

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



## **ANÁLISIS DE ARMÓNICOS EN EL DOMINIO DE LA FRECUENCIA PARA UNA CARGA MINERA**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**HARRY CAYETANO SOLANO**

**PROMOCIÓN  
2008 - I**

**LIMA – PERÚ  
2012**

**ANÁLISIS DE ARMÓNICOS EN EL DOMINIO DE LA  
FRECUENCIA PARA UNA CARGA MINERA**

Agradezco primeramente a mis padres a las personas que me incentivaron a desarrollar el presente Informe de Suficiencia y que me facilitaron el desarrollo de ésta

## SUMARIO

En el presente informe de suficiencia, se desarrollará la metodología del análisis de los niveles de armónicos presentes en una red que suministra energía a una carga minera utilizando como herramienta para dicho análisis la respuesta en frecuencia. Para ello se tomará como referencia la Norma Técnica de Calidad del Servicios Eléctricos y la Norma IEEE Standard 519-1992 con el fin de cumplir con los niveles adecuados de calidad durante el suministro eléctrico.

Actualmente la Zona Sur del sistema eléctrico peruano presenta un crecimiento constante de demanda de energía debido a los diversos proyectos mineros que se vienen implementando acorde con el crecimiento de la inversión privada realizada en nuestro país. Las principales empresas mineras representantes en esta Zona Sur del país son SOUTHERN PERU, CERRO VERDE y XSTRATA-TINTAYA los cuales representan el mayor porcentaje de demanda de energía. Sus instalaciones de producción minera presentan cargas no lineales que son fuentes principales de inyección de armónicos hacia el SEIN. Esto permite la probabilidad de presentar fenómenos de sobrecorriente, sobretensiones y subtensiones en algún punto de las instalaciones de suministro.

En el análisis del dominio de la frecuencia se realizará un modelamiento del sistema eléctrico a analizar de tal manera que muestre los efectos negativos que se suscitan ante la presencia de armónicas.

Por lo expuesto, es necesaria la evaluación del análisis de armónicos en el dominio de la frecuencia a fin de validar su utilidad como herramienta de análisis para todos los estudios de armónicos.

## ÍNDICE

<b>PRÓLOGO</b>	1
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b>	
1.1 Descripción del Problema	2
1.2 Objetivos del Trabajo	2
1.3 Evaluación del Problema	2
1.4 Limitaciones del Trabajo	3
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL.</b>	
2.1 Antecedentes del Problema	4
2.2 Bases Teóricas	5
2.2.1 Distorsión armónica	5
2.2.2 Distorsión de Corriente vs tensión	7
2.2.3 Transitorios vs armónicos	9
2.2.4 Variables del sistema de potencia bajo condiciones no sinusoidales	10
2.2.5 Índices armónicas	18
2.2.6 Ubicación de fuentes armónicas	21
2.2.7 Características de respuesta del sistema	23
2.2.8 Normatividad aplicada en el Perú respecto al análisis de armónicas	33
2.3 Definición de términos	38
<b>CAPÍTULO III</b>	
<b>METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA</b>	
3.1 Alternativas para el análisis de la distorsión armónica	41
3.1.1 Análisis en el dominio de la frecuencia	41
3.1.2 Análisis en el dominio del tiempo	41
3.2 Consideraciones adicionales para el análisis, solución del problema y aportes del informe	41

<b>3.3 Recursos y software utilizado para el análisis</b>	<b>42</b>
<b>CAPÍTULO IV</b>	
<b>ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.</b>	
<b>4.1 Análisis descriptivo de la zona del sistema eléctrico en estudio y características de las instalaciones eléctricas</b>	<b>43</b>
<b>4.2 Modelamiento del sistema eléctrico en estudio en el programa Power Factory – DIgSILENT.</b>	<b>44</b>
<b>4.3 Análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones</b>	<b>45</b>
<b>4.3.1 Verificación en estado estacionario de la correcta operación del sistema eléctrico en estudio</b>	<b>46</b>
<b>4.3.2 Análisis en el dominio de la frecuencia</b>	<b>47</b>
<b>4.3.3 Implementación de filtros en bancos capacitores para mitigación del nivel de armónicas</b>	<b>56</b>
<b>CAPÍTULO V</b>	
<b>EVALUACIÓN DE ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE FILTROS ARMÓNICOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS.</b>	
<b>5.1 Alcances de la evaluación económica</b>	<b>66</b>
<b>5.2 Metodología para el cálculo de los costos que se aplicarán para la evaluación de las alternativas</b>	<b>66</b>
<b>5.3 Cálculo y comparación de los costos incurridos en las alternativas de operación de la planta minera</b>	<b>68</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>69</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>71</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>77</b>

## PRÓLOGO

Actualmente en el Sistema Eléctrico Peruano, los propietarios de las instalaciones eléctricas y los usuarios finales del servicio de suministro de energía han incrementado su preocupación acerca del tema de calidad del suministro eléctrico. Estos problemas de calidad de suministro eléctrico no son novedosos, por el contrario la atención en el desarrollo de metodologías de análisis concernientes a estos temas se viene dando desde hace más de 30 años; sin embargo, lo novedoso son las nuevas metodologías utilizadas ya que se utilizan modelamiento de sistemas eléctricos aproximados a lo real para todos los análisis que involucra la calidad de suministro eléctrico en lugar de manejar o analizar cada problema con sus parámetros y criterios independientemente uno del otro.

La razón de elección del tema del informe de suficiencia es mostrar la utilización de la herramienta de respuesta en el dominio de la frecuencia y las recomendaciones prácticas para la solución del problema de contaminación de armónicas en la red eléctrica.

El análisis realizado en este informe podrá ser utilizado como ejemplo aplicativo para la solución de la problemática del nivel de armónicos presentes en una planta de producción minera y con una determinada configuración del sistema eléctrico para el suministro de energía respectivo. Los resultados mostrados serán producto de simulaciones de un programa computacional el cual se encuentra basado en ecuaciones matemáticas que definen un comportamiento aproximado de cada uno de los componentes del sistema eléctrico ante la presencia de dichas armónicas en el sistema.

# CAPÍTULO I

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### **1.1 Descripción del Problema**

En la operación de sistemas eléctricos de potencia para alimentar a las cargas urbanas, rurales y cargas importantes o principales, se debe tener en cuenta que el suministro de energía debe ser eficiente y de la mejor calidad. Es por ello que las señales de tensión y corriente deben llegar al usuario, de ser posible, de manera continua y sin distorsiones. Cuando se conectan cargas no-lineales o cargas asociados con equipos de electrónica de potencia para el suministro eficiente de la energía, estos llegan a provocar distorsiones en las señales de tensión y corriente producto de las armónicas generadas por dichos equipos; los cuales pueden traer como consecuencia una mala operación de las instalaciones o daño en los mismos a consecuencia a la exposición continua y prolongada en estas condiciones anormales de operación

### **1.2 Objetivos del Trabajo**

El objetivo principal es mostrar detalladamente la metodología de análisis de armónicas en el dominio de la frecuencia y aplicar esta metodología para resolver el problema de la presencia de armónicas en un sistema eléctrico de manera rápida y eficaz.

### **1.3 Evaluación del Problema**

El problema de la presencia de armónicas es la aparición de señales de tensión y corriente a frecuencia distinta a la frecuencia industrial en el sistema eléctrico, causando el incremento de las magnitudes de dichas señales y sometiendo a las instalaciones a condiciones anormales de operación y que a su vez provocan daño o reducción de su vida útil. Actualmente las principales fuentes de generación de armónicas se encuentran en las planta mineras, las cuales utilizan equipos de electrónica de potencia tales como rectificadores, ciclo-convertidores de 6 y 12 pulsos, inversores, puente de tiristores, etc., para buscar la mayor eficiencia de los máquinas que operarán la planta minera. Asimismo, los componentes no lineales tales como bancos capacitores, reactores, transformadores, SVC's, etc., contribuyen a la aparición de armónicas en el sistema eléctrico.

#### **1.4 Limitaciones del Trabajo**

Este trabajo solo se abocará al análisis en el dominio de la frecuencia. Siendo más específico, se realizará únicamente el análisis para los casos de resonancia a altas impedancias (resonancia en paralelo).

Actualmente los fabricantes de equipos, máquinas o instalaciones que producen fuentes de corrientes armónicas han logrado reducir con éxito las magnitudes de las mencionadas corrientes con tecnología moderna y sofisticada. Por tanto, son muy escasos los temas de análisis de resonancia en serie en sistemas de potencia ya que generalmente estos no llegan a ocasionar alerta o daño sobre la operación de dichos sistemas.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEORICO CONCEPTUAL.**

#### **2.1 Antecedentes del Problema**

El término calidad de potencia se ha convertido en uno de los más proliferados en la industria eléctrica desde los años 80's. Este es un concepto global para todos los tipos individuales de disturbios que se presentan en el sistema de potencia eléctrico. Los temas que recaen sobre este término no son necesariamente nuevos. Lo que es nuevo son los ingenieros y las nuevas herramientas que poseen para lidiar con estos problemas.

Existen 4 razones fundamentales para que actualmente se toque mucho más que antes estos temas:

El equipamiento de última generación para las nuevas cargas que ingresen al sistema, con controles basados en microprocesadores y equipos de electrónica de potencia, es más sensible a las variaciones de la calidad de la energía eléctrica que un equipo que se usaba en el pasado.

El énfasis de incrementar el rendimiento en el sistema eléctrico, el cual tiene mayor incidencia sobre las máquinas eléctricas como motores síncronos y asíncronos que trabajan generalmente al 70% u 80% de la potencia eléctrica que se entrega en sus bornes conectados directamente al sistema eléctrico. El hecho de instalar equipos electrónicos adecuados conjuntamente con los mencionados motores hace que se aproveche al máximo la potencia suministrada de la red y en consecuencia las plantas productivas generas menos pérdidas económicas.

La distorsión de formas de onda de corrientes y voltaje debida a las armónicas es uno de los fenómenos que afectan la confiabilidad del sistema y por lo tanto la calidad de la energía. El acoplamiento magnético, causa que algunas armónicas de frecuencias elevadas produzcan interferencia en los sistemas de comunicación, sobre todo en líneas telefónicas. Este problema no es nuevo, sin embargo, debido al notable incremento de cargas no lineales conectadas al sistema eléctrico, el nivel promedio de armónicas en el sistema eléctrico de potencia se incrementa cada día más. Las cargas no lineales son como hornos

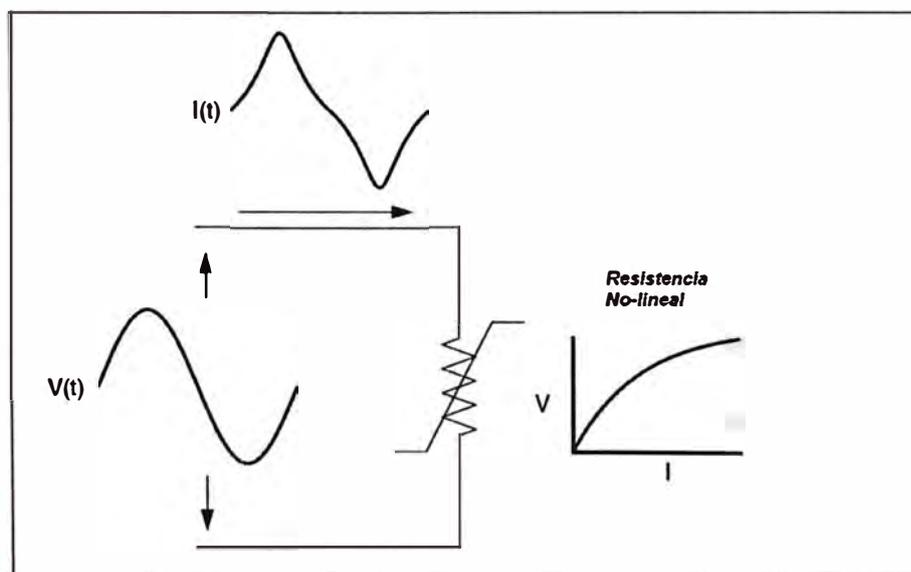
de arco y de inducción, así como de cargas controladas por dispositivos electrónicos tales como SCR, transistores de potencia, etc. La disponibilidad y el relativo bajo costo de estos dispositivos han expandido en gran medida su uso en casi todo tipo de cargas industriales y comerciales.

Un factor menos extendido pero de importancia, que acentúa la inyección de armónicas en los sistemas eléctricos, es el drástico cambio de la filosofía del diseño del equipo utilizado en los sistemas eléctricos de potencia. En el pasado, los fabricantes tendían a diseñar la mayoría de sus equipos sobre rangos mayores al requerido. Ahora, con el objeto de ser competitivos, los equipos de potencia tienen que ser diseñados sobre rangos críticos, como en el caso de equipos con núcleo de hierro, esto significa que sus puntos de operación están cada vez más cerca de la característica no lineal, o sea, muy cerca de la saturación del núcleo, lo que resulta una clara fuente de armónicas.

## 2.2 Bases teóricas

### 2.2.1 Distorsión Armónica

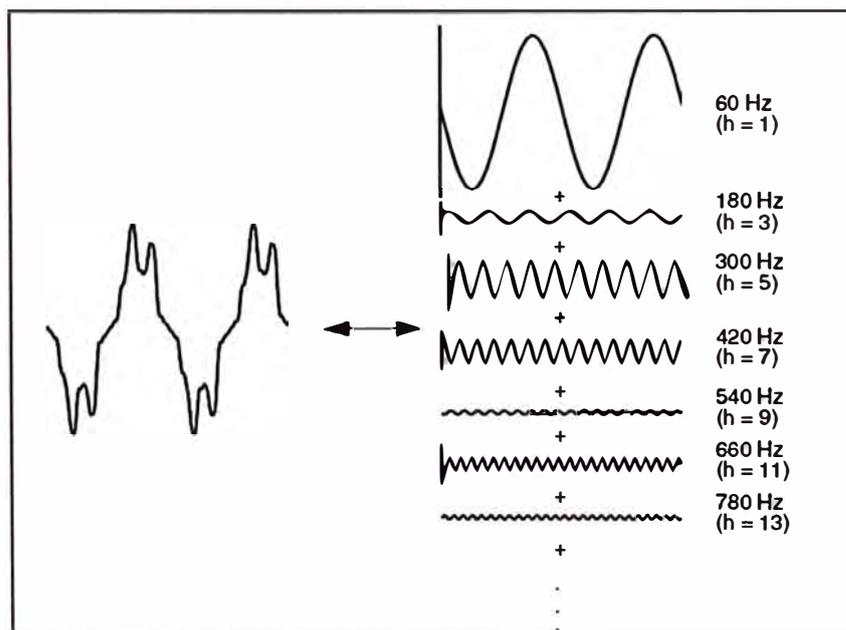
La distorsión armónica es causada por equipos no-lineales en el sistema de potencia. Un equipo no-lineal es aquel en el que la corriente no es proporcional a la tensión aplicada. La Figura 2.1 ilustra este concepto para el caso de una onda de tensión senoidal aplicada a una resistencia no-lineal en el cual la corriente y tensión varía de acuerdo a la curva mostrada. Mientras que la tensión aplicada es perfectamente senoidal, la corriente resultante se encuentra distorsionada. Incrementando la tensión en un pequeño porcentaje podría duplicar la corriente y tomar una forma de onda diferente. Esta es la fuente de la mayoría de distorsiones armónicas en un sistema de potencia.



**Fig. 2.1** Distorsión de corriente causada por una resistencia no-lineal

La Figura 2.2 ilustra que cualquier forma de onda distorsionada y periódica puede ser expresada como una suma de sinusoides. Cuando una forma de onda es idéntica de un ciclo al siguiente, esto puede ser expresado como una suma de puras ondas senoidales en el cual la frecuencia de cada senoide es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la onda distorsionada. Este múltiplo es llamado una armónica de la fundamental, de ahí el nombre del análisis. La suma de las sinusoides es referida a las Series de Fourier.

Debido a las características analíticas mencionadas anteriormente, el concepto de las series de Fourier es universalmente aplicado en problemas de análisis de armónicos. Ahora se puede analizar el sistema separadamente para cada armónica. Además, encontrando la respuesta del sistema de una senoide individualmente para cada armónica resulta más sencillo compararlo con los resultados que se generen con el análisis de la onda con todas las armónicas incluidas. Los resultados para cada valor de frecuencia se combinan al final para formar una nueva serie de Fourier, a partir del cual se puede calcular la onda completa si es necesario. Usualmente, son de interés únicamente las magnitudes de las armónicas. Cuando el medio ciclo positivo y negativo de una onda tiene idénticas formas, la Serie de Fourier contiene únicamente armónicas impares. Esto ofrece una gran simplificación para la mayoría de los estudios de sistemas de potencia porque en la mayoría de equipos que producen armónicas presentan la misma forma de onda para tanto para la polaridad positiva y negativa. De hecho, la presencia de armónicas pares es usualmente un indicio de que algún cálculo está mal. Existen excepciones notables como la media onda de los rectificadores y de los hornos de arcos cuando el arco es variable.



**Fig. 2.2** Representación de Serie de Fourier de una onda distorsionada

Usualmente, las armónicas de orden alto (por encima del rango del 25avo al 50avo, dependiendo del sistema) son despreciados para el análisis. Mientras que ellos podrían causar interferencia con los equipos electrónicos, ellos no dañan el sistema de potencia. Es difícil también recolectar suficiente información exacta para modelar el sistema de potencia para esas frecuencias. Una excepción común a esto ocurre cuando existen resonancias en el sistema en el rango de las frecuencias. Estas resonancias pueden ser excitadas por maniobras transitorias en convertidores de electrónica de potencia. Esto causa forma de ondas de tensión con múltiples cruces por cero los cuales interrumpen el funcionamiento del circuito. Estas resonancias generalmente ocurren en sistemas con cables aterrados pero ningún capacitor corrector del factor de potencia.

Si el sistema es descrito como elementos en serie y shunt, como es una práctica convencional, la vasta mayoría de las no-linealidades en el sistema son encontradas en elementos shunt (es decir en las cargas). La impedancia serie de un sistema de transmisión de potencia (es decir, la impedancia de cortocircuito entre la fuente y la carga) es puramente lineal. En transformadores, también, la fuente de armónicas es el circuito de magnetización del modelo común "T". La impedancia de dispersión es lineal. De este modo, la fuente principal de distorsión armónica estará en los usuarios finales. Esto no quiere decir que todos los usuarios finales que experimentan distorsión armónica tendrán ellos mismos significantes fuentes armónicas, pero sí que la distorsión armónica se origina a causa de algunos usuarios finales o una combinación de varias cargas.

### **2.2.2 Distorsión de corriente vs tensión**

La palabra armónicas es usualmente utilizada como tal sin llegar a designar una característica de alguna señal de medición. Por ejemplo, Es común escuchar que un variador de velocidad o un horno de inducción no puede operar apropiadamente debido a los armónicos. ¿Qué significa esto? Generalmente, esto podría significar una de las siguientes tres interpretaciones:

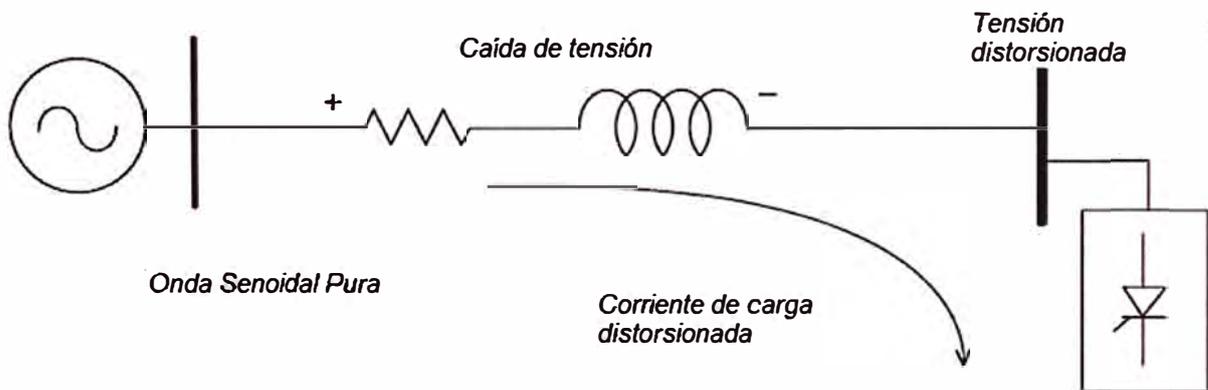
- Las tensiones armónicas son tan grandes (tensión muy distorsionada) para el control y en consecuencia para la correcta determinación de los ángulos de disparo.
- Las corrientes armónicas son tan grandes para la capacidad de algunos equipos en el sistema de suministro de energía tales como los transformadores, y la máquina debe ser operada en un punto de operación inferior a la potencia nominal.
- Las tensiones armónicas son tan grandes porque las corrientes armónicas producidas por el equipo son tan grandes para las condiciones dadas en el sistema.

Como se ve, existen causas y efectos separados entre corriente y tensiones así como algunas relaciones entre ellos. Por tanto, el término armónicas por sí mismo es inadecuado para describir exactamente un problema.

Las cargas no lineales aparecen para ser fuentes de corrientes armónicas en conexión shunt con e inyectando corrientes armónicas hacia el sistema de potencia. Para casi todos los análisis, es suficiente manejar estas cargas generadoras de armónicas simplemente como fuentes de corrientes. Existen excepciones a este tema las cuales serán descritos más adelante.

Como muestra la Figura 2.3, la distorsión de la tensión es el resultado de corrientes distorsionadas pasando a través de la impedancia serie y lineal del sistema de potencia, aunque, asumiendo que la barra de generación es puramente una onda senoidal, existe una carga no lineal que dibuja una corriente distorsionada. Las corrientes armónicas que fluyen a través de la impedancia del sistema causan una caída de la tensión para cada armónica.

Estos resultados en armónicas de tensión aparecen en la barra de carga. La magnitud del nivel de distorsión de la tensión depende de la impedancia y la corriente. Asumiendo que la distorsión en la barra de carga se mantenga dentro de límites razonables (es decir, menor al 5%), la cantidad de corrientes armónicas producidas por la carga es generalmente constante.



**Fig. 2.3** Corrientes armónicas fluyendo a través de la impedancia del sistema da como resultado tensiones armónicas en la barra de carga

Mientras que las corrientes armónicas de las cargas provocan la distorsión de la tensión, se debería resaltar que la carga no tiene control sobre la distorsión de la tensión. La misma carga puesta en dos diferentes puntos del sistema de potencia dará como resultado dos diferentes valores de distorsión de la tensión.

El reconocimiento de este hecho es la base para la división de responsabilidades para el control de las armónicas y que son encontradas en normas estándares tales como "IEEE

Standard 519-1992, Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems”:

- El control sobre la cantidad de corriente armónica inyectada hacia el sistema toma lugar en la aplicación final de la norma.
- Asumiendo que la inyección de corriente armónica está dentro de los límites razonables, el control sobre la distorsión de la tensión es ejercida por la entidad que tiene control sobre modificación de la impedancia del sistema, el cual es usualmente la empresa dueña de la red de suministro eléctrico.

Uno debe tener cuidado cuando se encuentra describiendo el fenómeno de las armónicas para entender que existen diferencias entre las causas y efectos de las corrientes y tensiones armónicas. El uso del término armónicas debería ser utilizado adecuadamente. Como convención popular en el rubro de la industria de suministro eléctrico, la mayoría del tiempo cuando el término es usado como tal para referirse a los aparatos que representan carga, el expositor se refiere a las corrientes armónicas. Cuando nos referimos al sistema de potencia, las tensiones son generalmente el tema en discusión. Para estar seguros, haz un hábito en pedir una aclaración del punto a tratar.

### **2.2.3 Transitorios vs. armónicos**

Generalmente se designa a la distorsión armónica como la culpable de muchos disturbios de calidad de potencia cuando realmente el causante de ellos son los eventos transitorios. Una medida del evento podría mostrar una forma de onda distorsionada con componentes de alta frecuencia muy obvias. Aunque los disturbios por eventos transitorios contienen componentes en alta frecuencia, los transitorios y armónicos son completamente diferentes en cuanto a la manera como se presentan cada uno de los mencionados fenómenos y son analizados de manera distinta. La forma de onda de los transitorios muestra altas frecuencias únicamente para un período corto de tiempo después de haber ocurrido un cambio abrupto en el sistema de potencia. Las frecuencias no son necesariamente armónicas; ellos son frecuencias naturales del sistema al momento de la operación de los interruptores. Estas frecuencias no tienen relación con la frecuencia fundamental del sistema.

Las armónicas, por definición ocurren en estado estacionario y son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental. La distorsión de la forma de onda que producen las armónicas se encuentra presente continuamente, o al menos por muchos segundos. Los transitorios son usualmente disipados dentro de los pocos ciclos. Los transitorios son asociados a los

cambios en el sistema tales como la apertura del interruptor principal del banco capacitor. Las armónicas son asociadas con la operación continua de la carga.

Un caso en el cual la distinción no se hace notar es en la energización de transformadores. Este es un evento transitorio pero puede producir una considerable distorsión de la forma de onda por muchos segundos y es conocido por excitar resonancias presentes en el sistema.

#### 2.2.4 Variables del sistema de potencia bajo condiciones no sinusoidales

Las variables tradicionales del sistema de potencia tales como RMS, potencia activa, potencia reactiva y potencia aparente, factor de potencia, y secuencias de fases son definidas para el contexto de la frecuencia fundamental en una condición puramente senoidal. En la presencia de distorsión armónica, el sistema de potencia no operará largamente en una condición senoidal, y desafortunadamente muchas de las simplificaciones de los ingenieros de sistema de potencia usan para el análisis a la frecuencia fundamental no se aplican.

##### a) Potencia activa, reactiva y aparente.

Existen tres variables estándares asociadas con el sistema de potencia:

Potencia aparente S (voltampere VA).- El producto de la tensión y corriente en RMS.

Potencia activa P (watt W).- El promedio de la energía suministrada.

Potencia reactiva Q (voltampere-reactiva Var).- La porción de la potencia aparente que está fuera de fase, o en cuadratura, con la potencia activa.

