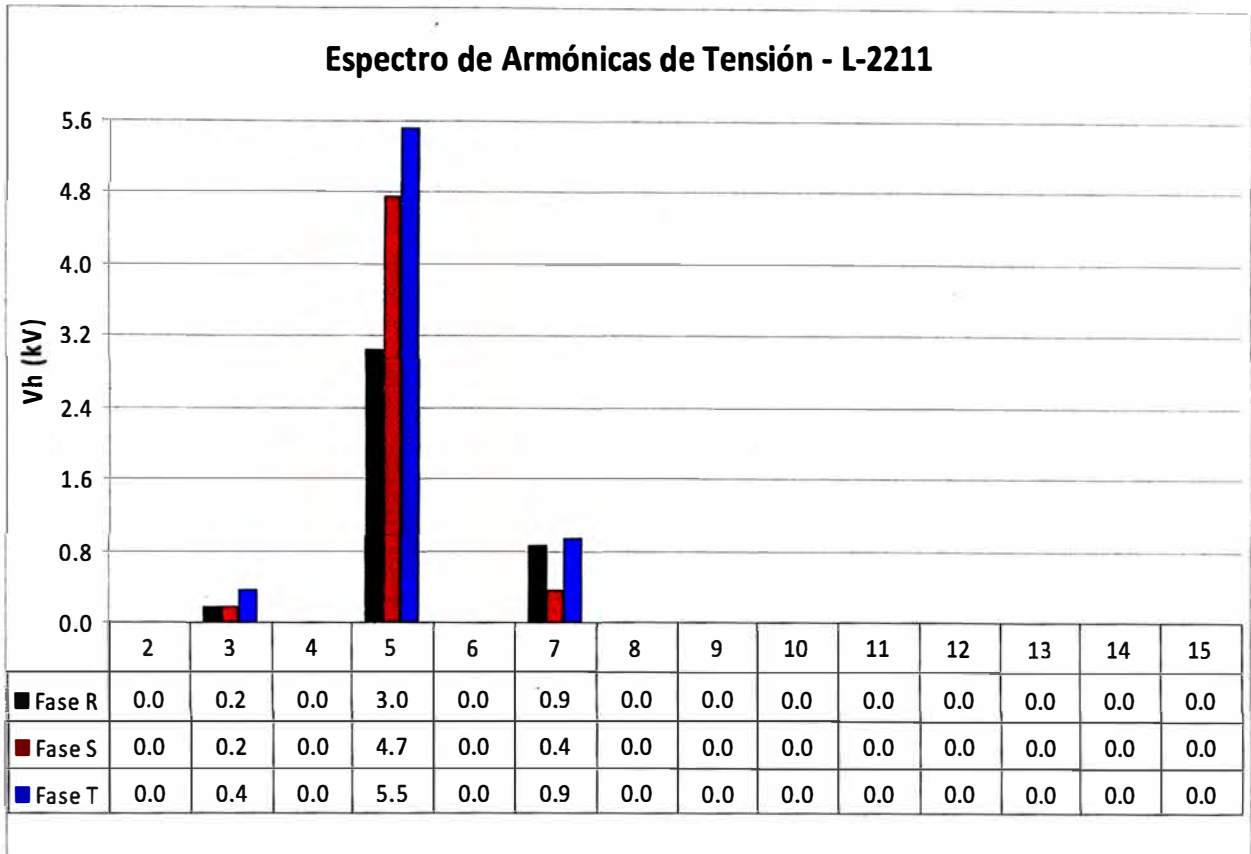


Fig. G1. Condición: Máxima demanda

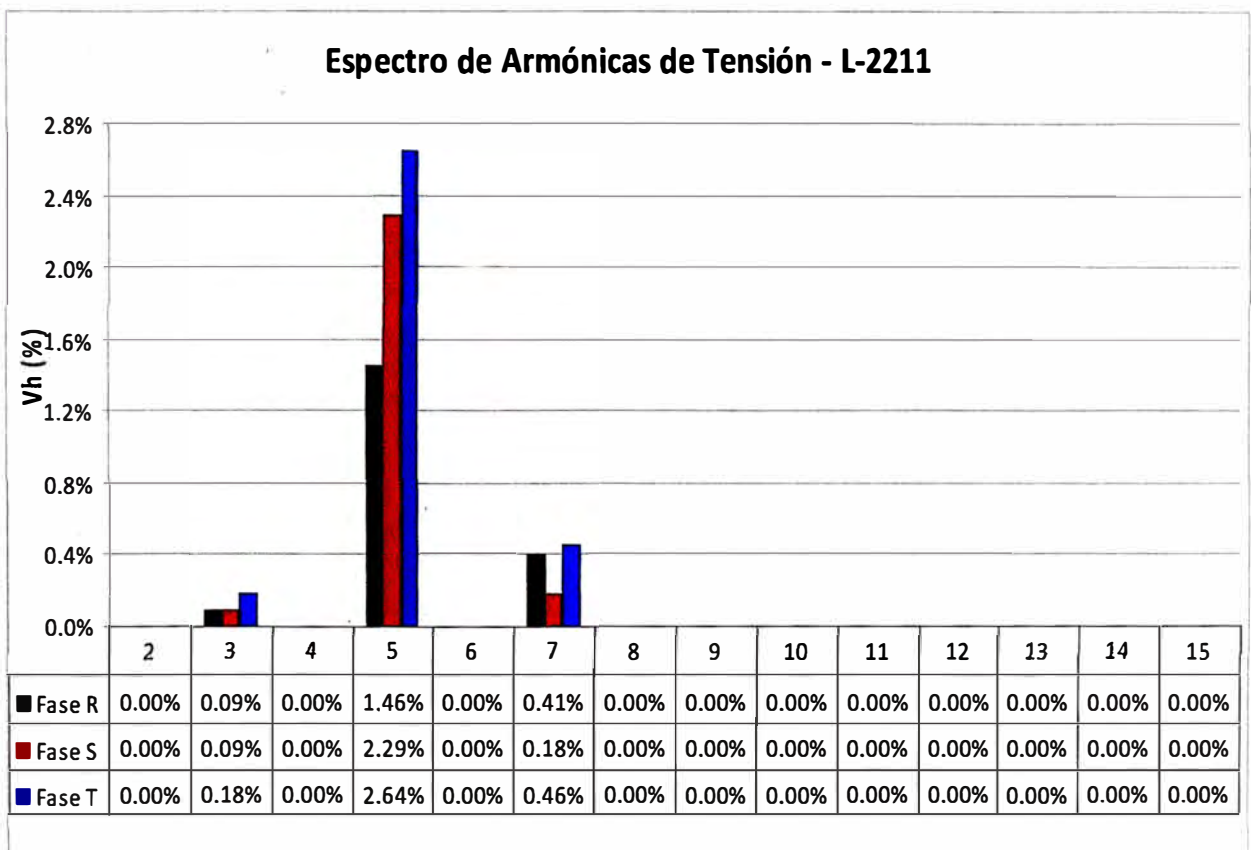


Fig. G2. Condición: Máxima demanda

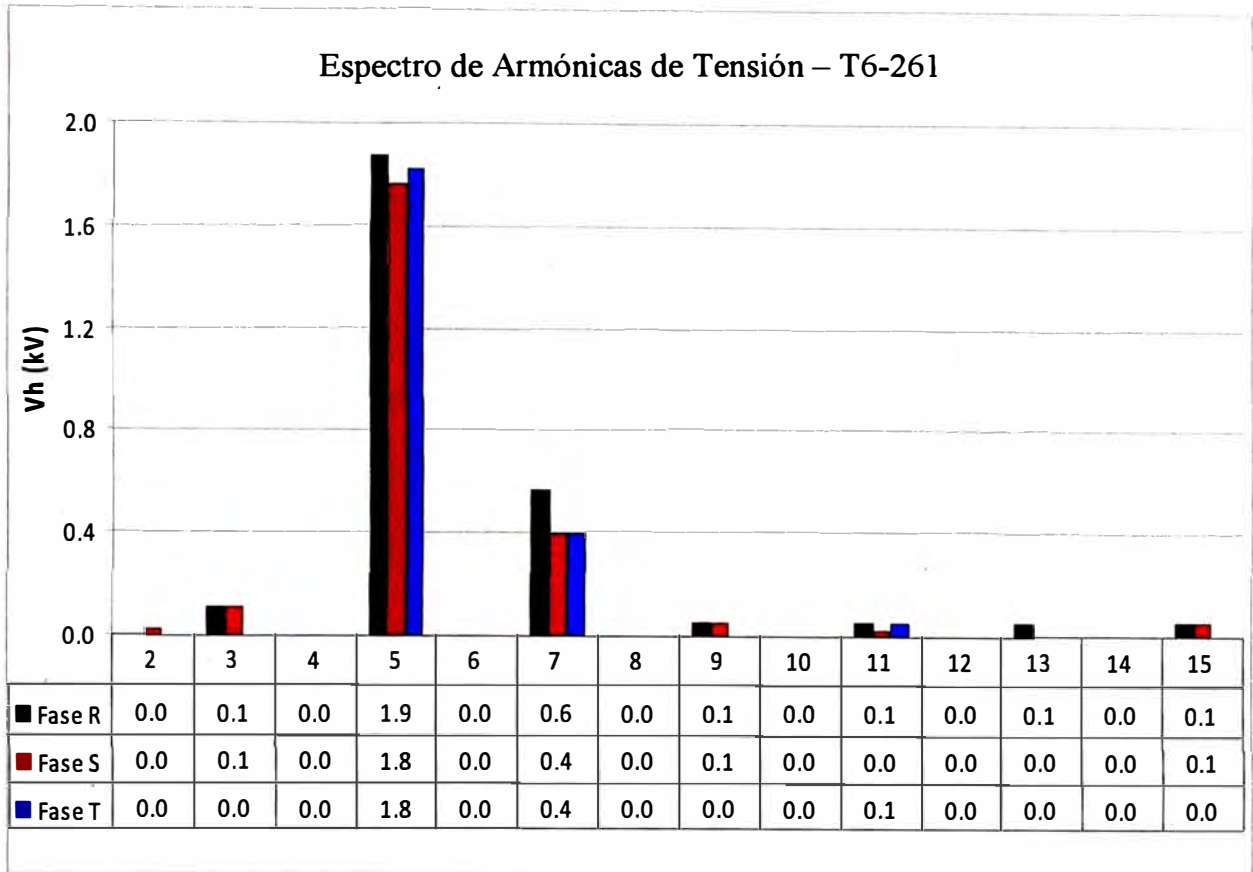


Fig. G3. Condición: Máxima demanda

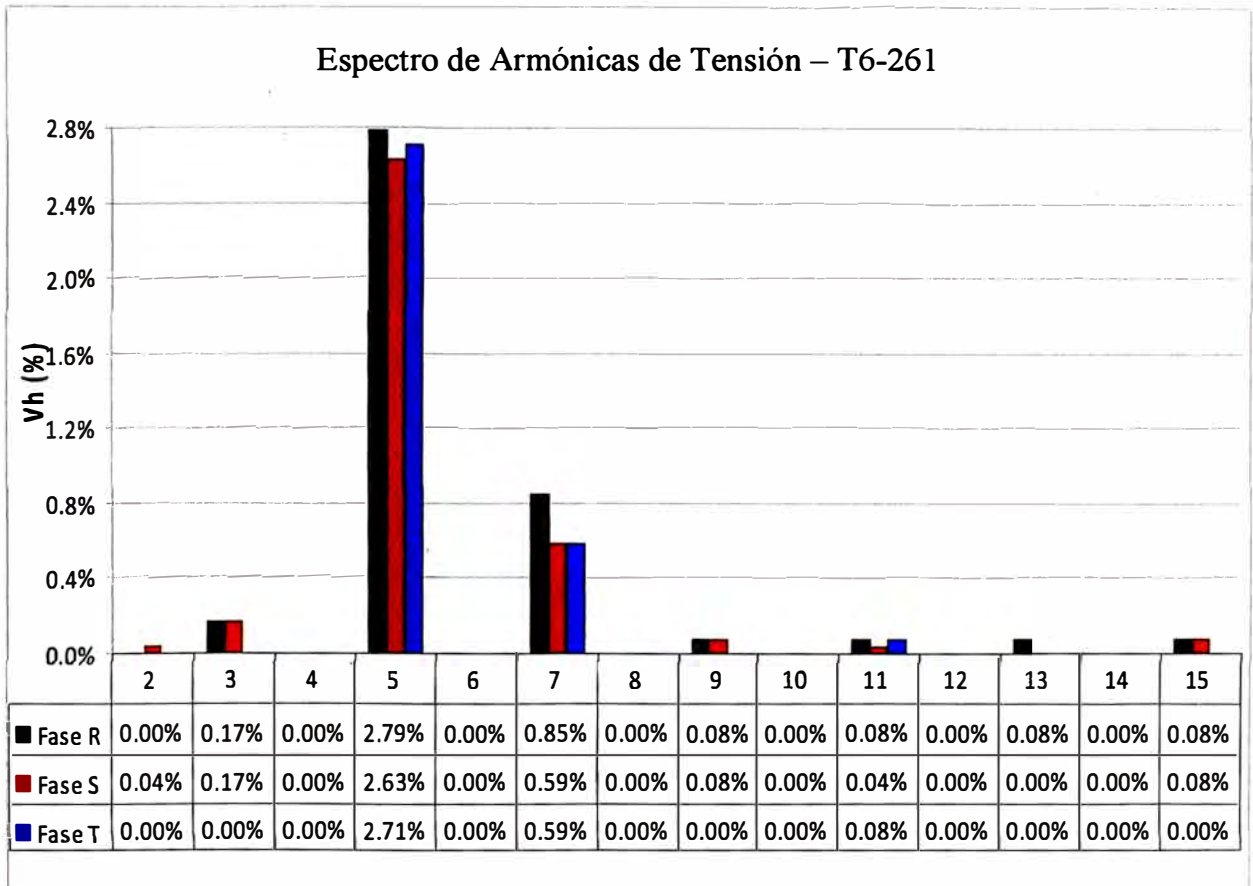


