

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**MÉTODO AVANZADO PARA REALIZAR MONITOREO DE ARMÓNICOS
VÍA MEDICIONES SINCRONIZADAS**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

DAVID VILCA TOMAYLLA

PROMOCIÓN

1999 - II

LIMA – PERÚ

2006

**MÉTODO AVANZADO PARA REALIZAR MONITOREO DE ARMÓNICOS
VÍA MEDICIONES SINCRONIZADAS**

Dedicatoria

Dedico el presente trabajo de investigación a mi esposa por su amor, su apoyo incondicional y sus palabras sabias de aliento.

Sumario

Los estudios de armónicos implican realizar mediciones y simulaciones de los mismos en determinados sistemas eléctricos con la finalidad de conocer sus magnitudes y efectos que podrían ocasionar a los equipos eléctricos; en algunos casos, también sirven para cuantificar las pérdidas que las empresas generan a los usuarios finales, por tener dichos armónicos en su red. Asimismo, los resultados de dichos estudios, también sirven para diseñar equipos que contrarresten los efectos de los armónicos como son los filtros.

Hoy en día, ante la necesidad de interconexiones de sistemas eléctricos, es necesario conocer la magnitud y el comportamiento de los armónicos para poder analizar los sistemas y prever su correcta operación. Por tal, es necesario realizar medidas confiables antes, después y durante la ejecución de las interconexiones.

La Cía. Antamina considerada como un megaproyecto en nuestro país, para su operación, tuvo que realizar diversos estudios. Uno de estos estudios consistió en realizar mediciones de armónicos en distintas etapas (entre el año 2000 – 2002).

Por tal motivo, se realizaron mediciones sincronizadas, utilizando analizadores con tecnología para medir armónicos en módulo y ángulo, en las subestaciones ubicadas en diferentes zonas geográficas del país. Dichas mediciones deberían tener procedimientos y criterios técnicos adecuados para garantizar la confiabilidad de los registros por lo cual se desarrollo una metodología avanzada para realizarlas vía mediciones sincronizadas.

Índice

CAPÍTULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Planteamiento de Ingeniería del Problema	2
1.2 Objetivo	3
1.3 Alcances	3
1.4 Antecedentes	4
CAPÍTULO II	7
MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL	7
2.1 Armónicos en los Sistemas de Transmisión	7
2.2 Calidad de los Servicios Eléctricos en el Perú	9
2.3 Análisis del Estándar 519 del IEEE	11
2.4 Métodos de Direccionalidad de Armónicos	14
2.5 Medición de la Calidad de Energía	17
2.6 Importancia de la Medición de la Calidad de la Energía	18

2.7	Metodología para el Cálculo de los Indicadores de Calidad	24
CAPÍTULO III		30
METODOLOGÍA DE APLICACIÓN PARA REALIZAR MEDICIONES SINCRONIZADAS		30
3.1	Metodología de Aplicación	30
3.2	Aplicación de la Metodología	50
3.3	Validación de las Mediciones	56
3.4	Presentación de Resultados	65
CONCLUSIONES		99
BIBLIOGRAFÍA		101

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo es de aplicación al análisis de ingeniería eléctrica específicamente en el tema de la calidad de la potencia eléctrica, tema que hoy en día es de gran importancia para las empresas de electricidad, industrias y compañías consultoras a escala mundial.

Ésta aplicación esta orientada en el análisis de la propagación de los armónicos en sistemas de transmisión para lo cual se elabora una metodología para el monitoreo de armónicos vía mediciones sincronizadas en subestaciones de potencia ubicadas en diferentes zonas geográficas del país, se plantean criterios técnicos para validar los registros de armónicos ante el uso de transformadores del tipo capacitivo, existentes en la mayoría de los sistemas de medición, y se determinan la incidencia de los armónicos en el sistema de potencia analizado.

Para la realización del presente trabajo, se utilizaron mediciones fasoriales de armónicos medidos en campo las cuales fueron realizadas en un mismo sistema eléctrico en cuatro etapas distintas, descritas como escenarios. Cada escenario fue realizado en distintos períodos y bajo diferentes condiciones eléctricas. Entre los principales equipos que contiene el sistema eléctrico estudiado son: filtros de armónicos, una mina de 120MW de potencia contratada y un Compensador Estático de Reactivos “SVC” de -45/+100MVAR los cuales entraron en operación en cada uno de los escenarios.

También se puede mencionar que el presente trabajo esta sujeto a la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en adelante NTCSE. Dicha norma fue publicada en octubre del año 1997 y hoy en día para cumplir con la aplicación de la NTCSE, las empresas de electricidad realizan mediciones mensuales en los puntos de entrega a sus clientes, y la cantidad de mediciones dependen del número de clientes de

cada empresa. Con esto se ha logrado en nuestro país que la calidad de tensión y frecuencia tengan mayor importancia en las empresas concesionarias de electricidad.

1.1 Planteamiento de Ingeniería del Problema

Los sistemas de transmisión y distribución de las empresas eléctricas han comenzado a crecer progresivamente debido principalmente a: la creciente demanda de energía eléctrica, la apertura de los mercados, los mega-proyectos patentados por inversiones extranjeras así como el desarrollo propio de la industria.

En la actualidad, los sistemas de potencia de la mayoría de países presentan un gran nivel de interconexiones debido a las ventajas que éstas representan, como son: la posibilidad de poder suministrar energía eléctrica a los centros de carga al mínimo costo con la confiabilidad requerida, tener asistencia mutua en emergencias y poder tener una coordinación en la operación de todas las unidades generadoras que conforman el sistema o en caso de cubrir el déficit de energía. Por tal, existen controladores estáticos basados en la electrónica de potencia los cuales sirven para mejorar la controlabilidad e incrementar la capacidad de transferencia de potencia, dichos controladores incrementan la eficiencia del sistema eléctrico pero a la vez inyectan armónicos, los cuales se propagan a través de las líneas de transmisión, contaminando el sistema de potencia y afectando a los equipos denominados “cargas sensibles”, los cuales son caracterizados por tener un alto costo de operación.

Ante este problema denominado “armónicos”, se ve la necesidad de realizar mediciones de los niveles de armónicos existentes antes y después de realizar interconexiones de sistemas eléctricos o podría ser el caso cuando se requiere conectar al sistema un nuevo equipo, por ejemplo, cuando se requiera instalar un SVC o una carga de consumo considerable de potencia.

Los resultados de las mediciones permitirían realizar cualquier tipo de estudio relacionado con los armónicos, por ejemplo, estudios donde se requiere identificar fuentes perturbadoras, fenómenos de resonancia, diseño de filtros, entre otros. Por otro lado, realizar mediciones de armónicos con un bajo margen de error implica que se utilicen equipos analizadores de alta tecnología y transformadores de medida de precisión.

La mayoría de los sistemas de medición de las subestaciones existentes en nuestro país utilizan transformadores de medida del tipo capacitivo, y que, por su característica típica de funcionamiento, estos no reflejan en algunos casos, correctamente los armónicos del lado primario al secundario, ya que dichos armónicos comúnmente presentan resonancias a determinadas frecuencias. Por tanto, al utilizar dichos transformadores, estaríamos aumentando el margen de error de las mediciones.

Esto significaría que cualquier estudio de armónicos que haya utilizado como base mediciones de los transformadores de medida capacitivos, no tenga validez. También se puede decir que afectaría el control que tienen las entidades reguladoras en lo que respecta al control de la calidad de energía, ya que a través de este tipo de transformador no podrían afirmar la existencia de los armónicos. Por otro lado, al no conocer la magnitud real de los armónicos, estos podrían estar ocasionando daños a los equipos sensibles y a la vez la operación normal del sistema interconectando nacional.

Para dar solución a los problemas mencionados en el párrafo anterior, el presente trabajo de investigación, establece una metodología de medición de armónicos estratégica y plantea un procedimiento para validar dichas mediciones ante la utilización de transformadores de medida capacitivos.

1.2 Objetivo

El objetivo del presente trabajo de investigación, es implementar una metodología avanzada para realizar mediciones fasoriales y sincronizadas de armónicos, en un conjunto de subestaciones ubicadas en diferentes zonas geográficas del país e interconectadas en el sistema nacional de transmisión en muy alta tensión.

La metodología también incluye un procedimiento para validar las mediciones ante la utilización de transformadores de medida capacitivos.

1.3 Alcances

Los alcances del presenta trabajo consisten en:

- Describir una metodología para realizar mediciones de armónicos.

- Validar mediciones fasoriales de armónicos utilizando un algoritmo flujo de armónicos.
- Analizar el efecto que ocasionan los factores externos a los registros de armónicos.
- Evaluar el impacto que tiene la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en lo referente a la medición de armónicos en sistemas de muy alta tensión.
- Determinar la distribución de los armónicos en sistemas de transmisión antes y después de la interconexión de una línea de transmisión en muy alta tensión.
- Evaluar la incidencia de los armónicos en un compensador estático de reactivos “SVC”, filtros de armónicos y en puntos de acoplamiento común del sistema analizado.

1.4 Antecedentes

El sistema eléctrico que será analizado, en el presente trabajo de investigación, es el que se muestra en la siguiente figura:

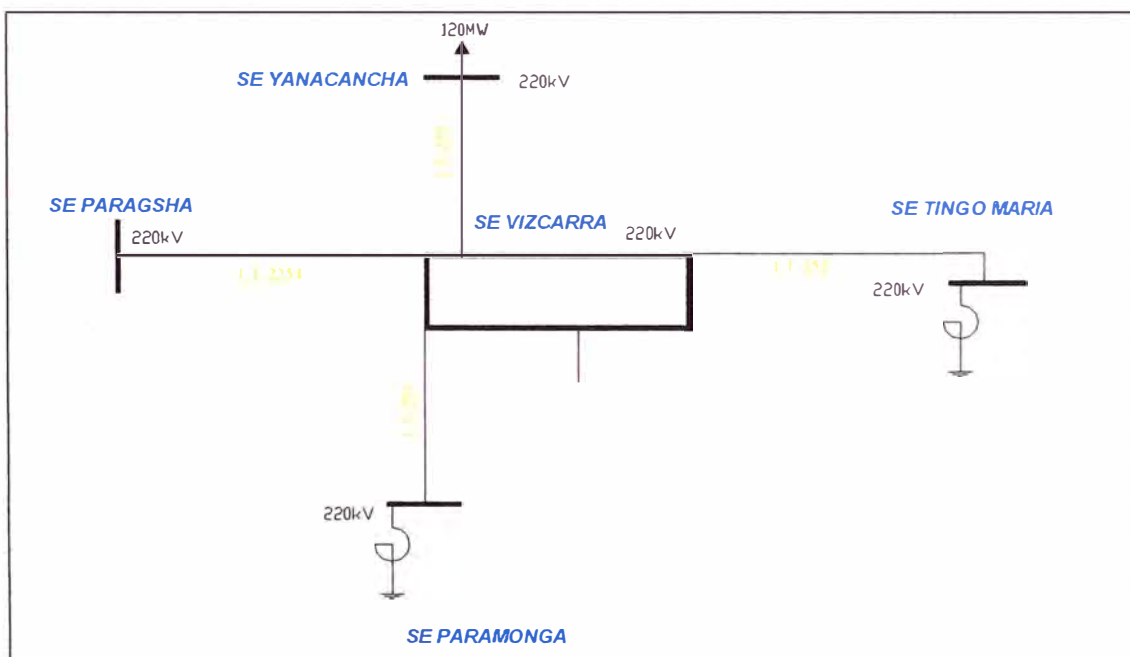


Figura 1.1 Esquema Unifilar del Sistema Eléctrico

Como se puede observar en el sistema eléctrico existe una carga de 120MW (*SE Yanacancha*) la cual para que entre en operación deberá de cumplir ciertas condiciones.

Una de las condiciones para la operación de dicha carga fue que ésta debía operar conjuntamente con un compensador estático de reactivos “SVC”, de tal manera que ante una posible falla, de dicha carga, el compensador de estabilidad al sistema eléctrico.

Los SVC tienen un funcionamiento típico para el control de reactivos, los cuales son controlados a través de tiristores. La conmutación que realizan, éstos, genera armónicos en las señales de tensión y corriente; por tanto es necesario instalar filtros para atenuar el efecto de dichos armónicos.

Para el correcto diseño y funcionamiento de los filtros de armónicos del SVC, se tuvieron que realizar mediciones instantáneas de armónicos de tensión y corriente, antes y después de la conexión del SVC, originándose de esta manera dos escenarios.

Una vez instalado el SVC y con la operación de la carga a su máxima capacidad, las empresas involucradas en el sistema eléctrico acordaron en construir una nueva línea de transmisión en 220kV la cual conectaría las subestaciones de Vizcarra y Paragsha.

La operación de la nueva línea cambiaría la distribución de los armónicos en el sistema eléctrico previamente analizado; por tanto, era necesario realizar nuevamente mediciones de armónicos de la misma manera que fue realizada en los dos escenarios anteriores, es decir, antes y después de la conexión de la línea de transmisión.

De esta manera se originaron 2 escenarios adicionales a los anteriores, es decir, ya contábamos con 4 escenarios en total. Cada escenario fue analizado con la finalidad de recomendar la operación óptima de los equipos de la Cía. Minera Antamina, en adelante CMA.

Los escenarios fueron realizados entre los años 2000 y 2002, período en la cual se originaron distintas configuraciones eléctricas del sistema.

Tabla 1.1 Año de Realización de los Escenarios

Escenario 1	Marzo de 2000
Escenario 2	Marzo de 2001
Escenario 3	Junio 2002
Escenario 4	Octubre 2002

Los resultados satisfactorios que se obtuvieron de las mediciones de armónicos en los cuatro escenarios sirvieron para elaborar una metodología para realizar mediciones sincronizadas y procedimientos aplicados para la validación de los registros. Dicha metodología y procedimiento serán descritos en el presente trabajo de investigación.

También se puede mencionar que las conclusiones de cada escenario, servirán como aporte a futuros trabajos de investigación en el tema de armónicos.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

2.1 Armónicos en los Sistemas de Transmisión

Los efectos de los armónicos en el planeamiento y operación de los sistemas de transmisión han sido sujetos a muchas investigaciones en los recientes años. Casi todas las investigaciones son basadas en modelos analíticos los cuales no han sido verificados por programas comprensivos a la medición de armónicos.

Hoy en día, varios de los sistemas se encuentran disponibles para la adquisición sincronizada, de las formas de onda y el análisis armónico.

La línea de transmisión es el elemento más común de los que conforman las redes eléctricas. En conjunto, estos elementos constituyen las arterias a través de las cuales fluye la energía eléctrica desde el centro de generación hasta los centros de consumo.

Por tanto, se debe tener en cuenta que el principal camino para la propagación de armónicos son las líneas de transmisión.

Si se quiere calcular o simular correctamente los niveles de armónicos y las formas de onda en el sistema de potencia es necesario modelar estos elementos de una forma correcta.

Esto permitirá prevenir, a bajo costo, los posibles problemas de armónicos, lo que requiere modelos precisos de comportamiento de los componentes del sistema a las diferentes frecuencias armónicas y una simulación eficiente de su interconexión.

Para realizar el modelamiento de una línea de transmisión se deben calcular los parámetros eléctricos a diferentes frecuencias armónicas, ya que dichos parámetros tiene comportamientos típicos a distintas frecuencias.

También se tiene que considerar los siguientes efectos según la configuración de la línea:

- / Efectos por tener largas longitudes
- / Desbalances
- / Transposición
- / Compensaciones reactivas
- / Efecto Skin.

La siguiente figura representa la línea LT-2254 la cual fue modelada para la validación de las mediciones. Sus características y el cálculo de sus parámetros eléctricos son presentados en el capítulo correspondiente a la validación.