La potencia aparente S aplica a condiciones sinusoidales y no sinusoidales. La potencia aparente puede ser escrita como sigue:

$$S = V_{\text{rms}} \times I_{\text{rms}} \quad (2.1)$$

Donde  $V_{\text{rms}}$  y  $I_{\text{rms}}$  son los valores eficaces de la corriente y tensión. En una condición senoidal la forma de onda de la tensión y corriente contiene únicamente la componente de la frecuencia fundamental; por lo tanto los valores eficaces (rms) pueden ser expresados simplemente como:

$$V_{\text{rms}} = \frac{V_1}{\sqrt{2}} \quad \text{y} \quad I_{\text{rms}} = \frac{I_1}{\sqrt{2}} \quad (2.2)$$

Donde  $V_1$  y  $I_1$  son la amplitud de la onda de tensión y corriente respectivamente. El sufijo "1" indica que la onda senoidal hace referencia a la frecuencia fundamental. En una condición no senoidal una forma de onda distorsionada armónicamente se encuentra conformada por sinusoides de frecuencias armónicas con diferentes amplitudes como se muestra en la Figura 2.2. Los valores RMS de las ondas son calculadas como la raíz

cuadrada de la suma de los cuadrados los valores RMS de todas las componentes individuales, es decir,

$$V_{\text{rms}} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{\text{max}}} \left(\frac{V_h}{\sqrt{2}}\right)^2} = \frac{1}{\sqrt{2}} \times \sqrt{V_1^2 + V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_{h_{\text{max}}}^2} \quad (2.3)$$

$$I_{\text{rms}} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{\text{max}}} \left(\frac{I_h}{\sqrt{2}}\right)^2} = \frac{1}{\sqrt{2}} \times \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots + I_{h_{\text{max}}}^2} \quad (2.4)$$

Donde  $V_h$  e  $I_h$  son las amplitudes de la componente armónica  $h$ . En la condición sinusoidal, las componentes armónicas de  $V_h$  y  $I_h$  son todas cero, y únicamente  $V_1$  e  $I_1$  se mantienen. Ecuaciones (2.3 y 2.4) simplifican la ecuación (2.2).

La potencia activa  $P$  es también comúnmente referido a la potencia promedio o potencia real. Esto representa la potencia útil consumida por las cargas para representar el verdadero trabajo, es decir, para convertir energía eléctrica a otras formas de energía. El verdadero trabajo manifestado por una bombilla de luz incandescente es convertir energía eléctrica en luz y calor. En potencia eléctrica, el trabajo verdadero es manifestado por la porción de la corriente que está en fase con la tensión. Ningún trabajo resultará de la porción de la corriente que no está en fase con la tensión. La potencia activa es la velocidad a la que la energía es consumida o disipada por la carga y es medida en unidades de Watts.  $P$  puede ser calculada promediando el producto de de la tensión y corriente instantáneas, es decir,

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T v(t) \times i(t) dt \quad (2.5)$$

Ecuación (2.5) es válido para condiciones senoidales y no senoidales. Para la condición senoidal,  $P$  resuelve la siguiente ecuación,

$$P = \frac{V_1 I_1}{2} \times \cos\theta_1 = V_{1\text{rms}} \times I_{1\text{rms}} \times \cos\theta_1 = S \times \cos\theta_1 \quad (2.6)$$

Donde  $\theta_1$  es el ángulo de fase entre la tensión y la corriente a la frecuencia fundamental. Ecuación (2.6) indica que la potencia activa promedio es una función únicamente de las señales a la frecuencia fundamental. Para el caso no senoidal, en el cálculo de la potencia activa debe incluir las contribuciones de las componentes armónicas; esto sería la suma de la potencia activa en cada armónica. Más aún, porque la distorsión de la tensión es generalmente muy baja en sistemas de potencia (menos del 5%), la ecuación (2.6) es una buena aproximación a pesar de cuan distorsionada este la corriente. Esta aproximación no puede ser aplicada cuando se calcula la potencia aparente y la potencia reactiva. Estas dos cantidades son ampliamente influenciadas por la distorsión. La potencia aparente  $S$  es una medida del impacto potencial de la carga sobre la capacidad térmica del sistema. Esta es proporcional a la corriente eficaz de la señal distorsionada, y su cálculo es muy sencillo,

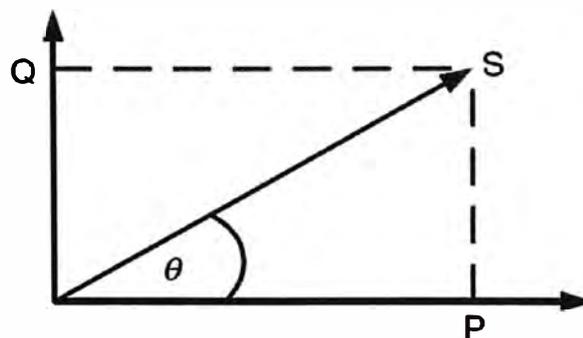
aunque un poco más complicado que el caso puramente senoidal. También, muchas sondas de corriente pueden ahora medir directamente el valor verdadero eficaz de la onda distorsionada.

La potencia reactiva es un tipo de potencia que no realiza trabajo útil y es generalmente asociado con elementos reactivos (inductores y capacitores). Por ejemplo, la inductancia de una carga tal como un motor causa que la corriente de carga se atrase con respecto a la tensión. La potencia reactiva es también llamada imaginaria debido a que ninguna potencia es disipada o consumida y es expresada en unidades de Vars. En el caso de la onda senoidal, la potencia reactiva es simplemente definida como

$$Q = S \times \sin\theta_1 = V_{1rms} \times I_{1rms} \times \cos\theta_1 = S \times \cos\theta_1 \quad (2.7)$$

El cuál es la porción de potencia en cuadratura con la potencia activa mostrada en la ecuación (2.6). Figura 2.4 muestra la relación entre P, Q, y S en una condición senoidal.

Existen algunos desacuerdos entre los analistas de armónicos sobre cómo definir Q en presencia de la distorsión armónica. Si no fuese por el hecho que muchas de las empresas dueñas de las redes de suministro miden Q y calculan la costo por demanda de energía a partir del factor de potencia calculado a través de Q, esto podría ser un punto discutible. Es más importante determinar P y S; P define cuanta potencia activa está siendo consumida, mientras S define la capacidad del sistema de potencia requerido para transportar P. Q no es realmente muy utilizado por sí mismo. Sin embargo,  $Q_1$ , la componente tradicional de potencia reactiva a la frecuencia fundamental podría ser usada para dimensionar la capacidad de los capacitores shunt.



**Fig. 2.4** Relación entre P, Q y S en condición sinusoidal

La potencia reactiva cuando es distorsionada tiene otro interés particular. De hecho, podría no ser apropiado llamarlo potencia reactiva. El concepto de flujo de “Var” en el sistema de potencia es profundamente arraigado en la memoria de la mayoría de los ingenieros de sistema de potencia. La razón por el cual no se dan cuenta es que este concepto es válido únicamente en el estado estacionario sinusoidal. Cuando la distorsión está presente, la

componente de S que queda después que P es sacado, no se conserva; es decir, la suma no es cero en un nodo. Las cantidades de potencia fluyen alrededor del sistema de manera conservativa.

Esto no implica que P no se conserve o que la corriente no se conserve porque el principio de conservación de energía y las leyes de Kirchoff son aún aplicables para cualquier forma de onda. Las componentes reactivas realmente suman en cuadratura (raíz cuadrada de la suma de los cuadrados). Esto ha provocado a algunos analistas a proponer que Q sea usado para denotarlas componentes reactivas que se conservan e introducir una nueva cantidad para las componentes que no son. Muchos llaman a esta cantidad D, por el nombre distorsión o, simplemente, distorsión de Voltamperes. Esto tiene unidades de Voltamperes, pero esto no sería estrictamente apropiado para referir esta cantidad como potencia, porque no fluye a través del sistema de potencia como la potencia se asume que lo hace. En este concepto, Q consiste de la suma de los valores tradicionales potencia reactiva en cada frecuencia. D representa todos los productos de tensión y corriente a diferentes frecuencias. P, Q, D y S son relacionadas como sigue, usando las definiciones para S y P previamente dadas en la ecuación (2.1) y (2.5) como un punto de partida.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (2.8)$$

$$Q = \sum_k V_k \times I_k \times \sin\theta_k \quad (2.9)$$

Por consiguiente, D puede ser determinado por:

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2} \quad (2.10)$$

Algunos prefieren usar un gráfico vectorial tridimensional para demostrar la relación de las componentes como se muestra en la Figura 2.5. P y Q contribuyen a S como los componentes tradicionales sinusoidales, mientras D representa la contribución adicional a la potencia aparente debido a las armónicas.

#### **b) Factor de potencia.**

El factor de potencia (PF) es una proporción de la potencia útil para mostrar el trabajo útil (potencia activa) de la potencia suministrada por la empresa de distribución (potencia aparente), es decir,

$$PF = \frac{P}{S} \quad (2.11)$$

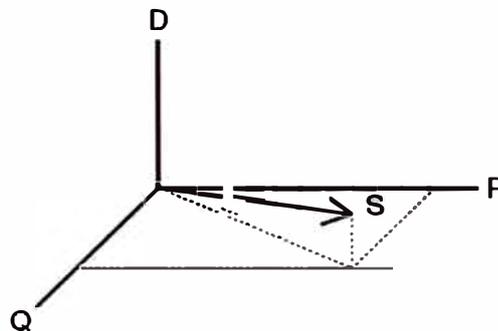
En otras palabras, el factor de potencia mide el porcentaje de la potencia consumida para su esperado uso. El factor de potencia tiene un rango desde cero hasta la unidad. Una carga con un factor de potencia de 0.9 en retraso denota que la carga puede efectivamente

consumir el 90% de la potencia aparente suministrada (Voltamperes) y convertirlo a potencia útil (Watts). El término en retraso denota que la corriente fundamental se encuentra atrasada con respecto a la tensión fundamental en  $25.84^\circ$ .

En el caso sinusoidal existe únicamente un ángulo de fase entre la tensión y la corriente (partiendo de que únicamente la frecuencia fundamental está presente), el factor de potencia puede ser calculado como el coseno del ángulo de fase y es comúnmente referido como factor de potencia de desplazamiento:

$$PF = \frac{P}{S} = \cos\theta \quad (2.12)$$

En el caso no sinusoidal el factor de potencia no puede ser definido como el coseno del ángulo de fase como en la ecuación (2.12). El factor de potencia que toma en cuenta la contribución de toda la potencia activa, incluyendo la frecuencia fundamental y las frecuencias armónicas, es conocido como el factor de potencia verdadero. El factor de potencia verdadero es simplemente la proporción de la potencia activa total para todas las frecuencias sobre la potencia aparente transportada por la red de suministro de energía como se muestra en la ecuación (2.11).



**Fig. 2.5** Relación de las componentes de la potencia aparente

Los instrumentos de monitoreo de la calidad de potencia ahora comúnmente reportan los factores de potencia tanto de desplazamiento como el verdadero. Muchos equipos tales como reguladores de suministro de potencia y variadores de velocidad PWM tienen un factor de potencia de desplazamiento cercano a la unidad, pero el factor de potencia verdadero podría ser de 0.5 a 0.6. En este caso en particular, la implementación de un capacitor hará muy poco para mejorar el factor de potencia verdadero debido a que  $Q_1$  es cero. Por el contrario, esta acción podría llevar a obtener un efecto de resonancia en el sistema, haciendo incrementar la distorsión y causando que el factor de potencia decrezca mucho más. El factor de potencia verdadero indica cuán largo debe ser hecho el sistema de transporte de potencia para suministrar una carga dada. En este ejemplo, utilizando

únicamente el factor de potencia de desplazamiento nos daría un sentido falso de seguridad de que todo se encuentra operando correctamente.

La conclusión final es que la distorsión es el resultado de componentes de corrientes adicionales fluyendo en el sistema y que no proporcionan ninguna energía útil excepto las que causan las pérdidas en los elementos del sistema de potencia. Esto conlleva a que el sistema requiera una mayor capacidad de transporte de potencia que cuando la distorsión no se encuentra presente.

### c) **Secuencia de fases armónicas.**

Los ingenieros de sistema de potencia han usado tradicionalmente componentes simétricas para ayudar a describir su comportamiento. El sistema trifásico es transformado en tres sistemas monofásicos que son mucho más simples para analizar. El método de componentes simétricas puede ser empleado para el análisis de respuesta del sistema ante corrientes armónicas teniendo cuidado que es tomado no para violar las asunciones del método.

El método permite cualquier desbalance de corriente y tensión de fases para ser transformado en tres grupos de señales de onda balanceados. El grupo de secuencia positiva contiene tres sinusoides desplazadas  $120^\circ$  entre ellos, con la rotación fasorial normal A-B-C (es decir,  $0^\circ$ ,  $-120^\circ$ ,  $120^\circ$ ). El grupo de sinusoides de secuencia negativa son también desplazadas  $120^\circ$ , pero tiene una rotación contraria a la normal A-C-B (es decir,  $0^\circ$ ,  $120^\circ$ ,  $-120^\circ$ ). Las sinusoides de secuencia cero se encuentran en fase entre ellas (es decir,  $0^\circ$ ,  $0^\circ$ ,  $0^\circ$ ).

En un sistema trifásico balanceado perfecto, la secuencia de fase armónica puede ser determinado multiplicando el número armónico  $h$  con la rotación de fase normal de secuencia positiva. Por ejemplo, para la segunda armónica,  $h = 2$ , obtendremos  $2x(0^\circ, -120^\circ, 120^\circ)$  o  $(0^\circ, 120^\circ, -120^\circ)$ , el cual es en secuencia negativa. Para la tercera armónica,  $h = 3$ , obtendremos  $3x(0^\circ, -120^\circ, 120^\circ)$  o  $(0^\circ, 0^\circ, 0^\circ)$ , el cual representa la secuencia cero. Las secuencias de fases para todas las otras órdenes de armónicas pueden ser determinadas de la misma manera. Desde que una onda distorsionada en el sistema de potencia contiene únicamente componentes armónicas impares (ver Sec. 2.1), únicamente rotaciones de secuencia de fase de armónicas impares son resumidas aquí.

Armónicas de orden  $h = 1, 7, 13, \dots$  son generalmente secuencia positiva.

Armónicas de orden  $h = 5, 11, 17, \dots$  son generalmente secuencia negativa.

Triples ( $h = 3, 9, 15, \dots$ ) son generalmente secuencia cero.

#### **d) Armónicas triples.**

Como fue mencionado previamente, las armónicas triples son los múltiplos impares de las armónicas de tercer orden ( $h = 3, 9, 15, 21, \dots$ ). Ellos merecen especial consideración porque la respuesta del sistema es a veces considerablemente diferente para triples que para el resto de las armónicas. Los triples se convierten en un importante tema para sistemas en conexión “Y” aterrados con corriente fluyendo sobre el neutro. Dos problemas típicos se resaltan, la conexión del neutro y la interferencia telefónica. Uno también escucha ocasionalmente de equipos que operan incorrectamente porque la tensión de línea-neutro se encuentra gravemente distorsionada por las caídas de tensión de armónicas triples en el conductor neutro.

Para el sistema con cargas monofásicas balanceadas perfectamente ilustradas en la Figura 2.6, se asume que las componentes fundamentales y de tercer armónico están presentes.

Sumando las corriente en el nodo N, las componentes de la corriente fundamental en el neutro son cero, pero las componentes de tercer armónico son 3 veces la corriente de secuencia cero porque ellos naturalmente coinciden en fase y tiempo.

Las conexiones del arrollamiento del transformador tienen un impacto significativo sobre el flujo de las corrientes armónicas triples desde las cargas no lineales monofásicas. Dos casos son mostrados en la Figura 2.7. En el transformador Y-D. Las corrientes armónicas triples son mostradas entrando en la conexión Y. Como ellos están en fase, se adicionan al neutro. El arrollamiento en delta mantiene atrapado a estas corrientes triples girando alrededor de la misma conexión delta sin permitir que se presente en la corriente de línea en dicho lado del transformador. Cuando las corrientes son balanceadas, las corrientes armónicas triples se comportan exactamente como corrientes de secuencia cero, el cual es precisamente lo que son. Este tipo de conexión del transformador es el más común empleado en subestaciones de distribución con el arrollamiento en delta conectado a los alimentadores de transmisión.

Usando arrollamientos en conexión Y aterrados en ambos lados del transformador se permite a los triples balanceados fluir desde el sistema de menor nivel de tensión al sistema de mayor nivel de tensión libremente. Esto se presentará en igual proporción en ambos lados del transformador.

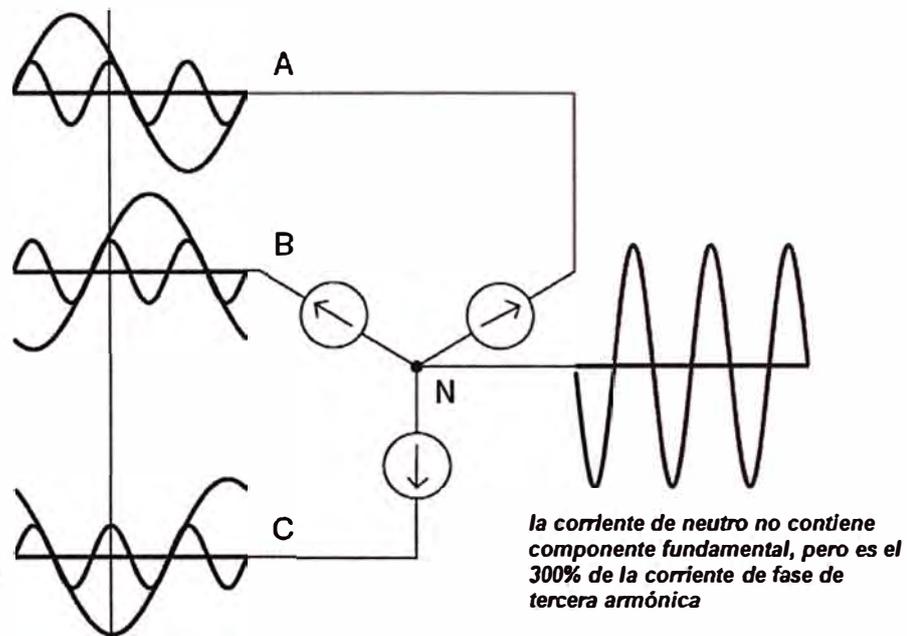
Algunas importantes implicancias de esto relacionados al análisis de calidad de potencia son:

- Los transformadores, particularmente conexiones del neutro, son susceptibles al

calentamiento cuando suministran potencia a cargas monofásicas desde el lado de conexión Y que tiene contenido de tercera armónica.

- La medición de corriente en el lado de conexión delta de un transformador no mostrará los triples y, por tanto, no dará una idea verdadera del calentamiento del transformador.
- El flujo de corrientes armónicas triples puede ser interrumpido por una apropiada conexión de aislamiento del transformador.

***la suma de corrientes balanceadas fundamentales llegan a eliminarse, pero las corrientes balanceadas de tercera armónica coinciden.***



**Fig. 2.6** Corrientes altas de neutro en circuitos suministrando a cargas no-lineales monofásicas. Removiendo la conexión del neutro en uno o ambos arrollamientos en “Y” bloquea el flujo de la corriente armónica triple. Asimismo, una conexión en delta bloquea el flujo de la línea. Uno debería notar que los transformadores de 3 devanados se comportan como si ellos tuvieran un arrollamiento terciario en delta “fantasma”. Por tanto, una conexión Y-Y con únicamente un punto neutro aterrado aún serán capaces de conducir las armónicas triples desde ese lado.

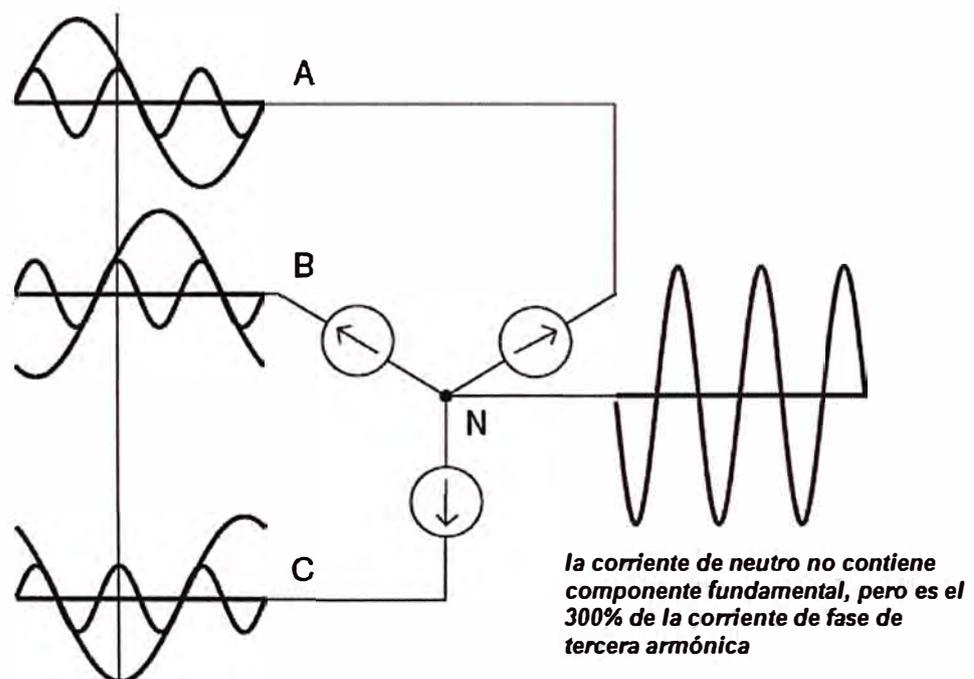
Estas reglas acerca del flujo de la corriente armónica triple en transformadores aplican únicamente a condiciones de cargas balanceadas. Cuando las fases no son balanceadas, las corrientes de frecuencias armónicas triples normales podrían aparecer cuando uno menos se lo espera. Durante el desequilibrio, las armónicas triples podrían tener componentes de secuencia positiva y negativa también.

Un caso notable es el horno de arco eléctrico trifásico. Dicho horno por lo general es alimentado por un transformador con conexión delta-delta para bloquear el flujo de

corrientes de secuencia cero como se muestra en la Figura 2.8. Pensando que las armónicas de tercer orden son sinónimos con las componentes de secuencia cero, muchos ingenieros son sorprendidos al encontrar corrientes armónicas de tercer orden de cantidad considerable presentes en la corriente de línea. Sin embargo, durante el proceso de fundición, el horno operará frecuentemente en un modo desbalanceado con únicamente dos electrodos transportando corriente. Por tanto, las corrientes armónicas de tercer orden pueden libremente circular en estas dos fases justo como en un circuito monofásico. Sin embargo, ellos no son corrientes de secuencia cero. Las corrientes armónicas tienen igual cantidad de corrientes de secuencia positiva y negativa.

Pero para ese punto en el que el sistema es mayormente balanceado, las armónicas triples mayormente se comportarán de la manera descrita.

***la suma de corrientes balanceadas fundamentales llegan a eliminarse, pero las corrientes balanceadas de tercera armónica coinciden.***



**Fig. 2.7** Flujo de corriente de tercera armónica en transformadores trifásicos

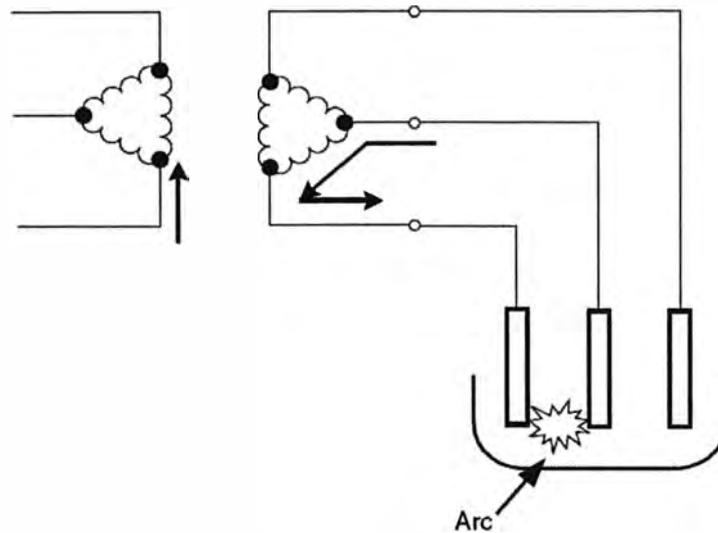
### 2.2.5 Índices armónicas

Los dos índices comúnmente usados para la medición de armónicos de una forma de onda son la distorsión armónica total y la distorsión de demanda total. Ambos son medidas efectivas de una forma de onda y serían aplicados a la corriente o la tensión.

#### a) Distorsión armónica total

El THD es una medida del valor efectivo de las componentes armónicas de onda distorsionada. Es decir, es el nivel porcentual total de armónicas respecto de la

fundamental. Este índice puede ser calculado tanto para la corriente y la tensión:



**Fig. 2.8** Operación de horno de arco eléctrico en modo desbalanceado permite que las armónicas triples se introduzcan en el sistema de potencia a pesar de la presencia de un transformador en conexión delta

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{h>1}^{h_{\max}} M_h^2}}{M_1} \quad (2.13)$$

Donde  $M_h$  es el valor RMS de la componente armónica  $h$  de la cantidad  $M$ .

El valor RMS de una forma de onda distorsionada es la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados como se muestra en las ecuaciones (2.3) y (2.4). El THD es relacionado al valor RMS de la forma de onda como sigue:

$$\text{RMS} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{\max}} M_h^2} = M_1 \sqrt{1 + \text{THD}^2} \quad (2.14)$$

El THD es una cantidad muy usada para muchas aplicaciones, pero se debe tomar en cuenta sus limitaciones. Este índice puede proveer una buena idea de cuánto calentamiento extra se manifestará cuando una tensión distorsionada es aplicada a una carga resistiva.

Asimismo, esto puede dar una indicación de las pérdidas adicionales causadas por el flujo de corriente a través de un conductor. Sin embargo, este no es un buen indicador del esfuerzo de la tensión dentro de un capacitor porque esto es relacionado al valor pico de la forma de onda de la tensión, no de su valor de calentamiento.