Fig. G4. Condición: Máxima demanda

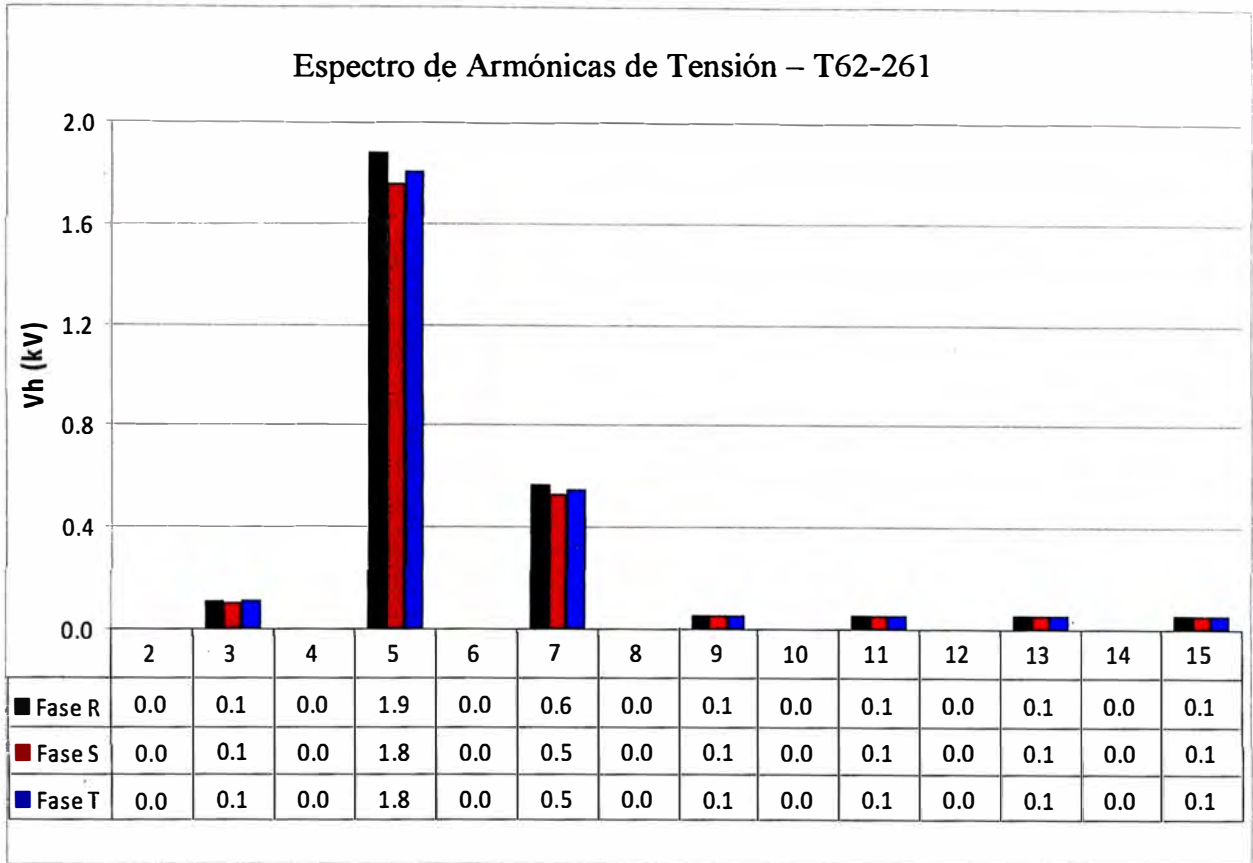


Fig. G5. Condición: Máxima demanda

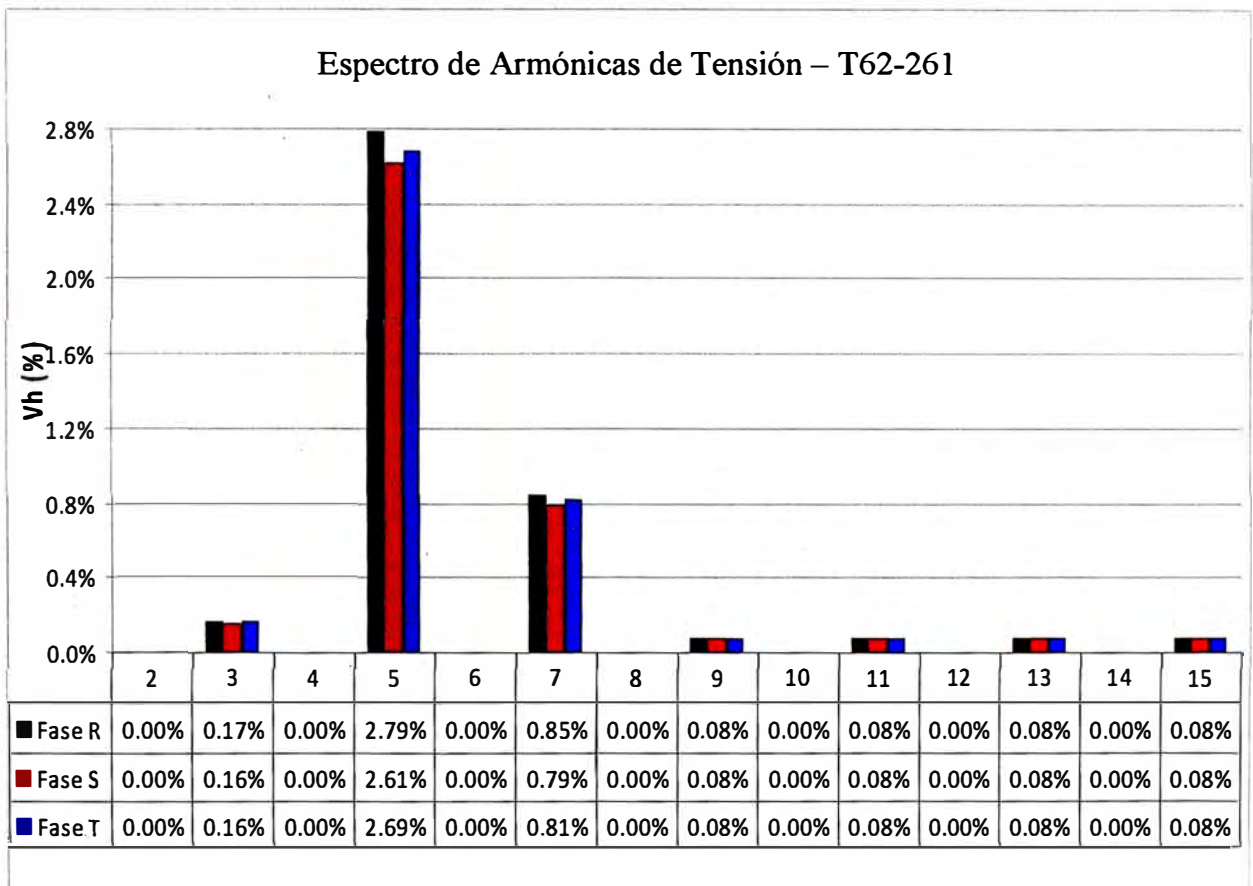


Fig. G6. Condición: Máxima demanda

ANEXO H: Gráficos de Espectros de Corrientes Armónicas.