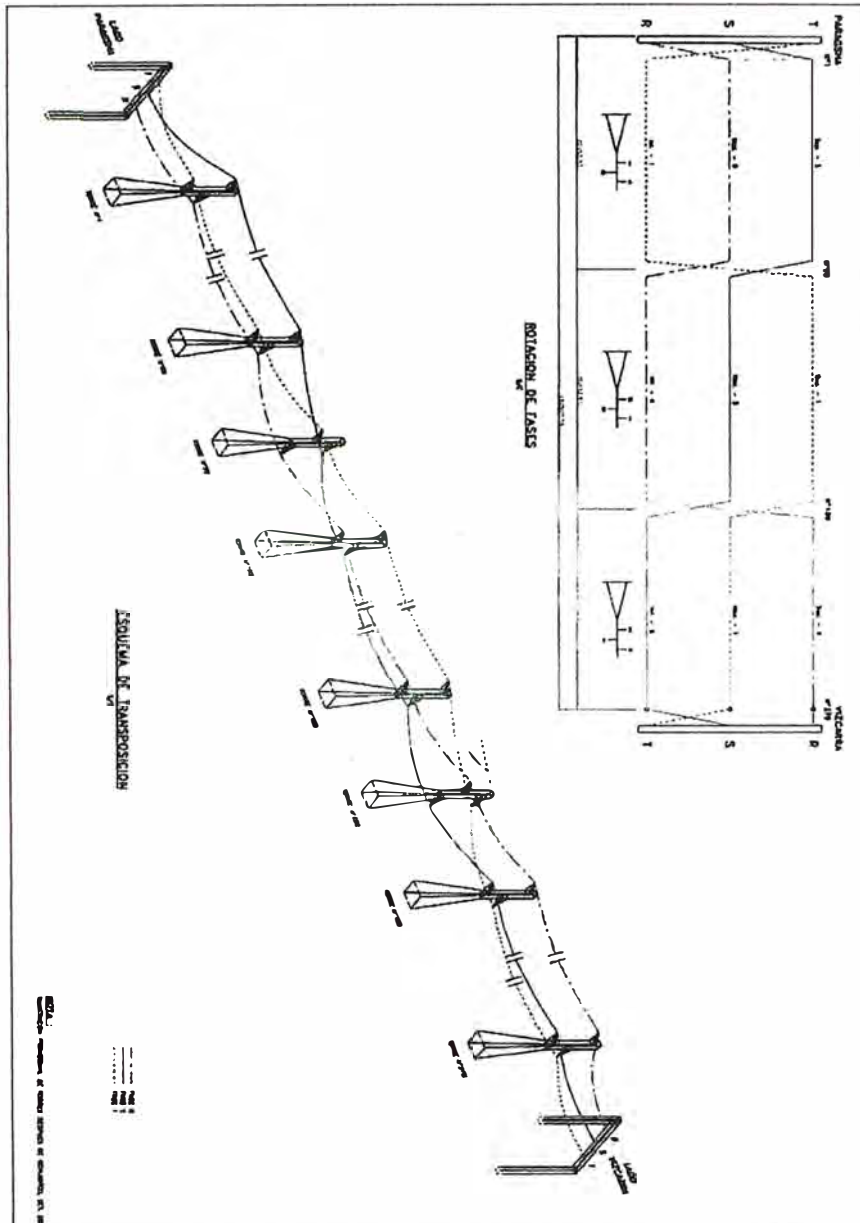


Figura 2.1 Línea LT-2254

2.2 Calidad de los Servicios Eléctricos en el Perú

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, en adelante “Osinerg”, es una entidad reguladora estatal que inició sus operaciones con la Ley 26734 en el año 1996. Está facultado en sus diferentes funciones, a velar por el cumplimiento de la normatividad que regule, la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario, así como fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones técnicas y legales en el sector de electricidad en el ámbito nacional.

Hasta el año 1997, la calidad de los servicios que brindaban las empresas del sector eléctrico, no tenía un control adecuado. En Octubre de 1997, mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM, fue aprobada la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en adelante **NTCSE**, con el fin de garantizar a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno.

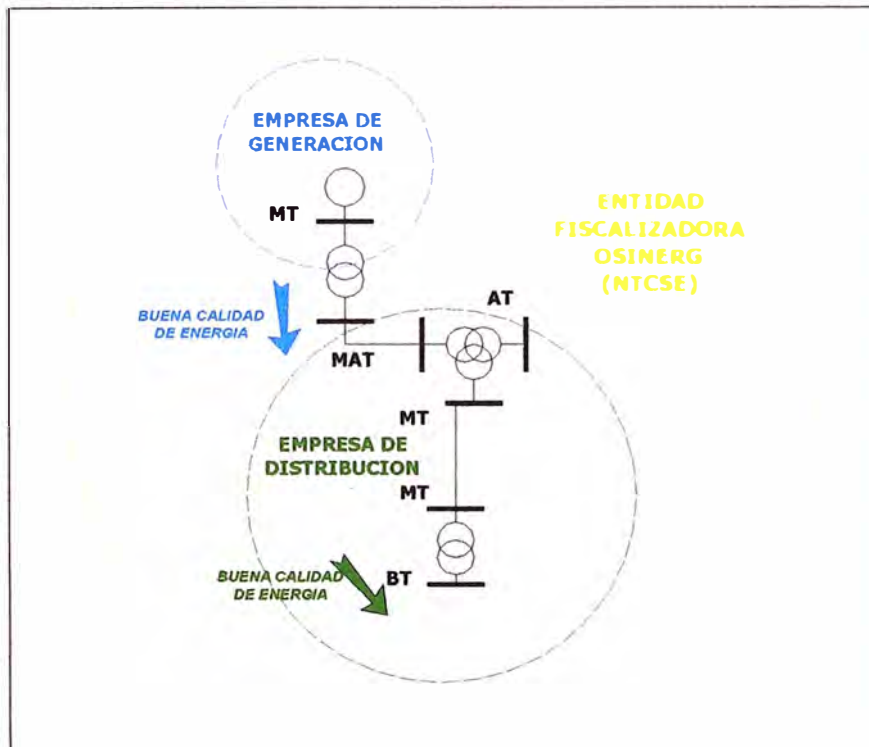


Figura 2.2 Empresas concesionarias que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones

En consecuencia, a partir de esta norma, las empresas de electricidad estatales y privadas, ver figura 2.2, que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución empezaron a realizar campañas piloto de mediciones para determinar el nivel de la calidad de energía que brindaban a sus clientes. Esta acción llevó a la necesidad de implementar un plan de adecuación a la NTCSE, el mismo que contemplaba la adquisición de equipos analizadores de redes con la finalidad de monitorear los parámetros eléctricos contenidos en la NTCSE, referidos a la calidad del producto (mediciones de tensión, perturbaciones y frecuencia) así como la elaboración de modelos de cálculo con la finalidad de evaluar los niveles de trasgresión de las tolerancias y el impacto de las posibles compensaciones económicas a los usuarios del servicio.

Durante este período de transición, los fabricantes de analizadores de redes tuvieron que realizar adecuaciones de hardware y software a sus equipos (acorde con la NTCSE),

generándose un mercado competitivo con la finalidad de suministrar sus equipos a las empresas de electricidad.

Dado que el impacto económico obtenido en las campañas piloto realizadas por las empresas de electricidad tuvo como resultado cifras económicas considerables (millones de dólares) con respecto a las compensaciones a ser asumidas por las empresas concesionarias y ante el reclamo generalizado de las empresas, Osinerg tuvo que postergar la entrada en vigencia de las etapas siguientes (segunda y tercera) procediendo a modificar las tolerancias y compensaciones económicas por Calidad del Producto.

Actualmente, para cumplir con la NTCSE, las empresas de electricidad realizan mediciones mensuales en los puntos de entrega a los clientes y la cantidad de mediciones dependen del número de clientes de cada empresa. A partir de esta nueva etapa, la calidad de tensión y frecuencia ha empezado a tener mayor importancia en el sistema de generación, transmisión y distribución y en el COES, originándose un nuevo problema en la identificación de los responsables cuando se trata de fallas y/o perturbaciones del Sistema Interconectando Nacional “SEIN”, por otro lado el uso de transformadores capacitivos en la mayoría de instalaciones a escala nacional es común por aplicación que se le da y el costo que tiene, ante estos los resultados de las mediciones de armónicos realizados utilizando dichos transformadores, no reflejan la magnitud real de los armónicos.

Desde que se promulgó la Ley que da vigencia a la NTCSE, ésta ha sido modificada en varias oportunidades, siendo la última modificatoria en lo que se refiere a los armónicos la contenida en el Decreto Supremo N° 040-2001-EM publicado en el mes de Julio de 2001, en el que se suspende las compensaciones por perturbaciones y la prórroga de la entrada en vigencia de la Tercera Etapa hasta que se resuelvan y se hagan las modificatorias relacionadas con las perturbaciones eléctricas.

2.3 Análisis del Estándar 519 del IEEE

El IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) mediante el grupo de trabajo “IEEE-PES Power System Harmonics” y sobre la base de la recopilación de sus estudios

de armónicos, elaboraron el documento IEEE-519 Std 519 titulado “IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power System”, el cual describe límites para el control de los problemas ocasionados por los armónicos. Los límites recomendables se refieren a las condiciones más desfavorables en régimen permanente de funcionamiento; durante transitorios estos límites pueden, por tanto, ser sobrepasados.

El estándar establece los niveles de distorsión de tensión aceptables para los suministradores de energía en sistemas de distribución, al mismo tiempo que establece límites en la distorsión armónica de corriente que los usuarios pueden “inyectar” al sistema.

Es importante mencionar que el estándar define sólo recomendaciones prácticas y en la actualidad no es una norma legal.

El estándar especifica que la adherencia estricta a sus recomendaciones no siempre evitaría problemas, particularmente cuando son aproximados a los límites; por tanto, es razonable considerar que el sistema cambia a menudo, justificando una nueva reexaminación, esto significa que las mediciones de armónicos deberían ser ejecutadas periódicamente, para determinar el comportamiento del sistema y el rendimiento de los equipos.

También establece límites para los niveles de distorsión de tensión para las compañías suministradoras de energía. Estos límites están en función del nivel de tensión de suministro tal y como lo muestra en la tabla 2.1.

Asimismo, establece límites indirectos para los niveles de corrientes armónicas para los clientes finales los cuales están conectados al mismo punto PAC.

Al definir los límites para la inyección de armónicos de corriente, se ignoran los efectos capacitivos y la amortiguación de las cargas. Dichos límites son representados por el factor SCR (short circuit ratio) que es la razón de la corriente de cortocircuito, en el punto de conexión, a la corriente máxima instalada del cliente en cuestión.

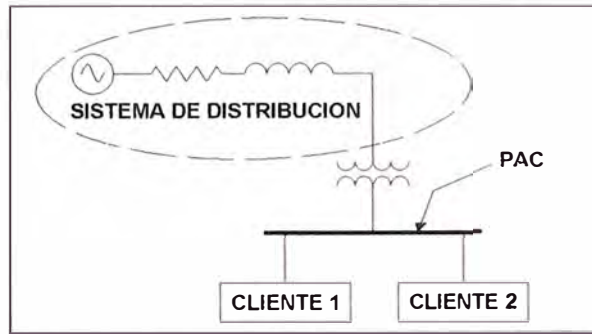


Figura 2.3 Punto de Acoplamiento Común

Tabla 2.1 Niveles de distorsión de voltaje permisibles.

Tensión en el PAC	Distorsión de Tensión Individual (%)	Distorsión de la Tensión Total THD
Hasta 69kV	3,0	5,0
69,001kV a 161kV	1,5	2,5
Más de 161kV	1,0	1,5

Tabla 2.2 Límites de corriente de distorsión (I_h) en % de IL

Límites de la Corriente de Distorsión para Sistemas de Distribución (120 – 69.000V)						
I_{sc} / I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
<20*	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20-50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50-100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100-1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0
Límites de Armónicas de Corriente para cargas no lineales en el PAC con otras cargas (69.001V – 161.000V)						
<20*	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20-50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50-100	5.0	2.25	2.0	1.25	0.35	6.0
100-1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
>1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0
Límites de la Corriente de Distorsión para Sistemas de Alta Tensión (>161kV) con Generación y cogeneración Dispersas						
<50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
> 50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

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

* Todos los equipos de generación de potencia de deben limitar a estos valores de distorsión de corriente, independientemente de su I_{sc}/I_L

Donde:

I_{sc} = Máxima corriente de cortocircuito en el PAC

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

Los límites son aplicados a los puntos de transacción de energía denominados “puntos de acoplamiento común”. Es muy importante definir de manera correcta el punto de acoplamiento común. Este punto debe ser donde los demás usuarios se conectan al sistema de distribución de la compañía suministradora de energía eléctrica.

2.3.1. Límites de Distorsión para la Tensión

A fin de no exceder los niveles de tensión armónica en todos los puntos del sistema, el Standard recomienda límites para las corrientes armónicas máximas emitidas por los abonados individuales; se usa el índice TDD (Total Demand Distortion) que indica el valor eficaz de la corriente armónica en tanto por ciento de la corriente de máxima demanda de la carga, calculada en intervalos de 15 ó 30 minutos.

Los límites de corriente recomendados en los cuadros deben ser interpretados como “caso más desfavorable” en condiciones normales de funcionamiento de duración superior a una hora. Para períodos más breves, los valores de los cuadros pueden ser incrementados en un 50%.

2.4 Métodos de Direccionalidad de Armónicos

A continuación presentamos dos métodos estadísticos los cuales serán utilizados en el presente trabajo de investigación La direccionalidad de los armónicos esta definida, como la trayectoria que siguen las corrientes armónicas en las redes eléctricas.

Determinar la direccionalidad en un punto cualquiera del sistema eléctrico, significa, determinar de donde se originan los armónicos, es decir, identificar la fuente que lo origina o si proviene de las cargas conectadas a la red de las empresas concesionarias.

Para su determinación existen métodos estadísticos y probabilísticas los cuales se basan en mediciones históricas y criterios técnicos. También pueden ser determinadas a través de simulaciones de armónicos utilizando un software especializado. Dichos métodos han sido corroborados con mediciones realizadas en el ámbito nacional. Los métodos son los siguientes:

2.4.1. Comportamiento del THD (Tasa de Distorsión Armónica)

El THD es la tasa de distorsión armónica de una onda cualquiera y se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$THD(\%) = \left(\sqrt{\sum_{i=2 \dots 40} \frac{v_i^2}{V_N}} \right) * 100\% \quad (2.1)$$

Donde:

V_N : Tensión Nominal (En otras normas se usa el valor de la tensión fundamental)

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

* El THD se interpreta como: Que proporción de la señal de 60Hz representa la señal distorsionada.

Con respecto al método, éste consiste en caracterizar el THD de tensión y de corriente considerando las siguientes condiciones:

Si los comportamientos del THD de tensión y de corriente son semejantes en un determinado período típico, es decir, si para un intervalo ambos parámetros son máximos o mínimos, entonces los armónicos son generados por la carga, por ejemplo, ver el comportamiento THD del suministro “DVT” mostrado en la siguiente figura.

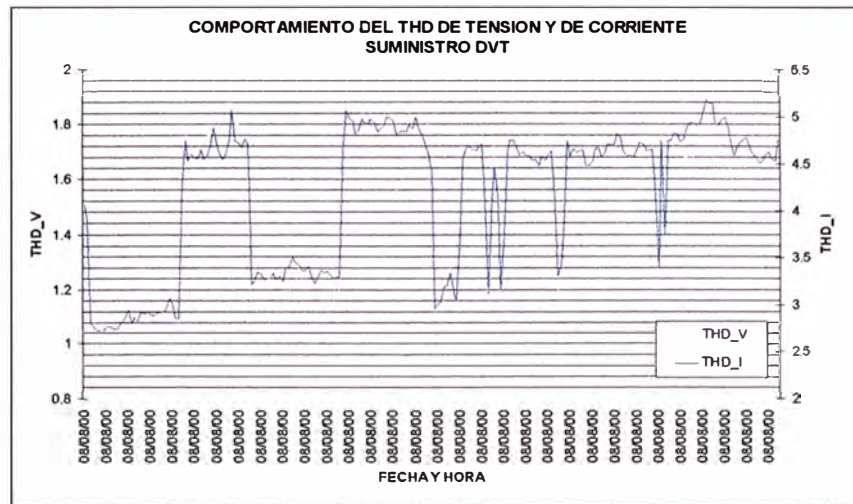


Figura 2.4 Comportamiento del THD

Si los comportamientos de los THD de tensión y de corriente no son semejantes en todo el período de medición, o en un determinado período típico, es decir, si no coinciden los valores picos, entonces se podría decir que las armónicas son generadas por las cargas vecinas, por ejemplo, ver el comportamiento del THD del suministro “DVT” mostrado en la siguiente figura.