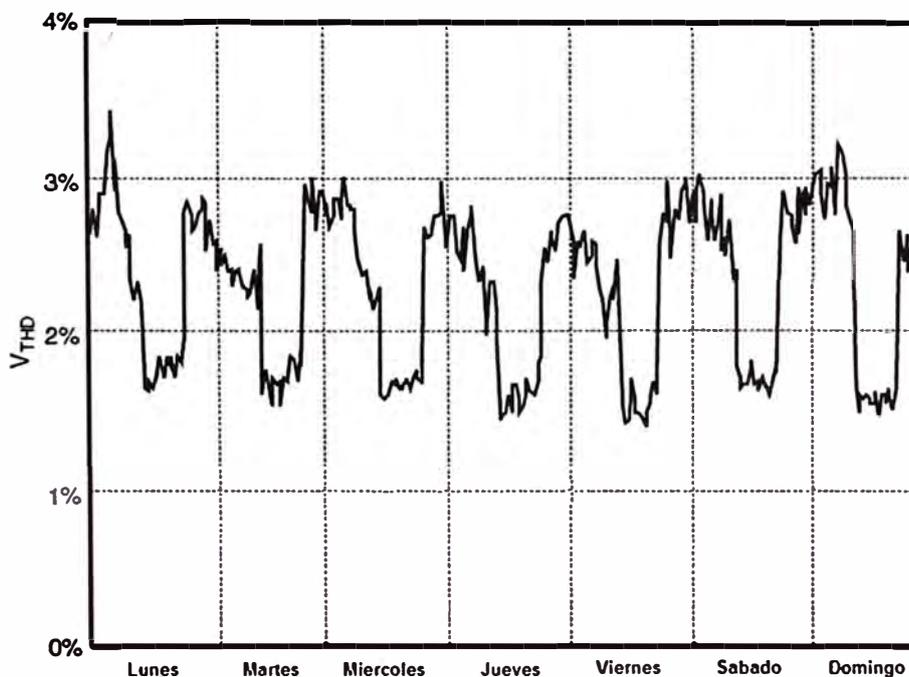
El índice THD es a veces el más usado para describir la distorsión armónica de tensión. Las tensiones armónicas son casi siempre referenciadas al valor fundamental de la forma de onda en el tiempo de la muestra. Porque la tensión fundamental varía para únicamente un pequeño porcentaje, el THD de la tensión es casi siempre un número significativo.

Las variaciones en el THD sobre un período de tiempo a veces sigue un patrón distinto

representando de esta manera la carga no lineal en el sistema. La Figura 2.9 muestra la variación del THD de la tensión durante el período de 1 semana donde se nota la presencia de un patrón cíclico diario. El THD de la tensión muestra en la Figura 2.9 fue tomado en una subestación de distribución de 13.2 kV suministrando una carga residencial. El THD de alta tensión ocurrió en la noche y durante las horas tempranas de la mañana desde que las cargas no lineales son relativamente altos comparados con la carga lineal durante estas horas. A veces es requerido un período de observación de una semana para reconocer un patrón de THD significativo ya que es usualmente el período de tiempo más corto para obtener resultados de medición representativos y reproducibles.

#### b) Distorsión total de demanda

Los niveles de distorsión de corriente pueden ser caracterizados por un valor de THD, como se ha sido descrito, pero este valor puede ser engañoso. Una corriente pequeña puede tener un alto THD pero no ser una amenaza significativa para el sistema. Por ejemplo, muchos equipos variadores de velocidad mostrarán altos valores de THD para la corriente de entrada cuando ellos están operando a muy baja carga. Esto no es necesariamente un asunto relevante porque la magnitud de la corriente armónica es pequeña, incluso aunque su distorsión de corriente relativa es alta.



**Fig. 2.9** Variación del THD de la tensión en un período de 1 semana

Algunos análisis han intentado evitar esta dificultad refiriéndose al THD respecto de la corriente de carga de la demanda pico en lugar de la fundamental de la muestra. A esto se le llama distorsión total de demanda y sirve como las bases para las lineamientos en IEEE

Standard 519-1992, Recommended Practices y Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems. Se define de la siguiente manera:

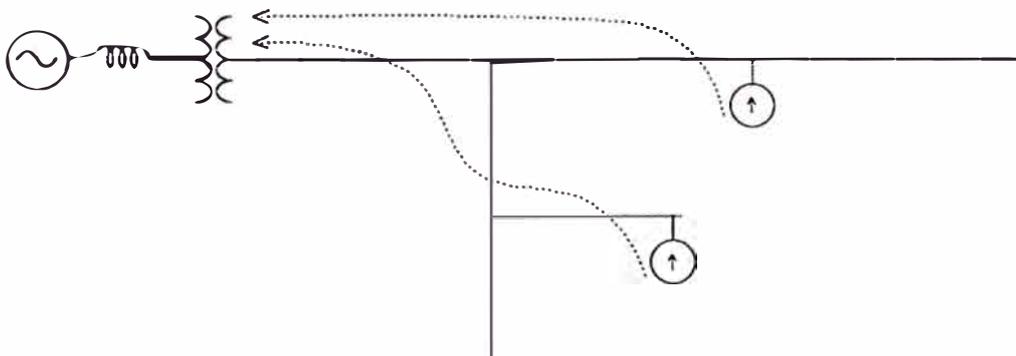
$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} I_h^2}}{I_L} \quad (2.15)$$

$I_L$  es el pico o máxima corriente de carga de demanda en la componente de frecuencia fundamental medida en el punto común de acople (PCC). Existen dos maneras de medir  $I_L$ . Con una carga ya establecida en el sistema, puede ser calculada como el promedio de la corriente de demanda máxima para los 12 meses precedentes. El cálculo puede simplemente ser hecho mediante el promedio de las lecturas pico de demanda durante los 12 meses. Para una nueva instalación,  $I_L$  tiene que ser estimado basado en las predicciones de perfil de cargas a operar.

### 2.2.6 Ubicación de fuentes armónicas

En sistemas eléctricos de distribución que alimentan plantas industriales de manera radial, el flujo de las corrientes armónicas es desde la carga que produce armónicas hacia la fuente del sistema de potencia. Esto es ilustrado en la Figura 2.10. La impedancia del sistema de potencia es normalmente la más baja impedancia vista por las corrientes armónicas. Por lo tanto, la mayor parte de la corriente fluye dentro de la fuente.

Esta tendencia general del flujo de corriente armónica puede ser usada ubicar las fuentes de armónicas. Usando un ordenador supervisor de calidad de potencia capaz de reportar el contenido armónico de la corriente, simplemente mide las corrientes armónicas en cada rama comenzando por la fuente principal del sistema y rastreando las armónicas hasta su punto de generación.



**Fig. 2.10** Flujo general de las corrientes armónicas en un sistema de potencia radial

Los capacitores de corrección de factor de potencia pueden alterar este patrón de flujo para al menos una de las armónicas. Por ejemplo, adicionando un capacitor al circuito previo como se muestra en la Figura 2.11 podría atrapar una gran cantidad de las corrientes



pueden ser comparados para particulares tipos de cargas, tal como hornos de arco eléctrico, volantes de molino, y transporte de masa los cuales aparecen intermitentemente. Relacionando el tiempo de las mediciones y el tiempo de operación verdadero se puede identificar la fuente de armónicas.

### 2.2.7 Características de respuesta del sistema

En sistemas de potencia, la respuesta del sistema es igualmente de importante como las fuentes de armónicas. De hecho, los sistemas de potencia son más tolerantes de la inyección de corrientes producidas por las cargas a menos que exista alguna interacción adversa con la impedancia del sistema. Identificando las fuentes se realiza la mitad del trabajo que involucra el análisis de armónicos. La respuesta del sistema de potencia en cada frecuencia armónica determina el verdadero impacto de la no-linealidad de la carga sobre la distorsión de tensión armónica.

Existen tres variables principales afectando las características de respuesta del sistema, es decir, la impedancia del sistema, la presencia del banco capacitor, y la cantidad de cargas resistivas en el sistema.

#### a) Impedancia del sistema

A frecuencia fundamental, los sistemas de potencia son principalmente inductivos, y algunas veces a la impedancia equivalente se le llama simplemente la reactancia de cortocircuito. Los efectos capacitivos son frecuentemente despreciados en sistemas de distribución y sistemas industriales. Uno de las cantidades más usadas en el análisis de armónicas en el sistema de potencia es la impedancia de cortocircuito en el punto de la red en el cual el capacitor se ubica. Si no es directamente accesible, se puede calcular de los resultados del estudio de cortocircuito, el cual nos da la potencia de cortocircuito (MVA) y la corriente de cortocircuito (kA). El cálculo se muestra a continuación:

$$Z_{SC} = R_{SC} + jX_{SC} = \frac{kV^2}{MVA_{SC}} = \frac{kV \times 1000}{\sqrt{3} \times I_{SC}} \quad (2.16)$$

Donde  $Z_{SC}$  = Impedancia de cortocircuito.

$R_{SC}$  = Resistencia de cortocircuito.

$X_{SC}$  = Reactancia de cortocircuito.

kV = tensión de línea, kV.

$MVA_{SC}$  = Potencia de cortocircuito trifásica.

$I_{SC}$  = Corriente de cortocircuito, A.

$Z_{SC}$  es una cantidad fasorial, que consiste en resistencia y reactancia. Sin embargo, si el

dato de cortocircuito no contiene ninguna información fasorial, se entiende que la impedancia se debe asumir como puramente reactiva. Dicha consideración es aceptable para sistemas de potencia industriales para barras de distribución cercanas a las principales y para la mayoría de los sistemas de distribución. Cuando no sea el caso, se debería determinar un valor de resistencia real porque afectaría a los resultados una vez que el capacitor es considerado en el análisis.

La reactancia inductiva cambia linealmente con la frecuencia. Un error común que comenten los novatos en el análisis de armónicos es olvidar de ajustar la reactancia al valor de frecuencia en que se encuentra analizando. La reactancia para una determinada frecuencia a analizar es determinada de la reactancia a la frecuencia fundamental ( $X_1$ ) de la siguiente manera:

$$X_h = h \times X_1 \quad (2.17)$$

Donde  $X_h$  = reactancia a la frecuencia armónica h

h = orden de armónica

$X_1$  = reactancia a la frecuencia fundamental

En la mayoría de sistemas de potencia, uno puede generalmente asumir que la resistencia no cambia de tan significativamente cuando estudiando los efectos de armónicos menores a la novena armónica. Para líneas y cables, la resistencia varía aproximadamente por la raíz cuadrada de la frecuencia a partir de que el “efecto skin” se notable en el conductor a una alta frecuencia. La excepción a ésta regla es con algunos transformadores. Debido a la dispersión de pérdidas de las “corrientes de Eddy”, la resistencia de transformadores grandes podrían variar casi proporcionalmente con la frecuencia. Esto puede tener un efecto muy benéfico en el amortiguamiento de la resonancia tal como se mostrará más adelante. En transformadores pequeños, menores a 100 KVA, la resistencia del arrollamiento es usualmente similar a otras impedancias donde se incluye el efecto de la corriente de dispersión de Eddy y existe un pequeño cambio en la resistencia aparente total hasta que la frecuencia alcanza cerca de los 500 Hz. Por supuesto, estos pequeños transformadores podrían tener una proporción de X/R de 1.0 a 2.0 a la frecuencia fundamental, mientras en grandes subestaciones de transformación típicamente oscila de 20 a 30. Por lo tanto, si en la barra que está siendo estudiada la impedancia del transformador es más dominante que la impedancia de la línea, el modelo de impedancia del sistema debería ser considerado más cuidadosamente. Despreciando la resistencia generalmente se dará en forma conservadora una alta predicción de la distorsión armónica.

En la utilización de las tensiones, tal como sistemas de potencia industrial, la reactancia equivalente del sistema es a veces dominada por la impedancia de de transformador en servicio. Una buena aproximación para  $X_{SC}$  se podría basar en la impedancia del transformador de entrada en servicio únicamente:

$$X_{SC} \approx X_{TX} \quad (2.18)$$

Mientras no se precise, esto es generalmente al menos 90 por ciento de la impedancia total y es comúnmente más. Esto es usualmente suficiente para evaluar si es que existirá un problema de resonancia armónica importante. La impedancia del transformador en ohms puede ser determinado desde el porcentaje de impedancia  $Z_{TX}$  encontrado en la placa de la siguiente manera:

$$X_{TX} = \left( \frac{kV^2}{MVA_{3\phi}} \right) \times Z_{TX}(\%) \quad (2.19)$$

Donde  $MVA_{3\phi}$  es la capacidad del transformador. Aquí se asume que la impedancia es predominantemente reactiva. Por ejemplo para un transformador de 1500 KVA, 6% de impedancia, la impedancia equivalente en el lado de 480 V es:

$$X_{TX} = \left( \frac{kV^2}{MVA_{3\phi}} \right) \times Z_{TX}(\%) = \left( \frac{0.48^2}{1.5} \right) \times 0.06 = 0.0092 \text{ ohm} \quad (2.20)$$

En una gráfica de impedancia vs la frecuencia para un sistema inductivo (sin capacitores instalados) luciría como la Figura 2.12. Los sistemas de potencia reales no se comportan de esta manera. Este modelo simple desprecia las capacitancias, los cuales no pueden ser modelados para los análisis de armónicos.

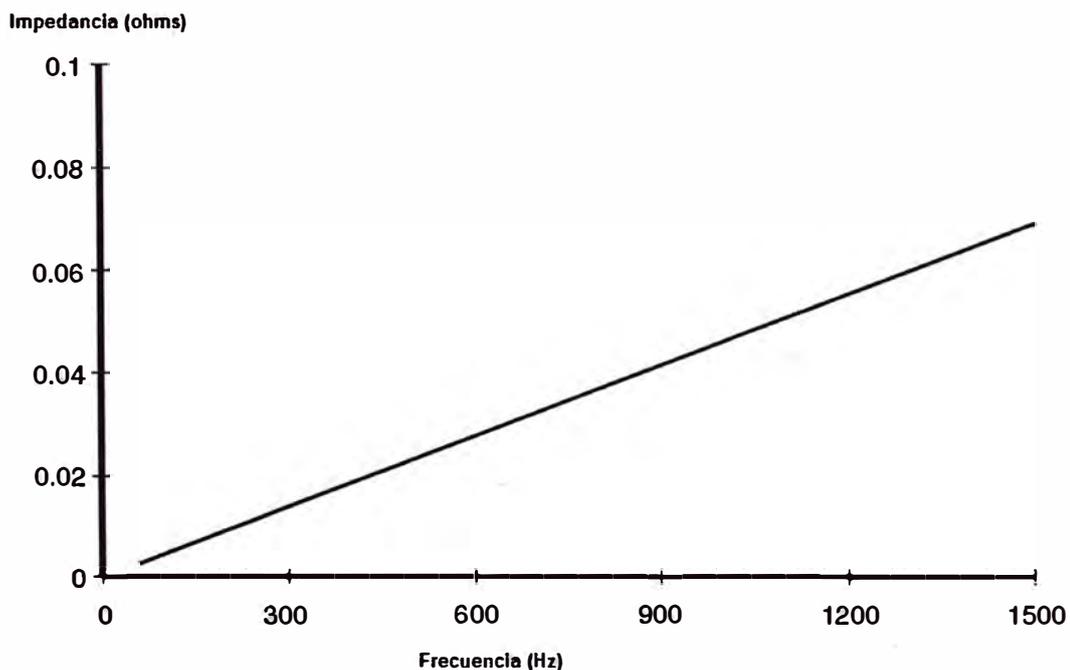


Fig. 2.12. Gráfica de Impedancia vs. Frecuencia para un sistema inductivo

### b) Impedancia del capacitor

Los capacitores shunts, tanto los que ubican los clientes para la corrección del factor de potencia como para los sistemas de distribución que controlan la tensión, alteran dramáticamente la variación de la impedancia del sistema con la variación de la frecuencia. Los capacitores no crean armónicos, pero severas distorsiones armónicas pueden algunas veces ser atribuidas a su presencia. Mientras la reactancia de las componentes inductivas aumenta proporcionalmente a la frecuencia, la reactancia capacitiva  $X_C$  disminuye proporcionalmente:

$$X_C = \frac{1}{2\pi fC} \quad (2.21)$$

C es la capacitancia en faradios. Esta cantidad es rara vez fácil de conseguir para los capacitores, el cual se muestra siempre en términos de KVAR o MVAR a una tensión aplicada. La reactancia capacitiva equivalente fase-neutro a la frecuencia fundamental para un banco capacitor puede ser determinado por:

$$X_C = \frac{kV^2}{Mvar} \quad (2.22)$$

Para bancos trifásicos, se usa la tensión de línea y la potencia reactiva trifásica nominal.

Para unidades monofásicas, se usa la tensión nominal del capacitor y la potencia reactiva nominal. Por ejemplo, para un banco capacitor trifásico de 1200 KVAR y 13.8 kV, la reactancia de secuencia positiva en ohms sería.

$$X_C = \frac{kV^2}{Mvar} = \frac{13.8^2}{1.2} = 158.7 \text{ ohm} \quad (2.23)$$

### c) Resonancia paralela

Todos los circuitos que contienen inductancias y capacitancias tienen una o más frecuencias naturales. Cuando una de esas frecuencias entra se sintoniza con una frecuencia que está siendo producida en el sistema de potencia, se desarrolla una resonancia en el cual la tensión y corriente a dicha frecuencia presenta valores muy altos. Esta es la raíz de la mayoría de problemas con distorsión armónica en sistemas de potencia. La Figura 2.13 muestra un sistema de distribución con problemas de resonancia en paralelo. Desde la perspectiva de las fuentes armónicas el capacitor shunt aparece en paralelo con la inductancia del sistema equivalente (fuente e inductancias del transformador) a frecuencias armónicas como se describe en la Figura 2.14b. Más aún, a partir de que se asume que el sistema de potencia tiene una fuente de tensión equivalente a frecuencia fundamental únicamente, la fuente de tensión del sistema de potencia aparece cortocircuitada en la figura.

La resonancia paralela ocurre cuando la reactancia  $X_c$  y del sistema de distribución se cancelan entre ellos. La frecuencia en el cual este fenómeno ocurre se llama frecuencia resonante en paralelo. Puede ser expresado de la siguiente manera:

$$f_p = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{L_{eq}C} - \frac{R^2}{4L_{eq}^2}} \approx \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{L_{eq}C}} \quad (2.24)$$

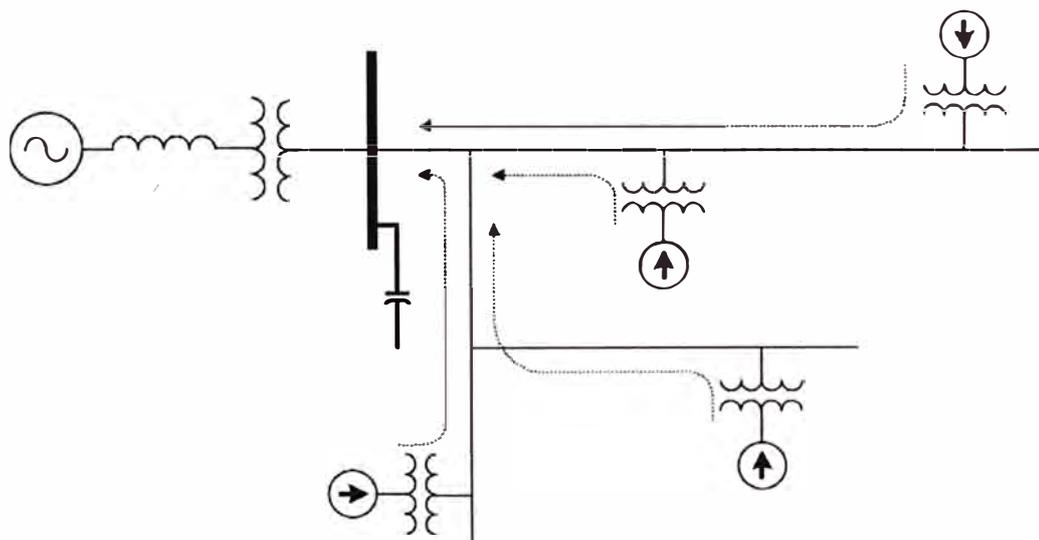
Donde  $R$  = Resistencia de la combinación de la fuente equivalente y el transformador

$L_{eq}$  = Inductancia de la fuente equivalente y el transformador

$C$  = Capacitancia del banco capacitor

A la frecuencia de resonancia, la impedancia de la combinación paralela de la capacitancia y la inductancia equivalente que se ve desde la fuente de corriente armónica se vuelve muy larga, es decir,

$$Z_p = \frac{X_C(X_{Leq} + R)}{X_C + (X_{Leq} + R)} = \frac{X_C(X_{Leq} + R)}{R} \\ \approx \frac{X_{Leq}^2}{R} = \frac{X_C^2}{R} = QX_{Leq} = QX_C \quad (2.25)$$



**Fig. 2.13** Sistema con serios problemas de resonancia en paralelo

Donde  $Q = X_L/R = X_C/R$  y  $R \ll X_{Leq}$ . Se debe tener en cuenta que las reactancias en estas ecuaciones son calculadas a la frecuencia de resonancia.

$Q$  usualmente es conocido como el factor de calidad de un circuito de resonancia que determina la severidad de la respuesta a la frecuencia.  $Q$  varía considerablemente por la ubicación en el sistema de potencia. Este valor debería ser menor que 5 en alimentadores de distribución y más de 30 en el lado secundario de grandes transformadores reductores. De la ecuación (2.25), está claro que durante la resonancia en paralelo, una corriente armónica pequeña puede causar una gran caída de tensión a través de la impedancia

equivalente, es decir,  $V_p = QX_{Leq}I_h$ . La tensión cerca del banco capacitor será magnificada y bastante distorsionada.

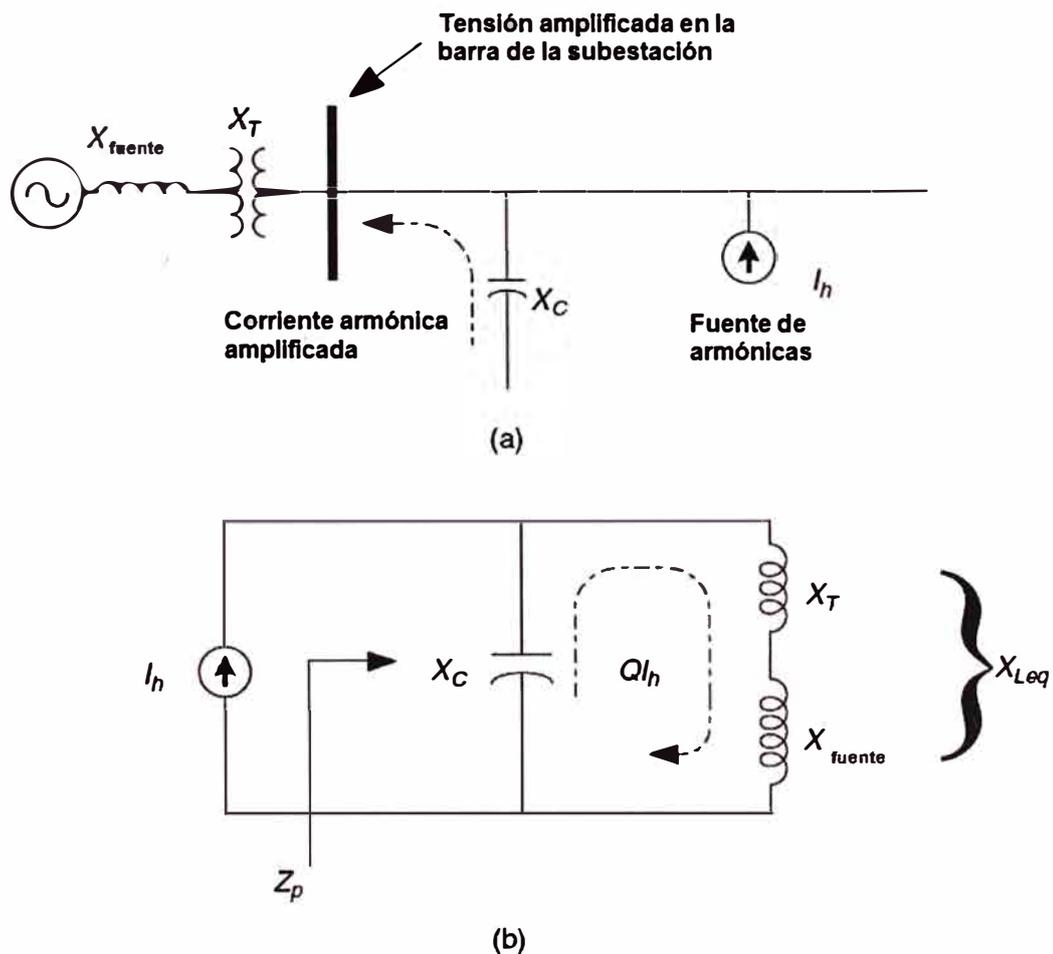
Ahora se examinará el comportamiento de la corriente durante la resonancia en paralelo. Dejamos fluir la corriente en el banco capacitor o dentro del sistema de potencia de tal manera que sea  $I_{resonancia}$ ; de este modo,

$$I_{resonancia} = \frac{V_p}{X_C} = \frac{QX_C I_h}{X_C} = QI_h \quad (2.26)$$

O

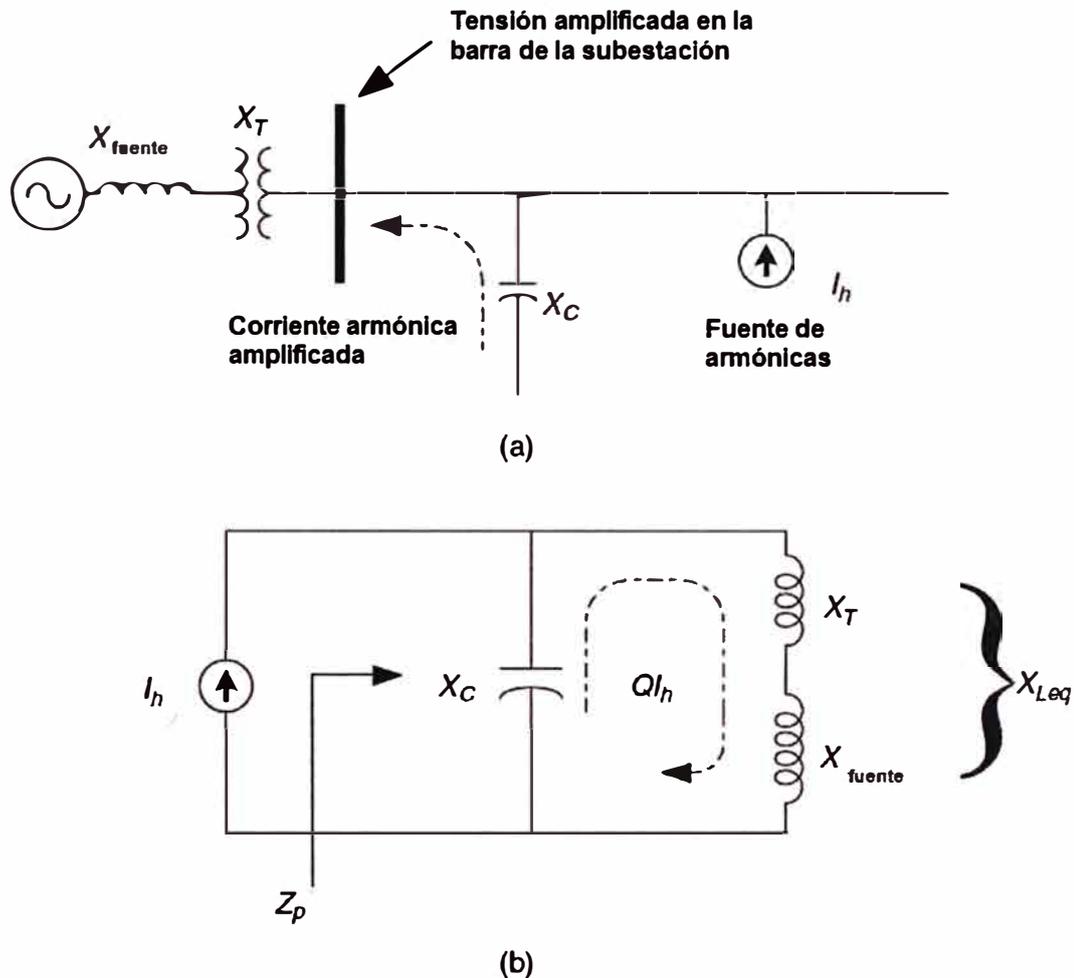
$$I_{resonancia} = \frac{V_p}{X_{Leq}} = \frac{QX_{Leq} I_h}{X_{Leq}} = QI_h \quad (2.27)$$

De las ecuaciones (2.26) y (2.27), es claro que las corrientes que fluyen en el banco capacitor y en el sistema de potencia (es decir, a través del transformador) también será magnificado “Q” veces. Este fenómeno probablemente causará falla del capacitor, fusión de fusible o sobrecalentamiento del transformador.