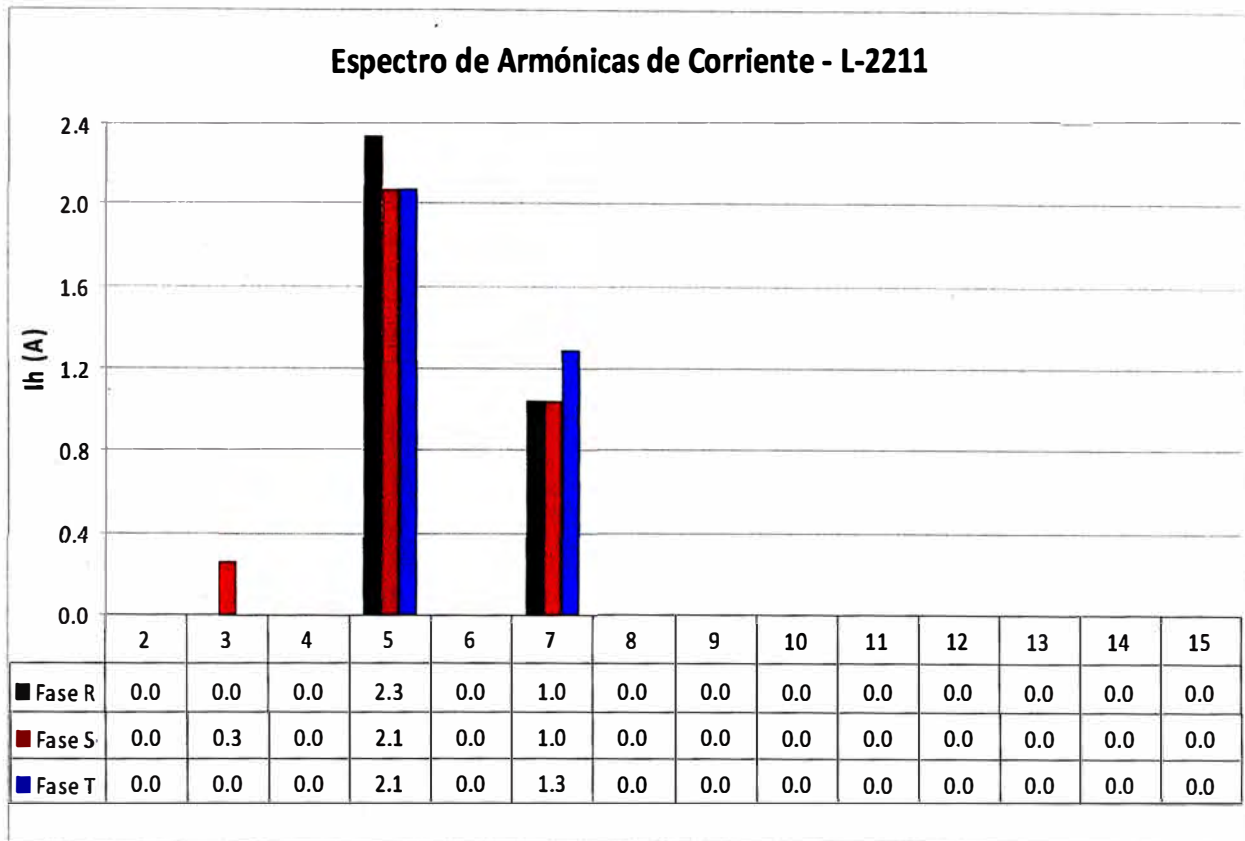


Fig. H1. Condición: Máxima demanda

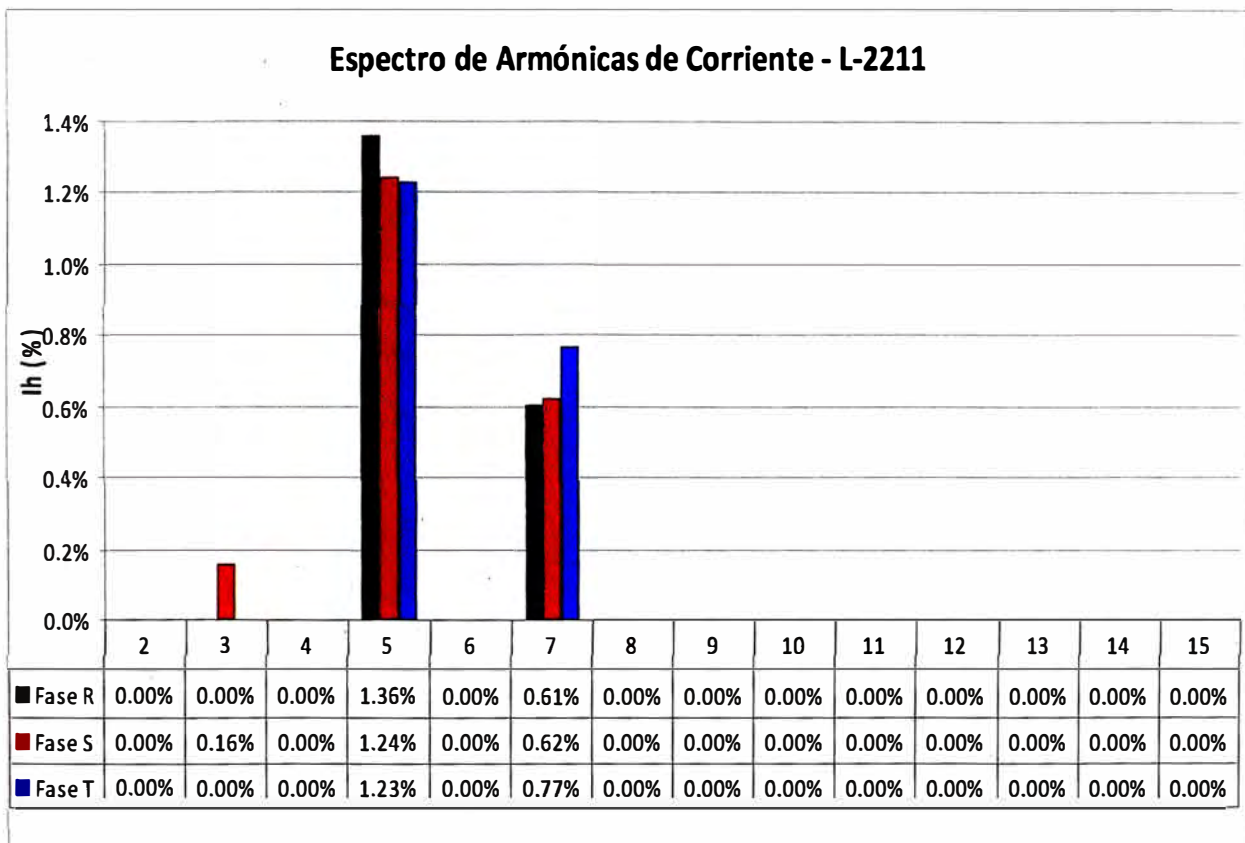


Fig. H2. Condición: Máxima demanda

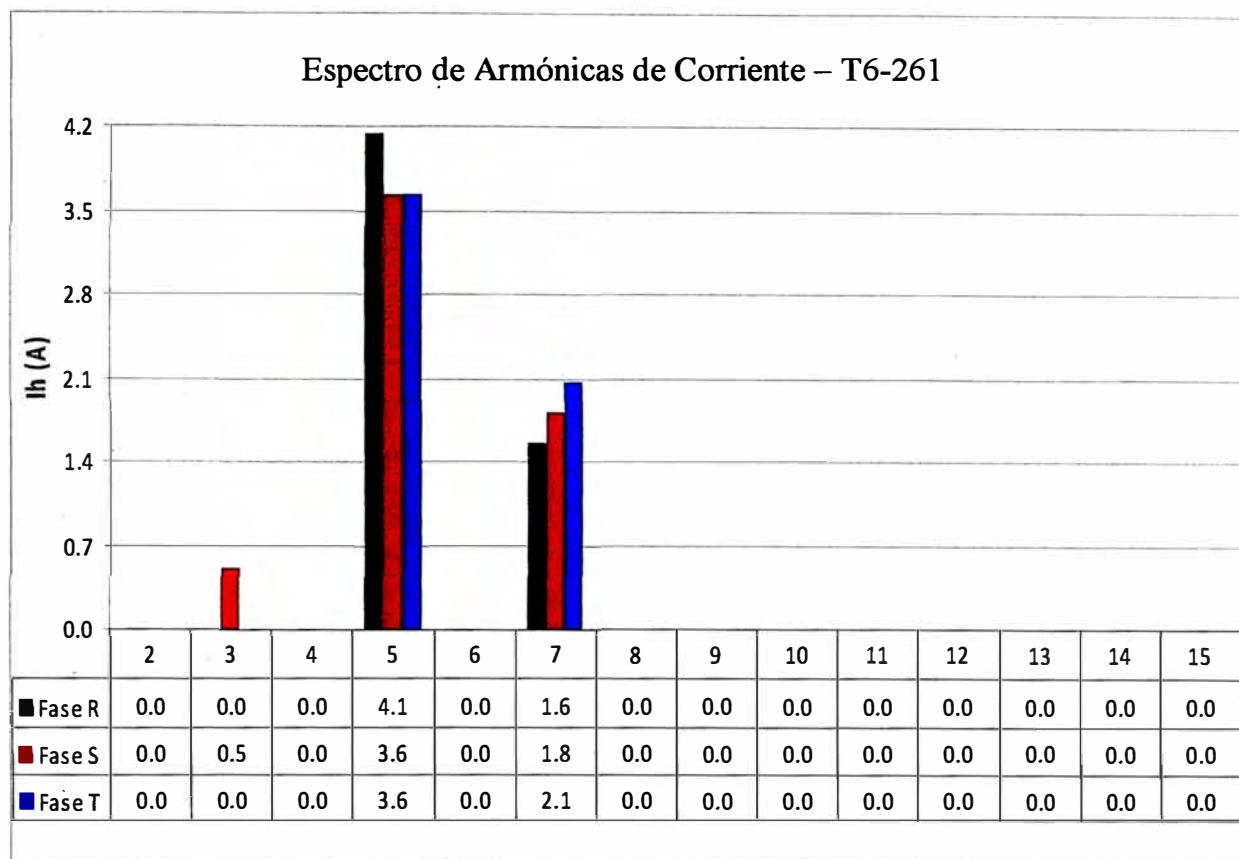


Fig. H3. Condición: Máxima demanda

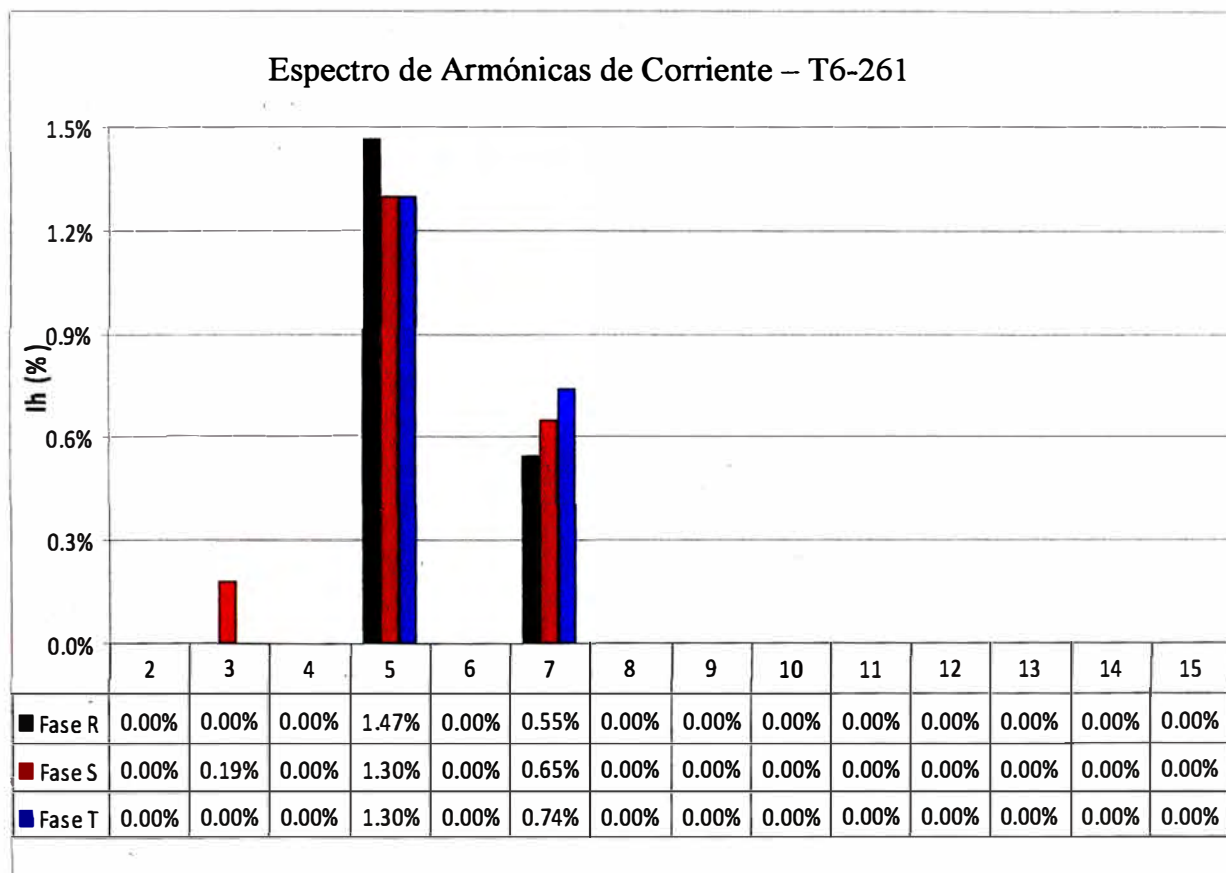