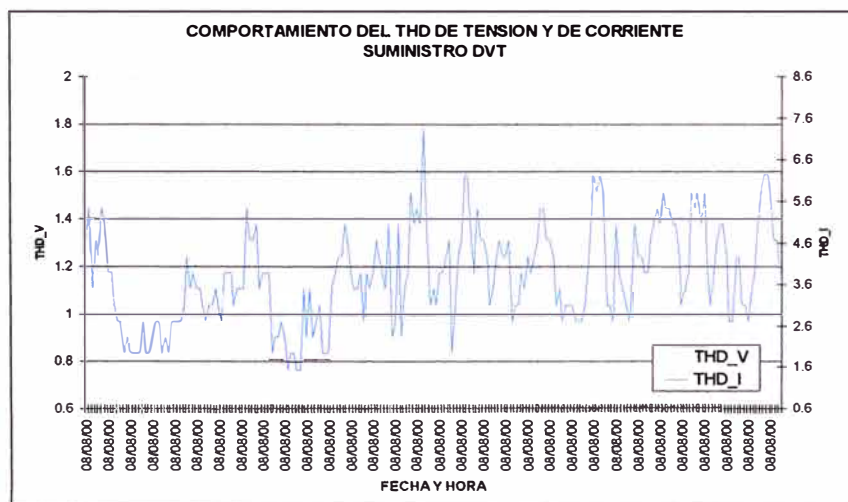


Figura 2.5 Comportamiento del THD

2.4.2. Correlación Armónica

Este método consiste en representar la tensión de un armónico de determinado orden versus la corriente de dicho armónico, por ejemplo, la figura 2.6, muestra que existe correlación (tendencia lineal) entre la tensión y corriente armónica; por tanto, el suministro “MMN” podría estar generando la 5ta armónica.

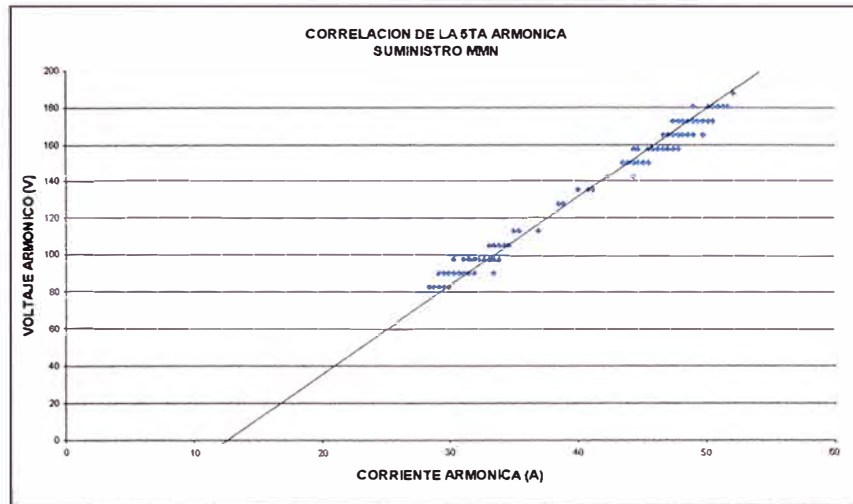


Figura 2.6 Correlación Armónica

Como segundo caso, podemos apreciar que en la siguiente figura, que no existe correlación entre la tensión y corriente del 3er armónico; por tanto, el suministro “MMN” no estaría generando el 3er armónico.

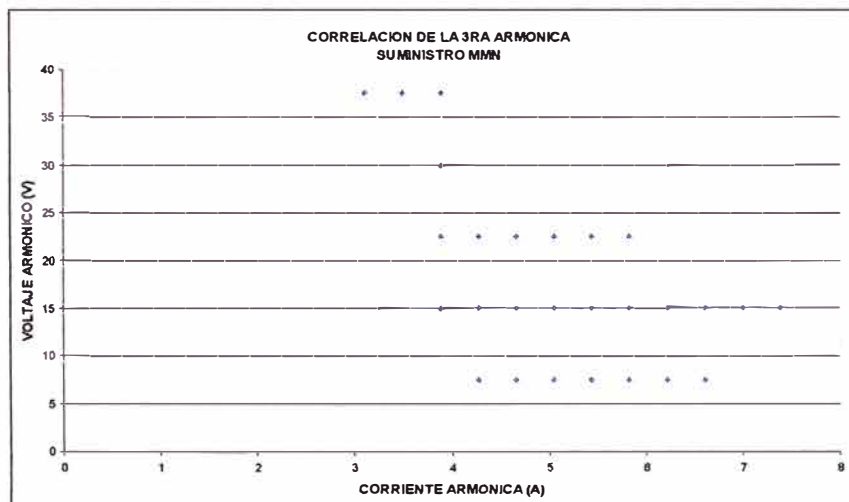


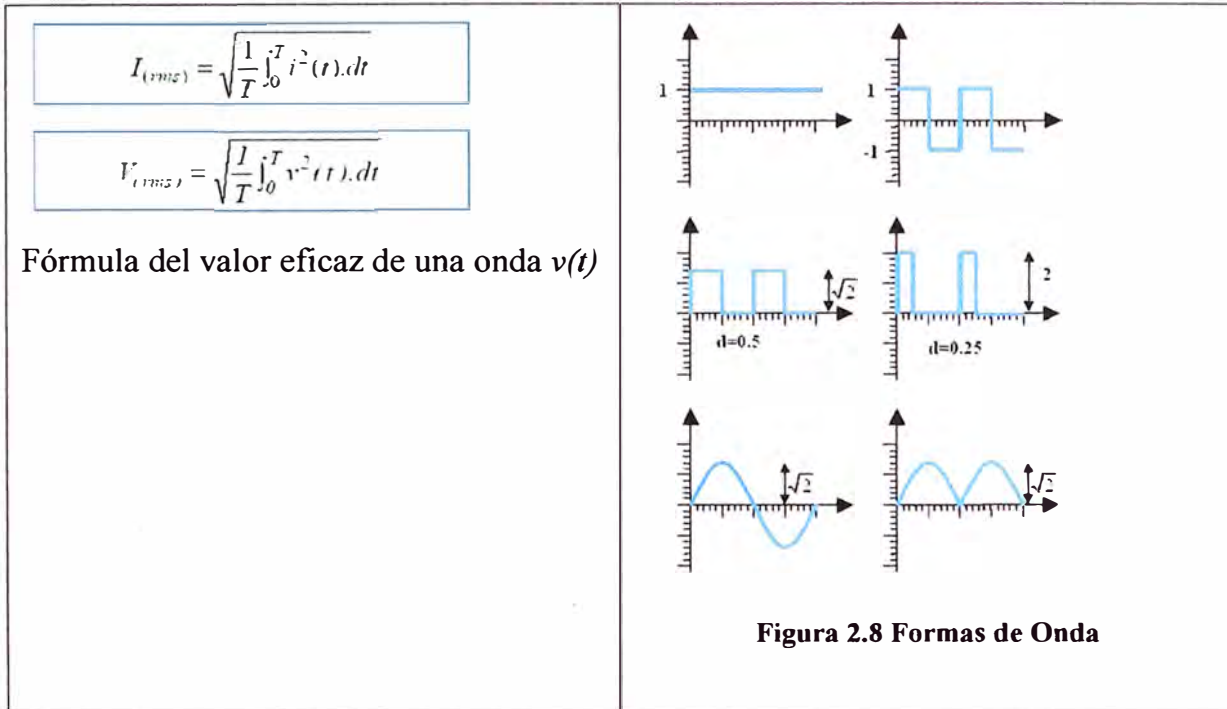
Figura 2.7 Correlación Armónica

2.5 Medición de la Calidad de Energía

Como se mencionó en el apartado anterior, la gran variedad de los efectos en los sistemas eléctricos son ocasionados por los armónicos.

Los problemas originados por los armónicos se pueden encontrar en todos los tipos de actividad en el mercado eléctrico en la cual están involucradas las empresas concesionarias y los usuarios finales así como las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras.

Para registrar los armónicos se tienen que utilizar medidores capaces de registrar el valor verdadero de la tensión o corriente eficaz, y no diferentes valores, como los son los valores medios o simplemente utilizar la onda fundamental como referencias.



Como consecuencia de la aplicación de normas de calidad, las empresas, tuvieron que empezar a buscar un equipo que se adecue a la normatividad del país; por tanto, empezar a registrar los valores eficaces verdaderos de las señales de tensión y/o corriente, ha originado que los instrumentos convencionales fundamentados en la medición de señales senoidales puras, hayan quedado obsoletos; por tal motivo, hoy en día, surge la necesidad de usar sistemas de medición que brinden mayor precisión para que los analizadores de armónicos registren las señales de las redes eléctricas correctamente.

Según los trabajos realizados, se consideró, que el primer paso para resolver los problemas por armónicos, es medir correctamente los armónicos de la red.

2.6 Importancia de la Medición de la Calidad de la Energía

Podemos mencionar que realizar mediciones de calidad de energía es importante por:

- Nos proporciona información detallada del comportamiento eléctrico, lo cual sirve para controlar la calidad del suministro, para cuantificar la energía consumida, para

controlar las puntas de consumo, conocer con detalle los eventos sucedidos en una red eléctrica, etc.

- Nos Proporciona información detallada para planificar las redes y optimizar las instalaciones en los sistemas eléctricos.
- Nos permite transferir los registros a una computadora para almacenarlos en una base de datos.
- Caracterizar los comportamientos de cualquier parámetro eléctrico.

En conclusión, la importancia de la medición de armónicos es proporcionarnos información detallada del comportamiento eléctrico del sistema frente a los armónicos. Dicha información puede ser utilizada para: controlar la calidad del suministro, para conocer con detalle los eventos sucedidos en la red eléctrica, para calcular los indicadores de calidad, para detectar perturbaciones, etc.

Los registros son ser almacenados en una base de datos y podrían servir para el diseño de equipos eléctricos como podrían ser el dimensionamiento de filtros de armónicos.

Según lo explicado en el párrafo anterior, se podría afirmar que los objetivos principales de realizar mediciones de calidad de energía son los siguientes:

- Verificar que los niveles de distorsión en equipos y en la red de distribución y/o transmisión eléctrica cumplan con las normas y especificaciones técnicas.
- Diagnosticar los niveles de armónicos en el sistema de distribución y/o transmisión, orientado a estudiar un problema específico.
- Poder brindar información cuantitativa para la planificación de un sistema eléctrico.

2.6.1. Ventajas de Realizar Mediciones de Armónicos

Las principales aplicaciones que se dan en los diferentes tipos de industrias en el ámbito mundial son:

- Disponer de base técnica para cimentar la gestión administrativa del servicio eléctrico Cliente-Concesionaria (contratos, proyectos, tarifas, etc.).

- Dar capacidad de alerta frente a potenciales disturbios y reducir riesgos operacionales.
- Supervisión de la operación continua de los procesos de producción.
- Supervisión de la distorsión armónica y especificaciones de equipos suministrados por proveedores.
- Disponer de una base de datos cuantitativa para la definición de acciones que aseguren la calidad del servicio eléctrico.
- Conocer el impacto en armónicos que tendría el sistema principal de transmisión ante la conexión de una gran carga.

2.6.2. Tecnología de los Equipos de Medición

Hoy en día, la tecnología ha evolucionado, ya que para realizar mediciones de calidad de energía se utilizan equipos analizadores de potencia, los cuales cuentan con interfaces vía software dejando a un lado los equipos analógicos que inclusive en algunos casos reportaban los registros a través de rollos de papel.



Figura 2.9 Analizadores de Redes

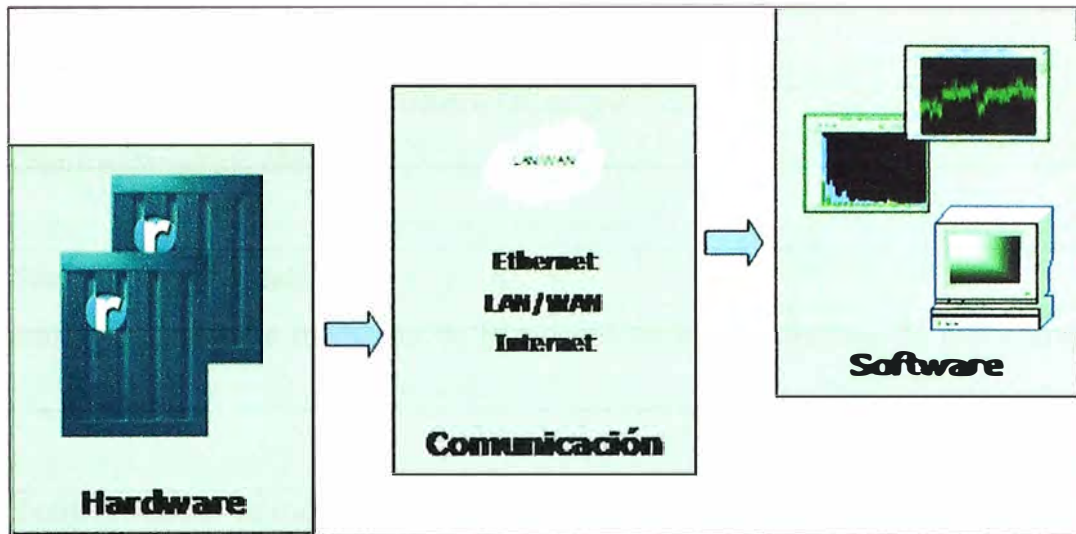


Figura 2.10 Interfaces de Equipos Analizadores

Estos equipos modernos denominados “analizadores de potencia” nos ayudan a resolver fácilmente y en forma segura, los problemas de armónicos, calidad de tensión y consumo de energía.

En la actualidad, diferentes compañías representantes de marcas de prestigio de equipos analizadores, vienen desarrollando instrumentos de alta tecnología, diseñando equipos analizadores de potencia cada vez más precisos, los cuales son capaces de registrar el nivel de contaminación armónica en sistemas de transmisión eléctrica. Lo más importante es que dichos equipos son flexibles para la adecuación de la normatividad del país.

2.6.3. Variables que se Miden

En general, para las mediciones de armónicos, se considera el sistema eléctrico en estado estacionario. Sin embargo, para efecto de análisis de disturbios específicos, también puede considerarse los efectos dinámicos productos de maniobra en la red.

En un punto de medición dado, se puede medir para una fase, los siguientes valores:

- Distorsión armónica individual de tensión y corrientes en una barra, DVh y Dih respectivamente.
- Distorsión armónica total de tensión THD.
- Distorsión armónica total de corriente THD.
- Valores “rms true” de tensión y corriente.

- ☑ Ángulos de los armónicos individuales.
- ☑ Potencia armónica.
- ☑ Corriente y distorsión en el neutro (sí es que existe)
- ☑ Otros parámetros eléctricos.

2.6.4. Sistemas de Medición

En general, un sistema de medición de la calidad de energía consta de tres componentes básicos:

- ☑ Transformador de medida
- ☑ Canal de información
- ☑ Equipos analizadores.