**Fig. 2.14** A las frecuencias armónicas, el banco capacitor shunt aparece en paralelo con la inductancia del sistema. (a) Circuito de distribución simplificado; (b) circuito resonante en paralelo como se ve desde las fuentes armónicas

El alcance la magnificación de la tensión y la corriente son determinada por el tamaño del banco capacitor shunt. La Figura 2.15 muestra el efecto de variar el tamaño del capacitor en relación al transformador sobre la impedancia vista desde las fuentes armónicas y comparadas con el caso en el que no hubiese un capacitor. A continuación se ilustra cómo se calcula la frecuencia de resonancia en paralelo.



**Fig. 2.15** Respuesta en frecuencia del sistema cuando el tamaño del capacitor es variado en relación al transformador

Los analistas de sistemas de potencia típicamente no consiguen fácilmente  $L$  y  $C$ , sino que prefieren usar otras formas de estas relaciones. Ellos comúnmente calculan la armónica resonante  $h_r$  basados en las impedancias a la frecuencia fundamental usando una de las siguientes ecuaciones:

$$h_r = \sqrt{\frac{X_C}{X_{SC}}} = \sqrt{\frac{MVA_{SC}}{Mvar_{cap}}} \approx \sqrt{\frac{kVA_{tx} \times 100}{kvar_{cap} \times Z_{tx}(\%)}} \quad (2.28)$$

Donde:  $h_r$  = armónica resonante

$X_C$  = reactancia capacitiva

$X_{SC}$  = reactancia de cortocircuito del sistema

$MVA_{SC}$  = potencia de cortocircuito del sistema  
 $MVA_{cap}$  = Mvar nominal del banco capacitor  
 $kVA_{tx}$  = kVA nominal del transformador reductor  
 $Z_{tx}$  = Impedancia del transformador reductor  
 $kvar_{cap}$  = kvar nominal del banco capacitor

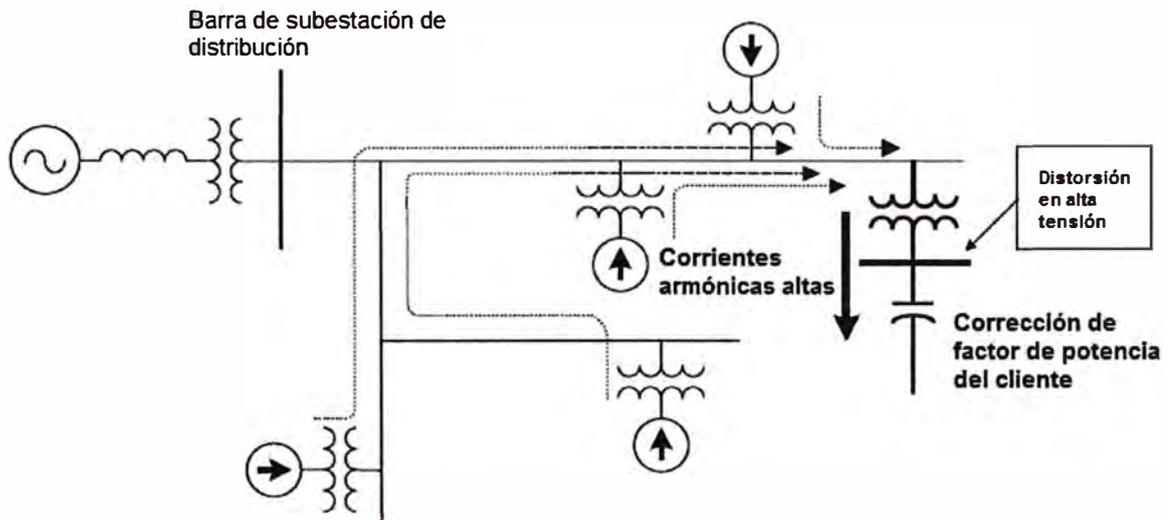


Fig. 2.16 Sistema con problemas de resonancia serie

Durante la resonancia, el capacitor de corrección de factor de potencia forma un circuito serie con el transformador y las fuentes de armónicas. El circuito simplificado es mostrado en la Figura 2.17. La fuente armónica mostrada en esta figura representa los armónicos totales producidos por otras cargas. La inductancia en serie con el capacitor es la del transformador en servicio. La combinación en serie de la inductancia del transformador y el banco capacitor es muy pequeña (teóricamente cero) y únicamente limitado por su resistencia. De este modo la corriente armónica correspondiente a la frecuencia resonante fluirá libremente en este circuito. La tensión en el capacitor corrector de factor de potencia es magnificada y altamente distorsionada. Esto se hace evidente de la siguiente ecuación:

$$V_s(\text{en el banco capacitor}) = \frac{X_C}{X_T + X_C + R} \times V_h \approx \frac{X_C}{R} \times V_h \quad (2.30)$$

Donde  $V_h$  y  $V_s$  son la tensión armónica correspondiente a la corriente armónica  $I_h$  y la tensión en el banco capacitor, respectivamente. La resistencia  $R$  del circuito resonante en serie no es mostrado en la Figura 2.17, y es más pequeño comparado con la reactancia.

La pequeña impedancia del circuito resonante en serie puede ser aprovechada para absorber corrientes armónicas deseadas. Esto es efectivamente el principio en el diseño de un "filtro notch".

En muchos sistemas con problemas de resonancia en serie, también surge la resonancia en

paralelo debido a la topología del circuito. Uno de estos es mostrado en la Figura 2.17 donde la resonancia en paralelo es formado por la combinación en paralelo entre  $X_{fuente}$  y la reactancia en serie entre  $X_T$  y  $X_C$ . La frecuencia resonante en paralelo resultante es siempre más pequeña que su frecuencia resonante en serie debido a la contribución de la inductancia de la fuente. La frecuencia resonante en paralelo puede ser representado por la siguiente ecuación:

$$h_r = \sqrt{\frac{X_C}{X_T + X_{fuente}}} \quad (2.31)$$

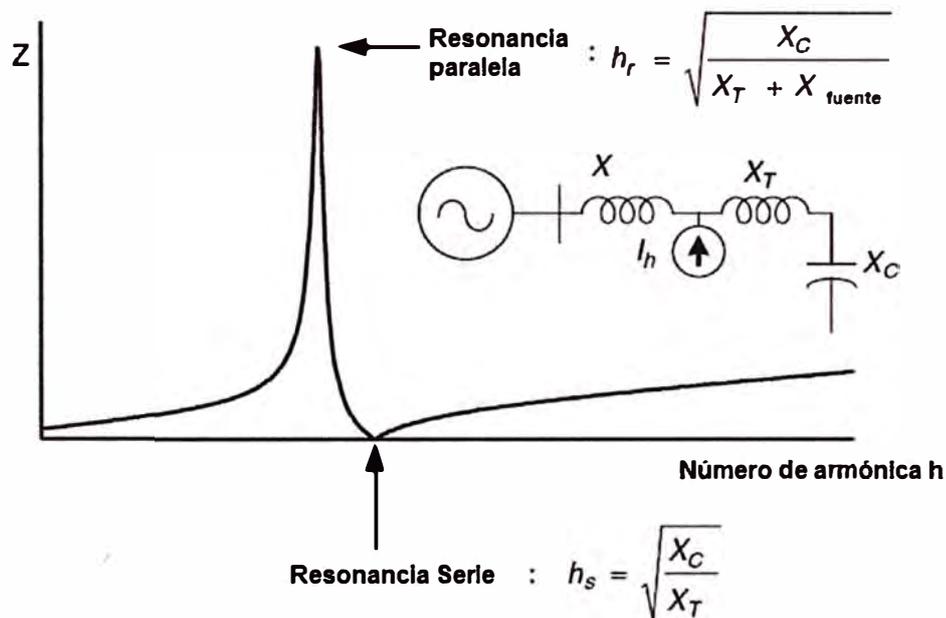


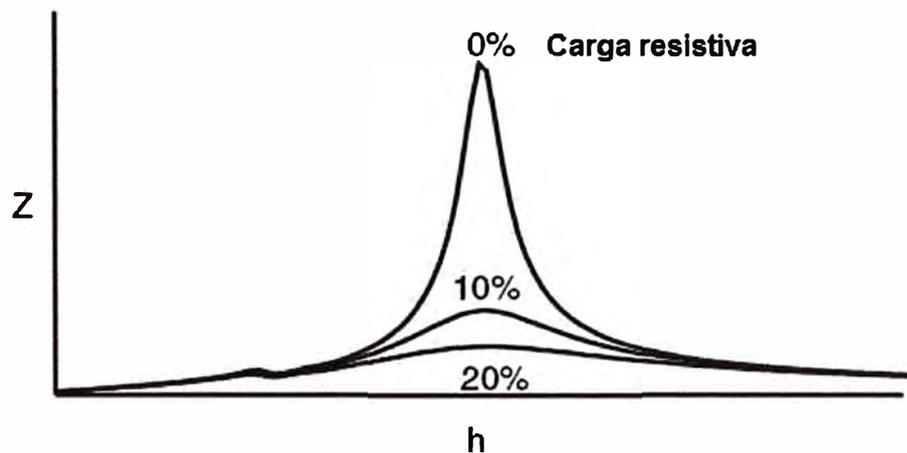
Fig. 2.17 Respuesta en frecuencia de un circuito en resonancia serie

#### d) Efectos de la resistencia y cargas resistivas

Está determinado que la armónica resonante sintonizado con una fuente armónica común no es siempre causa de alarma. El amortiguamiento provisto por la resistencia en el sistema es usualmente suficiente para prevenir sobretensiones y sobrecorrientes extremas. La Figura 2.18 muestra el circuito resonante en paralelo con la capacitancia. Un amortiguamiento del 10% de la carga resistiva puede tener un impacto beneficioso importante sobre la impedancia pico. Asimismo, si existe una longitud significativa de líneas o cables entre la barra del capacitor y el más cercano transformador aguas arriba, la resonancia sería suprimida.

Las resistencias de las líneas y cargas son las razones por las que se perciben raras veces problemas de armónicos ante la implementación de capacitores en los alimentadores de distribución. Esto no quiere decir que no existirá ningún problema de armónicos debido a resonancia, pero los problemas generalmente no causarán daño físico a los componentes

del sistema eléctrico. Las condiciones de resonancia más problemáticas ocurren cuando los capacitores son instalados en las barras de las subestaciones. En estos casos, donde el transformador domina la impedancia del sistema y donde tiene un alto valor de  $X/R$ , la resistencia relativa es pequeña y el pico de impedancia resonante paralelo correspondiente es muy pronunciado y alto. Esto es una causa común del capacitor, transformador, o falla del equipo de carga.



**Fig. 2.18** Efecto de cargas resistivas en resonancia en paralelo

Mientras los ingenieros de distribución estarían aptos para ubicar los alimentadores de los bancos con poco conocimiento acerca del efecto de resonancia, los estudios deberían siempre ser elaborados para aplicaciones de capacitores a nivel industrial y para aplicaciones de subestaciones de distribución. Los ingenieros de distribución familiarizados con los problemas indican que cerca del 20% de las instalaciones industriales para los cuales no se ha realizado ningún estudio tienen mayores operaciones de los interruptores o de falla de equipos debido al efecto de resonancia. De hecho, seleccionando el tamaño del capacitor de las tablas de los fabricantes para corregir el factor de potencia basada en el promedio mensual de datos de registro tienden a resultar en una combinación que sintoniza el sistema cerca del quinto armónico. Esto es uno de los peores armónicos para el cual se sintoniza el sistema porque es frecuentemente el componente con el nivel de amplitud más alto en el sistema.

Es una idea errónea que las cargas resistivas amortiguan las armónicas porque en la ausencia de resonancia, las cargas de cualquier tipo tendrá un pequeño impacto sobre las corriente armónicas y resultando en la distorsión de la tensión. La mayoría de las corrientes fluirán dentro de la fuente del sistema de potencia. Sin embargo, es muy aproximado decir que las cargas resistivas amortiguarán la resonancia, el cual conducirá a una reducción importante en la distorsión armónica.

Las cargas de motores son principalmente inductivas y proveen poco amortiguamiento, De hecho, ellos podrían incrementar la distorsión cambiando la frecuencia de resonante del sistema cerca a un armónico importante. Los motores de baja potencia podrán contribuir al amortiguamiento porque su valor de  $X/R$  es pequeño con respecto a los grandes motores trifásicos.

## **2.2.8 Normatividad aplicada en el Perú respecto al análisis de armónicas**

### **a) IEEE Std 519 -1992 Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems**

La norma IEEE Std 519 establece normas para distorsiones de tensión y corriente. Su contenido cubre muchos aspectos en muchos aspectos de armónicas con detalle, haciéndolo difícil de entender para los que no son expertos en el tema y aislar los aspectos importantes de su implementación.

La norma reconoce la responsabilidad de un usuario de la energía eléctrica para no degradar la tensión de las instalaciones de distribución poniendo pesadas cargas o produciendo corrientes distorsionadas. También reconoce la responsabilidad de la empresa de distribución a proveer a los usuarios de una señal de tensión cercana a la onda senoidal.

También contiene estándares para establecer criterios de diseño de sistemas eléctricos con cargas lineales y no-lineales. Los límites de distorsión para tensión y corriente son definidos para minimizar la interferencia entre el equipamiento eléctrico. Es presentado como una guía para diseño de equipos en el sistema de potencia cuando cargas no-lineales están presentes para la condición de estado estacionario.

Los temas más importantes a resaltar son los siguientes:

#### **□ Prácticas recomendadas para consumidores individuales**

La norma IEEE Std 519 define los límites para varios índices de armónicas que los autores de esta norma creen fehacientemente relacionarse a los efectos armónicos. Los índices definidos son:

La severidad ante un evento “notch”, el area “notch total, y la distorsión de la tensión de barra debido a la conmutación que se producen en los “notch”.

Distorsión de tensión individual y total

Distorsión de corriente individual y total

La filosofía adoptada para desarrollar los límites para estos índices fue restringir la inyección de corriente armónica de clientes individuales tal que ellos no causen un nivel de distorsión de tensión inaceptable cuando se aplica a un sistema de potencia normal.

### □ Límites de tensiones armónicas

La tabla 10.2 en la norma IEE Std. 519 establece límites de armónicas en la tensión como el 5% para la distorsión armónica total y 3% de la tensión fundamental para cualquier armónica individual. La justificación para la elección de estos límites no es totalmente explicada pero una referencia en la sección 6.6 indica lo siguiente: *“Las computadoras y equipamiento asociados, tales como controladores programables, frecuentemente requieren fuentes AC que tienen no más de que un 5% de factor de distorsión armónica de tensión, con la mayor armónica que no sobrepasa el 3% de factor de distorsión con respecto a la tensión fundamental. Los niveles más altos de armónicos resultan en un errático y algunas veces sutil malfunción del equipamiento que puede, en algunos casos, tienen serias consecuencias. Los instrumentos pueden ser afectados igualmente, dando lecturas erróneas o por el contrario impredecible comportamiento.”*

La referencia a la sensibilidad del equipamiento médico provee algunas indicaciones sobre porque los límites son incluso más severos (menos que 3%  $V_{THD}$ ) para aplicaciones especiales tales como hospitales y aeropuertos. En contraste los límites son holgados ( $V_{THD} < 10\%$ ) para sistemas dedicados. Un sistema dedicado es definido como el que es exclusivamente dedicado para convertidores utilizados en carga, asumiendo que el fabricante del equipo permitirá estos niveles altos de distorsión.

**Tabla N° 2.1** Límites de distorsión de tensión en la norma IEEE Std 519 [2]

Tensión de barra en PCC	Distorsión de tensión individual (%)	Distorsión de tensión total THD (%)
$V < 69 \text{ kV}$	3.0	5.0
$69 \text{ kV} < V < 137.9 \text{ kV}$	1.5	2.5
$V < 138 \text{ kV}$	1.0	1.5

Se debe notar que incluso si los límites de distorsión de tensión son aceptables en el PCC, ellos podrían muy fácilmente ser excedidos aguas abajo donde el equipamiento conectado podría ser afectado. A partir de que la distorsión de tensión es el resultado de las corrientes armónicas que pasan a través de la impedancia del sistema de potencia, la distorsión de tensión siempre será más alto aguas abajo donde las corrientes armónicas son generadas y donde la impedancia del sistema es el más alto.

### □ Límites de corrientes armónicas

El nivel de distorsión de tensión armónica en un sistema en un sistema que puede

ser atribuido a un consumidor de electricidad estará en función de la corriente armónica caracterizada por aquel consumidor y la impedancia del sistema en varias frecuencias armónicas. Una impedancia del sistema puede ser representada por la capacidad de cortocircuito de ese sistema, a partir de que la impedancia limitará la corriente que será alimentada en un cortocircuito. Por lo tanto, la capacidad de corriente de cortocircuito puede ser usado para definir el tamaño o influencia de un consumidor particular en el sistema de potencia. Esto puede ser usado para reflejar el nivel de la distorsión de tensión que los armónicos actuales producidas por aquel consumidor contribuirían a la distorsión completa en el punto de conexión con el sistema de potencia.

Para definir los límites de distorsión de corriente, IEEE Std 519 usa un indicador de cortocircuito para establecer un tamaño a los consumidores y el potencial de influencia sobre la distorsión de la tensión del sistema. El indicador de cortocircuito (ISC/IL) es la relación de la corriente de cortocircuito (ISC) en el PCC con las instalaciones distribuidoras entre la máxima corriente de carga de los clientes o corriente de demanda (IL). Bajos indicadores o altas impedancias del sistema tienen bajos límites de distorsión de corriente para mantener la distorsión de la tensión en niveles aceptables.

Para sistemas de potencia con niveles de tensión desde 69001 V a 161000 V y desde 161000 V a más, los límites pueden ser encontrados en las Tablas 10.4 y 10.5 de la norma estándar (ver tabla 2.2 y 2.3). la tabla define los límites de distorsión de demanda total (corriente) así como los límites de corrientes armónicas individuales. Los límites son más severos para indicadores de cortocircuito menores a 20 porque este rango indica una alta impedancia del sistema de potencia, un consumidor grande o ambos. La distorsión de tensión es más probable desarrollar desde corrientes armónicas consumidas en el PCC donde el indicador de cortocircuito es bajo, justificando así los límites más severos.

#### □ **Determinación de un apropiado Punto común de acoplamiento (PCC)**

Uno de los más difíciles aspectos de aplicar la norma IEEE Std 519 es determinar la ubicación de el Punto común de acoplamiento o PCC. A partir de que el objetivo principal de la norma es prevenir la proliferación de cargas no-lineales de crear problemas en el sistema de potencia y en particular la distorsión de tensión, los límites fueron seleccionados para ser aplicados en el punto donde un alto nivel armónicas generados por un consumidor podría distorsionar el sistema de potencia a un nivel que podría afectar otros consumidores en la red de potencia.

El concepto de PCC ha sido usado para definir este punto, pero desafortunadamente la

norma actual no presenta una definición clara. Según la norma se estipula que el PCC es “el punto más cercano sobre el lado de las instalaciones de servicio a clientes donde otros clientes están o podrían estar siendo suministrados de energía”. Se hace recalcar también que el propietario de cualquier transformador de suministro es irrelevante. Es decir, si un transformador de distribución conectado a la red de potencia pública abastece de energía solamente a un cliente, el PCC será ubicado en el lado primario del transformador, antes que en el lado secundario, a pesar de que dicho transformador le pertenezca al cliente o la empresa distribuidora de energía. Esta es una importante diferenciación porque la impedancia del transformador hará decrecer el nivel de cortocircuito y consecuentemente incrementará los límites de niveles de corrientes armónicas. Además, la distorsión de tensión será más alta en el lado secundario del transformador haciéndolo más difícil conocer los límites de distorsión de tensión.

**Tabla N° 2.2** Límites de distorsión de corriente en la norma IEEE Std. 519 para sistemas entre 69 kV y 161 kV [2]

Isc/IL	h < 11	11 < h < 17	17 < h < 23	23 < h < 35	35 < h	TDD
< 20	2.00	1.00	0.75	0.30	0.15	2.50
20 < 50	3.50	1.75	1.25	0.50	0.25	4.00
50 < 100	5.00	2.25	2.00	0.75	0.35	6.00
100 < 1000	6.00	2.75	2.50	1.00	0.50	7.50
> 1000	7.50	3.50	3.00	1.25	0.70	10.00

**Tabla N° 2.3** Límites de distorsión de corriente en la norma IEEE Std. 519 para sistemas mayores a 161 kV [2]

Isc/IL	h < 11	11 < h < 17	17 < h < 23	23 < h < 35	35 < h	TDD
< 50	2.00	1.00	0.75	0.30	0.15	2.50
>= 50	3.00	1.50	1.15	0.45	0.22	3.75

#### **b) Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos – NTCS DS 020-97-EM**

El objetivo de la norma es establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluido el alumbrado el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas de electricidad y los clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844 a nivel nacional.

Asimismo, establece los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la Calidad del Servicio de la Electricidad y las obligaciones de las empresas de electricidad y

los clientes.

**Tabla N° 2.4** Tolerancias armónicas según Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos  
Peruana [1]

ORDEN (n) DE LA ARMÓNICA ó THD	TOLERANCIA  Vi'  ó  THD  (% con respecto a la Tensión Nominal del punto de medición)	
	Alta y Muy Alta Tensión	Media y Baja Tensión
<b>(Armónicas Impares no múltiplos de 3)</b>		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
Mayores de 25	0.1+2.5/n	0.2+12.5/n
<b>(Armónicas Impares múltiplos de 3)</b>		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
<b>(Pares)</b>		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores de 12	0.2	0.2
<b>THD</b>	<b>3.0</b>	<b>8.0</b>

Dentro del documento se dan tres definiciones para los involucrados en el tema de normatividad del control de la calidad de servicios eléctricos, las cuales son las siguientes:  
Suministrador: Entidad que provee servicio o suministra energía a otra o a un usuario final del mercado libre (CL) o regulado (CR). Puede ser una entidad generadora, transmisora o distribuidora.

- *Cliente*: Usuario o entidad que recibe un servicio o suministro de energía para consumo propio o para la venta de terceros.
- *Terceros*: Todo aquel, que sin participar directamente de un acto particular de compra venta de un servicio eléctrico, está conectado al sistema, participa en las transferencias de energía o influye en la calidad de ésta.

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

- *Calidad del Producto*: Se evalúa por las transgresiones en los puntos de entrega de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones (Flicker y tensiones armónicas)
- *Calidad se suministro*: Se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, de acuerdo a las interrupciones del servicio.
- *Calidad del Servicio Comercial*: se aplica en las actividades de distribución de la energía eléctrica: trato al cliente, medios de atención, precisión de medida, etc.
- *Calidad de alumbrado público*: se supervisa las deficiencias del alumbrado público.

Dentro del control de calidad del producto, se evalúa las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega. Asimismo, dentro de las perturbaciones se controla el Flícker y las Tensiones Armónicas. Para las armónicas se consideran las tensiones armónicas individuales ( $V_i$ ) y el factor de distorsión total de armónicas (THD). Con respecto a las tolerancias permitidas, estas se muestran en la Tabla 2.4.

### **2.3 Definición de términos**

- *Armónicas* .- Las armónicas son tensiones o corrientes sinusoidales a frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental. Las ondas distorsionadas periódicamente pueden ser descompuestas en una suma de la onda a frecuencia fundamental y las armónicas. Las distorsiones armónicas se originan en las características no-lineales de equipos y cargas en el sistema de potencia.
- *Carga no-lineal*.- Carga eléctrica que dibuja una corriente discontinuamente o cuya impedancia varía de acuerdo al ciclo de la señal de entrada de la onda de tensión.
- *Contenido armónico*.- La cantidad obtenida sustrayendo la componente fundamental de una cantidad alterna.
- *Distorsión de forma de onda*.- Es definida como desviación de la onda senoidal ideal a frecuencia industrial en estado estacionario, principalmente caracterizado por el contenido espectral de la desviación.