Fig. H4. Condición: Máxima demanda

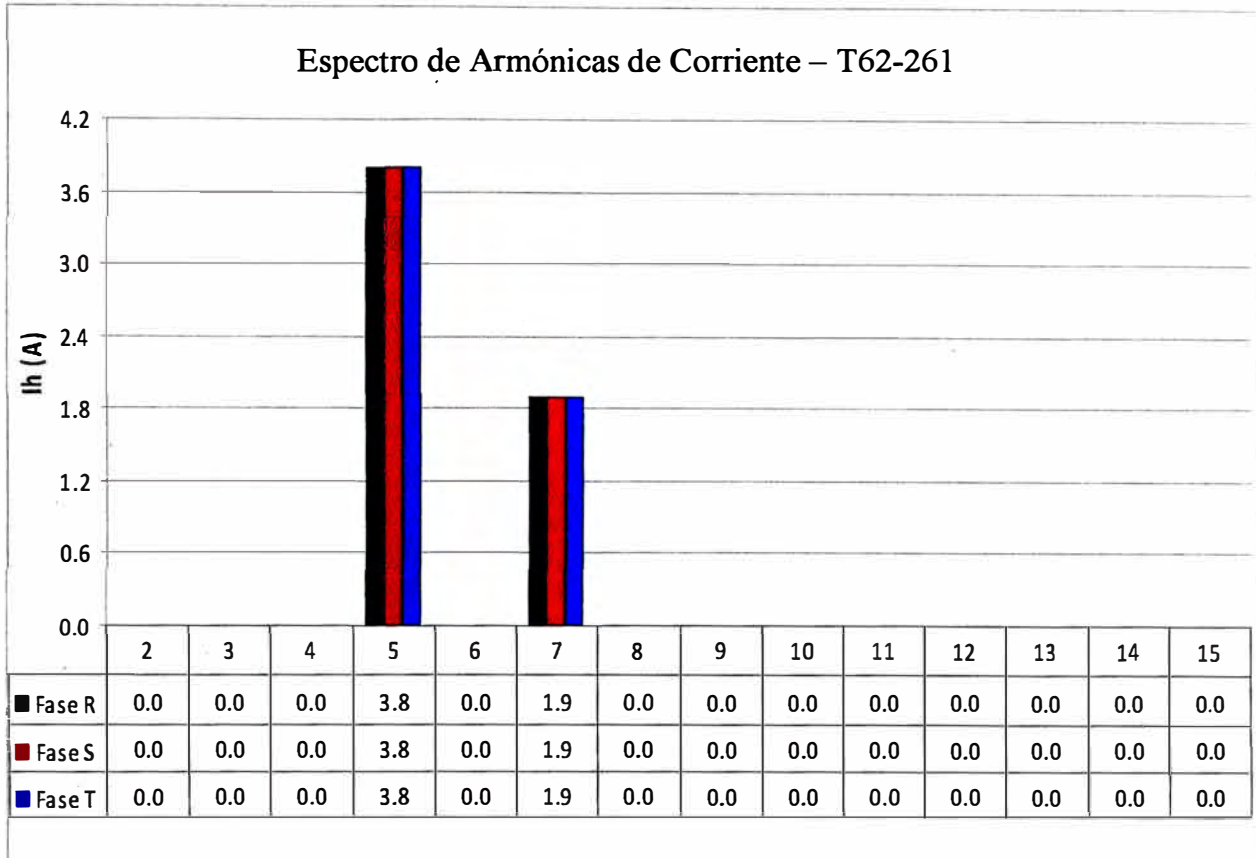


Fig. H5. Condición: Máxima demanda

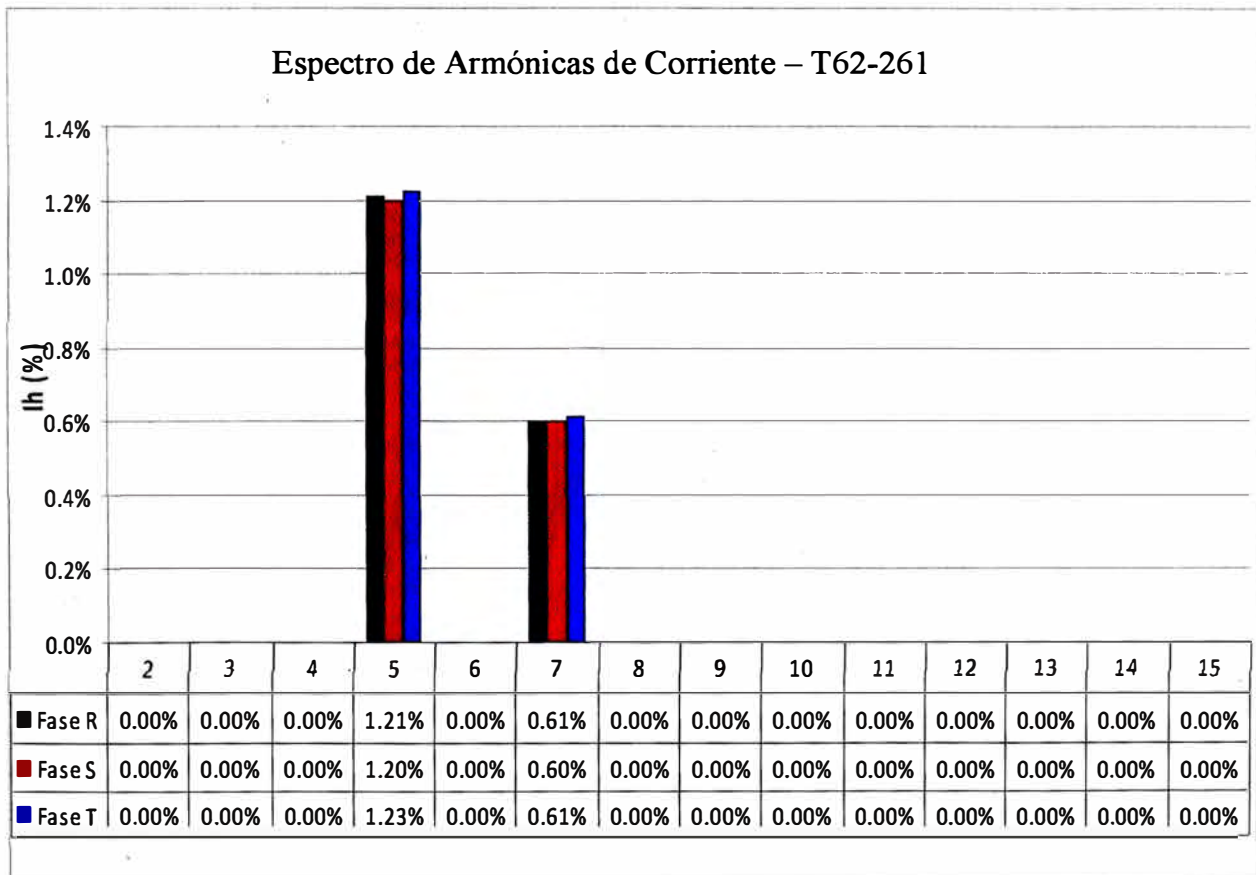


Fig. H6. Condición: Máxima demanda

ANEXO I: Gráficos de Factor de Distorsión de Corriente (THD-I).