Dichos componentes pueden ser representados según la siguiente figura:

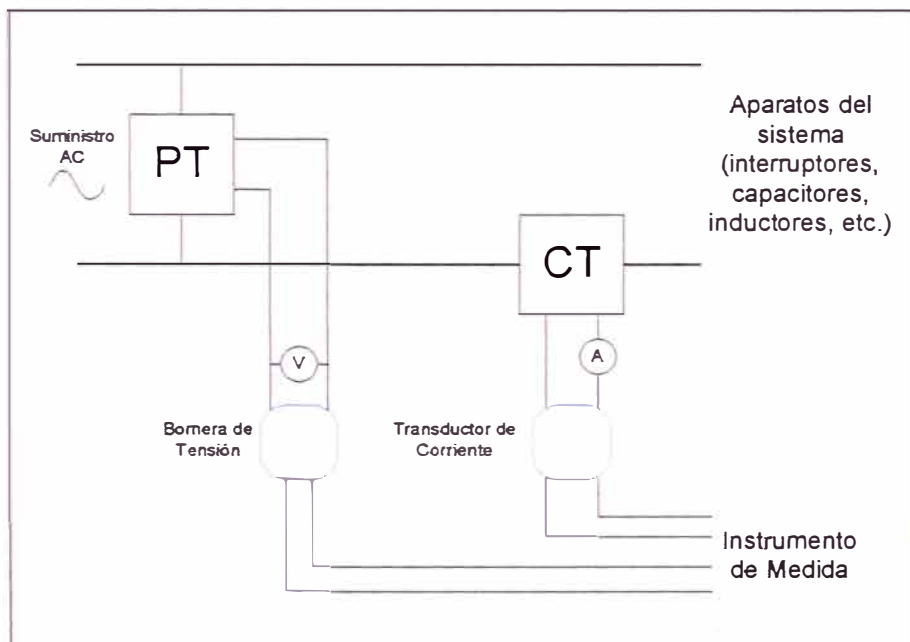


Figura 2.13 Conexión de Transductores

Para la medida de corriente se utilizan transformadores de corriente denominados CT (current transformer) y para medir la tensión se utilizan transformadores de tensión denominados PT (potencial transformer).

2.6.5. Características de los Transductores

Como se mencionó anteriormente, típicamente se emplean los PT y CT disponibles en los puntos de medición. De los antecedentes de la instalación o del levantamiento de terreno que se realice, se obtienen las características nominales de los elementos de medida. Normalmente, no se dispone de las características de respuesta de frecuencia de los PT's y CT's; en caso necesario, se puede hacer una contrastación de laboratorio con especímenes similares (repuestos de bodega), para obtener su respuesta de frecuencia y disponer de curvas de corrección. Una contrastación en el mismo lugar de la instalación puede ser también considerada, pero debe evaluarse su conveniencia por razones de repetibilidad y mayor riesgo asociado debido a que normalmente no se puede des-energizar la barra a ser medida, lo que se suma a las fluctuaciones propias que pueden tener las variables de operación. En este sentido, los métodos no-invasivos son preferibles.

En las siguientes figuras se muestra la representación real y unifilar del transformador de medida capacitivo:



Figura 2.12 Transformadores de Medida

En el presente capítulo solo se describirá el procedimiento empleado para calcular los indicadores y compensaciones en lo que se refiere a la calidad de producto específicamente perturbaciones.

2.7.1. Armónicos de Tensión

La norma peruana en lo referente a los armónicos de tensión establece lo siguiente:

Los armónicos de tensión se miden en los puntos de acoplamiento común del sistema. En cuanto a los indicadores de calidad se consideran las tensiones armónicas individuales (V_i) y el factor total por distorsiones armónicas (THD). Estos se evalúan separadamente para cada intervalo de medición (diez minutos) durante un período de medición de perturbaciones, que como mínimo será de 07 días calendario continuo.

La fórmula para calcular el THD según la NTCSE es la siguiente:

$$THD(\%) = \left(\sqrt{\sum_{i=2...40} \frac{v_i^2}{V_N}} \right) * 100\% \quad (2.2)$$

Donde:

V_N : Tensión Nominal

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

* El THD se interpreta como: *Que proporción de la señal de 60Hz representa la señal distorsionada.*

Tolerancias

Esta Norma establece que para tensiones mayores a 60 kV el sistema debe cumplir un límite máximo de distorsión de tensión THD de 3%, los límites de tensiones armónicas individuales están dados en la Tabla No 5 de dicha Norma y se resumen de la siguiente manera:

Tabla 2.3 Límites de distorsión individual de tensión

Tensiones mayores a 60 kV							
Armónico	%	Armónico	%	Armónico	%	Armónico	%
2	1.5	12	0.2	22	0.2	32	0.2
3	1.5	13	1.5	23	0.7	33	0.2

Tensiones mayores a 60 kV							
Armónico	%	Armónico	%	Armónico	%	Armónico	%
4	1.0	14	0.2	24	0.2	34	0.2
5	2.0	15	0.3	25	0.7	35	0.171
6	0.5	16	0.2	26	0.2	36	0.2
7	2.0	17	1.0	27	0.2	37	0.168
8	0.2	18	0.2	28	0.2	38	0.2
9	1.0	19	1.0	29	0.186	39	0.2
10	0.2	20	0.2	30	0.2	40	0.2
11	1.5	21	0.2	31	0.181		
Límite máximo de THD de tensión = 3 %							

Para tensiones menores o iguales a 60 kV el sistema debe cumplir un límite máximo de distorsión de tensión THD de 8%, los límites de tensiones armónicas individuales están dados en la Tabla No 5 de dicha Norma y se resumen así:

Tabla 2.4 Límites de distorsión individual de tensión.

Tensiones menores o iguales a 60 kV							
Armónico	%	Armónico	%	Armónico	%	Armónico	%
2	2.0	12	0.2	22	0.2	32	0.2
3	5.0	13	3.0	23	1.5	33	0.2
4	1.0	14	0.2	24	0.2	34	0.2
5	6.0	15	0.3	25	1.5	35	0.557
6	0.5	16	0.2	26	0.2	36	0.2
7	5.0	17	2.0	27	0.2	37	0.538
8	0.5	18	0.2	28	0.2	38	0.2
9	1.5	19	1.5	29	0.631	39	0.2
10	0.5	20	0.2	30	0.2	40	0.2
11	3.5	21	0.2	31	0.603		
Límite máximo de THD de tensión = 8 %							

Como ejemplo se muestran los niveles de armónicos expresados en porcentaje con respecto de la tensión nominal realizado en el suministro que se muestra en el siguiente gráfico.

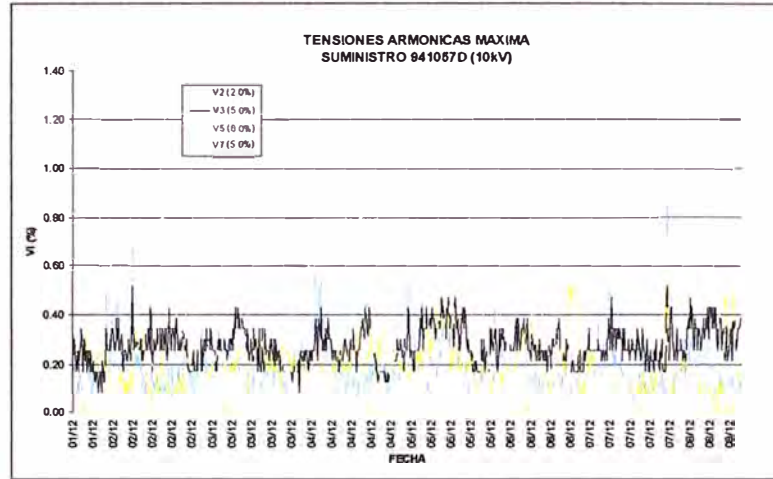


Figura 2.14 Ejemplo de Registros de Armónicos

El siguiente gráfico muestra el resultado del cálculo del factor de distorsión por tensiones armónicas THD. Sólo se ha representado el mayor valor de las tres fases ya que dicho valor sería el más desfavorable.

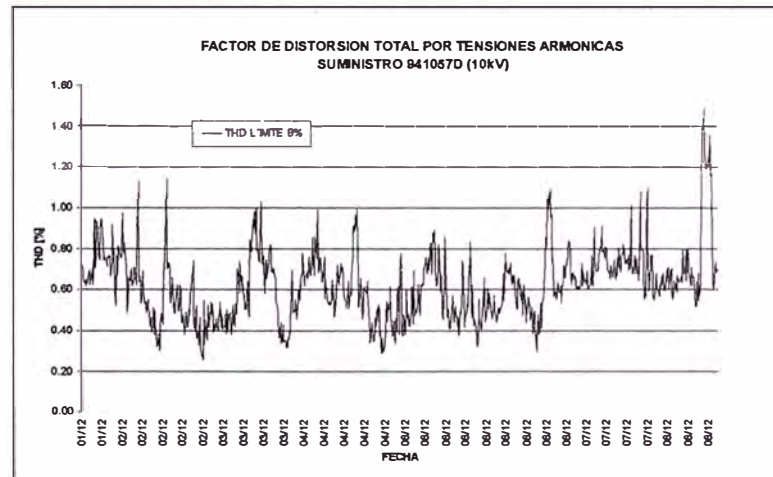


Figura 2.15 Ejemplos de Registros de THD

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA DE APLICACIÓN PARA REALIZAR MEDICIONES SINCRONIZADAS

La solución para determinar los posibles problemas que pudieran ocasionar los armónicos en los sistemas eléctricos de potencia es registrarlos de una manera segura y confiable; por tal, presentamos una metodología para realizar dichos registros de una manera eficiente y a la vez un procedimiento que sirve de validación con la cual garantizaremos la totalidad de los resultados.

3.1 Metodología de Aplicación

La metodología aplicada para realizar las mediciones de armónicos es denominada Harmonic System Measurement “HSM”, dicho sistema nos permite realizar mediciones sincronizadas de armónicos.

Para lograr ésta aplicación se deben realizar mediciones sincronizadas usando equipos capaces de medir fasores, es decir, registrar armónicos en módulo y ángulo.

La siguiente figura muestra los valores RMS de cada armónico así como su ángulo de fase:

Phase B-C Voltage Harmonics. Apr 16 2004 15:07:46

Harmonic	RMS Value	Phase	Percent
0	2.028V	0°	0.472%
1	429.2V	295.8°	100%
2	5.459V	249.1°	1.271%
3	10.19V	49.59°	2.374%
4	3.065V	236.4°	0.714%
5	2.798V	332.4°	0.652%
6	1.739V	45.20°	0.405%
7	1.832V	104.3°	0.426%
8	1.221V	327.3°	0.284%
9	1.236V	64.69°	0.288%
10	1.409V	319.4°	0.328%
11	1.2V	209.8°	0.279%
12	1.144V	78.71°	0.266%
13	987.8mV	66.43°	0.230%
14	1.171V	175.4°	0.273%
15	1.432V	93.14°	0.333%
16	1.222V	353.5°	0.284%

Odd Harmonics: 3.070%. Even Harmonics: 1.811%. Total: 3.584%.

Figura 3.1 Registro de Armónicos en Módulo y Ángulo

3.1.1. Sistema HMS

Una forma de representar el modelo HSM es tal como se muestra en la siguiente figura:

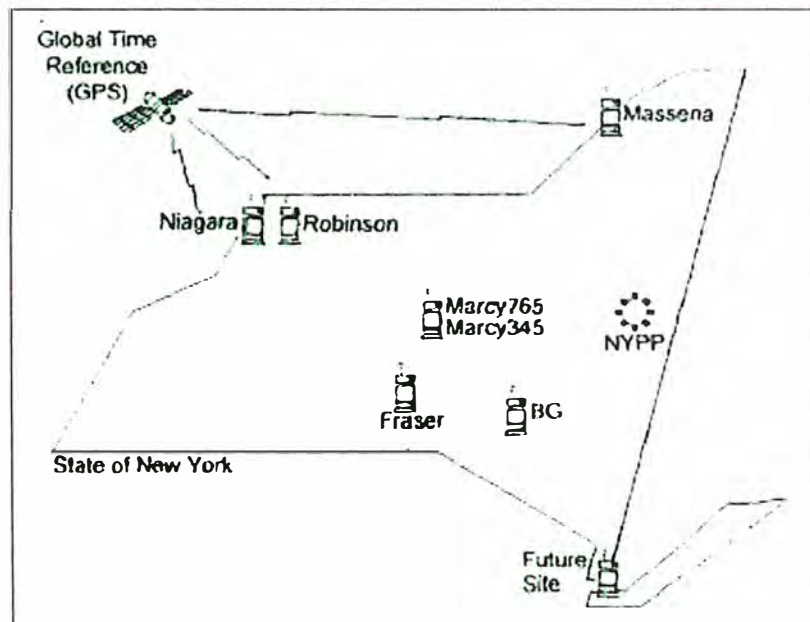


Figura 3.2 Instalaciones que Conforman Sistemas de Medición de Armónicos

Donde se muestra la ubicación de medidores en distintas zonas geográficas los cuales son controlados por un GPS.

En nuestra aplicación, el modelo HSM es controlado a través de un servidor el cual conecta a varios equipos analizadores vía GPS de tal manera que los equipos registran de forma simultánea el comportamiento de la red eléctrica. Dicha representación también puede ser aplicada para el control del monitoreo de sistemas de eléctricos, por ejemplo, en la siguiente figura se muestra los equipos involucrados dentro de un sistema HSM:

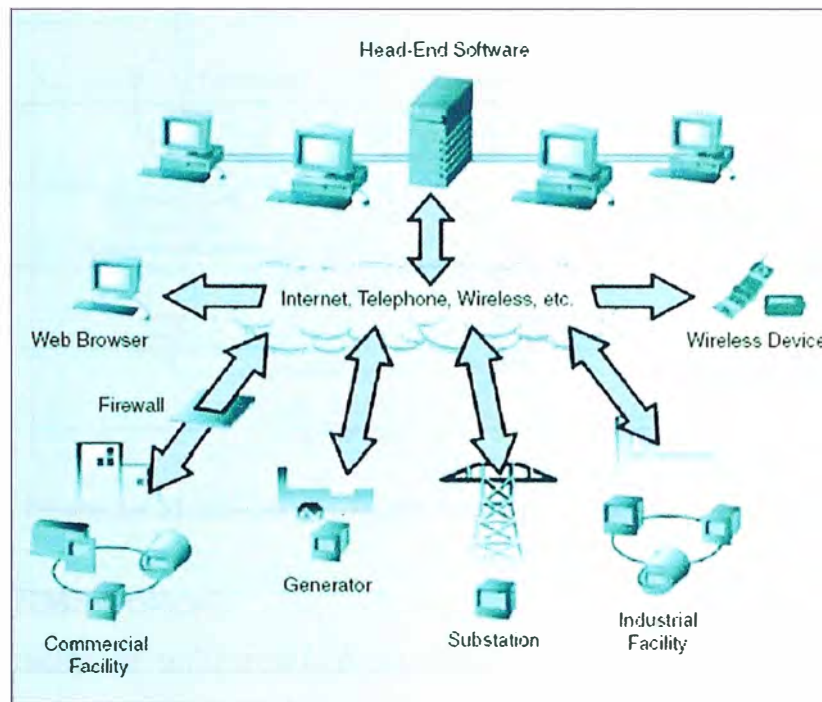


Figura 3.3 4Modelo HMS

El hardware básico necesario para completar el sistema HMS fue el que se muestra en la siguiente figura:

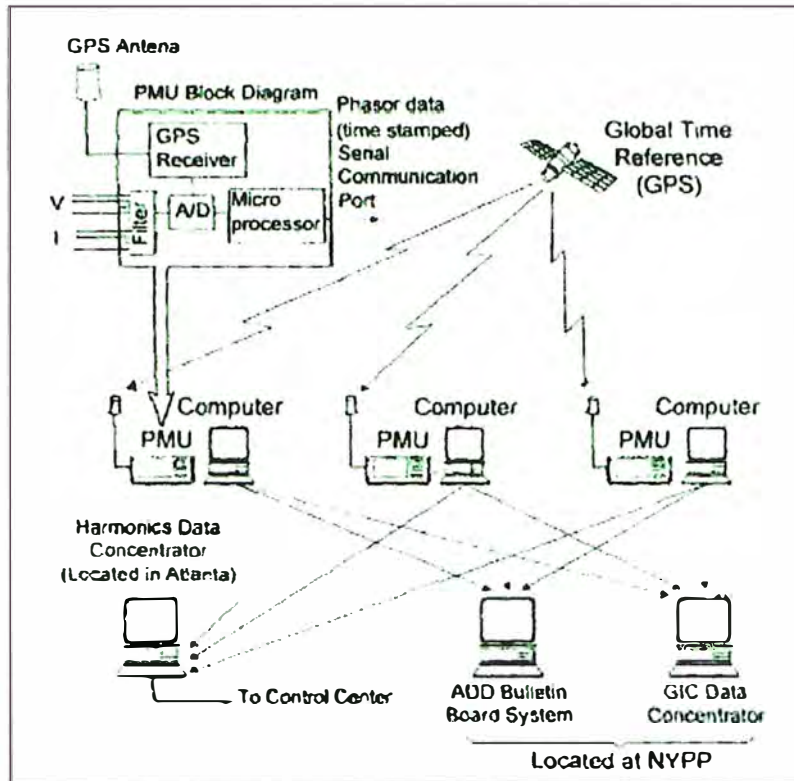


Figura 3.4 Modelo del Hardware Necesario para el Sistema HMS

3.1.2. Modelo HMS Utilizado

En nuestra aplicación se utilizaron computadoras personales asignados a cada punto de medición y un servidor los cuales estaban sincronizados con equipos analizadores de armónicos.