- *Ferromresonancia.*- Un irregular, usualmente un tipo caótico de resonancia que involucra la característica no-lineal de los inductores de núcleo de acero. Estos son casi siempre indeseables cuando ocurre en el sistema de transmisión, pero es aprovechado en tecnologías tales como transformadores a tensión constante para mejorar la calidad de la señal de onda.
- *Flicker.*- Es una impresión de inestabilidad de la sensación visual inducida por un estímulo de luz cuya su luminaria o distribución espectral fluctúa con el tiempo.
- *Filtro armónico.*- En sistemas de potencia se denomina a aquel equipo que se utiliza para filtrar una o más armónicas de dicho sistema. La mayoría son combinaciones pasivas de inductancia, capacitancia y resistencia. Nuevas tecnologías incluyen filtros activos que pueden también satisfacer la necesidad de potencia reactiva.
- *Filtro activo.*- Cualquier número de equipos electrónicos de potencia sofisticado para eliminar la distorsión armónica.
- *Filtro pasivo.*- Una combinación de inductores, capacitores resistencias diseñadas para eliminar una o más armónicas. La variedad más común es simplificar un inductor en serie con un capacitor shunt de tal manera que se comporta como un cortocircuito para la mayor componente armónica del sistema.
- *Interarmónicas.*- Son tensiones o corrientes a frecuencias que no son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental. Ellos pueden aparecer como frecuencias e forma discreta o como un espectro de banda amplia. Las principales fuentes de distorsiones interarmónicas son los variadores de frecuencia, ciclo-convertidores, hornos de inducción, etc.
- *Notching.*- Es un perturbación de la tensión periódica causada por la operación normal de equipos electrónicos cuando la corriente es conmutada de una fase a otra. Como esto ocurre continuamente, se puede ver éste efecto a través de espectro de armónicos de la tensión afectada. Las frecuencias asociadas a este evento pueden ser altas y puede no ser fácilmente detectado con el equipamiento de medición utilizado normalmente usado para análisis de armónicas.
- *Punto de Acople común (PCC – Point of Common Coupling).*- Es un punto de medición, o cualquier punto tal que el cliente y la empresa distribuidora de energía puedan acceder al punto para medición directa de los índices de armónicas en el punto de interferencia. Dentro de una planta industrial, el PCC es el punto entre la carga no-lineal y otras cargas.
- *Transitorios.*- Éste término es utilizado para denotar un evento indeseado y

momentáneo que son propios de la condición de operación del sistema.

- *Interrupción sostenida.*- Se presenta cuando la tensión de suministro ha sido cero por un período de tiempo en exceso de 1 minuto.
- *Sags.*- Se define como la caída de la tensión o corriente eficaz a frecuencia industrial hasta valores que se encuentran en el rango de 0.1 y 0.9 p.u. para duraciones desde 0.5 ciclos a 1 min. A pesar que el término no ha sido definido formalmente, los ingenieros especialistas vienen usando éste término por muchos años para describir la caída de tensión de corta duración. Generalmente se presentan en condiciones de falla eventos de energización de grandes cargas o arranque de grandes motores.
- *Swells.*- Se define como el incremento de la tensión y corriente eficaz a frecuencia industrial hasta valores que se encuentran en el rango de 1.1 y 1.8 p.u. para duraciones desde 0.5 ciclos a 1 minuto. Éste fenómeno no es tan común como los eventos sags y su presencia se refleja mayormente en condiciones de falla.
- *Resonancia armónica.*- Una condición en el cual el sistema de potencia es resonante cerca de una de las mayores armónicas que están siendo producidas por elementos no-lineales en el sistema.

## **CAPÍTULO III**

### **METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA**

#### **3.1 Alternativas para el análisis de la distorsión armónica.**

La distorsión de corriente y tensión puede ser analizada de dos maneras distintas: análisis en el dominio de la frecuencia y en el dominio del tiempo.

##### **3.1.1 Análisis en el dominio de la frecuencia**

Se utilizará el análisis del dominio de la frecuencia o mejor conocido como respuesta en frecuencia para verificar la presencia de resonancias en paralelo y en serie que se pueden suscitar en el sistema eléctrico. Asimismo se presentará una solución para mitigar los niveles de distorsión de señal de tensión y corriente producto de la presencia de fuentes armónicas en las cargas no lineales y evitar que estas fuentes armónicas sean del mismo orden que los puntos de resonancia del sistema. Lo cual si es que se diera el caso, se presentarían sobretensiones y sobrecorrientes de gran magnitud.

##### **3.1.2 Análisis en el dominio del tiempo**

Es esta la descripción general de elementos no lineales y variantes en el tiempo. Se realiza en términos de la ecuación diferencial siguiente,

$$\mathbf{x}' = \mathbf{f}(\mathbf{x},t) \quad (3.1)$$

donde:

$\mathbf{x}$  : vector de estados de  $n$  elementos

La ineficiencia de la solución convencional de la ecuación (3.1) mediante algún proceso de integración numérica, tales como Runge-Kutta, Newton-Raphson, etc, ha imposibilitado su aplicación generalizada para obtener la solución periódica en estado estacionario de sistemas eléctricos con componentes no lineales y variantes en el tiempo, aún cuando en principio y en ausencia de inestabilidad numérica este proceso conduce a su solución precisa o “exacta”.

#### **3.2 Consideraciones adicionales para el análisis, solución del problema y aportes del informe.**

Las cargas de que alimentan el sistema de suministro de energía han sido consideradas como cargas simples para facilitar el entendimiento del análisis y reducir la complejidad del modelamiento eléctrico de dichas cargas.

En este informe se mostrará la rapidez y eficacia que se tiene al utilizar la metodología de respuesta en frecuencia al momento de hacer el análisis de armónicos y para dar solución a los problemas que se visualizarán producto del análisis.

### **3.3 Consideraciones adicionales para el análisis y solución del problema**

El software utilizado para el análisis es el Power Factory – DIgSILENT, el cual contiene el módulo para el análisis de armónicos en el dominio de la frecuencia y el módulo de simulaciones en el tiempo con las ecuaciones diferenciales que rigen el comportamiento del sistema eléctrico.

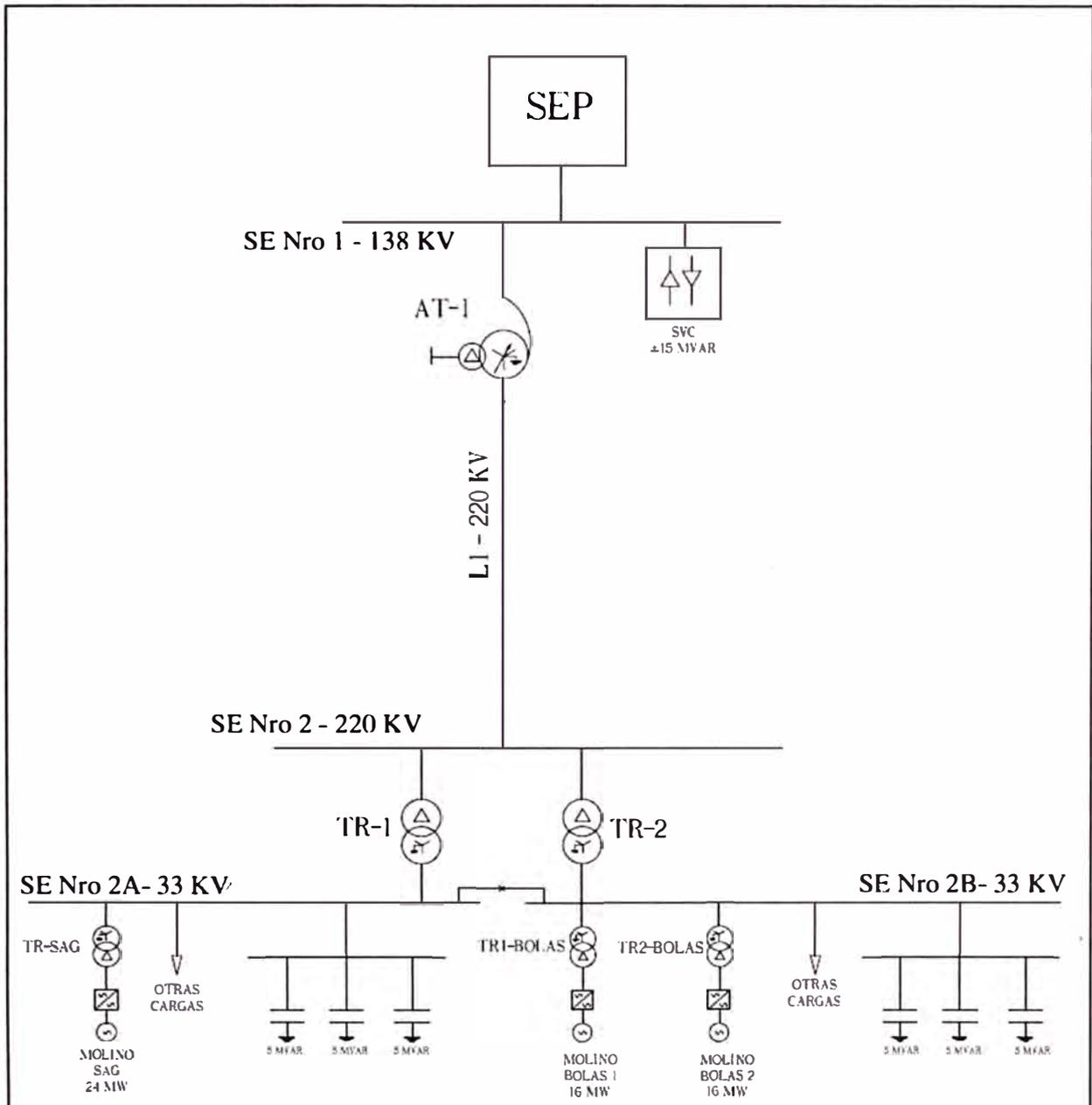
## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS**

#### **4.1 Análisis descriptivo de la zona del sistema eléctrico en estudio y características de las instalaciones eléctricas**

En la Figura 4.1 se muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico de suministro a planta minera. Dicha planta presenta una potencia de 88.8 MW medidos en la SE Nro2. Como se observa en la mencionada figura, el suministro de energía hacia la planta minera se realiza desde la barra de 138 kV de la SE N°1 perteneciente al sistema eléctrico de potencia (SEP). En dicha barra también se encuentra instalado un SVC de +15/-15 MVAR que ayudará a controlar la tensión en la barra de 138 kV en un valor de referencia fijo entregando los reactivos necesarios para lograr dicho objetivo. A esta barra se conecta un autotransformador de potencia de relación de transformación 220/138 kV y capacidad nominal 125 MVA que ayudará a elevar el nivel de tensión del sistema de transmisión. Desde el lado de 220 kV del autotransformador se interconecta con una línea de transmisión de 220 kV las subestaciones SE Nro1 y SE Nro2 teniendo una longitud total de 120 km.

En la SE N°2 se implementarán dos transformadores de relación de transformación de 220/33 kV y capacidad nominal 100 MVA que se encargarán de reducir la tensión para la alimentación de los equipos presentes en la planta minera. En este nivel de tensión se suministrará energía a los motores asíncronos que moverán los molinos SAG y BOLAS y los cuales consumen una potencia de 24 MW (SAG) y 16.4 MW (BOLAS). Se instalarán 2 molinos BOLAS y 1 molino SAG. Así mismo estos motores serán alimentados a través de cicloconvertidores de 12 pulsos para tener control sobre la velocidad de los motores síncronos y con esto evitar las corrientes elevadas que se producen al momento del arranque con carga de dichos motores. Por último para la corrección del factor de potencia en el nivel de 33 kV se utilizarán bancos capacitores que ayudarán a inyectar potencia reactiva para el consumo de las cargas inductivas conectadas en la barra de 33 kV de la SE Nro2.



**Fig. 4.1** Diagrama Unifilar de las instalaciones de la red a analizar – Suministro de energía hacia una planta minera

## 4.2 Modelamiento del sistema eléctrico en estudio en el programa Power Factory – DIgSILENT

Para el modelamiento del sistema eléctrico en estudio se tomo las siguientes consideraciones:

- **Línea de transmisión:** Se utilizó el modelo “pi” el cual consta de las variables eléctricas resistencia y reactancia en conexión serie y la susceptancia en conexión paralela, para las secuencias positiva, negativa y cero. Los parámetros eléctricos y las características del conductor utilizados se encuentran en el **Anexo A**.
- **Transformadores de potencia:** Tanto para el autotransformador 220/138/22.9 kV

como para los transformadores de 220/33 kV se utilizó el modelo “T” el cual consta de las variables eléctricas resistencia y reactancia en serie pertenecientes a las pruebas de cortocircuito y, una resistencia y reactancia de magnetización en paralelo pertenecientes a las pruebas en vacío. Las características eléctricas utilizadas se encuentran en el **Anexo A**.

□ **Cargas y Motores eléctricos:** Todas las cargas pertenecientes a la planta minera, donde se incluyen también los motores síncronos que mueven a los molinos SAG y BOLAS fueron modeladas como cargas simples a potencia constante con factor de potencia de 0.80 p.u., el cual es un valor típico para este tipo de cargas. En adición, se modelarán fuentes de corrientes que simularán las fuentes de corrientes armónicas de los ciclo-convertidores utilizados para el desempeño de los molinos SAG y BOLAS. Como espectro de armónicos se utilizaron los que pertenecen al proyecto minero Antapaccay los cuales son de 24 MW el motor para el molino SAG y 16 MW el motor para el molino BOLAS. Los espectros armónicos para cada característica de motor que se utilizará en el análisis se detallan en el **Anexo B**.

□ **Bancos capacitores:** Se modelarán 2 juegos de bancos condensadores de 3x5 MVAR cada uno el cual será colocado en el lado de 33 kV de la SE N°2. Estos equipos representan la compensación para la corrección del factor de potencia y están diseñados para obtener un valor de 0.99 en la barra de 33 kV.

□ **Static Var Compensator (SVC):** El SVC fue modelado como un banco de condensadores de 15 MVAR que representa al TSC y una fuente de potencia reactiva inductiva con un rango de 0 – 30 MVAR que representa al TCR. Estos equipos se encuentran energizados en el nivel de 13 kV, la conexión al sistema eléctrico se realiza a través de un transformador de 138 /13 kV. El mencionado SVC se encuentra controlando permanentemente a 1.00 p.u. la tensión en la barra de 138 kV de la SE N°1. Adicionalmente, se incluirá un fuente de corriente de armónicas que representarán las armónicas producto exclusivamente de la operación de los tiristores que regulan los reactivos entregados por el SVC. Para el modelamiento de esta fuente de corriente de armónicas se utilizó un espectro de armónicos típicos de las características del SVC en análisis y el cual se presenta en el **Anexo B**.

### 4.3 Análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones

Tomando como referencia el diagrama unifilar mostrado en la Figura 4.1, se escogieron los siguientes escenarios para el análisis:

□ **Escenario 1 :** Todas las instalaciones eléctricas en servicio.

- **Escenario 2** : Fuera de servicio el SVC instalado en la SE Nro. 1
- **Escenario 3** : Fuera de servicio 1 transformador instalado en la SE Nro. 2
- **Escenario 4**: Operación de la planta minera a baja carga. En la práctica esto involucra poner fuera de servicio los molinos SAG y BALL de gran potencia.

#### 4.3.1 Verificación en estado estacionario de la correcta operación del sistema eléctrico

Para ello, consideraremos algunos criterios de operación en estado para la verificación mencionada:

- Tensiones en barras debe estar dentro de los valores 0.95 p.u y 1.05 p.u.
- En los transformadores de potencia y líneas de transmisión no se deben presentar sobrecargas. Es decir, se acepta hasta un máximo de 100% como nivel de cargabilidad.
- EL SVC debe operar dentro de sus límites reactivos de operación. Para nuestro caso, el nivel de reactivos no debe estar dentro de los 15 MVAR capacitivos y 15 MVAR inductivos.

En los Tablas N° 4.1, N° 4.2, N° 4.3 y N° 4.4 se muestra el resultado de las simulaciones de flujo de potencia en estado estacionario y para el escenario cuando todas las instalaciones se encuentran operando de manera continua.

Como se observa en las tablas mencionadas, el sistema eléctrico se encuentra operando dentro de los niveles admisibles de operación en estado estacionario.

**Tabla N° 4.1** Tensión de operación en barras

Subestación	Tensión Nominal kV	Tensión de Operación	
		kV	p.u.
SE Nro1	138	139.24	1.009
SE Nro1	220	220.63	1.003
SE Nro2	220	214.28	0.974
SE Nro2_A	33	32.66	0.990
SE Nro2_B	33	32.66	0.990

**Tabla N° 4.2** Nivel de cargabilidad en transformadores de potencia

Transformadores de potencia	Subestación	Potencia Nominal	Potencia de Operación	Cargabilidad
		MVA	MVA	%
AT-1	SE Nro1	125	90.96	72.82
TR-1	SE Nro2	100	45.44	46.65
TR-2	SE Nro2	100	45.44	46.65
TR-SAG	SE Nro2	25	41.95	84.77
TR1-BOLAS	SE Nro2	18	15.44	86.78
TR2-BOLAS	SE Nro2	18	15.44	86.78

**Tabla N° 4.3** Nivel de cargabilidad en la línea de transformación

Línea	Subestación de Salida	Subestación de Llegada	Capacidad de transmisión	Potencia transmitida	Loading
			MVA	MVA	%
L1-220kV	SE Nro 1	SE Nro2	120	91.23	77.73

**Tabla N° 4.4** Potencia reactiva entregada o absorbida por el SVC

SVC	Potencia reactiva entregada en barra 138 kV
	MVAR (*)
SVC -15/+15 MVAR	+1.50

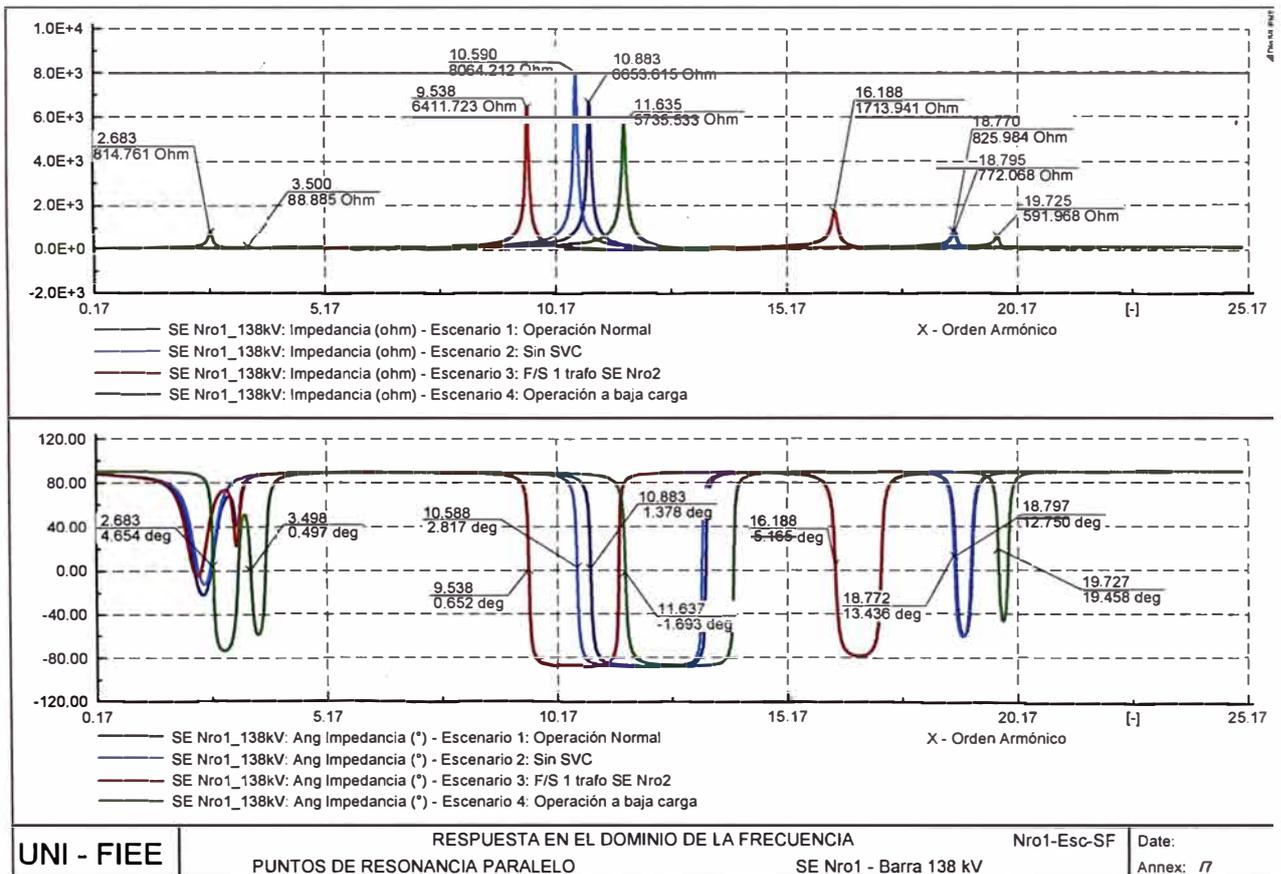
(\*) "+" SVC entrega MVAR hacia el sistema

"-" SVC absorbe MVAR del sistema

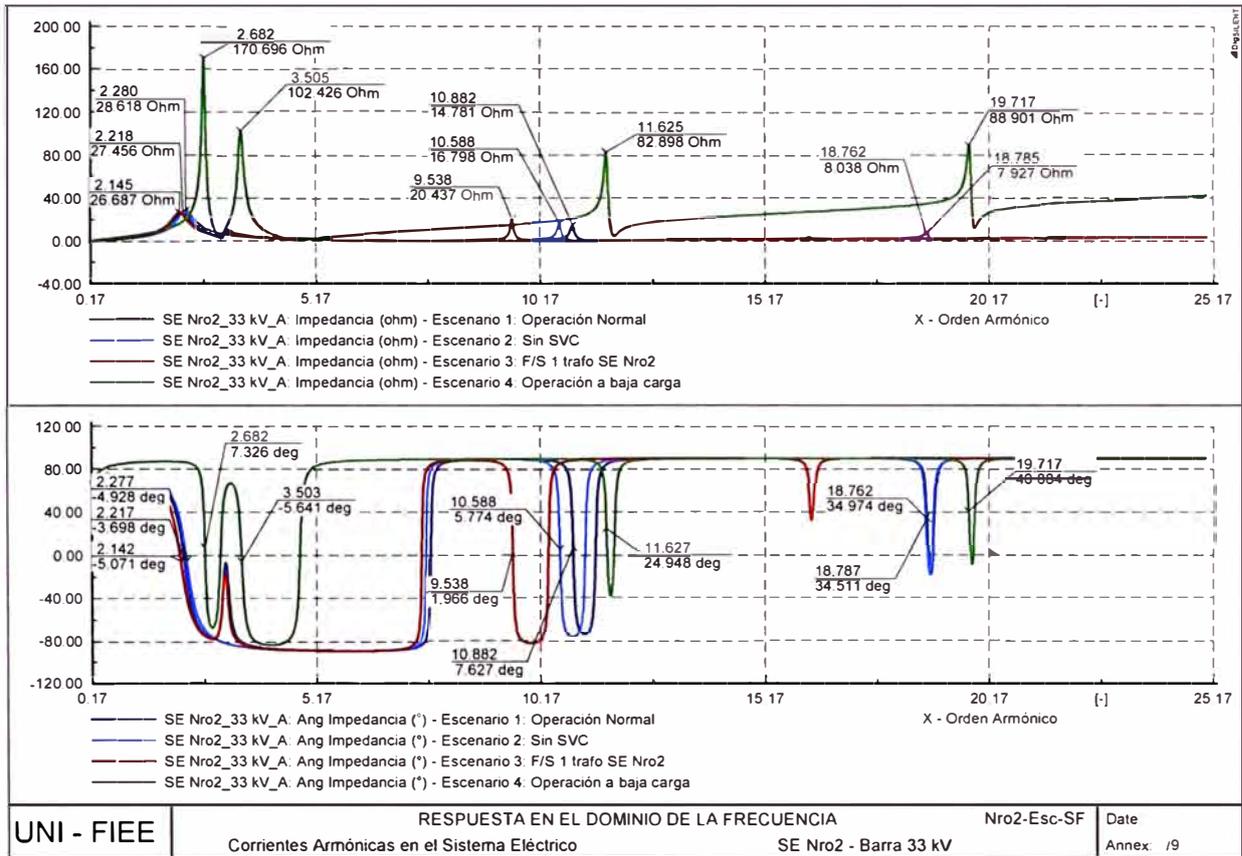
**4.3.2 Análisis en el dominio de la frecuencia**

A continuación se muestran las simulaciones de respuesta en frecuencia de la impedancia equivalente del sistema vista desde la barra de 138 kV de la SE Nro1 el cual se denominará como *PCC (Point Common Coupling)* en los 4 diferentes escenarios.

En las Figuras 4.1 y 4.2 se muestran los puntos de resonancia en paralelo vistas en las barras de 138 kV de SE Nro 1 y barra de 33 kV de SE Nro 2.