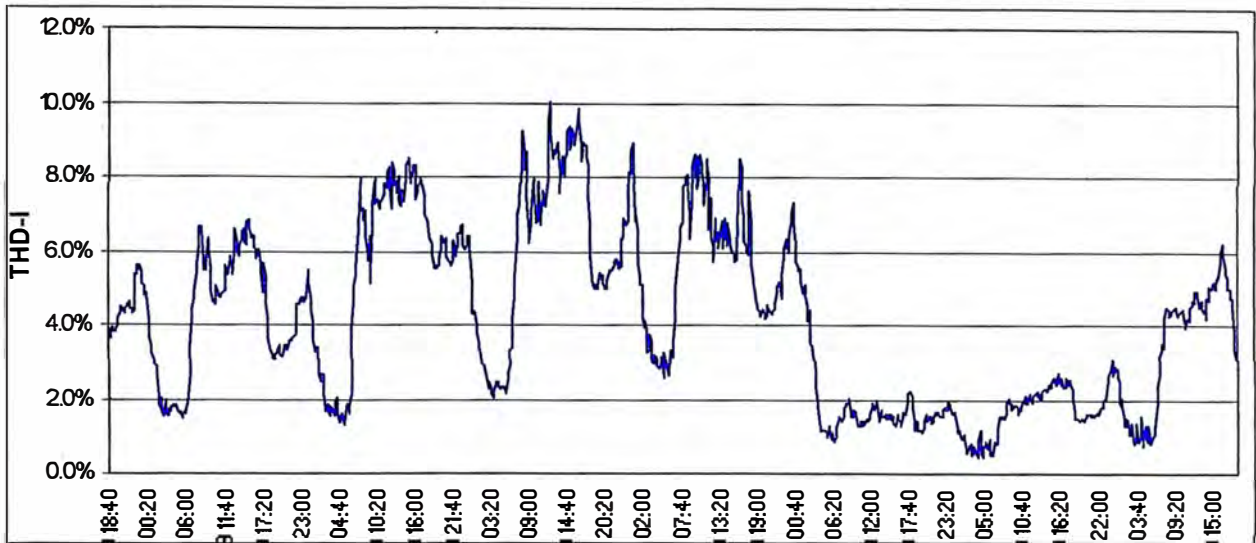


Fig. I1. Distorsión Armónica Total de Corriente (THD-I) – L - 2211

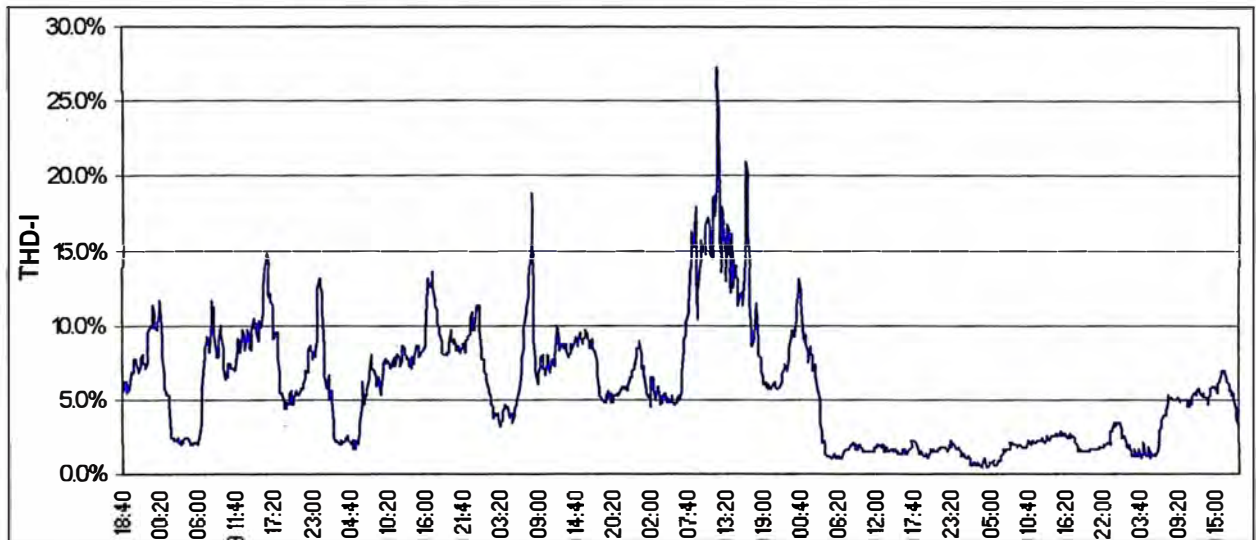


Fig. I2. Distorsión Armónica Total de Corriente (THD-I) – T6 - 261

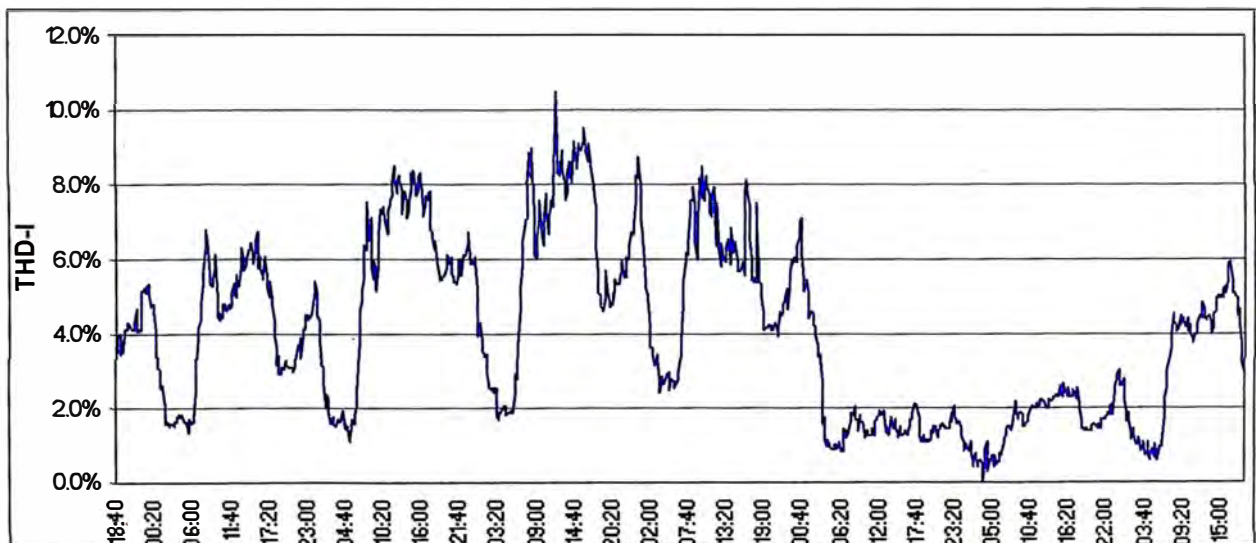


Fig. I3. Distorsión Armónica Total de Corriente (THD-I) – T62 - 261

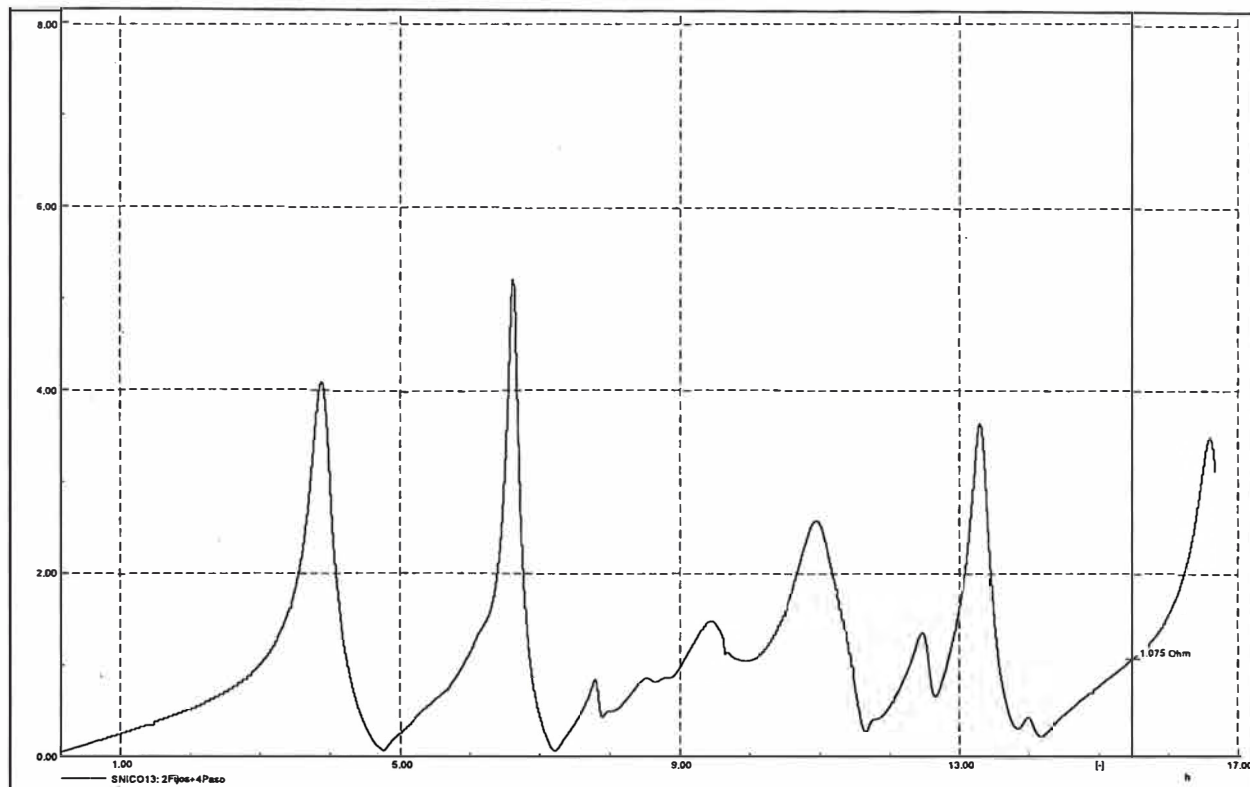
ANEXO J: Gráficos por Etapas de Respuesta en Frecuencia.**J1. Caso: Periodo de Avenida – Máxima demanda – Año 2011.**

Fig. J 1.1. Primera Etapa: Filtro de 5ta Armónica 5MVAR + Filtro de 7ma Armónica 5MVAR