La metodología fue aplicada para registrar armónicos en muy alta tensión. Dicho sistema se muestra en la siguiente figura:

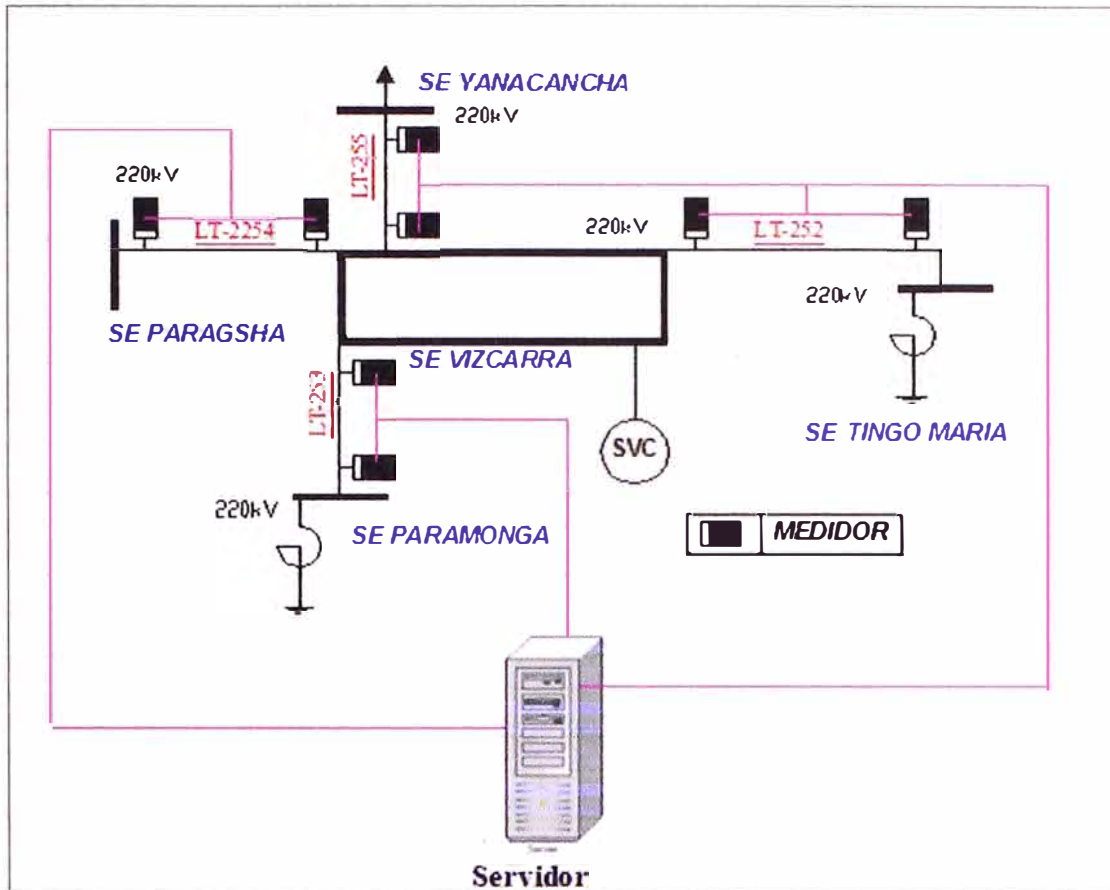


Figura 3.5 Sistema Utilizado en el Estudio

La siguiente figura muestra la red y la ubicación de los lugares en donde se realizaron las mediciones.

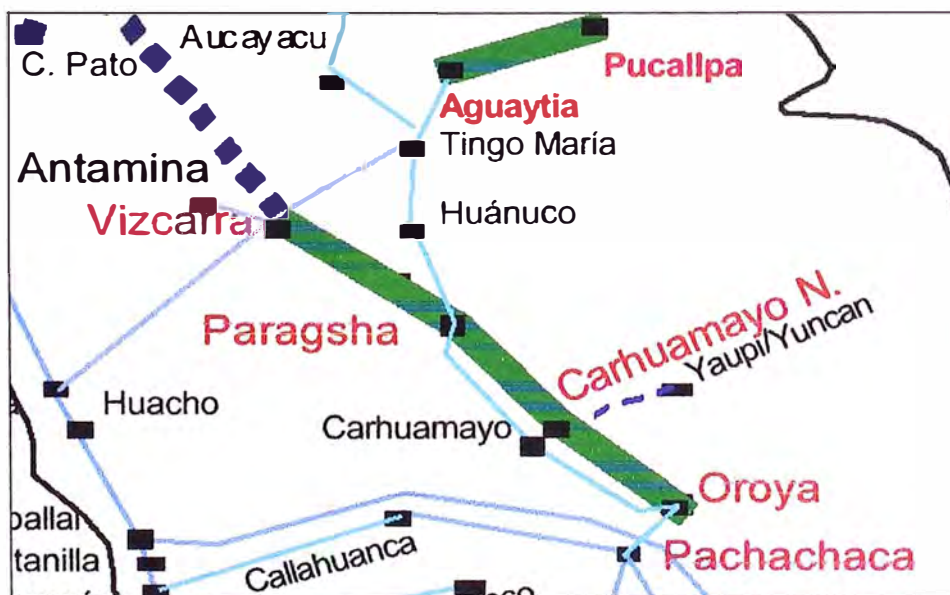


Figura 3.6 Ubicación Geográfica de los Puntos de Medición

Las subestaciones en donde se instalaron los equipos analizadores de armónicos fueron:

Tabla 3.1 Subestaciones Involucradas en el Estudio

Subestación	Ubicación
Yanacancha	Cía. Minera Antamina (Ancash)
Vizacarra	Huallanca (Ancash)
Paramonga	Paramonga (norte de Lima)
Tingo María	Madre de Dios
Paragsha	Cerro de Pasco
La Oroya	Junin

Para la adquisición de los datos, se instalaron sistemas GPS en los lugares en donde se realizaron las mediciones. Como se mencionó anteriormente el sistema HMS constaba con: analizadores de armónicos que median los armónicos en módulo y ángulo, es decir, en modo fasorial; una computadora personal la cual ajustaba la hora a través del GPS, el ajuste era realizado a través de un software, éste registraba la hora vía GPS a través de Internet fijando la hora de las computadoras.

Los equipos estaban configurados para capturar los fasores (snap-shots) de forma sincronizada en un período de 10 minutos, este tiempo permitía capturar los armónicos con sus respectivos módulos y ángulos hasta el orden 63.

Los valores eran reportados a un servidor que estaba localizado en las instalaciones de la subestación Yanacancha (Cía. Minera) la cual recibía las mediciones instantáneas cada 10 minutos.

Con respecto a los datos promedios, se debe mencionar que los registros eran descargados por técnicos especialistas en mediciones eléctricas a cada hora los cuales reportaban a través de Internet la data para el servidor. La siguiente figura representa el tipo de datos que registró el equipo. (Valores promedio y valores instantáneos)

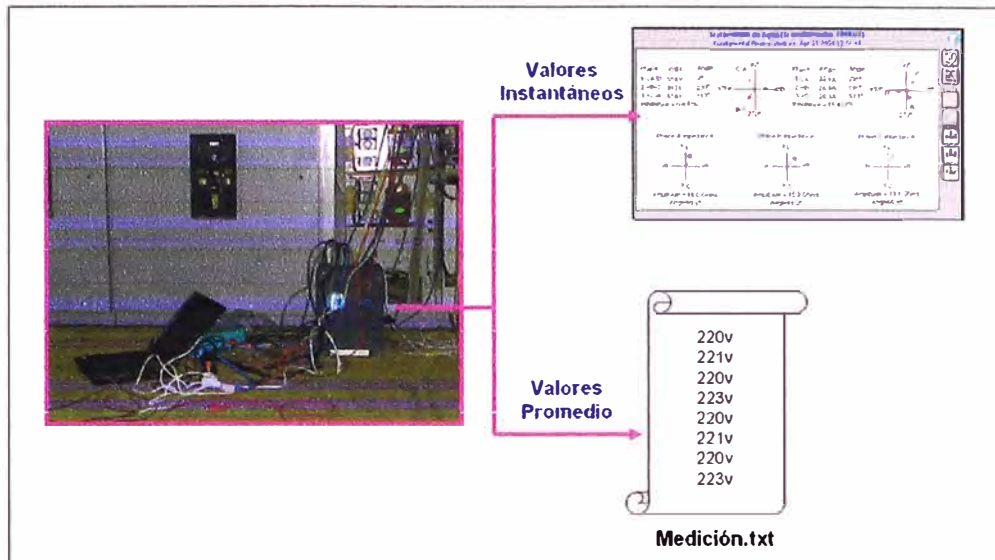


Figura 3.7 Tipo de Datos Registrados por el Equipo Analizador

3.1.3. Sincronización de las Mediciones

Una de las características claves para el registro de los armónicos fue la captura de los fasores, para ello se diseñó un programa adicional, ya que el equipo no tenía la opción de capturar los fasores de forma automática.

Dicho programa tenía una interfase (computador-equipos analizador) la cual le permitía capturar los fasores y los almacenaba en una base de datos.

El sistema fue programado para que un usuario tome los snap-shots de las formas de onda de todos los canales del instrumento, es decir, las tensiones y corrientes de todas las fases, en intervalos de 10 minutos. Todo esto llevó a que, por punto de medición se obtengan 1,028 muestras (una semana) hasta el armónico de orden 63. En todos los escenarios la sincronización de los equipos empezó a las 00:00 horas.

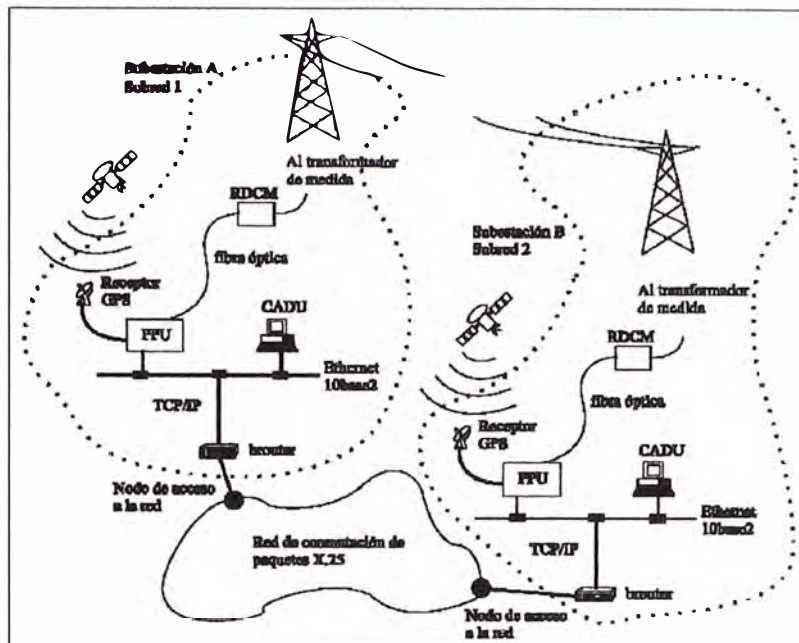


Figura 3.8 Sistema HMS

3.1.4. Equipo Utilizado

El equipo utilizado en los cuatro escenarios fue el siguiente:



Figura 3.9 Equipo RPM Modelo 1650

Registrador de parámetros de calidad (tensión, flicker y armónicas) de fácil instalación; permite una diversidad de intervalos de medición, así como la programación en simultáneo de varios periodos de medición lo que se ajusta a lo establecido en la NTCSE; equipo con un modo osciloscopio, que permite la verificación de una correcta instalación; portabilidad favorable para acceder en lugares remotos; diseñado para resistir una diversidad climatológica.

La medición de corriente se realiza utilizando transductores de corriente, lo que evita abrir algún circuito disminuyendo considerablemente el riesgo de la instalación.



Figura 3.10 Transductor de 1000Amp

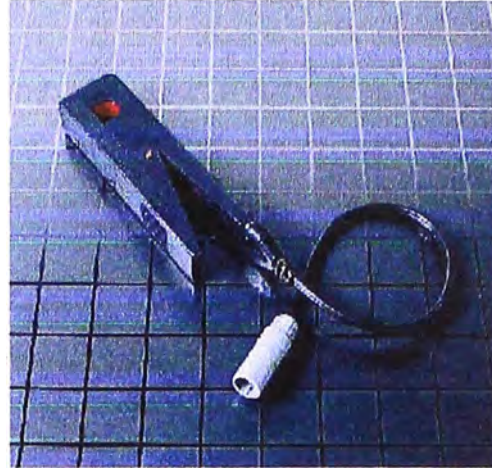


Figura 3.11 Transductor de 5Amp

Registra valores instantáneos de armónicas de tensión y corriente, en modulo y fase; lo que proporciona la data requerida por un programa de simulación de flujos de armónicas.

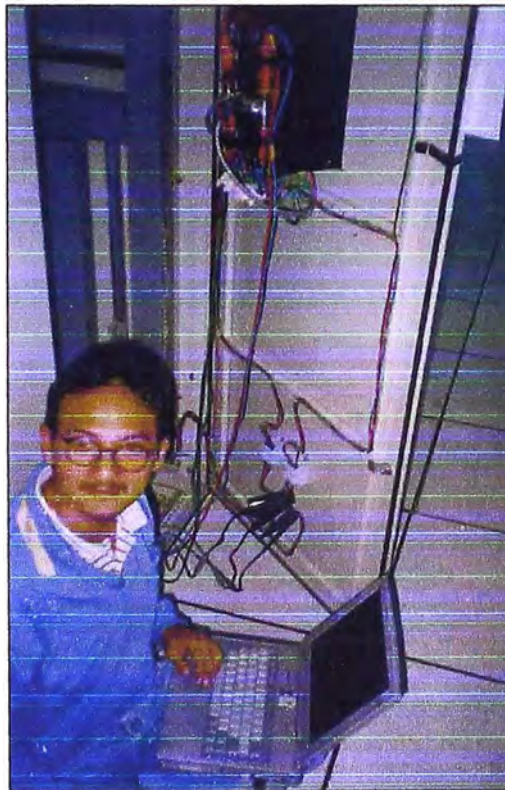


Figura 3.12 Equipo RMP Modelo Osciloscopio a través de una PC

Registra flicker (Pst) en intervalos de 10 minutos, independiente de la programación establecida, adjuntándose a lo estipulado en la NTCSE.