**Fig. 4.1** Impedancia vista en barra 138kV SE Nro1 (PCC) – Puntos de resonancia en paralelo



**Tabla N° 4.5** Resumen de puntos de resonancia en paralelo

ESCENARIOS	PUNTOS DE RESONANCIA PARALELO DEL SISTEMA ELÉCTRICO					
	SE Nro 1 - 138 kV			SE Nro 2 - 33 kV		
	Orden Armónico	Impedancia ohm	Ang. Imped grad (°)	Orden Armónico	Impedancia ohm	Ang. Imped grad (°)
Escenario 1	10.88	6654	1.38	2.22	27	-3.70
	18.80	772	12.75	10.88	15	7.63
				18.79	8	34.51
Escenario 2	10.59	8064	2.82	2.28	29	-4.93
	18.77	826	13.44	10.59	17	5.77
				18.76	8	34.97
Escenario 3	9.54	6412	0.65	2.15	27	-5.07
	16.19	1714	5.17	9.54	20	1.97
Escenario 4	2.68	815	4.65	2.68	180	7.33
	3.50	89	0.50	3.51	102	-5.64
	11.64	5736	-1.69	11.63	83	24.95
	19.73	592	19.46	19.72	89	40.88

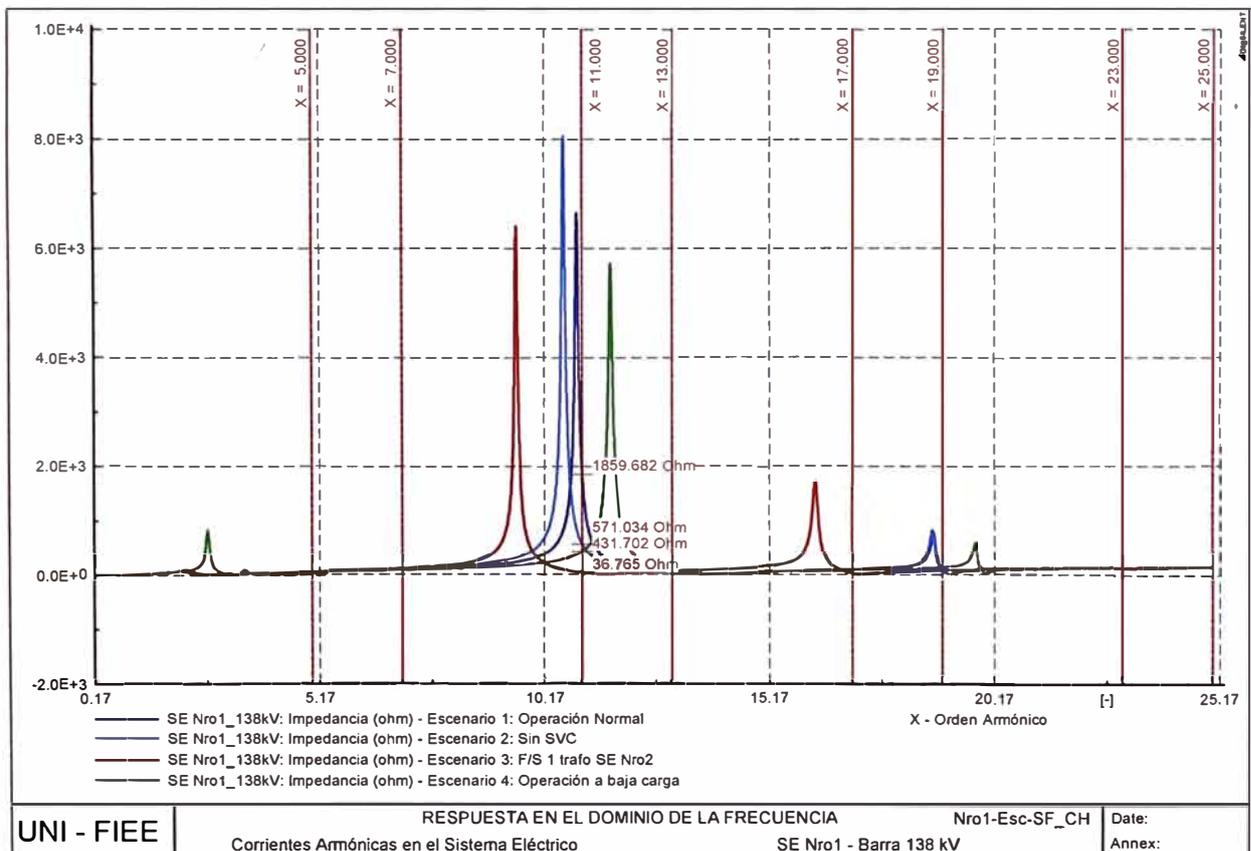
De la tabla anterior, se observa lo siguiente:

Los casos más críticos de alta impedancias vistas desde la barra de 138 kV se presentan en los siguientes casos:

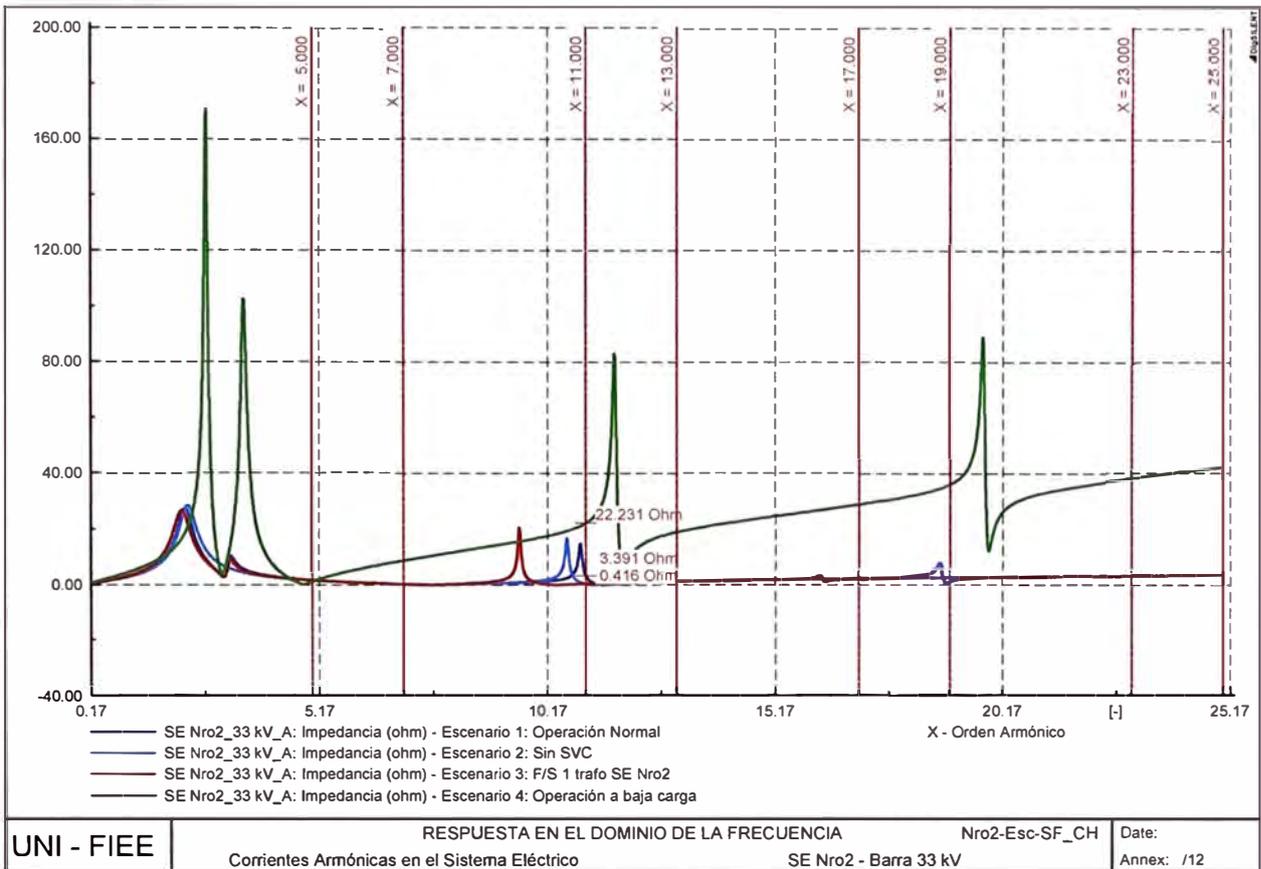
- En el Escenario 1 (todas las instalaciones operando) para el orden armónico 10.88.
  - En el Escenario 2 (SVC fuera de servicio) para el orden armónico 10.59.
  - En el Escenario 3 (1 transformador de la SE Nro2 fuera de servicio) para el orden armónico 9.54 y 16.19.
  - En el Escenario 4 (Operación a baja carga de la planta) para el orden armónico 11.64.
- Asimismo para los valores de frecuencia

De las tablas de espectro de corrientes armónicas, que se muestra en el **Anexo B**, correspondientes al SVC y los cicloconvertidores de 12 pulsos, se observa que las corrientes armónicas predominantes provenientes del SVC son las de 5to y 7mo orden y para el caso de los ciclo-convertidores de 12 pulsos que operan conjuntamente con los molinos SAG y BOLAS son las de 11vo y 13vo orden.

A continuación verificaremos si los equipos generadores de fuentes de corrientes armónicas logran sintonizarse con los puntos de resonancia mostrados en las Figuras 4.1 y 4.2. En las figuras 4.3 y 4.4 se observan los puntos de intersección de las corrientes armónicas que se encuentran presentes en el sistema eléctrico con los valores de impedancia producto del barrido de frecuencia de impedancia vista desde la barra 138 kV de la SE Nro 1.



**Fig. 4.3** Impedancia vista por las fuentes de corrientes armónicas – Barra 138kV SE Nro1



**Fig. 4.4** Impedancia vista por las fuentes de corrientes armónicas – Barra 33kV SE Nro2

Como se observa en las Figuras 4.3 y 4.4, no se observa ningún efecto crítico de resonancia por sobretensión a causa de la presencia de las corrientes armónicas del SVC o los ciclo-convertidores de 12 pulsos. Sin embargo, esto no es un indicativo para concluir la ausencia de distorsión armónica en la señal de corriente y tensión del sistema eléctrico.

Se debe tener en cuenta que no se puede tener un indicador preciso del nivel de distorsión armónica en un punto del sistema eléctrico únicamente midiendo la tensión de operación ya que entre las señales armónicas pueden anularse de tal manera que no se reflejen estas en dichas mediciones. Para verificar el nivel de distorsión armónica presente en el sistema eléctrico se realizarán simulaciones de flujo de carga armónico en los escenarios analizados.

En las Tablas N° 4.6, N° 4.7, N° 4.8 y N° 4.9 se presentan los resultados de las simulaciones de flujo de carga armónico. En estas tablas se verifican el nivel de armónicos presente en las barras de 138 kV de SE Nro 1 y barra de 33 kV de SE Nro2 comparándolas con los límites admisibles permitidos por la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Peruana y la Norma Internacional IEEE Std. 519.

De las tablas mencionadas se muestra que los índices armónicos mostrados en cada escenario no se encuentran dentro del nivel admisible requerido por las normas

mencionadas para la operación continua del sistema eléctrico en análisis.

**Tabla N° 4.6** Índices de armónicos en barra – Escenario 1

Indice Armónico	Orden Armónico	SE Nro 1 - Barra 138 kV			SE Nro 2 - Barra 33 kV		
		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles	
		%	Según IEEE Std. 519	Según NTCS	%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE
HD	5	1.746	X	ok	0.480	ok	ok
	7	0.407	ok	ok	0.064	ok	ok
	11	9.867	X	X	4.508	X	X
	13	0.353	ok	ok	0.122	ok	ok
	17	0.033	ok	ok	0.085	ok	ok
	19	0.125	ok	ok	0.513	ok	ok
	23	0.007	ok	ok	0.035	ok	ok
	25	0.004	ok	ok	0.015	ok	ok
	29	0.000	ok	ok	0.002	ok	ok
31	0.000	ok	ok	0.002	ok	ok	
THD	-	10.035	X	X	4.565	X	X

**Tabla N° 4.7** Índices de armónicos en barra – Escenario 2

Indice Armónico	Orden Armónico	SE Nro 1 - Barra 138 kV			SE Nro 2 - Barra 33 kV		
		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles	
		%	Según IEEE Std. 519	Según NTCS	%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE
HD	5	0.107	ok	ok	0.212	ok	ok
	7	0.071	ok	ok	0.111	ok	ok
	11	2.717	X	X	0.782	ok	ok
	13	0.317	ok	ok	0.176	ok	ok
	17	0.028	ok	ok	0.075	ok	ok
	19	0.107	ok	ok	0.420	ok	ok
	23	0.005	ok	ok	0.035	ok	ok
	25	0.002	ok	ok	0.015	ok	ok
	29	0.000	ok	ok	0.002	ok	ok
31	0.000	ok	ok	0.001	ok	ok	
THD	-	2.741	X	ok	0.940	ok	ok

**Tabla N° 4.8** Índices de armónicos en barra – Escenario 3

Indice Armónico	Orden Armónico	SE Nro 1 - Barra 138 kV			SE Nro 2 - Barra 33 kV		
		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles	
		%	Según IEEE Std. 519	Según NTCS	%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE
HD	5	1.994	X	ok	0.114	ok	ok
	7	0.501	ok	ok	0.109	ok	ok
	11	0.677	ok	ok	0.407	ok	ok
	13	0.208	ok	ok	0.057	ok	ok
	17	0.037	ok	ok	0.103	ok	ok
	19	0.002	ok	ok	0.020	ok	ok
	23	0.004	ok	ok	0.011	ok	ok
	25	0.003	ok	ok	0.005	ok	ok
	29	0.000	ok	ok	0.001	ok	ok
31	0.000	ok	ok	0.001	ok	ok	
THD	-	2.175	X	ok	0.452	ok	ok

**Tabla N° 4.9** Índices de armónicos en barra – Escenario 4

Índice Armónico	Orden Armónico	SE Nro 1 - Barra 138 kV			SE Nro 2 - Barra 33 kV		
		Valor Índice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles		Valor Índice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles	
		%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE	%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE
HD	5	1.139	X	ok	1.836	X	ok
	7	0.366	ok	ok	0.131	ok	ok
	11	0.289	ok	ok	0.027	ok	ok
	13	0.041	ok	ok	0.019	ok	ok
	17	0.004	ok	ok	0.006	ok	ok
	19	0.006	ok	ok	0.011	ok	ok
	23	0.002	ok	ok	0.001	ok	ok
	25	0.002	ok	ok	0.000	ok	ok
	29	0.000	ok	ok	0.000	ok	ok
31	0.000	ok	ok	0.000	ok	ok	
THD	-	1.232	ok	ok	1.841	X	ok

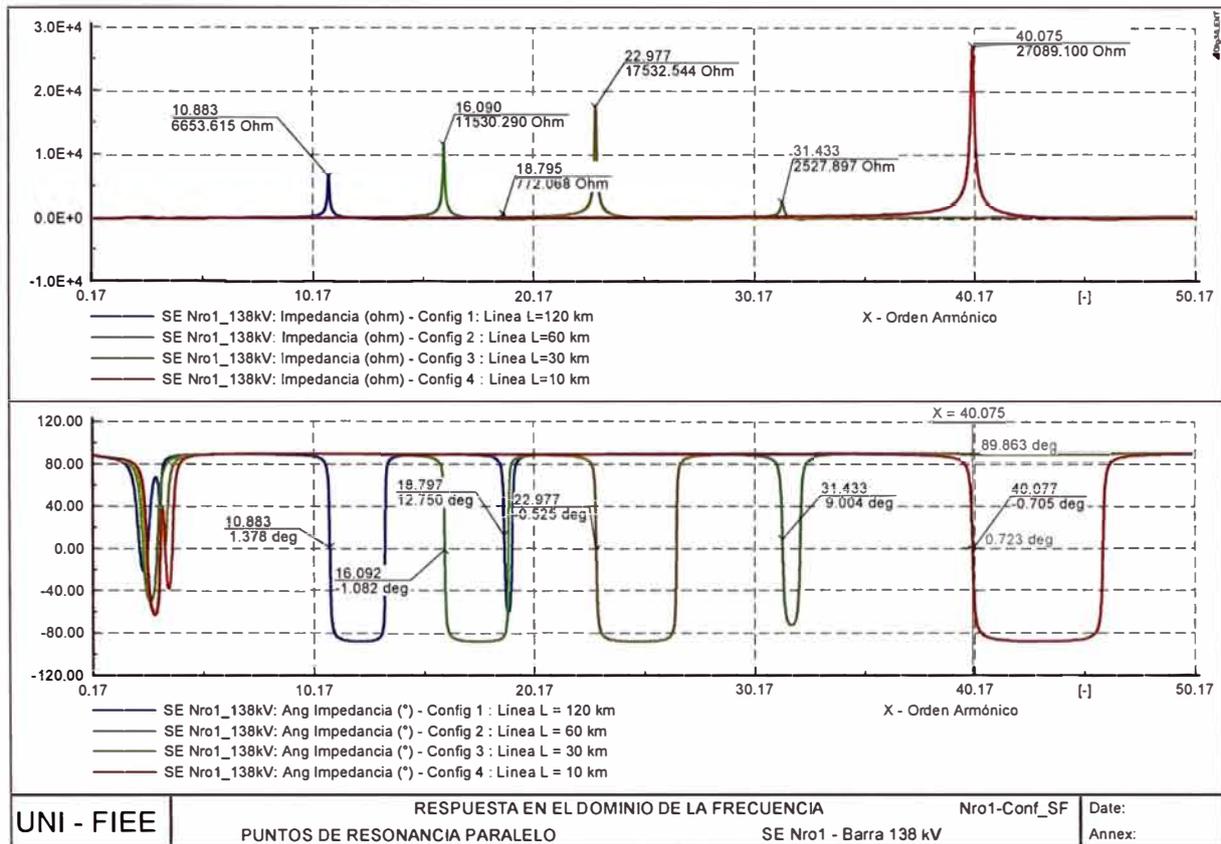
Un caso particular para nuestro sistema eléctrico se presenta cuando la longitud de la línea de transmisión adopta diferentes valores. Debemos tener en cuenta que cuando se modifica la longitud de la línea de transmisión se está modificando también su impedancia equivalente, y en consecuencia se modifica la matriz de impedancia equivalente del sistema eléctrico. Por tal motivo, las corrientes armónicas presentes en el sistema eléctrico observarán una impedancia equivalente distinta para valor de longitud que adopte la línea de transmisión. Durante el proceso de cálculo de las nuevas impedancias, existe la probabilidad que las impedancias vistas en cada barra presenten un apreciable cambio, el cual puede hacer que los puntos de resonancia se alejen hacia niveles de orden armónico mayores o se acerquen a niveles de armónicos menores.

A continuación, se realizará el análisis mencionado en el párrafo anterior para la línea de 220 kV que interconecta las subestaciones SE Nro 1 y SE Nro2.

Para dicho análisis se utilizarán los siguientes valores de longitud de línea:

- ❑ Configuración 1 : Long. = 120 km
- ❑ Configuración 2 : Long. = 60 km
- ❑ Configuración 3 : Long. = 30 km
- ❑ Configuración 4 : Long. = 10 km

Se realizarán simulaciones de barrido de frecuencia para el cálculo de impedancia equivalente vista desde la barra de 138 kV de SE Nro 1 para cada configuración que adopte la línea de 220 kV. En la Figura 4.5 se muestra el resultado de las simulaciones con el software de cálculo utilizado; así mismo se resalta los valores altos de impedancia equivalente calculados para cada valor de longitud adoptado por la línea de transmisión en cuestión:

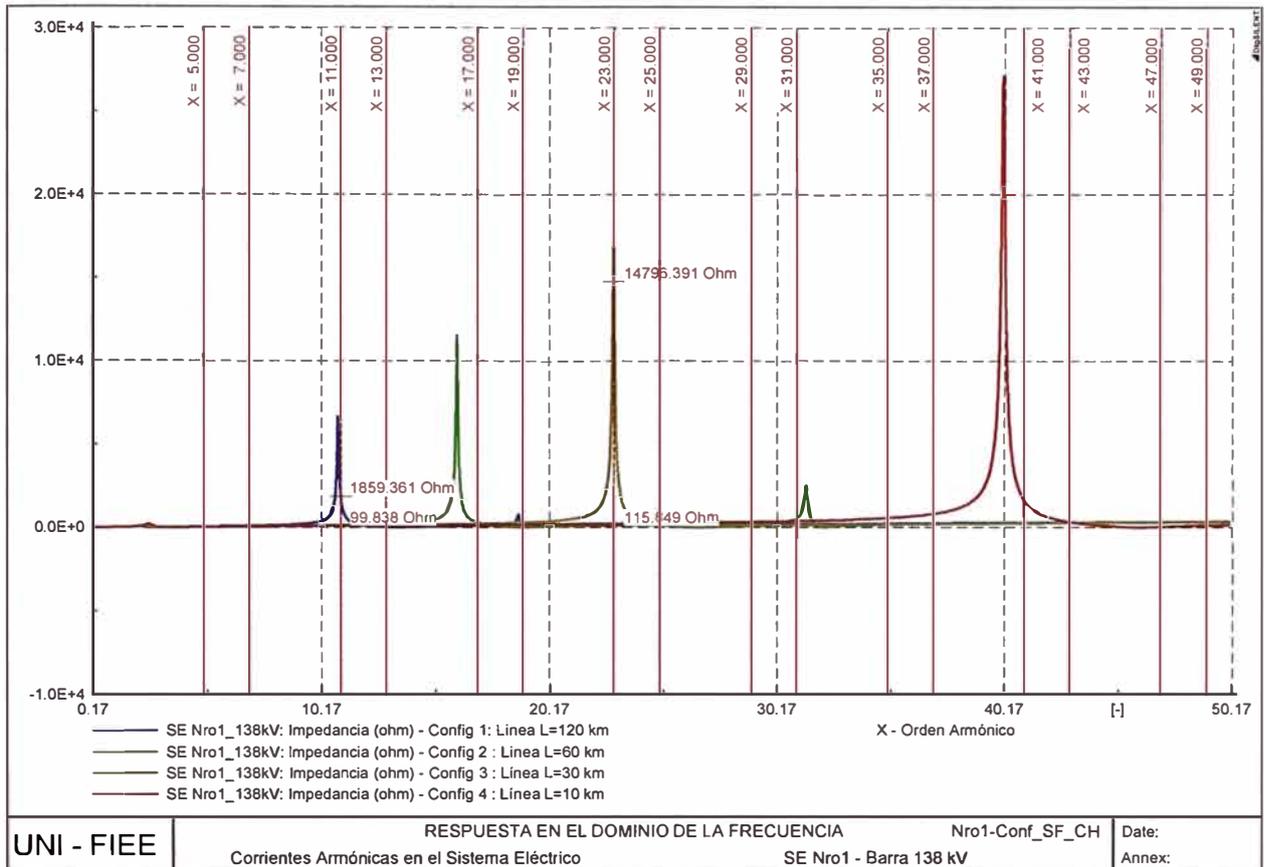


**Fig. 4.5** Impedancia vista en barra 138 kV de SE Nro1 – Puntos de resonancia en paralelo  
En la Tabla 4.10 se muestran los posibles puntos de resonancia en paralelo extraídos de la figura anterior:

**Tabla N° 4.10** Resumen de puntos de resonancia en paralelo

CASOS	PUNTOS DE RESONANCIA PARALELO DEL SISTEMA		
	SE Nro 1 - 138 kV		
	Orden Armónico	Impedancia ohm	Ang. Imped grados (°)
Configuración 1 L=120 km	10.88	6654	1.38
	18.80	772	12.75
Configuración 2 L=60 km	16.09	11530	-1.08
	31.43	2528	9.00
Configuración 3 L=30 km	22.98	17533	-0.53
Configuración 4 L=10 km	40.08	27089	-0.71

A continuación verificaremos si las corrientes armónicas generadas por el SVC y los cicloconvertidores de 12 pulsos implementados en el sistema eléctrico analizado logran sintonizarse con los puntos de resonancia mostrados en las Figuras 4.1 y 4.2. Para ello se tendrá en cuenta el espectro de corrientes armónicas producidos por el SVC y los cicloconvertidores de 12 pulsos de los molinos SAG y BOLAS que se muestran en el **Anexo B**.



**Fig. 4.6** Impedancia vista por las fuentes de corrientes armónicas – Barra 138kV SE Nro1

Como se observa en la Figura 4.6, la corriente armónica de orden 23 se llega a acercar notoriamente al punto de resonancia del sistema eléctrico de orden 22.98 cuando la longitud de la línea de transmisión es 30 km. Sin embargo, de la tabla de espectro de corrientes armónicas del SVC y de los ciclo-convertidores de 12 pulsos, se observa que este orden de corriente armónica presenta una pequeña amplitud, por lo que es necesario realizar simulaciones de flujo de carga armónico para verificar la magnitud de la distorsión armónica provocada por este orden armónico de corriente.

A continuación, en las Tablas N° 4.11, N° 4.12, N° 4.13 y N° 4.14 se muestran los resultados de las simulaciones de flujo de carga armónico donde se indica el nivel de distorsión armónico que se presenta en la barra de 138 kV de la SE Nro 1 y la barra de 33 kV de la SE Nro 2, para cada valor de longitud de la línea de transmisión analizada. Asimismo se verificará que este nivel de distorsión armónico se comparará con los límites permitidos por la Norma Internacional IEEE Std. 519 y la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Peruana.

De las tablas mencionadas se observa que los índices armónicos no se encuentran dentro del nivel admisible requerido por las normas mencionadas en el párrafo anterior, para la configuración 1, 2 y 3 de la línea de transmisión de 220 kV.