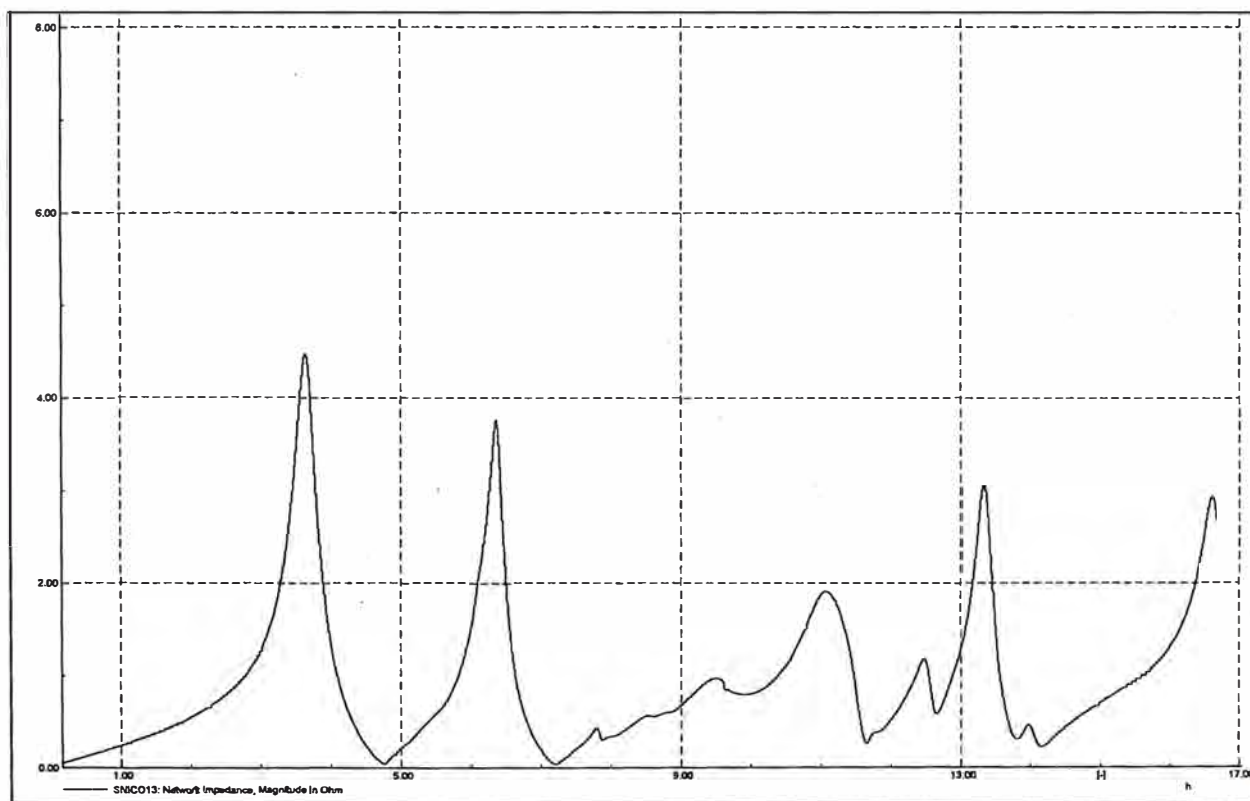


Fig. J 1.2. Segunda Etapa: Filtro de 5ta Armónica 10MVAR + Filtro de 7ma Armónica 10MVAR

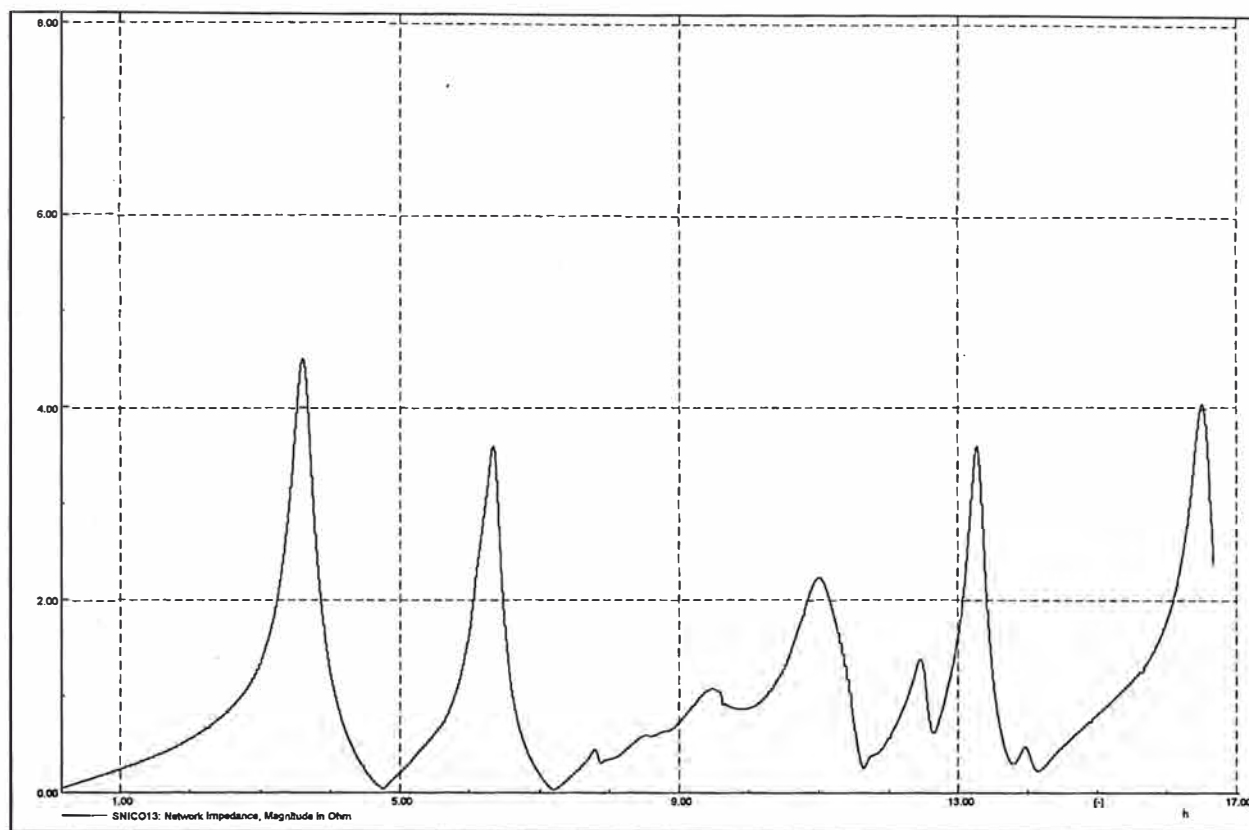


Fig. J 1.3. (Segunda Etapa: Filtro de 5ta Armónica 5MVAR + Filtro de 7ma Armónica 5MVAR)+1Paso de 2.5MVAR

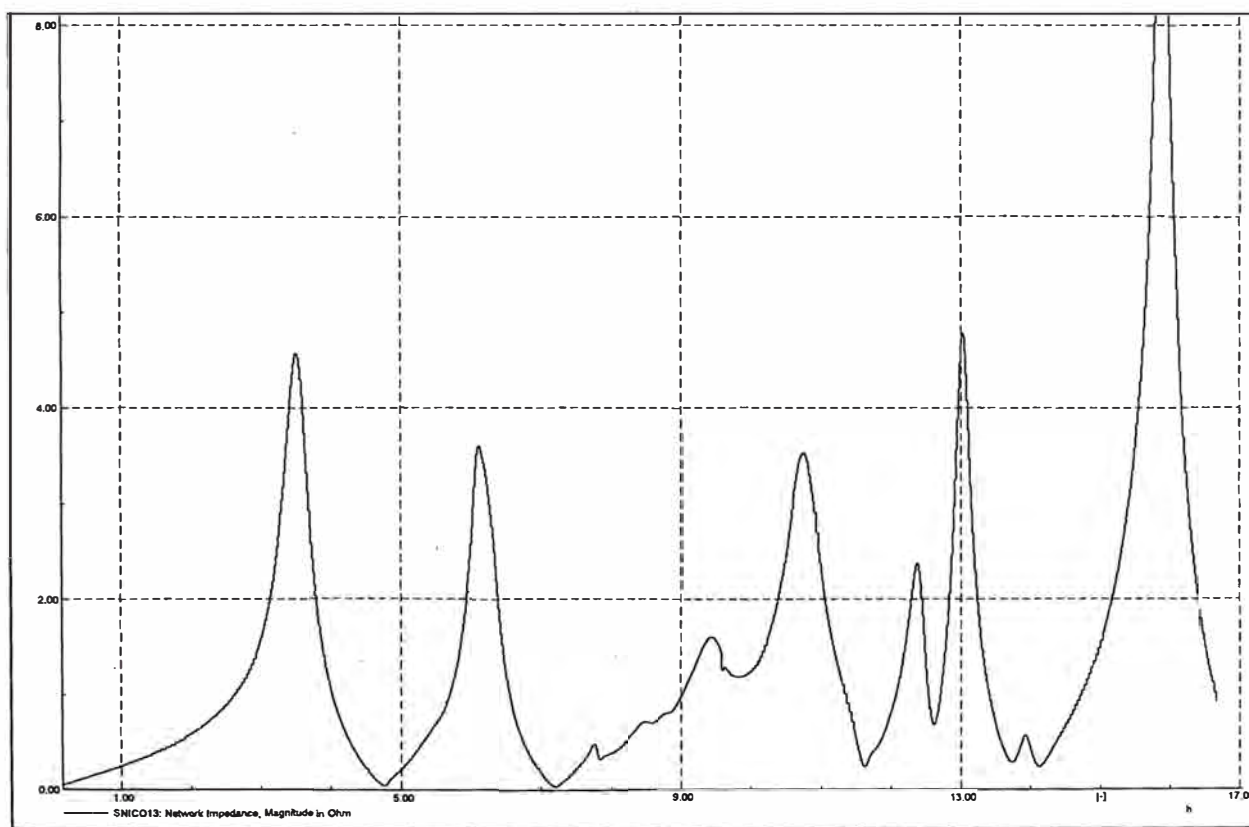


Fig. J 1.4. (Segunda Etapa: Filtro de 5ta Armónica 5MVAR + Filtro de 7ma Armónica 5MVAR)+4Pasos de 2.5MVAR.