C) Parámetros Eléctricos Registrados

Los parámetros eléctricos (según la NTCSE) registrados fueron:

✓ **TENSION**

Período de medición: 7 días

Intervalo de medición: 15 minutos

✓ **FLICKER**

Período de medición: 7 días

Intervalo de medición: 10 minutos

✓ **ARMONICAS DE TENSION**

Período de medición: 7 días

Intervalo de medición: 10 minutos

✓ **ENERGIAS**

Período de medición: 7 días

Intervalo de medición: 10 minutos

Intervalo de medición: 15 minutos

Datos técnicos:**Tensión:**

Entrada	100 mV hasta 1000V
Precisión	$\pm 1\%$ de la escala total (típicamente 0.5%)
Impedancia	2 M Ohm a tierra
Capacitancia	< 30pf
Frecuencia	60/50 Hz ± 0.1 Hz

Corriente:

Entrada	Desde 0.01 a 3000 Amps rms
Precisión	$\pm 1\%$ de la escala total (más precisión del CT)
Impedancia	2 M Ohm a tierra
Capacitancia	< 30pf

3.1.5. Metodología de Medición

La metodología de medición propuesta comprende en realizar los siguientes pasos:

- Preparación de plan de mediciones

- / Instalación de equipos
- / Verificación de la instalación
- / Configuración de equipos
- / Monitoreo de equipos
- / Descarga de registros
- / Desconexión de equipos

/ Preparación del plan de mediciones

Cuando se trata de medir en varios puntos, es recomendable que las mediciones sean sincronizadas y que se utilicen equipos de la misma marca y tecnología, esto reduciría el margen de error que se pudiera encontrar cuando se utilizan distintas marcas de equipos, sobre todo cuando se trata de medir módulos y ángulos de armónicos.

El equipo debe cumplir las características técnicas especificadas en el acápite 3.1.3.

Una vez seleccionado el equipo, se debe determinar la cantidad de equipos que se utilizará en el proyecto.

Los equipos deben conectarse de tal manera que encierren el sistema. Denominamos “**encerrar el sistema**” cuando se instalan equipos en la entrada y salida de la línea de transmisión, ver siguiente figura:

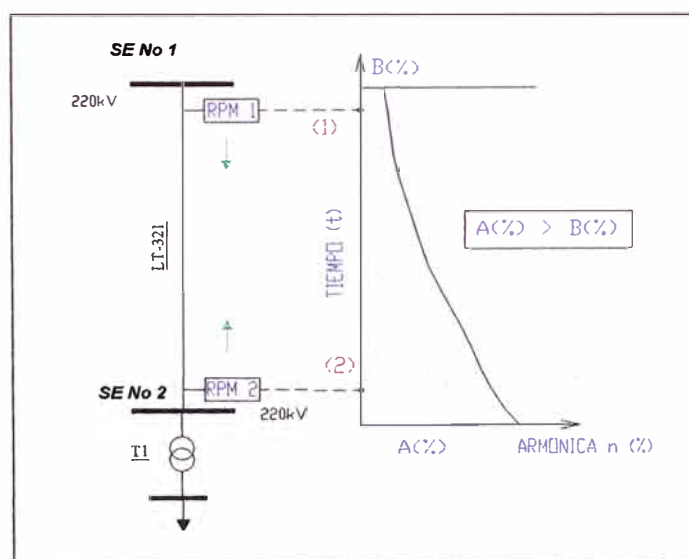


Figura 3.13 Mediciones Encerradas

Una ventaja de tener conectados los equipos en cada extremo de la línea es conocer el flujo de potencia en un determinado instante. También nos permitiría conocer lo siguiente:

- ✓ Si los medidores de energía existentes están bien conectados
- ✓ Los márgenes de error de los instrumentos de medida de la subestación
- ✓ El flujo de potencia.
- ✓ Cualquier parámetro eléctrico.
- ✓ Posibles anomalías de la red.

Una vez determinado los puntos y los lugares donde se instalarán los equipos se debe realizar las coordinaciones con las empresas involucradas en el estudio con la finalidad de facilitar el ingreso del personal y equipos.

Es importante establecer un cronograma de mediciones en donde se establecen las horas de inicio y finalización así como los puntos en donde se realizarán las mediciones.

Adicionalmente a cada equipo se recomienda instalar un software que fije la hora del equipo o el de la computadora a través de un GPS, ya que normalmente los relojes de la computadora y equipos tienden a tener retrasos pequeños.

Cuando se trata de realizar mediciones en alturas sobre el nivel del mar considerables, mayores a los 3,500 m.s.n.m., se recomienda llevar equipos adicionales, de tal manera de utilizar uno como backup, ya que suele suceder que a dichos equipos, por ser similares a las computadoras, tienden a plantar su sistema operativo por causa de bajas temperaturas.

Antes de empezar a realizar las mediciones, es recomendable que se realice simulaciones del flujo de potencia del sistema a estudiar. Los resultados de dicha simulación permitirían corroborar las mediciones iniciales.

✓ **Instalación de equipos**

La instalación de los equipos es realizado en la subestación en donde se encuentra el punto de medición.

Se debe prever que la subestación cumpla lo exigido por las normas de seguridad ante riesgos eléctricos, asimismo, la persona que realizará la instalación debe contar con todos los accesorios de seguridad.

Para la medición de la corriente se deben utilizar transductores de corriente comúnmente denominadas pinzas de corriente, dichas pinzas deben ser material flexible.

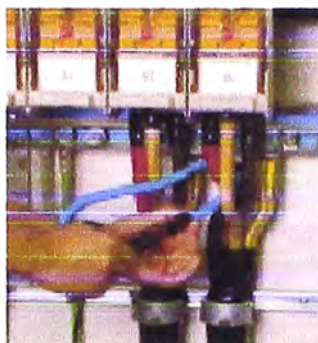


Figura 3.14 Medición Utilizando Pinzas Flexibles

Para la medición de la tensión, ésta debe realizarse utilizando grampas de tensión o cocodrilos los cuales deberán tener una tensión de aislamiento de como mínimo 1,000V.

Es común que en las subestaciones no existan borneras especiales para instalar los equipos analizadores; por tal, la identificación de las señales de tensión y de corriente debe de realizarse utilizando un plano eléctrico o con la ayuda del personal encargado de la subestación.

Es recomendable que las subestaciones deban contar con enchufes entrelec los cuales están compuestos de dos partes, el primero que está instalado en la subestación y el segundo que es portátil.

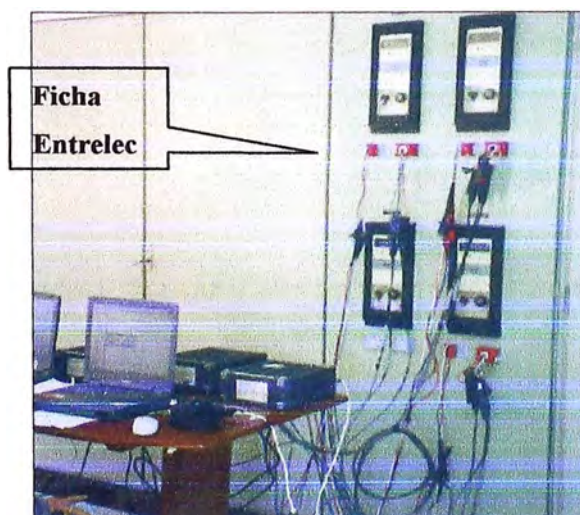
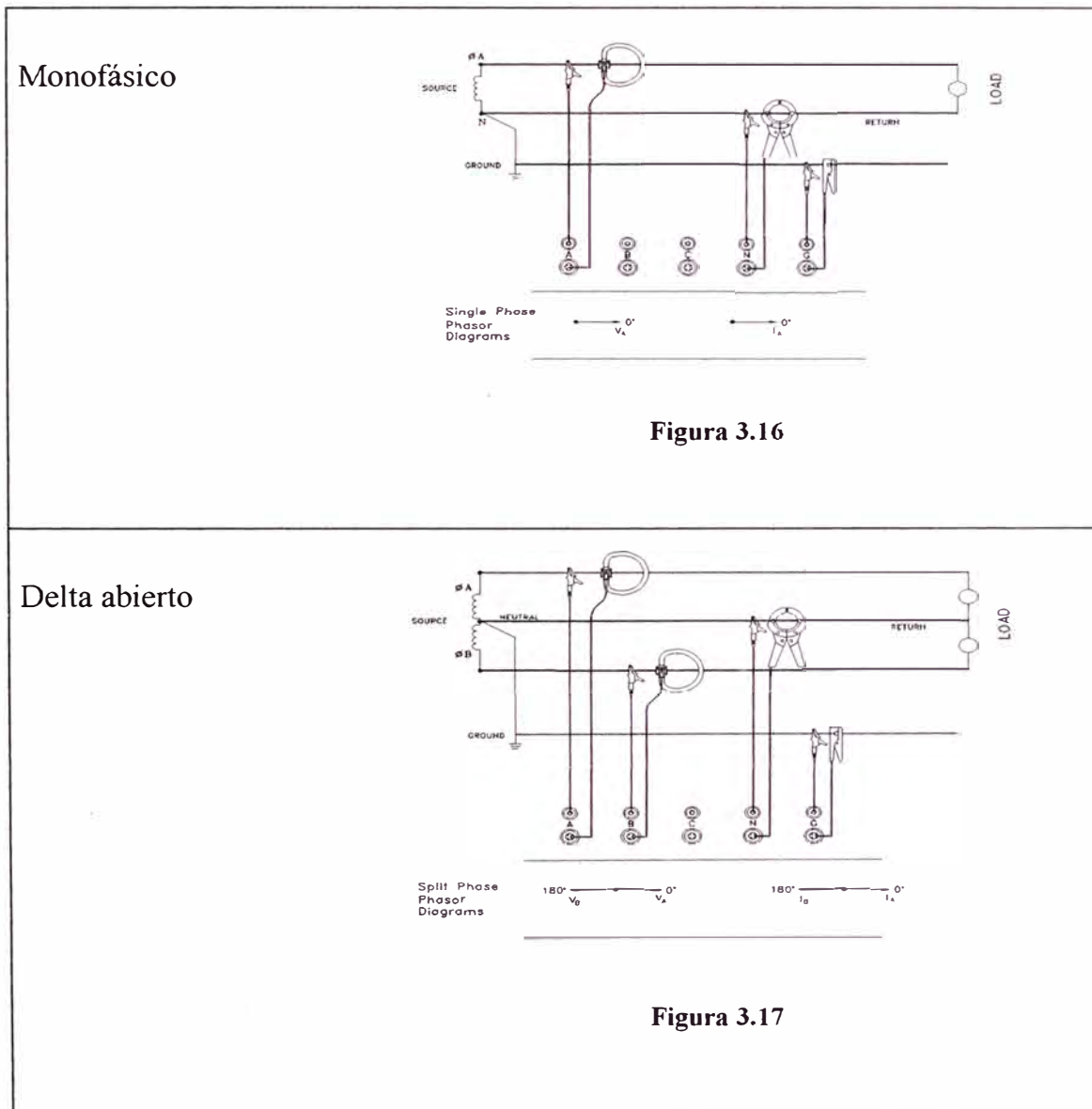


Figura 3.15 Fichas Entrelec

La ventaja de usar estos enchufes es evitar abrir los circuitos de medición reduciendo el riesgo de provocar una falla.

Conexión de equipos analizadores

Los posibles tipos de conexión que se emplean son los siguientes:



Tres-Fases Estrella

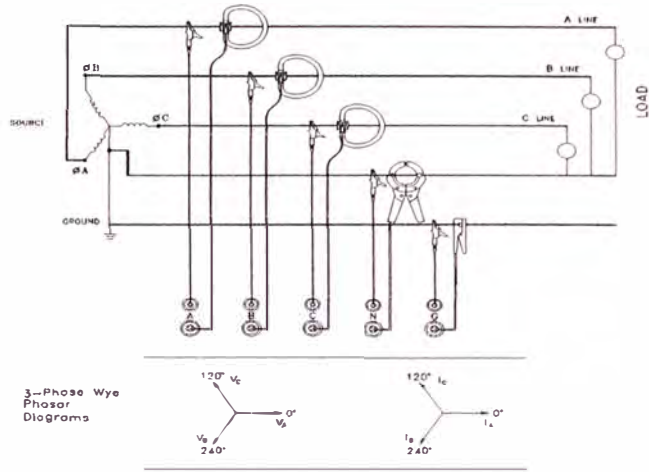


Figura 3.18

Tres-Fases Delta (Floating and Grounded)

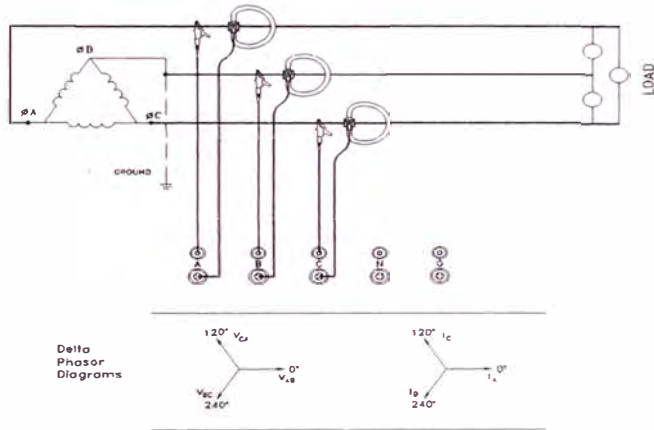


Figura 3.19

Tres-Fases Delta (High-Leg)

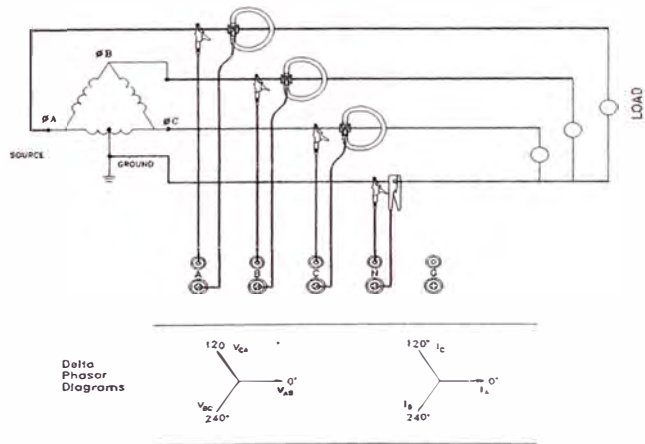


Figura 3.20

Tres-Fases Delta
(Open Leg)

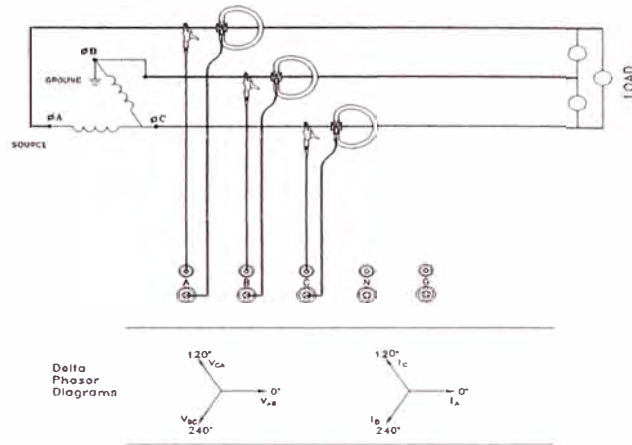


Figura 3.21

2 ½ Elementos

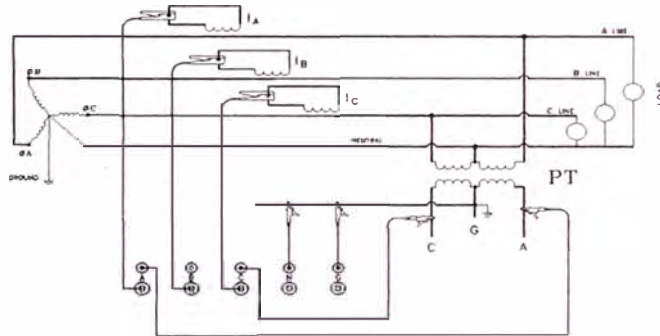


Figura 3.22

2-Elementos
(3 PT y 2 CT)

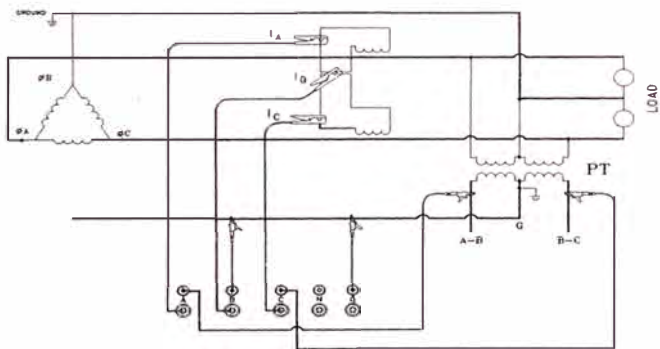


Figura 3.23

✓ Verificación de la instalación

Antes de realizar la conexión se debe verificar el número de sistemas del medidor, es decir, si es de dos ó tres sistemas, también conocido como de tres y cuatro hilos.