**Tabla N° 4.11** Índices de armónicos en barra – Configuración 1/L=120 km

Indice Armónico	Orden Armónico	SE Nro 1 - Barra 138 kV			SE Nro 2 - Barra 33 kV		
		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles	
		%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE	%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE
HD	5	1.746	X	ok	0.480	ok	ok
	7	0.407	ok	ok	0.064	ok	ok
	11	9.867	X	X	4.508	X	X
	13	0.353	ok	ok	0.122	ok	ok
	17	0.033	ok	ok	0.085	ok	ok
	19	0.125	ok	ok	0.513	ok	ok
	23	0.007	ok	ok	0.035	ok	ok
	25	0.004	ok	ok	0.015	ok	ok
	29	0.000	ok	ok	0.002	ok	ok
	31	0.000	ok	ok	0.002	ok	ok
THD	-	10.035	X	X	4.565	X	X

**Tabla N° 4.12** Índices de armónicos en barra - Configuración 2/L=60 km

Indice Armónico	Orden Armónico	SE Nro 1 - Barra 138 kV			SE Nro 2 - Barra 33 kV		
		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles	
		%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE	%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE
HD	5	1.279	X	ok	0.531	ok	ok
	7	0.281	ok	ok	0.061	ok	ok
	11	0.439	ok	ok	0.580	ok	ok
	13	0.402	ok	ok	0.481	ok	ok
	17	0.074	ok	ok	0.040	ok	ok
	19	0.024	ok	ok	0.001	ok	ok
	23	0.021	ok	ok	0.004	ok	ok
	25	0.012	ok	ok	0.008	ok	ok
	29	0.006	ok	ok	0.010	ok	ok
	31	0.022	ok	ok	0.050	ok	ok
THD	-	1.441	ok	ok	0.926	ok	ok

**Tabla N° 4.13** Índices de armónicos en barra - Configuración 3/L=30 km

Indice Armónico	Orden Armónico	SE Nro 1 - Barra 138 kV			SE Nro 2 - Barra 33 kV		
		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles	
		%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE	%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE
HD	5	0.976	ok	ok	0.601	ok	ok
	7	0.228	ok	ok	0.057	ok	ok
	11	0.329	ok	ok	0.469	ok	ok
	13	0.219	ok	ok	0.308	ok	ok
	17	0.007	ok	ok	0.029	ok	ok
	19	0.011	ok	ok	0.028	ok	ok
	23	4.488	X	X	5.404	X	X
	25	0.062	ok	ok	0.072	ok	ok
	29	0.005	ok	ok	0.003	ok	ok
	31	0.003	ok	ok	0.002	ok	ok
THD	-	4.616	X	X	5.467	X	X

**Tabla N° 4.14** Índices de armónicos en barra - Configuración 4/L=10 km

Índice Armónico	Orden Armónico	SE Nro 1 - Barra 138 kV			SE Nro 2 - Barra 33 kV		
		Valor Índice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles		Valor Índice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles	
		%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE	%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE
HD	5	0.721	ok	ok	0.657	ok	ok
	7	0.189	ok	ok	0.051	ok	ok
	11	0.297	ok	ok	0.410	ok	ok
	13	0.179	ok	ok	0.249	ok	ok
	17	0.001	ok	ok	0.018	ok	ok
	19	0.002	ok	ok	0.014	ok	ok
	23	0.029	ok	ok	0.038	ok	ok
	25	0.021	ok	ok	0.027	ok	ok
	29	0.004	ok	ok	0.006	ok	ok
	31	0.005	ok	ok	0.008	ok	ok
THD	-	0.826	ok	ok	0.822	ok	ok

### 4.3.3 Implementación de filtros en bancos capacitores para mitigación del nivel de armónicas

Existen diversos métodos para poder mitigar los niveles armónicos que sobrepasan los límites establecidos por la norma IEEE Std. 519 y la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos. Sin embargo la solución más económica, viable y rápida cuando un proyecto se encuentra en una etapa de diseño es la implementación de filtros armónicos en los bancos capacitores que se encuentran dentro del planeamiento de la ejecución de obra de la planta. Para nuestro caso, se tienen bancos capacitores en la barra de 13 kV del SVC y en la barra de 33 kV de la SE Nro2; por lo que se aprovechará dicha configuración para la implementación de los filtros necesarios.

Como se menciona anteriormente, de acuerdo a las tablas de espectros de corrientes armónicas mostradas en el **Anexo B** y que son producidos por el SVC y los ciclo-convertidores de 12 pulsos, se observa que las corrientes armónicas predominantes en el SVC son las de 5to y 7mo orden, y para los ciclo-convertidores de 12 pulsos son las de 11vo y 13vo orden. Es por ello que para evitar la circulación de las mencionadas corrientes armónicas a través del sistema eléctrico se implementarán filtros de 5to y 7mo orden en los bancos capacitores que forman parte del SVC y filtros de 11vo y 13vo orden en los bancos capacitores conectados en la barra de 33 kV de la SE Nro2. Estos últimos bancos capacitores forman parte del diseño para la corrección del factor de potencia que presenta la planta minera por efecto de las cargas inductivas que se alimentarán a partir de la SE Nro 2.

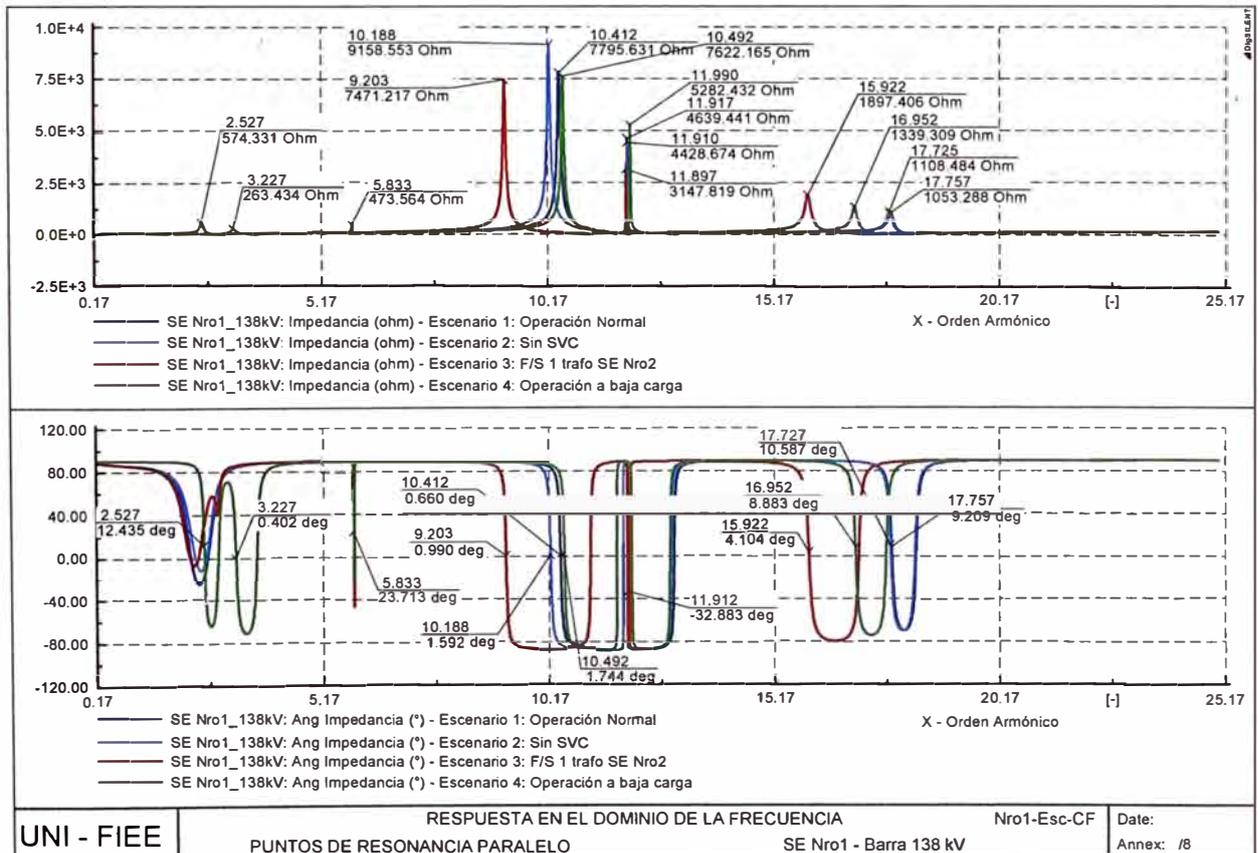
En consecuencia, los filtros armónicos que se implementarán en el sistema eléctrico son:

**Tabla N° 4.15** Filtros armónicos a ser instalados en el sistema eléctrico

Ubicación	Filtros armónicos recomendados
Barra de 13 kV - SVC	- Filtro de 5to orden de 7.5MVAR
	- Filtro de 7mo orden de 7.5 MVAR
Barra de 33 kV - SE Nro2	- 2 filtros de 11vo orden de 3x5.0 MVAR
	- 2 filtros de 13vo orden de 3x5.0 MVAR

Con esta nueva configuración se realizarán nuevas simulaciones de barrido de frecuencia para el cálculo de las impedancias equivalentes vistas desde la barra de 138 kV de la SE Nro1 y barra de 33 kV de la SE Nro 2, con el fin de visualizar el efecto que producen estos filtros sobre los puntos de resonancia encontrados en los escenarios y configuraciones sin implementar los filtro armónicos. Estas simulaciones se realizarán tanto para los 4 escenarios de operación seleccionados así como para las 4 configuraciones de la línea de transmisión.

En las Figuras 4.7, 4.8 y 4.9 se muestran las simulaciones mencionadas en el párrafo anterior, resaltando el valor de orden armónico donde se presentan altas impedancias equivalentes:



**Fig. 4.7** Impedancia vista en barra 138 kV de SE Nro1 – Puntos de resonancia en paralelo

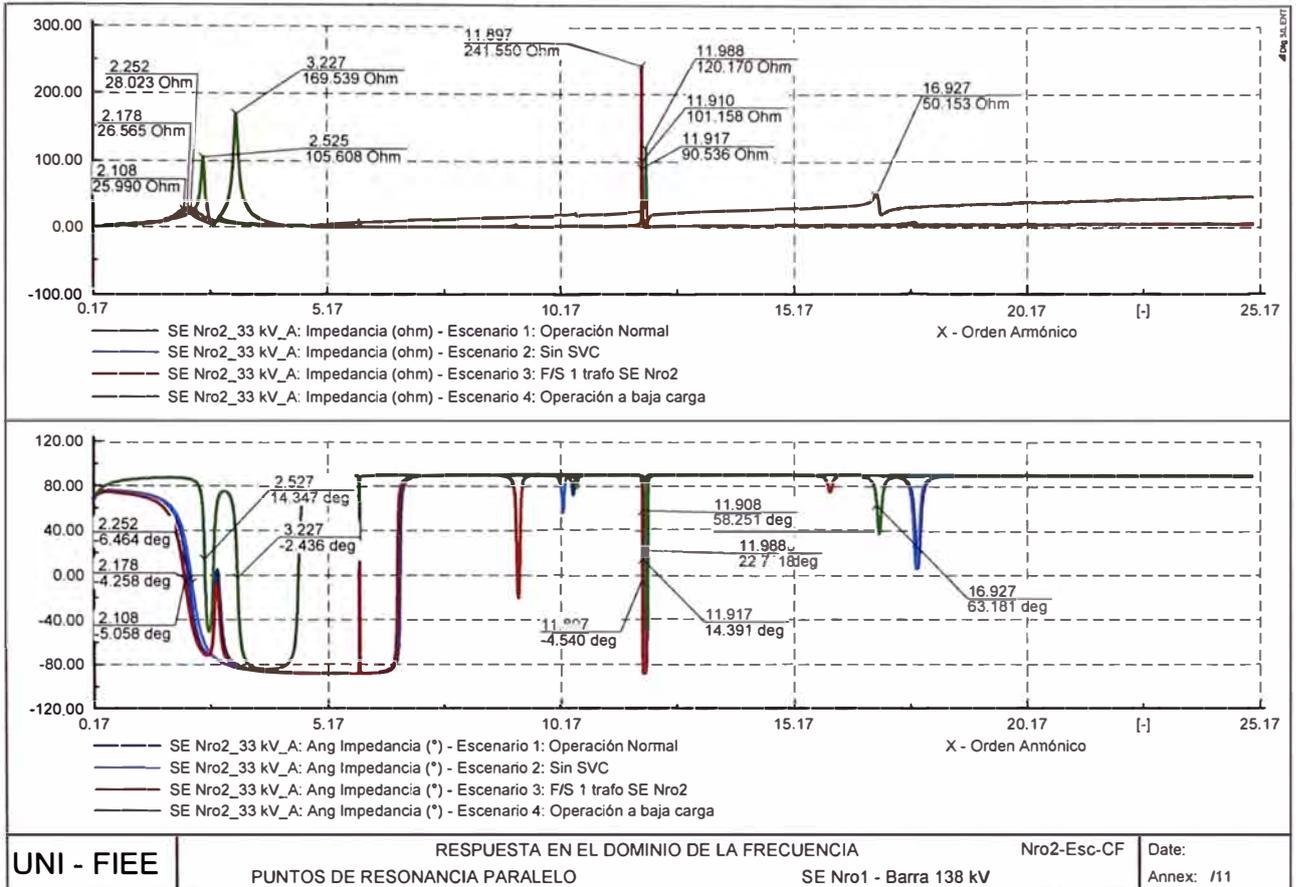


Fig. 4.8 Impedancia vista en barra 33 kV de SE Nro2 – Puntos de resonancia en paralelo

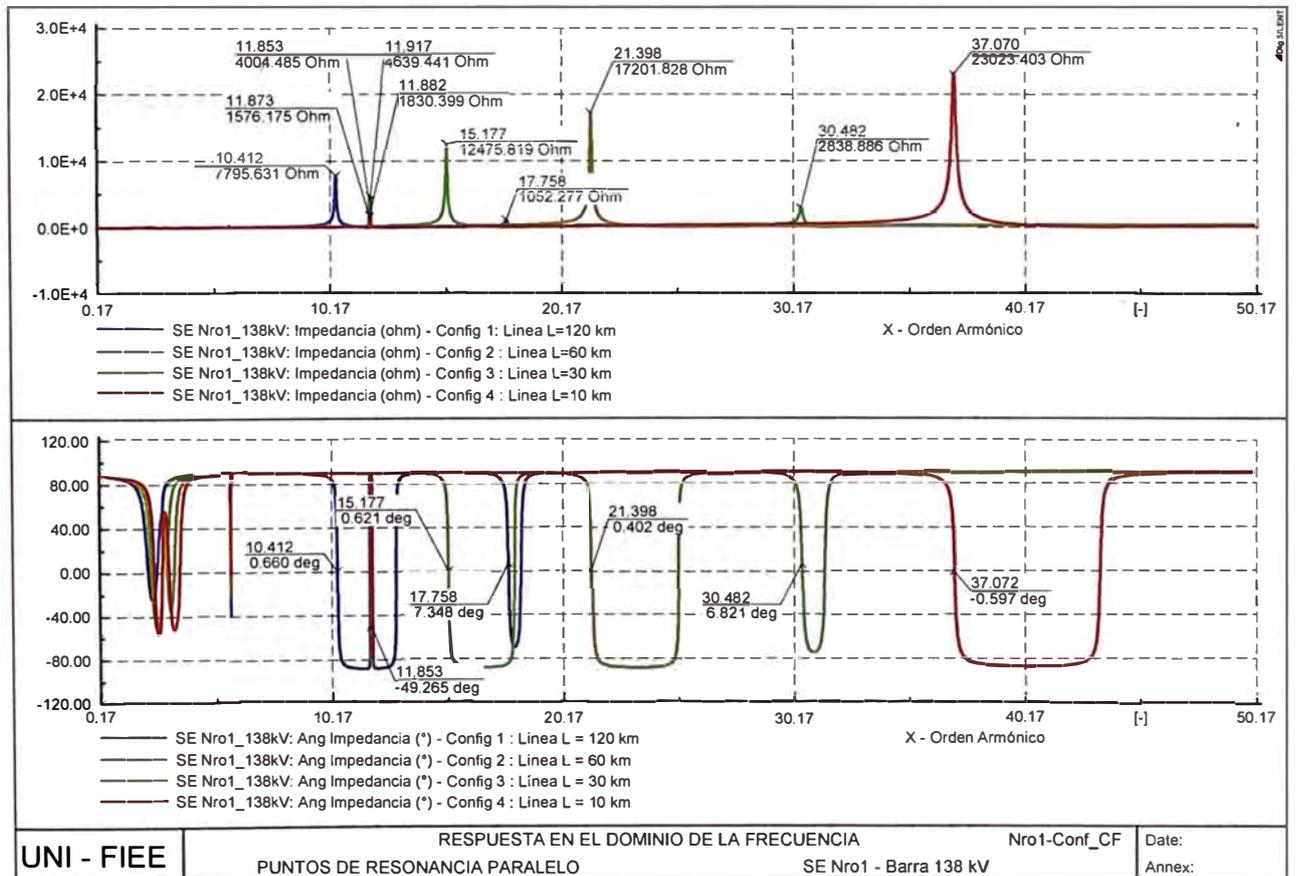


Fig. 4.9 Impedancia vista en barra 138 kV de SE Nro1 – Puntos de resonancia en paralelo

En la Tabla 4.15 se muestran los posibles puntos de resonancia en paralelo extraídos de las Figuras 4.7, 4.8 y 4.9:

**Tabla N° 4.16** Resumen de puntos de resonancia en paralelo – Escenarios 1 al 4

ESCENARIOS	PUNTOS DE RESONANCIA PARALELO DEL SISTEMA ELÉCTRICO					
	SE Nro 1 - 138 kV			SE Nro 2 - 33 kV		
	Orden Armónico	Impedancia ohm	Ang. Imped grad (°)	Orden Armónico	Impedancia ohm	Ang. Imped grad (°)
Escenario 1	10.41	7796	0.66	2.18	27	-4.26
	11.92	4639	0.66	11.92	91	14.39
	17.76	1053	9.21			
Escenario 2	10.19	9159	1.59	2.52	28	-6.46
	11.91	4429	1.59	11.91	101	58.25
	17.73	1108	10.59			
Escenario 3	5.83	474	23.71	2.108	25.99	-5.058
	9.20	7471	0.99	11.90	242	-4.54
	11.90	3148	-32.88			
	15.92	1897	4.10			
Escenario 4	2.53	574	12.44	2.53	106	14.35
	3.23	263	0.40	3.23	170	-2.44
	10.49	7622	1.74	11.99	120	22.72
	11.99	5282	-32.88			
	16.95	1339	8.88			

**Tabla N° 4.17** Resumen de puntos de resonancia en paralelo – Configuración 1 al 4

CASOS	PUNTOS DE RESONANCIA PARALELO DEL SISTEMA ELÉCTRICO		
	SE Nro 1 - 138 kV		
	Orden Armónico	Impedancia ohm	Ang. Imped grados (°)
Configuración 1 L=120 km	10.41	7796	0.66
	11.917	4639	-49.27
	17.76	1052	7.35
Configuración 2 L=60 km	11.85	4004	-49.27
	15.18	12476	0.62
	30.48	2839	6.82
Configuración 3 L=30 km	11.87	1576	-49.27
	21.40	17202	0.40
Configuración 4 L=10 km	11.88	1830	-49.27
	37.07	23023	-0.60

De las Tablas 4.5, 4.10, 4.15 y 4.16 se muestra que los puntos de resonancia para los escenarios con los filtros implementados en el sistema eléctrico han cambiado de orden armónico con respecto a los escenarios sin implementar los filtros. Esto hace indicar que existe la posibilidad que estos nuevos puntos de resonancia logren sintonizar al menos con una de las corrientes armónicas producidas por el SVC o los ciclo-convertidores de 12 pulsos instalados en el sistema eléctrico.

A continuación verificaremos si las corrientes armónicas mencionadas logran sintonizarse con alguno de los nuevos puntos de resonancia mostrados en las Figuras 4.7, 4.8 y 4.9.

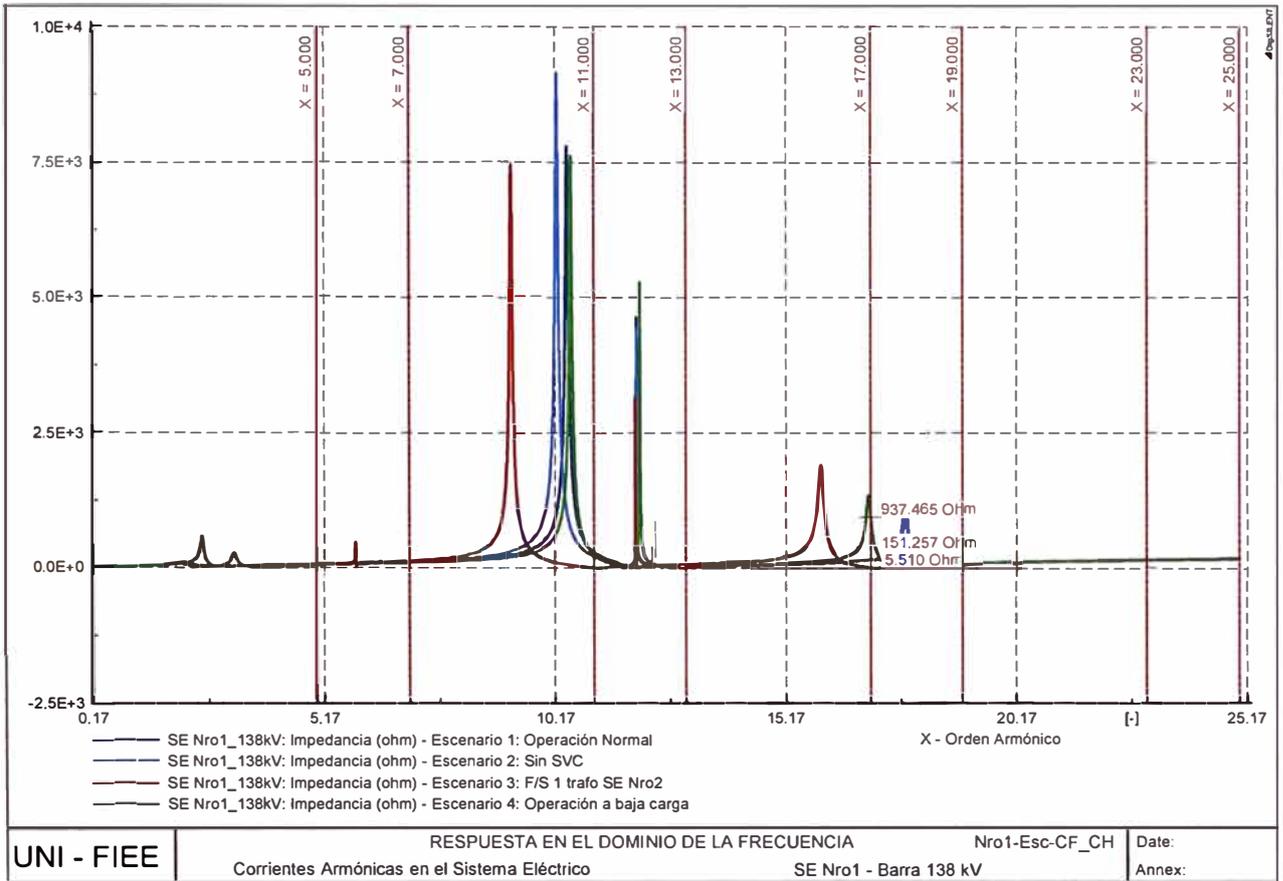


Fig. 4.10 Impedancia vista por las fuentes de corrientes armónicas – Barra 138kV SE Nro1

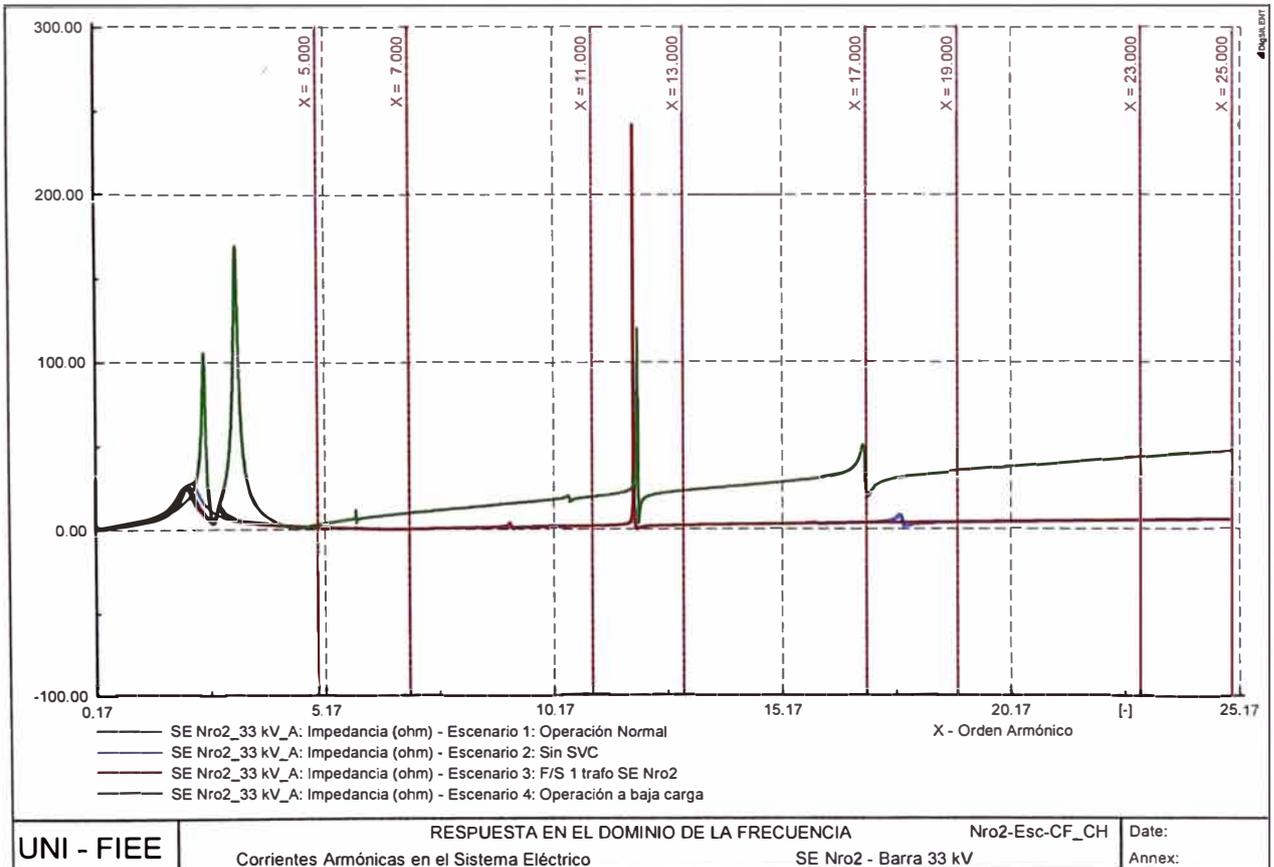
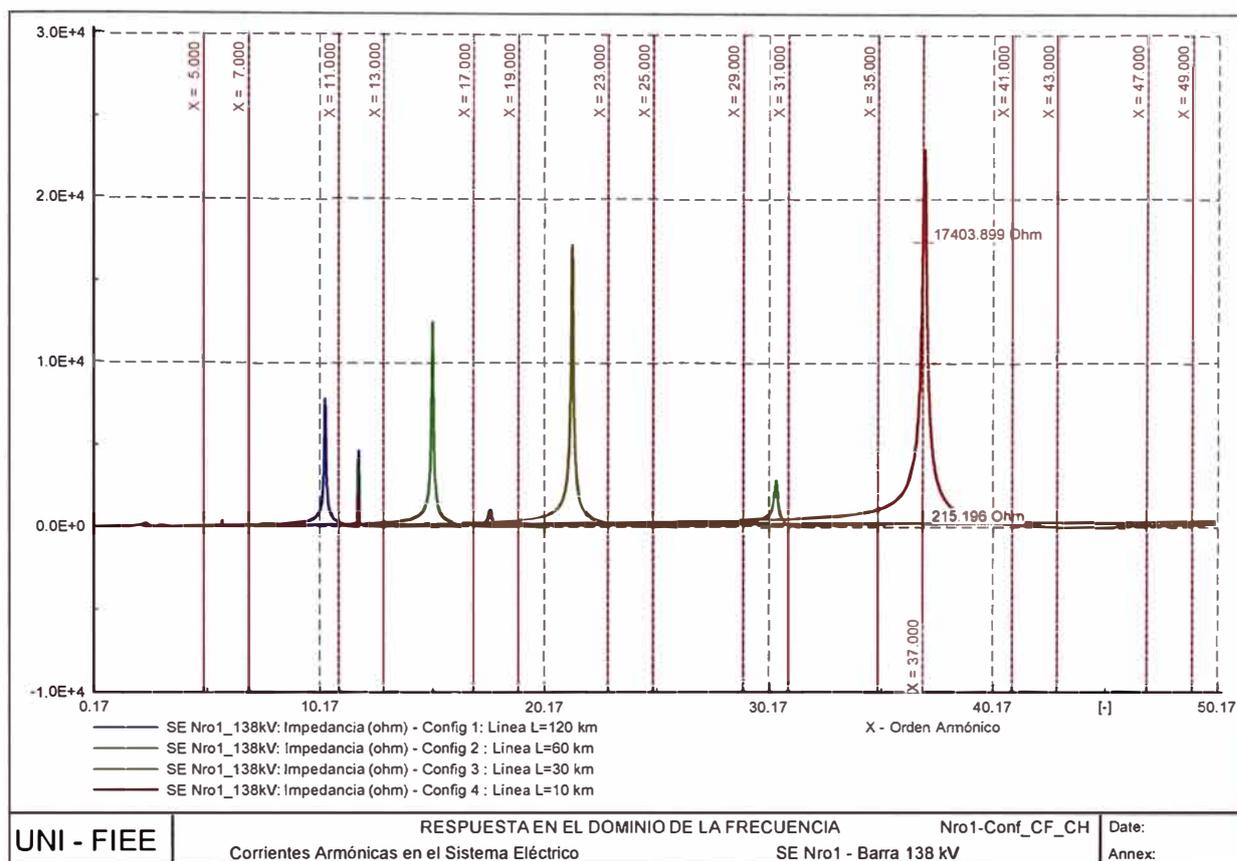


Fig. 4.11 Impedancia vista por las fuentes de corrientes armónicas – Barra 33kV SE Nro2



**Fig. 4.12** Impedancia vista por las fuentes de corrientes armónicas – Barra 138kV SE Nro1

En las Figuras 4.10 y 4.11 no se observa situaciones críticas de sobretensiones en barras ocasionadas por problemas de resonancia en paralelo en el sistema eléctrico en los diferentes escenarios de operación que presente dicho sistema.