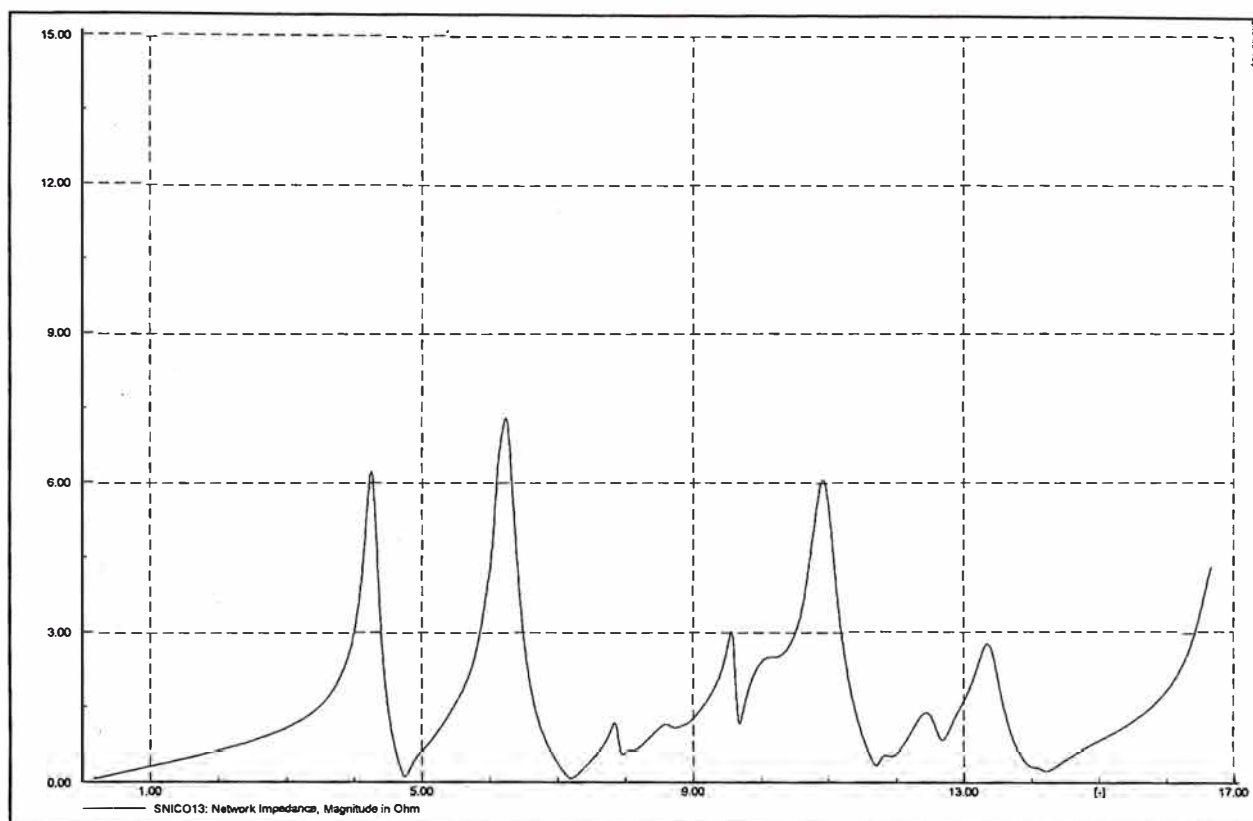
J2. Caso: Periodo de Avenida – Máxima demanda – Año 2012.

Fig. J 2.1. Primera Etapa: Filtro de 5ta Armónica 5MVAR + Filtro de 7ma Armónica 5MVAR

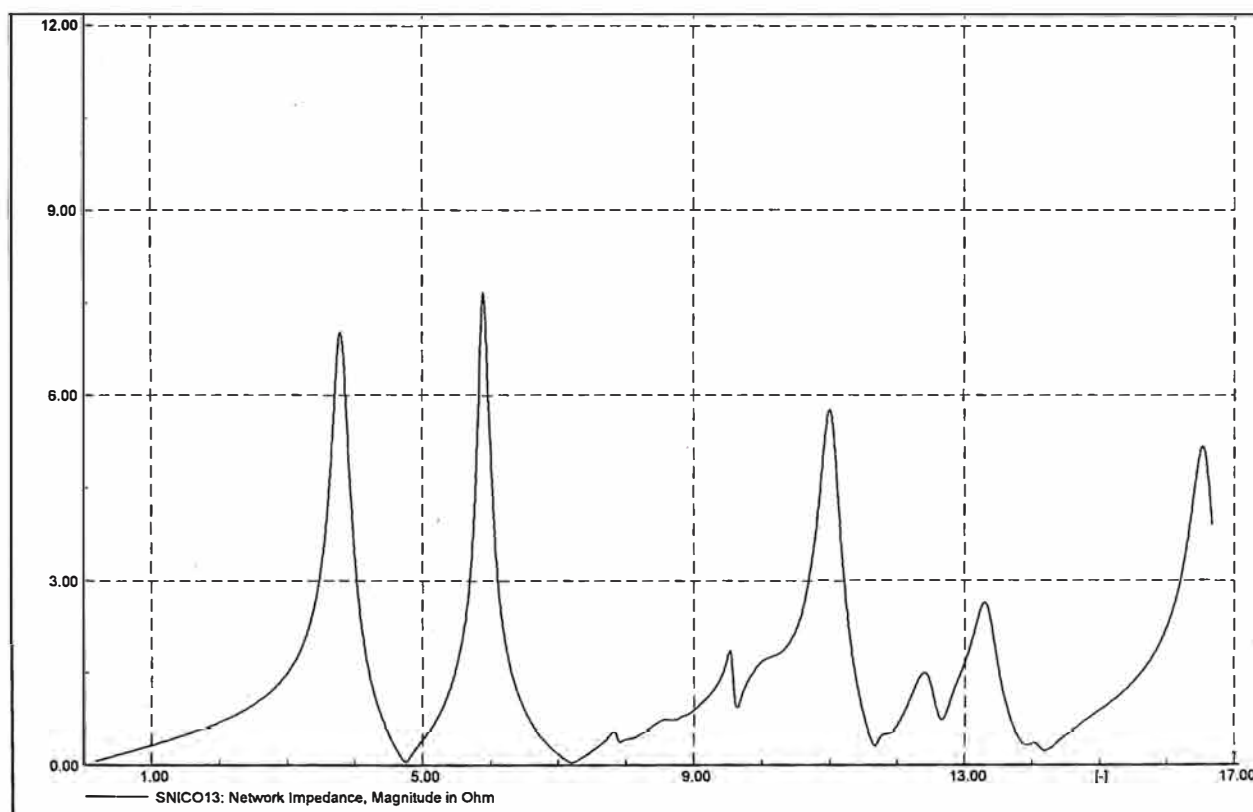


Fig. J 2.2. Segunda Etapa: Filtro de 5ta Armónica 10MVAR + Filtro de 7ma Armónica 10MVAR

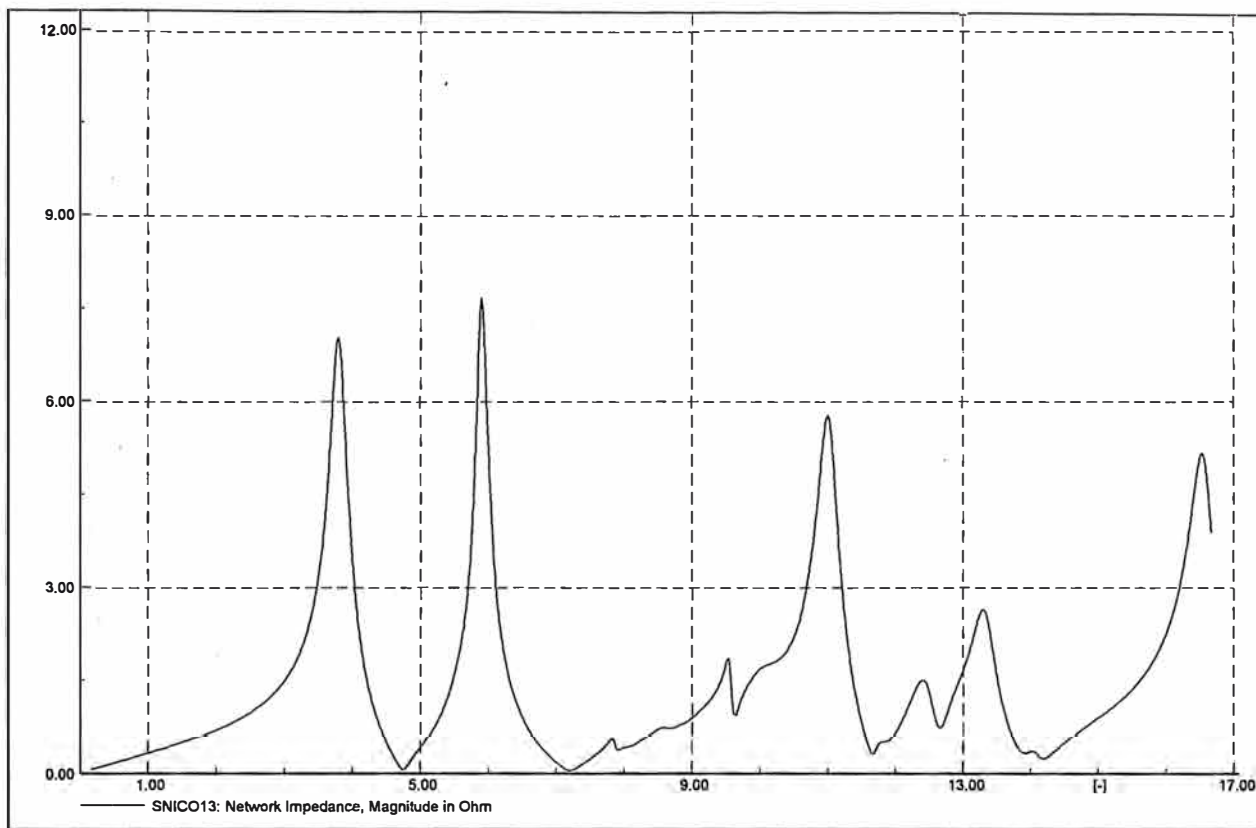


Fig. J 2.3. (Segunda Etapa: Filtro de 5ta Armónica 5MVAR + Filtro de 7ma Armónica 5MVAR)+1Paso de 2.5MVAR.