El tipo de conexionado de los equipos debe ser igual para todos los equipos. En caso que se determine conectar los equipos en estrella-neutro, se debe asegurar que se utilice el neutro y evitar utilizar la tierra como neutro, ya que muchas veces no existe un buen aterramiento en la subestación, lo cual podría generar: que en una de las fases la tensión sea mayor que las otras; corrimiento del ángulo del triángulo de tensiones lo cual genera desbalances de tensión.

Se debe de verificar los multiplicadores de los transformadores de medida y en caso de aplicar medición directa, estas no deben ser mayores a 750V (esto depende de la tensión máxima de registro del equipo).

Para instalar equipos analizadores se debe de realizar los siguientes procedimientos:

- a) Ubicar el sistema auxiliar (220V) para la alimentación del equipo analizador. Es recomendable que el sistema de alimentación contenga una puesta tierra de protección.
- b) Identificar correctamente los sistemas de medición (dirección de la corriente y secuencia de fases y diagrama fasorial) ya que normalmente los sistemas de medición de los suministros no cuentan con este detalle (ver siguiente figura donde se muestra que en algunos casos los tableros no tienen identificados la secuencia de fases de los circuitos de fuerza)

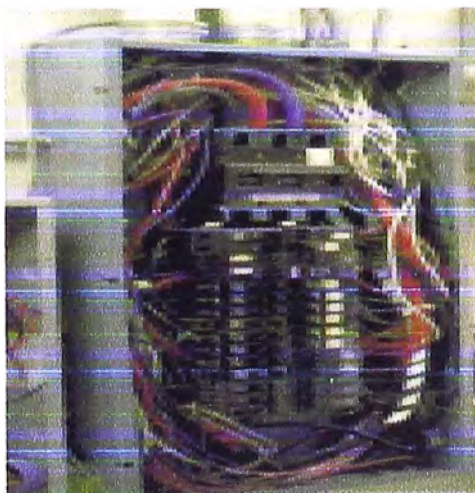


Figura 3.24 Tableros de Medición

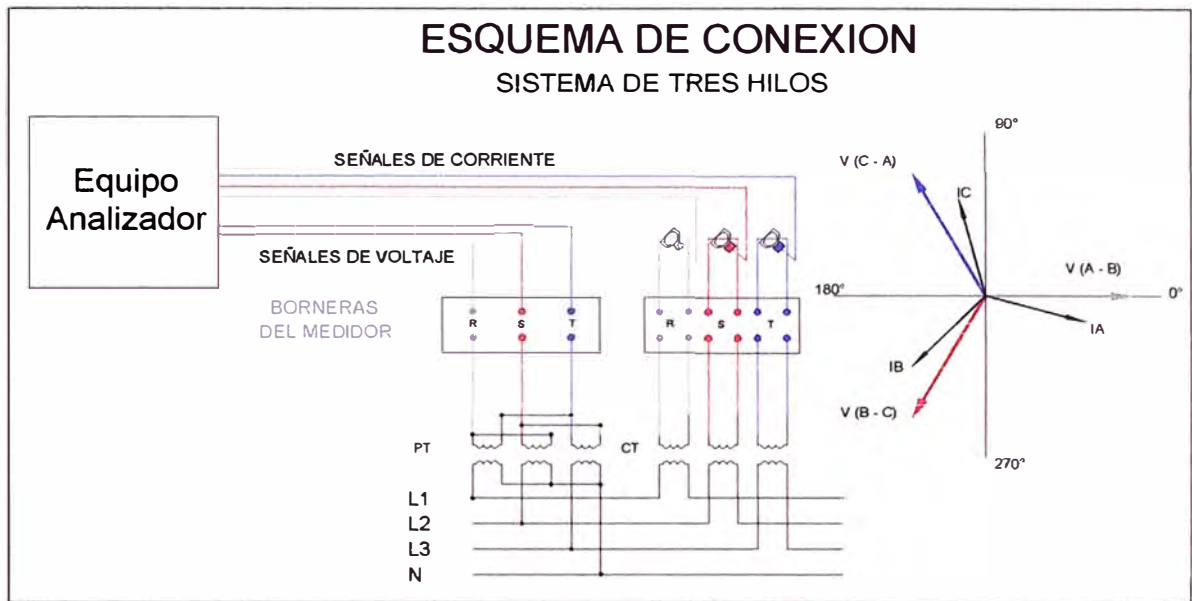


Figura 3.27 Esquema de Conexión (Sistema de Tres Hilos)

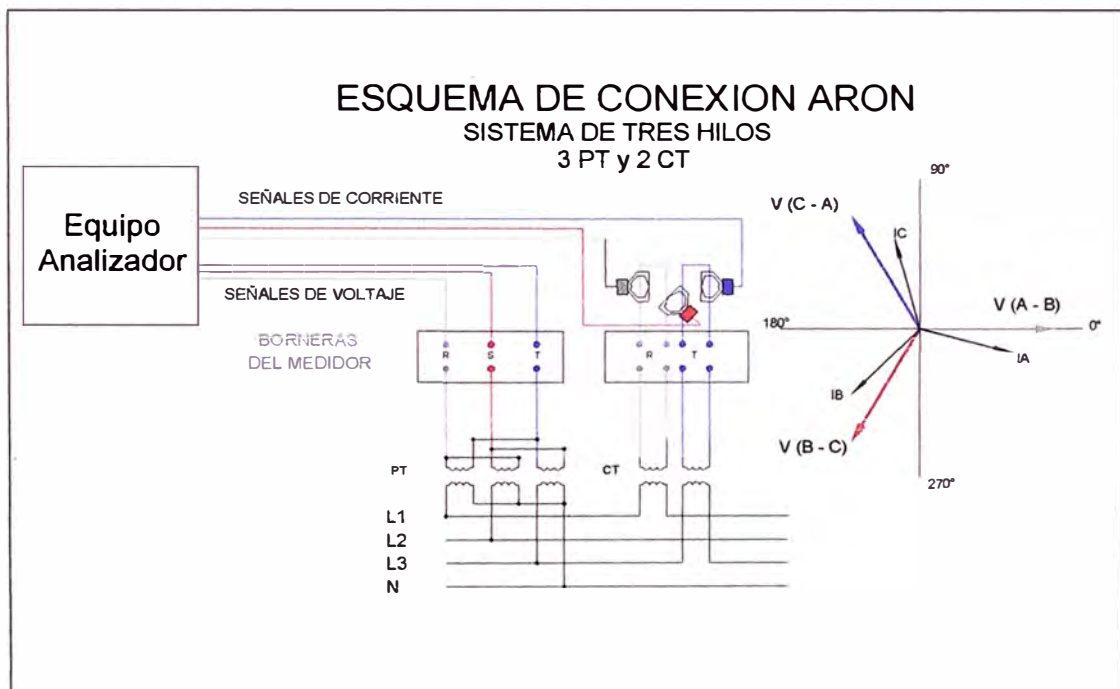


Figura 3.28 Esquema de Conexión (Sistemas de Tres Hilos con Dos CT)

Es recomendable no utilizar los circuitos de medida de los equipos de protección porque se podría ocasionar la actuación de los mismos.

Configuración de equipos

Verificar si el equipo esta correctamente configurado, esto se garantiza realizando una medición de prueba. Por ejemplo, realizar una medición por un período de cinco minutos con intervalos de registro de 1 minuto, esta medición servirá para verificar los valores que muestre el contador de energía, datos de placa del transformador, medición mediante pinzas u otro equipo de medida que permita verificar la medición instantánea.

Luego de realizar la medición de comprobación y verificar los valores, el equipo será configurado para que empiece a registrar.

La configuración de los equipos debe realizarse de tal manera que los equipos registren los datos por un período continuo específico.

Se debe ingresar correctamente los multiplicadores de tensión y corriente. En caso de que algunos equipos permitan el ingreso de factores de corrección para los ángulos, verificar los valores.

Se debe programar el equipo para que registre todos los parámetros eléctricos deseados.

Se debe programar el tiempo del intervalo a la cual se quieren tener los registros. En algunos casos no es factible modificar el intervalo predeterminado para un parámetro específico, por ejemplo, para medir el flicker, los equipos vienen programados a 10 minutos.

Se debe tener en cuenta que los equipos pueden registrar desde intervalos pequeños “ciclos” hasta intervalos grandes, cada 15 minutos. Esto se deberá elegir según el tipo de estudio que se este realizando.

• **Monitoreo de equipos**

Los equipos deben ser supervisados constantemente, ya que podrían detenerse debido a factores externos, como son la altura o cuando se someten a temperaturas altas.

Es recomendable que siempre se realicen descargas parciales con la finalidad de observar el comportamiento de los parámetros eléctricos del sistema que se este analizando.

• **Descarga de registros**

La descarga de los registros es realizada a través de una computadora personal

• **Desconexión de equipos**

Es preferible que los equipos estén conectados a UPS a fin de que no se vean afectados frente a cualquier interrupción en el suministro.

Los equipos son desconectados siempre y cuando hayamos descargado las mediciones y nuestro disco duro.

Es recomendable desconectar los equipos primero antes de retirar los conectores de tensión y los transductores de corriente, ya que esta acción podría generar transitorios en la medición.

3.2 Aplicación de la Metodología

La metodología descrita anteriormente fue aplicada en cada uno de los escenarios que describiremos a continuación:

3.2.1. Descripción de Escenarios

Como se describió anteriormente en el presente trabajo se analizarán cuatro escenarios.

• **1er Escenario**

La medición de armónicos fue realizada en el mes de marzo del año 2000, los eventos más importantes que ocurrieron durante el período de medición fueron los siguientes:

- a) La carga principal (Cía. Minera) tuvo una demanda promedio de 1.73MW y un factor de carga de 0.71
- b) El SVC todavía no estaba instalado en la subestación Vizcarra
- c) La armónica que estuvo por encima de las tolerancias en las subestaciones de Vizcarra y Yanacancha, fue la de orden 3

2do Escenario

La medición de armónicos fue realizada en el mes de marzo del año 2001, los eventos más importantes que ocurrieron durante el período de medición fueron los siguientes:

- a) La carga principal tuvo una demanda promedio de 5.35MW y un factor de carga de 0.6 siendo su carga principal las palas.
- b) El SVC estuvo fuera de servicio
- c) La línea L-255 salió fuera de servicio el día 18 de marzo desde las 06:00 hasta las 20:00 horas redistribuyendo los armónicos desde la subestación Tingo María a Paramonga y viceversa.
- d) Los armónicos más representativos fueron las de orden 29 y 31 en la subestaciones Yanacancha y Vizcarra y la de orden 8 en la subestación Tingo María.

3er Escenario

La medición de armónicos fue realizada en el mes de junio del año 2002, los eventos más importantes que ocurrieron durante el período de medición fueron los siguientes:

- a) La carga principal tuvo una demanda promedio de 71.2MW y un factor de carga de 0.75 siendo las cargas más representativas 3 molinos de balas y un molino Sag.
- b) El SVC estuvo en servicio, operando continuamente al igual que la central térmica de Aguaytía Energy.
- c) La armónica que superó las tolerancias fue la de orden 7 y fue registrada en la subestación Tingo María.
- d) Los filtros de armónicos de la subestación Yanacancha estaban en servicio, filtros de armónicos de orden 2, 3, 4, 5, 7, 11 y 13 los cuales están instalados en el nivel de 23kV.

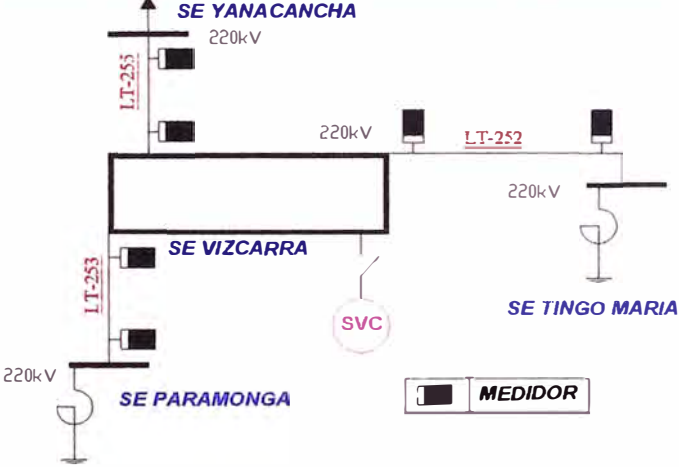
4to Escenario

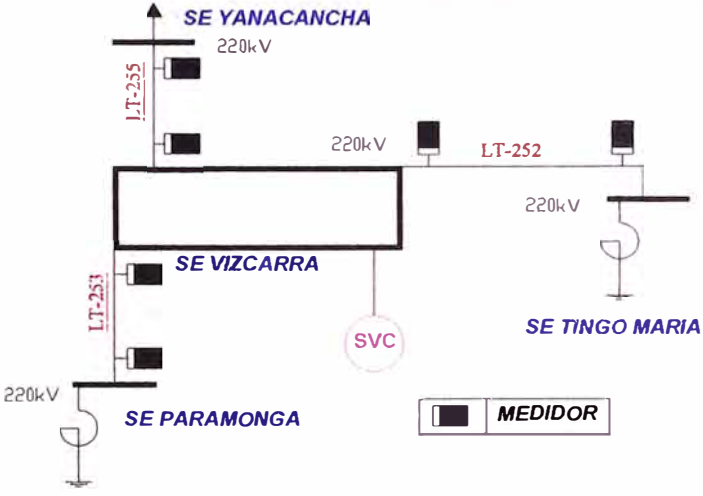
La medición de armónicos fue realizada en el mes de octubre del año 2002, los eventos más importantes que ocurrieron durante el período de medición fueron los siguientes:

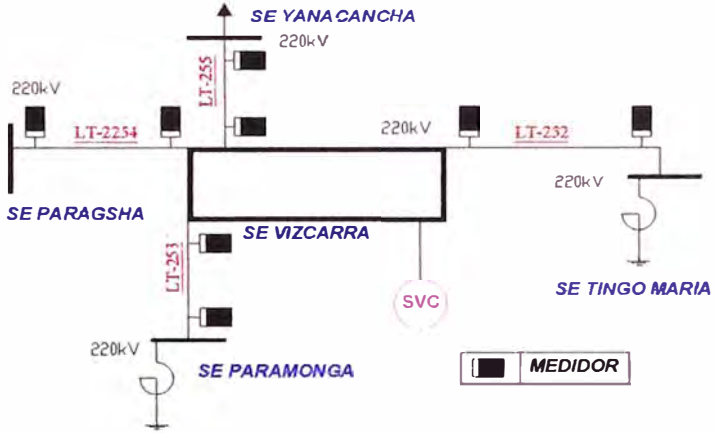
- La carga principal tuvo una demanda promedio de 85MW y un factor de carga de 0.9.
- La línea L-2254 estuvo en servicio transportando una potencia promedio de 32MW.
- La operación de SVC fue continua.
- Los filtros de armónicos de la subestación Yanacancha estaban en servicio, filtros de armónicos de orden 2, 3, 4, 5, 7, 11 y 13 los cuales están instalados en el nivel de 23kV.
- El armónico que excedió las tolerancias fue el de orden 21 registrado en la subestación Yanacancha.