Por otro lado, en la Figura 4.12 se observa que cuando la línea de transmisión de 220 kV presente una longitud de 10 km, la corriente armónica de orden 37 que generan los ciclo-convertidores de 12 pulsos instalados para alimentar a los motores síncronos en la SE Nro 2 llega a sintonizarse con el punto de resonancia de orden 37.07 que se describe en la Tabla N° 4.17. En consecuencia, es de esperarse en el sistema eléctrico que el nivel de distorsión armónica para este orden y en las condiciones mencionadas sea elevado y en general el THD (Distorsión Armónica Total) tenga la misma característica.

Para una mejor evaluación de la magnitud de distorsión armónica, realizaremos simulaciones de flujo de carga armónico para cada uno de los casos planteados.

En las Tablas N° 4.18, N° 4.19, N° 4.20 y N° 4.21 se muestran el nivel de distorsión armónica en cada barra para los Escenarios 1, 2, 3 y 4 y la comparación con los niveles permitidos por la Norma IEEE Std. 519 y la Norma Técnica de Calidad de Servicios Peruana. En las Tablas N° 4.22, N° 4.23, N° 4.24 y N° 4.25 se realiza la misma verificación pero para las Configuraciones 1, 2, 3 y 4 de la línea de transmisión de 220 kV.

□ *Escenarios del 1 al 4*

**Tabla N° 4.18** Índices de armónicos en barra – Escenario 1

Índice Armónico	Orden Armónico	SE Nro 1 - Barra 138 kV			SE Nro 2 - Barra 220 kV		
		Valor Índice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles		Valor Índice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles	
		%	Según IEEE Std. 519	Según NTCS	%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE
HD	5	0.079	ok	ok	0.174	ok	ok
	7	0.042	ok	ok	0.074	ok	ok
	11	0.388	ok	ok	0.332	ok	ok
	13	0.031	ok	ok	0.091	ok	ok
	17	0.112	ok	ok	0.279	ok	ok
	19	0.017	ok	ok	0.146	ok	ok
	23	0.034	ok	ok	0.054	ok	ok
	25	0.028	ok	ok	0.031	ok	ok
	29	0.008	ok	ok	0.007	ok	ok
31	0.004	ok	ok	0.006	ok	ok	
THD	-	0.417	ok	ok	0.508	ok	ok

**Tabla N° 4.19** Índices de armónicos en barra – Escenario 2

Índice Armónico	Orden Armónico	SE Nro 1 - Barra 138 kV			SE Nro 2 - Barra 220 kV		
		Valor Índice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles		Valor Índice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles	
		%	Según IEEE Std. 519	Según NTCS	%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE
HD	5	0.088	ok	ok	0.174	ok	ok
	7	0.049	ok	ok	0.076	ok	ok
	11	0.000	ok	ok	0.000	ok	ok
	13	0.000	ok	ok	0.000	ok	ok
	17	0.052	ok	ok	0.137	ok	ok
	19	0.022	ok	ok	0.088	ok	ok
	23	0.009	ok	ok	0.060	ok	ok
	25	0.004	ok	ok	0.034	ok	ok
	29	0.001	ok	ok	0.007	ok	ok
31	0.000	ok	ok	0.006	ok	ok	
THD	-	0.116	ok	ok	0.261	ok	ok

**Tabla N° 4.20** Índices de armónicos en barra – Escenario 3

Índice Armónico	Orden Armónico	SE Nro 1 - Barra 138 kV			SE Nro 2 - Barra 220 kV		
		Valor Índice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles		Valor Índice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles	
		%	Según IEEE Std. 519	Según NTCS	%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE
HD	5	0.077	ok	ok	0.172	ok	ok
	7	0.051	ok	ok	0.091	ok	ok
	11	0.044	ok	ok	0.191	ok	ok
	13	0.035	ok	ok	0.123	ok	ok
	17	0.048	ok	ok	0.151	ok	ok
	19	0.009	ok	ok	0.043	ok	ok
	23	0.029	ok	ok	0.020	ok	ok
	25	0.026	ok	ok	0.013	ok	ok
	29	0.008	ok	ok	0.004	ok	ok
31	0.004	ok	ok	0.003	ok	ok	
THD	-	0.125	ok	ok	0.339	ok	ok

**Tabla N° 4.21** Índices de armónicos en barra – Escenario 4

Indice Armónico	Orden Armónico	SE Nro 1 - Barra 138 kV			SE Nro 2 - Barra 220 kV		
		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles	
		%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE	%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE
HD	5	0.000	ok	ok	0.000	ok	ok
	7	0.000	ok	ok	0.000	ok	ok
	11	0.344	ok	ok	0.300	ok	ok
	13	0.027	ok	ok	0.088	ok	ok
	17	0.585	ok	ok	1.517	ok	ok
	19	0.012	ok	ok	0.031	ok	ok
	23	0.026	ok	ok	0.005	ok	ok
	25	0.025	ok	ok	0.003	ok	ok
	29	0.008	ok	ok	0.000	ok	ok
	31	0.005	ok	ok	0.000	ok	ok
THD	-	0.680	ok	ok	1.549	ok	ok

□ **Configuraciones del 1 al 4**

**Tabla N° 4.22** Índices de armónicos en barra - Configuración 1/L=120 km

Indice Armónico	Orden Armónico	SE Nro 1 - Barra 138 kV			SE Nro 2 - Barra 220 kV		
		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles	
		%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE	%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE
HD	5	0.079	ok	ok	0.174	ok	ok
	7	0.042	ok	ok	0.074	ok	ok
	11	0.388	ok	ok	0.332	ok	ok
	13	0.031	ok	ok	0.091	ok	ok
	17	0.112	ok	ok	0.279	ok	ok
	19	0.017	ok	ok	0.146	ok	ok
	23	0.034	ok	ok	0.054	ok	ok
	25	0.028	ok	ok	0.031	ok	ok
	29	0.008	ok	ok	0.007	ok	ok
	31	0.004	ok	ok	0.006	ok	ok
THD	-	0.417	ok	ok	0.508	ok	ok

**Tabla N° 4.23** Índices de armónicos en barra - Configuración 2/L=80 km

Indice Armónico	Orden Armónico	SE Nro 1 - Barra 138 kV			SE Nro 2 - Barra 220 kV		
		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles	
		%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE	%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE
HD	5	0.089	ok	ok	0.175	ok	ok
	7	0.035	ok	ok	0.065	ok	ok
	11	0.165	ok	ok	0.079	ok	ok
	13	0.211	ok	ok	0.130	ok	ok
	17	0.027	ok	ok	0.112	ok	ok
	19	0.024	ok	ok	0.058	ok	ok
	23	0.025	ok	ok	0.021	ok	ok
	25	0.013	ok	ok	0.001	ok	ok
	29	0.047	ok	ok	0.077	ok	ok
	31	0.089	ok	ok	0.210	ok	ok
THD	-	0.306	ok	ok	0.366	ok	ok

**Tabla N° 4.24** Índices de armónicos en barra - Configuración 3/L=30 km

Indice Armónico	Orden Armónico	SE Nro 1 - Barra 138 kV			SE Nro 2 - Barra 220 kV		
		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles	
		%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE	%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE
HD	5	0.101	ok	ok	0.179	ok	ok
	7	0.035	ok	ok	0.062	ok	ok
	11	0.119	ok	ok	0.054	ok	ok
	13	0.116	ok	ok	0.057	ok	ok
	17	0.101	ok	ok	0.048	ok	ok
	19	0.114	ok	ok	0.070	ok	ok
	23	0.367	ok	ok	0.502	ok	ok
	25	0.111	ok	ok	0.174	ok	ok
	29	0.018	ok	ok	0.001	ok	ok
	31	0.016	ok	ok	0.004	ok	ok
THD	-	0.465	ok	ok	0.578	ok	ok

**Tabla N° 4.25** Índices de armónicos en barra - Configuración 4/L=10 km

Indice Armónico	Orden Armónico	SE Nro 1 - Barra 138 kV			SE Nro 2 - Barra 220 kV		
		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles		Valor Indice Armónico	Verificación de cumplimiento de límites admisibles	
		%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE	%	Según IEEE Std. 519	Según NTCSE
HD	5	0.112	ok	ok	0.180	ok	ok
	7	0.037	ok	ok	0.059	ok	ok
	11	0.102	ok	ok	0.046	ok	ok
	13	0.094	ok	ok	0.044	ok	ok
	17	0.069	ok	ok	0.021	ok	ok
	19	0.061	ok	ok	0.017	ok	ok
	23	0.136	ok	ok	0.142	ok	ok
	25	0.124	ok	ok	0.132	ok	ok
	29	0.003	ok	ok	0.021	ok	ok
	31	0.024	ok	ok	0.044	ok	ok
THD	-	6.245	X	ok	8.875	X	ok

Para los diferentes escenarios que puede adoptar el sistema eléctrico, con la implementación de los filtros armónicos de 5to, 7mo, 11vo y 13vo orden se llegan a reducir los niveles de distorsión armónica tanto en la barra de 138 kV de SE Nro 1 como en la barra de 33 kV de SE Nro 2.

Por otro lado, para las distintas configuraciones o longitudes que puede tomar la línea de transmisión se muestra que para el caso cuando la longitud presenta una longitud de 10 km, se presenta una resonancia para el orden armónico 37 haciendo que la distorsión armónica total de tensión (THD) sobrepase el nivel de distorsión armónica permitido por la Norma Internacional IEEE Std. 519 y la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos.

De las tablas de espectros de corriente armónicas mostradas en el **Anexo B**, se llega a visualizar que la armónica de orden 37 se presenta en los ciclo-convertidores de 12 pulsos. La solución para la mitigación de los niveles de distorsión armónica sería la

implementación de un filtro de orden 37 en la barra 33 kV con una capacidad de MVAR tal que logre desplazar dicho punto de resonancia hacia un orden armónico más alto.

## CAPÍTULO V

### EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE FILTROS ARMÓNICOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

#### 5.1 Alcances de la evaluación económica

Ante la presencia de armónicas en un sistema eléctrico, los equipos de medición llegan a medir corrientes eficaces mayores a la magnitud que presenta la señal de onda fundamental. En consecuencia las pérdidas por Efecto Joule en el sistema de transmisión tienden a incrementarse y por consiguiente la planta industrial incurrirá en mayores gastos por la energía en MW-h consumida en su sistema de suministro eléctrico.

En este apartado se realizará una comparación de los costos anuales en los que se incurre para los dos casos generales de operación de la planta minera evaluados en el análisis de respuesta en frecuencia, los cuales:

- **Alternativa 1.-** Operación de la planta minera con bancos capacitores para corrección de factor de potencia.
- **Alternativa 2.-** Operación de la planta minera con bancos capacitores para corrección de factor de potencia y filtros armónicos.

#### 5.2 Metodología para el cálculo de los costos que se aplicarán para la evaluación de las alternativas.

Para la evaluación se tendrán en cuenta los siguientes conceptos:

##### a) Costos de operación por Energía consumida en la planta minera.

Los clientes libres al contratar los servicios de suministro de energía para sus plantas de producción, deben pagar la energía consumida por la planta minera, el cual se mide desde el punto de suministro contratado. Para nuestro caso, calcularemos el costo anual de energía que consume la planta minera a partir de la potencia contratada en la barra de 138 kV de la SE Nro 1 para la planta minera, el cual es 88.8 MW. La fórmula que se aplicará será la siguiente:

$$C_T = (P_{\text{cont}} \times f_c \times 8760) \times c_e \quad (5.1)$$

Donde:

$C_T$  = Costo total anual por energía consumida en \$.

$P_{cont}$  = Potencia contrata en SE Nro1 138 kV, en MW.

$f_c$  = Factor de carga de la planta minera

$c_e$  = Costo unitario de energía en \$/MWh

El costo unitario se extrajo de la publicación [9], el cual fija los precios en barra de energía en MW-h para barras de alta tensión y muy alta tensión.

### **b) Costos debido a pérdidas de energía por Efecto Joule.**

Las pérdidas de energía por Efecto Joule son las que se consumen cuando el flujo de potencia pasa a través del sistema de transmisión hasta llegar a la planta minera. Para el cálculo del “costo anual” incurrido por este tipo de pérdidas, se aplica la siguiente fórmula:

$$C_T = (P_{per} \times f_p \times 8760) \times c_e \quad (5.2)$$

$$f_p = 0.7 \times f_c^2 + 0.3 \times f_c \quad (5.3)$$

Donde:

$C_T$  = Costo total anual de las pérdidas por Efecto joule en \$.

$P_{per}$  = Potencia total debido a pérdidas por Efecto joule en MW.

$f_p$  = Factor de pérdidas

$f_c$  = Factor de carga de la planta minera

$c_e$  = Costo unitario de energía en \$/MWh

El costo unitario se extrajo de la publicación [9], el cual fija los precios en barra de energía en MW-h para barras de alta tensión y muy alta tensión.

### **c) Costos de inversión para la implementación de bancos capacitores y filtros armónicos.**

Se refiere a los costos en los que se incurre para la adquisición de filtros armónicos. Este precio depende de la potencia reactiva que se quiere compensar en la planta minera, del material utilizado para su construcción y de la implementación de reactores de filtro en serie con los condensadores.

Para la evaluación se utilizarán valores referenciales de costos (costos unitario \$/kvar) los cuales han sido estimados de cotizaciones de suministro de equipos para la Compañía Minera Antamina.

En la evaluación de costos se asumirá como costo de mantenimiento el 10% del costo total de suministro del equipo de compensación. Asimismo, se considera una amortización de 5 años para el pago del costo total del suministro y su correspondiente servicio del equipo de compensación, con el fin de obtener el costo total a incurrir anualmente.

### 5.3 Cálculo y comparación de los costos incurridos en las alternativas de operación de la planta minera.

Se realizará el cálculo de los costos incurridos de operación para las alternativas 1 y 2 mencionadas en el ítem 5.1. Asimismo se realizará una comparación de los costos de las alternativas para verificar el ahorro que se presentan entre las alternativas mencionadas. En la Tabla 5.1 se muestra el resumen de los costos incurridos en las alternativas mencionadas:

**Tabla N° 5.1** Resumen de costos incurridos en las alternativas de operación de la planta minera

	Unidad	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2
Pot. consumida por la planta minera (P <sub>mina</sub> )	MW	88.8	88.8
Pot. medida en SE Nro1 138 kV (P <sub>total</sub> )	MW	92.8	91.2
Pérdidas (Perd)	MW	4.0	2.4
Facto de carga de la mina (fc)	-	0.80	0.80
Factor de pérdidas (fp)	-	0.688	0.688
Costo unitario de MWh ce (\$/MW-h) [8]	\$/MW-h	39.6	39.6
<b>COSTO ANUAL POR POTENCIA CONTRATADA</b>	<b>\$</b>	<b>24643491.8</b>	<b>24643491.8</b>
<b>COSTO ANUAL POR PERDIDAS DE ENERGÍA</b>	<b>\$</b>	<b>956614.8</b>	<b>563009.4</b>
Pot. reactiva a compensar (Q <sub>comp</sub> )	Mvar	30	30
Costo unitario del filtro armónico por kvar (cu)	\$/kvar	20	40
<b>COSTO TOTAL INVERSION DE FILTROS ARMONICOS</b>	<b>\$</b>	<b>600000</b>	<b>1200000</b>
Amortización en 5 años	\$	120000	240000
Costo por mantenimiento (10% Costo del filtro)	\$	60000	120000
<b>COSTO ANUAL DE INVERSION EN FILTROS ARMONICOS</b>	<b>\$</b>	<b>180000</b>	<b>360000</b>
<b>COSTO TOTAL ANUAL DE OPERACIÓN</b>	<b>\$</b>	<b>25780106.7</b>	<b>25566501.3</b>
<b>AHORRO</b>	<b>\$</b>	<b>-</b>	<b>-213605.4</b>

En la tabla anterior, se demuestra que la operación que se describe en la alternativa 2 presenta menor costo de operación. Sin embargo, el porcentaje de ahorro representa casi el 1% respecto al costo de operación anual de la planta minera, por lo que este valor no sería justificativo para declarar el ahorro económico que representa la implementación de los filtros armónicos en los bancos de capacitores para nuestro caso en particular.

Por lo tanto, podemos concluir que la justificación de la implementación de los filtros armónicos para nuestro caso de análisis se encuentra en la prevención de daño que pueda causar en los equipos del sistema eléctrico ante la aparición de sobretensiones extremas ocasionadas por la aparición de las fuentes de corrientes armónicas y la característica del sistema eléctrico.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Los equipos que provocan corriente armónicas o que son fuentes de corrientes armónicas son generalmente los equipos que presentan dentro de su diseño de operación elementos de electrónica de potencia, tales como juego de tiristores, inversores , ciclo-convertidores variadores de frecuencia.
2. Para los análisis realizado se utilizó el programa Power Factory – DIgSILENT v 14.0.520 el cual es un programa recomendado para el análisis armónico para proyectos en el cual sus nuevas instalaciones se encuentran en etapa de diseño.
3. Se utilizó como normas regulatorias para el tema de análisis de armónicas la Norma Internacional IEEE Std. 519 y la Norma Técnica de Calidad y Servicios Eléctricos.
4. En el sistema eléctrico analizado, los posibles puntos de resonancia predominantes se presentan para el orden armónico entre el 9 y 11vo, y entre el 17vo y 19vo.
5. Conociendo las condiciones y características de las impedancias calculadas en el análisis de respuesta en frecuencia, no se llegan a presentar niveles críticos de distorsión armónica en las barras analizadas.
6. Para nuestro sistema eléctrico en estudio cuando no se encuentran implementados los filtros armónicos, los índices de distorsión armónica de tensión presentes en las barras están dentro de los niveles admisibles para la operación continua del mencionado sistema eléctrico.
7. Para el caso cuando se llegan a implementar los filtros armónicos, los índices de distorsión armónica de tensión presentes en las barras están dentro de los niveles admisibles para la operación continua del mencionado sistema eléctrico. Sin embargo, cuando la configuración del sistema presenta una línea muy corta (10 km), existe la posibilidad que el sistema presente entre en resonancia ante la presencia de la corriente armónica de 37vo orden.
8. El hecho de implementar los filtros armónicos en el sistema eléctrico, no es un indicativo de que se mitigarán con gran efectividad las distorsiones armónicas, por el

contrario, es recomendable realizar el análisis de respuesta en frecuencia antes y después de la inclusión de los filtros, ya que algunos puntos de resonancia podrían cambiar de orden armónico, dejando la posibilidad de que estos puedan acercarse más al orden armónico de las corrientes armónicas presentes en el sistema eléctrico.

**9.** La herramienta de la respuesta en frecuencia para el análisis armónico, resulta ser muy útil para verificar los puntos críticos en los que podrían suscitarse grandes fenómenos de sobretensión a causa de las corrientes armónicas que se encuentran presentes en el sistema eléctrico.

**10.** De la evaluación de costos, se concluye que el ahorro que presenta la alternativa 2 respecto del costo total anual de operación, no es una justificación para la implementación de los filtros armónicos en los bancos capacitores para nuestro caso en particular. La justificación de esta implementación se encuentra en la prevención de un posible daño por parte de las fuentes de corrientes armónicas sobre los equipos e instalaciones del sistema eléctrico de suministro y de la planta minera.

## **ANEXOS**

**ANEXO A: Datos y características de los equipos eléctricos del sistema en estudio**

<b>LINEA DE TRANSMISIÓN (L1 - 220 KV)</b>		
<b>Conductor eléctrico</b>		
	<b>Valores</b>	<b>Unidad</b>
<b>Tipo</b>	AAAC	
<b>SECCION</b>	500	mm <sup>2</sup>
<b>Tensión Nominal</b>	220	kV
<b>CAPACIDAD</b>	315	A
<b>Longitud</b>	120	km
<b>Parámetros Eléctricos</b>		
<b>R(+)</b>	0.068	ohm/km
<b>X(+)</b>	0.489	ohm/km
<b>B(+)</b>	3.395	uS/km
<b>R(0)</b>	0.260	ohm/km
<b>X(0)</b>	1.630	ohm/km
<b>B(0)</b>	2.022	uS/km

<b>AT1 - AUTOTRANSFORMADOR</b>			
		<b>Valores</b>	<b>Unidad</b>
<b>Potencia Nominal</b>	HV	125	MVA
	MV	125	MVA
	LV	16.69	MVA
<b>Tensión Nominal</b>	HV	138	kV
	MV	220	kV
	LV	22.9	kV
<b>Grupo de conexión</b>		YNynd11	
<b>Vcc (+)</b>	HV - MV	7.00	%
	MV - LV	3.68	%
	LV - HV	5.37	%
<b>Vcc (0)</b>	HV - MV	7.00	%
	MV - LV	3.68	%
	LV - HV	5.37	%

<b>TR-1 y TR-2 - Transformador de potencia</b>			
		<b>Valores</b>	<b>Unidad</b>
<b>Potencia Nominal</b>		100	MVA
<b>Tensión Nominal</b>	HV	220	kV
	LV	33	kV
<b>Grupo de conexión</b>		Ynynd11	
<b>Vcc (+)</b>		10.0	%
<b>Vcc (0)</b>		10.0	%
<b>Pérdidas Joule</b>		594	kW
<b>Regulación Taps</b>		+16/-16x0.625%	

**ANEXO B: Espectro de las fuentes de corrientes armónicas presentes en el sistema**

<b>Capacitor aperturable por tiristores (TSC_1) - 7.5 MVAR In = 402 A</b>	
<b>Orden Armónico</b>	<b>Ih/In (%)</b>
5	34.901
7	10.871
11	3.806
13	2.637
17	1.468
19	1.119
23	0.796
25	0.647

<b>Capacitor aperturable por tiristores (TSC_2)- 7.5 MVAR In = 394 A</b>	
<b>Orden Armónico</b>	<b>Ih/In (%)</b>
5	48.325
7	16.574
11	4.949
13	3.426
17	1.853
19	1.497
23	0.964
25	0.812

**Cicloconvertidores de 12 pulsos**  
**Molino SAG**  
 **$I_n = 554.76 \text{ A}$**

<b>Orden Armónico</b>	<b><math>I_h/I_n</math> (%)</b>
5	0.766
7	0.606
11	3.984
13	2.747
17	0.425
19	0.386
23	0.694
25	0.481
29	0.135
31	0.119
35	0.352
37	0.238
41	0.148
43	0.24
47	0.368
49	0.198

**Cicloconvertidores de 12 pulsos**  
**Molino BOLAS**  
 **$I_n = 391.54 \text{ A}$**

<b>Orden Armónico</b>	<b><math>I_h/I_n</math> (%)</b>
5	0.779
7	0.508
11	3.639
13	2.631
17	0.283
19	0.199
23	0.455
25	0.322
29	0.084
31	0.097
35	0.278
37	0.255
41	0.146
43	0.151
47	0.25
49	0.245

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Norma Técnica de la Calidad del Servicio Eléctrico Peruano”
- [2] Norma IEEE Std 519 – 1992, “IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems”
- [3] Roger Duga/ Mark McGranaghan/ Surya Santoso/ Wayne Beaty, “Electrical Power Systems Quality”.
- [4] Jos Arrillaga/Neville Watson, “Power System Harmonic”
- [5] Ewald Fuchs/Mohammad Masoum, “Power Quality in Electrical Machines and Power Systems”.
- [6] Luis Guillermo Espinoza Mendoza, “Efectos de la instalación de bancos de capacitores en sistemas industriales con presencia de armónicas”.
- [7] “Manual de Usuario del programa Power Factory DIgSILENT 14.0.520”
- [8] OSINERGMIN- GART, “Tarifas en Barra en Subestaciones Base del Sistema Interconectado Nacional Actualizado hasta setiembre 2011 – Comisión de Tarifas Eléctricas”