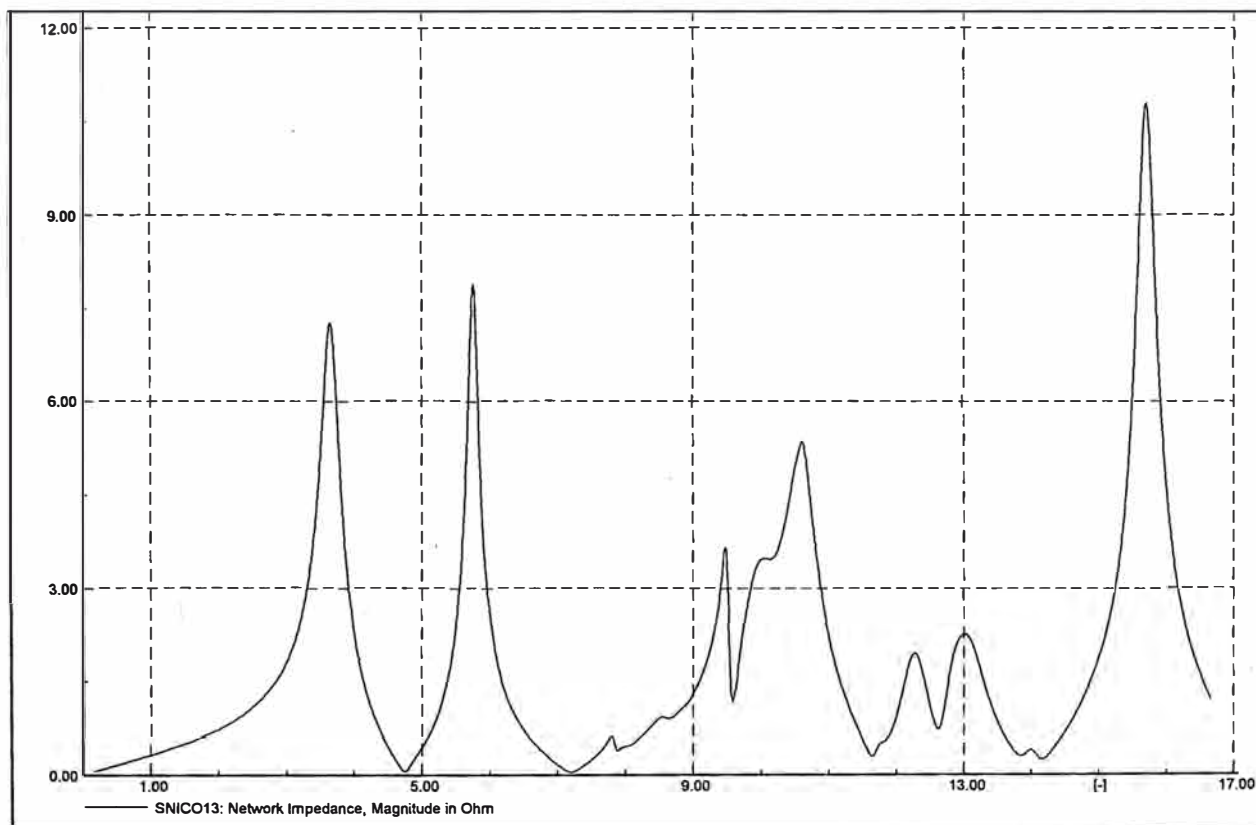


Fig. J 2.4. (Segunda Etapa: Filtro de 5ta Armónica 5MVAR + Filtro de 7ma Armónica 5MVAR)+4Pasos de 2.5MVAR.

ANEXO K: Simulación de la Operación del Sistema de Compensación.

K1. Escenario: Avenida Máxima Año 2011

Caso 1

Conexión de la 1ra Etapa

	Filtro de 5ta Armonica	Filtro de 7ma Armonica	condensado Automatico
I1	97.01	94.53	-
I5	36.57	7.68	-
I7	0.79	16.63	-
I11	0.75	2.46	-
I13	0.48	1.39	-
Irms	103.69	96.34	-
THD-V(%)	0.96	0.96	-
V (kV)	13	13	-
IN (A)	111.1	111.1	-
Proceso de carga	93%	87%	-

Caso 2

Conexión de la 1ra Etapa + 2da Etapa

	Filtro de 5ta Armonica	Filtro de 7ma Armonica	condensado Automatico
I1	102.87	100.25	-
I5	29.56	6.21	-
I7	0.35	7.36	-
I11	0.55	1.8	-
I13	0.38	1.11	-
Irms	107	100.74	-
THD-V(%)	0.72	0.72	-
V (kV)	13.79	13.79	-
IN (A)	111.1	111.1	-
Proceso de carga	96%	91%	-

Caso 3

Conexión de la 1ra Etapa + 2da Etapa +1Paso

	Filtro de 5ta Armonica	Filtro de 7ma Armonica	condensado Automatico
I1	104.38	101.71	94.86
I5	29.92	6.28	3.26
I7	0.34	7.24	0.4
I11	0.66	2.15	2.88
I13	0.48	1.4	3.18
Irms	108.59	102.2	100.01
THD-V(%)	0.75	0.75	0.75
V (kV)	13.99	13.99	-
IN (A)	111.1	111.1	111.1
Proceso de carga	98%	92%	90%

Caso 4

Conexión de la 1ra Etapa + 2da Etapa +2Paso

	Filtro de 5ta Armonica	Filtro de 7ma Armonica	condensado Automatico
I1	105.91	103.21	203.1
I5	30.3	3.36	6.6
I7	0.34	7.12	0.8
I11	0.75	2.48	6.63
I13	0.65	1.88	8.541
Irms	110.2	103.7	203.1
THD-V(%)	0.79	0.79	0.79
V (kV)	14.2	14.2	-
IN (A)	111.1	111.1	222.2
Proceso de carga	99%	93%	91%

Caso 5

Conexión de la 1ra Etapa + 2da Etapa +3Paso

	Filtro de 5ta Armonica	Filtro de 7ma Armonica	condensado Automatico
I1	104.15	101.49	298.94
I5	30.73	6.45	10.04
I7	0.331	6.93	1.16
I11	0.8411	2.75	11.02
I13	0.88	2.55	17.31
Irms	108.6	102	299.18
THD-V(%)	0.87	0.87	0.87
V (kV)	14.4	14.4	-
IN (A)	111.1	111.1	333.3
Proceso de carga	98%	92%	90%

Caso 6

Conexión de la 1ra Etapa + 2da Etapa +4Paso

	Filtro de 5ta Armonica	Filtro de 7ma Armonica	condensado Automatico
I1	109.71	107.4	421.8
I5	31.06	6.52	13.53
I7	0.289	6.86	1.54
I11	0.733	2.39	12.81
I13	1.37	3.95	35.83
Irms	114	107.4	421.8
THD-V(%)	0.96	0.96	0.96
V (kV)	14.71	14.71	14.71
IN (A)	111.1	111.1	444.4
Proceso de carga	103%	97%	95%

K2. Escenario: Avenida Máxima Año 2012

Caso 1

Conexión de la 1ra Etapa

	Filtro de 5ta Armonica	Filtro de 7ma Armonica	condensado Automatico
I1	102.93	100.3	-
I5	41.23	8.64	-
I7	0.322	6.71	-
I11	0.71	2.32	-
I13	0.22	0.63	-
Irms	110.89	100.93	-
THD-V(%)	0.96	-	-
V (kV)	13.8	-	-
IN (A)	111.1	111.1	-
Proceso de carga	100%	91%	-

Caso 2

Conexión de la 1ra Etapa + 2da Etapa

	Filtro de 5ta Armonica	Filtro de 7ma Armonica	condensado Automatico
I1	107.6	104.85	-
I5	26.9	5.63	-
I7	0.15	3.27	-
I11	0.72	2.38	-
I13	0.19	0.55	-
Irms	110.92	105.09	-
THD-V(%)	0.64	-	-
V (kV)	14.43	-	-
IN (A)	111.1	111.1	-
Proceso de carga	100%	95%	-

Caso 3

Conexión de la 1ra Etapa + 2da Etapa +1Paso

	Filtro de 5ta Armonica	Filtro de 7ma Armonica	condensado Automatico
I1	108.76	105.98	104.08
I5	27.54	5.77	2.99
I7	0.15	3.2	0.18
I11	0.86	2.82	0.86
I13	0.22	0.64	0.22
Irms	112.2	106.23	104.2
THD-V(%)	0.67		
V (kV)	14.58		
IN (A)	111.1	111.1	111.1
Proceso de carga	101%	96%	94%

Caso 4

Conexión de la 1ra Etapa + 2da Etapa +2Paso

	Filtro de 5ta Armonica	Filtro de 7ma Armonica	condensado Automatico
I1	109.93	107.12	210.4
I5	28.21	5.91	6.13
I7	0.15	3.15	0.35
I11	0.61	2.01	5.39
I13	0.24	0.69	3.16
Irms	113.5	107.36	210.59
THD-V(%)	0.64		
V (kV)	14.74		
IN (A)	111.1	111.1	222.2
Proceso de carga	102%	97%	95%

Caso 5

Conexión de la 1ra Etapa + 2da Etapa +3Paso

	Filtro de 5ta Armonica	Filtro de 7ma Armonica	condensado Automatico
I1	111.12	108.28	319.01
I5	28.92	6.06	9.43
I7	0.14	3.1	0.52
I11	0.41	1.36	5.46
I13	0.23	0.68	4.66
Irms	114.83	108.51	319.24
THD-V(%)	0.62		
V (kV)	14.9		
IN (A)	111.1	111.1	333.3
Proceso de carga	103%	98%	96%

Caso 6

Conexión de la 1ra Etapa + 2da Etapa +4Paso

	Filtro de 5ta Armonica	Filtro de 7ma Armonica	condensado Automatico
I1	112.32	109.49	429.95
I5	29.67	6.22	12.9
I7	0.14	3.05	0.68
I11	0.3	0.99	5.33
I13	0.21	0.61	5.57
Irms	116.18	109.68	430.22
THD-V(%)	0.62		
V (kV)	15.06		
IN (A)	111.1	111.1	444.4
Proceso de carga	105%	99%	97%

BIBLIOGRAFIA

- [1] Normas Técnicas de la Calidad del Servicio Eléctrico (NTCSE).
- [2] Código Nacional de Electricidad – Suministro 2001.
- [3] Análisis de Sistemas de Potencia- John Grainger y Willian Stevenson
- [4] IEEE 519 “Recommended Practices and Requiriments for Harmonic Control in Electrical Power System” – “Recomendaciones Prácticas y Requerimientos de la IEEE para el Control de Armónicas en Sistemas Eléctricos de Potencia”.
- [5] IEEE 18-2002 “Standard for Shunt Power Capacitor”
- [6] IEEE 1531 “Guide for Application and Specification of Harmonic Filters”