A continuación se presentan los esquemas eléctricos para cada escenario con la ubicación de los analizadores de armónicos:

Escenario	Período	Configuración de la red
1	Marzo del 2000	<p>✓ Las mediciones realizadas en marzo del 2000 la Cía. Minera Antamina tenía una demanda promedio de 1.73MW y un factor de carga de 0.71 y el SVC (Compensador Estático de Reactivos) todavía no estaba instalado en la subestación de Vizcarra.</p>
		<p>Figura 3.29 Escenario 1</p>

Escenario	Período	Configuración de la red
2	Marzo del 2001	<ul style="list-style-type: none"> ✓ La Cía. Minera Antamina en marzo del 2001 tenía una demanda promedio de 5.35MW y un factor de carga de 0.6 y el SVC (Compensador Estático de Reactivos) de la Subestación de Vizcarra estuvo fuera de servicio. ✓ La central térmica de Aguaytía Energy solo entraba en operación en horas punta. ✓ La línea de transmisión LT-255 salió fuera de servicio el día 18 de marzo desde las 06:00 horas hasta las 20:00 horas. ✓ La carga principal de la Cía. Minera Antamina que estuvo en servicio fueron las Palas.
		 <p style="text-align: center;">Figura 3.30 Escenario 2</p>

Escenario	Período	Configuración de la red
3	Junio 2002	<ul style="list-style-type: none"> ✓ El SVC (Compensador Estático de Reactivos) de la Subestación de Vizcarra estuvo en servicio. ✓ La carga de la Cía. Minera Antamina tenía una demanda promedio de 71.20MW teniendo un factor de carga de 0.75. ✓ La central térmica de Aguaytía Energy siempre estuvo en servicio. ✓ Las cargas principales de la Cía. Antamina Minera que estuvieron en servicio fueron los 3 molinos de balas y el Molino Sag. ✓ Los filtros de la subestación Yanacancha estuvieron en servicio, filtros de armónicas de orden 2, 3, 4, 5, 7,11 y 13 ubicados en el nivel de 23kV de la subestación.
 <p style="text-align: center;">Figura 3.31 Escenario 3</p>		

Escenario	Período	Configuración de la red
	Octubre 2002	<ul style="list-style-type: none"> ✓ La línea LT-2254 estuvo en servicio inyectando una potencia activa promedio de 32MW. ✓ El SVC (Compensador Estático de Reactivos) de la Subestación de Vizcarra estuvo en servicio. ✓ La demanda promedio de CMA fue 85MW teniendo un factor de carga de 0.9. ✓ Los filtros de la subestación Yanacancha estuvieron en servicio, filtros de armónicas de orden 2, 3, 4, 5, 7,11 y 13 ubicados en el nivel de 23kV de la subestación.
4		 <p style="text-align: center;">Figura 3.32 Escenario 4</p>

3.2.2. Instalación de Equipos

Los escenarios descritos anteriormente presentaron de tres a cuatro líneas de transmisión las cuales estaban conectadas en un mismo anillo; por tal, se consideró conectar los equipos en cada entrada y salida a fin de encerrar el sistema.

Las coordinaciones fueron realizadas con las empresas involucradas en el estudio.

Para nuestro estudio se corrió un flujo de potencia del sistema interconectado nacional lo cual permitió corroborar los valores de las mediciones.

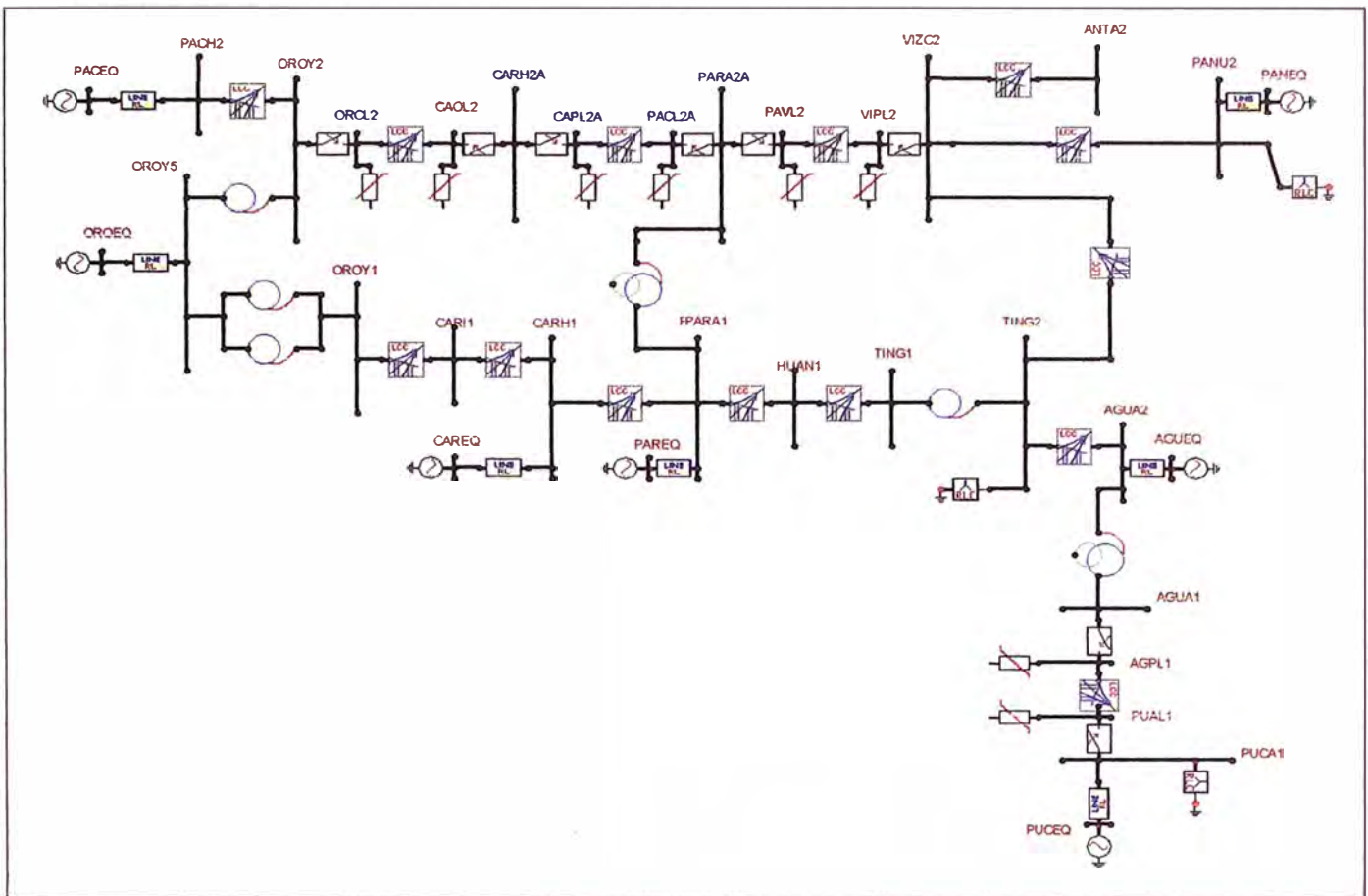


Figura 3.33 Simulación del Sistema Eléctrico

3.3 Validación de las Mediciones

En general las mediciones de calidad de energía se llevan a cabo por equipos ubicados a distancia de los puntos de transformación de voltaje y corriente. Por tanto, se necesita utilizar un medio de comunicación entre ellos.

En la mayoría de los casos la información tendrá que pasar en forma total o parcial de una subestación a un centro de control, el medio para esto (entre los puntos v1 y v3 de la siguiente figura) deberá ser un medio confiable contra los efectos electrostáticos y electromagnéticos que puedan distorsionar los datos.

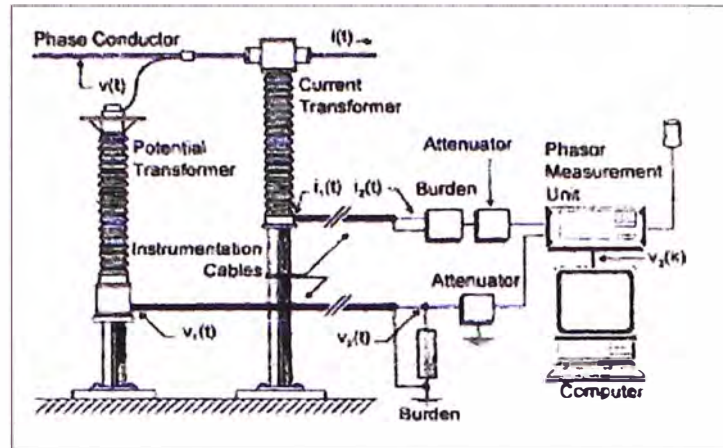


Figura 3.34 Componentes de la Instrumentación

La inmunidad contra el ruido requiere el uso de conductores apantallados de cables coaxiales o triaxiales así como el uso adecuado de puestas a tierra para reducir la incorporación de potenciales parásitos.

3.3.1. Factores que Influyen en las Mediciones Eléctricas

Las mediciones de tensión se pueden realizar de dos formas; de manera directa, sin utilizar transductores y de manera indirecta, utilizando transformadores de medida.

Comúnmente en las subestaciones en alta tensión, nos encontramos con transformadores de medida de tensión del tipo capacitivo, los cuales, por el tipo de aplicación y costo, son utilizados por las empresas concesionarias.

Dichos transformadores son utilizados para efectos de medición de energía, protección y en algunos casos para el acoplamiento capacitivo para enviar señales voz y de tele protección de líneas de transmisión y subestaciones

Realizar mediciones sincronizadas en sistemas de transmisión resulta un trabajo desafiante y muy delicado ya que los puntos de medición están alejados a grandes distancias y ubicados en distintos lugares geográficos, de diferentes climas y altitudes, lo cual implica que exista un alto riesgo de que se presenten efectos de resonancia como lo es la denominada “**high Q resonante**”.

Los sistemas de transmisión son especialmente vulnerables a la resonancia armónica, porque éstos tienen valores bajos de resistencia.

Los efectos indeseables en la operación de los sistemas de transmisión en muy alta tensión son casi en el tiempo intermitente. Ellos ocurren cuando existe la interacción, por ejemplo, cuando se conecta un banco de capacitores los cuales interactúan con los filtros de armónicos, estos crean condiciones de resonancia. Por consiguiente es necesario capturar las señales de tensión y corriente.

Un factor importante es el aislamiento de los cables de los equipos analizadores de armónicos así como su apantallamiento cuando estos no son los adecuados suceden problemas “ground loop” entre los cables. Un aislamiento óptico es implementado en una señal de salida digital de los convertidores esto no causa problemas de linealidad asociados con los esquemas de aislamiento analógicos ópticos

3.3.2. Uso de Transformadores de Medida en Alta Tensión

Según los estudios realizados en diferentes países respecto al uso de transformadores capacitivos e inductivos aplicados en la medición de armónicos, demuestran que el uso de éstos causa errores considerables en los registros, en particular el tipo capacitivo.

Por ejemplo, en el estudio de armónicos realizado en el sistema de potencia de Norwegian en 300kV y 132kV se determinó, mediante pruebas, que los transformadores inductivos presentan pequeños errores relativos de medida a partir del armónico 29, mientras que los del tipo capacitivo, mayores errores a pocos cientos de hertz.

Las pruebas consistieron en instalar un equipo de alta impedancia ($M\Omega$) en el lado de baja tensión en paralelo con las cargas existentes. Las mediciones fueron realizadas en el lado primario y secundario de forma simultánea.

En el lado primario se instaló un generador de armónicos capaz de generar armónicos hasta el orden 50 por encima del 20% de la tensión fundamental.

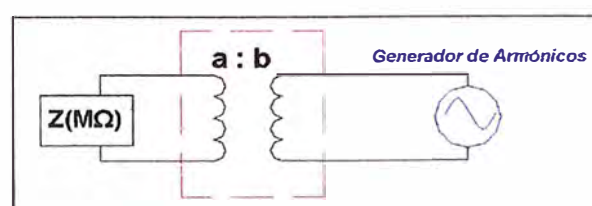


Figura 3.35 Pruebas Realizadas a los Transformadores

Resultados: Transformador Capacitivo

La siguiente tabla especifica la marca de transformadores utilizados en la prueba. Se observa de las curvas que los transformadores capacitivos tienen grandes diferencias en respuesta de frecuencia mientras en otros presentan pequeñas diferencias. También se observa que la distorsión de los registros empieza a partir del armónico 9 presentándose una diferencia mayor para el armónico 13.

Tabla 3.2 Marcas de Transformadores Utilizados

Table 1 Tested 300 kV CVT's

Location	Phase	Type of CVT	Curve marker
Tonstad	U _R	Micafil WS340N	*
	U _S	ABB CPB300	o
	U _T	Micafil WS340N	+
Fedá	U _K	Trench TEMP287H	
	U _S	Trench TEMP287H	Δ
	U _T	Trench TEMP287H	x

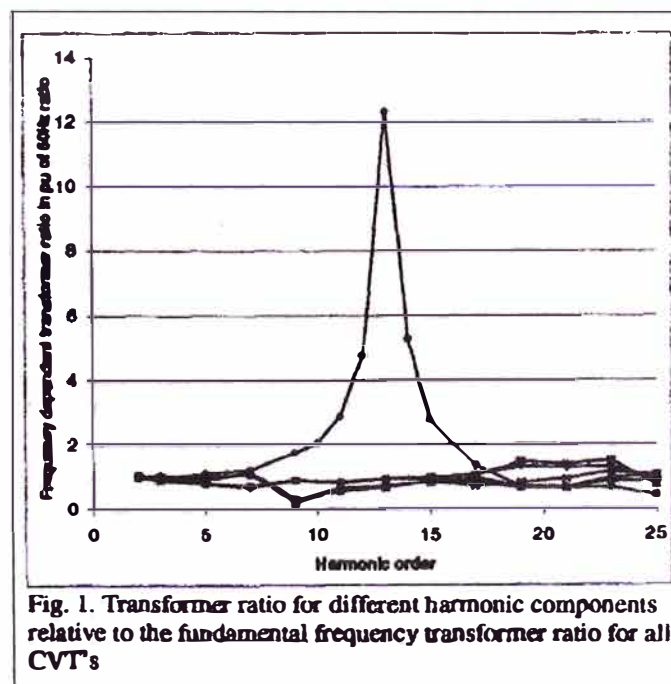


Fig. 1. Transformer ratio for different harmonic components relative to the fundamental frequency transformer ratio for all CVT's

Figura 3.36 Resultados de las Pruebas

En la siguiente figura se muestra los resultados desde el armónico 2 al 15 de los transformadores a excepción del transformador ABB, ya que éste último no presentó mayor variación. En esta banda de frecuencia se demuestra que existen pequeñas diferencias entre los tres transformadores como son amplificaciones en (+10%pu) para el

7mo armónico y un amortiguamiento significativo (casi 5 veces) para el 9no armónico. La tabla siguiente contiene la medida de los ratios de transformación por diferentes componentes de armónicos de los transformadores capacitivos.

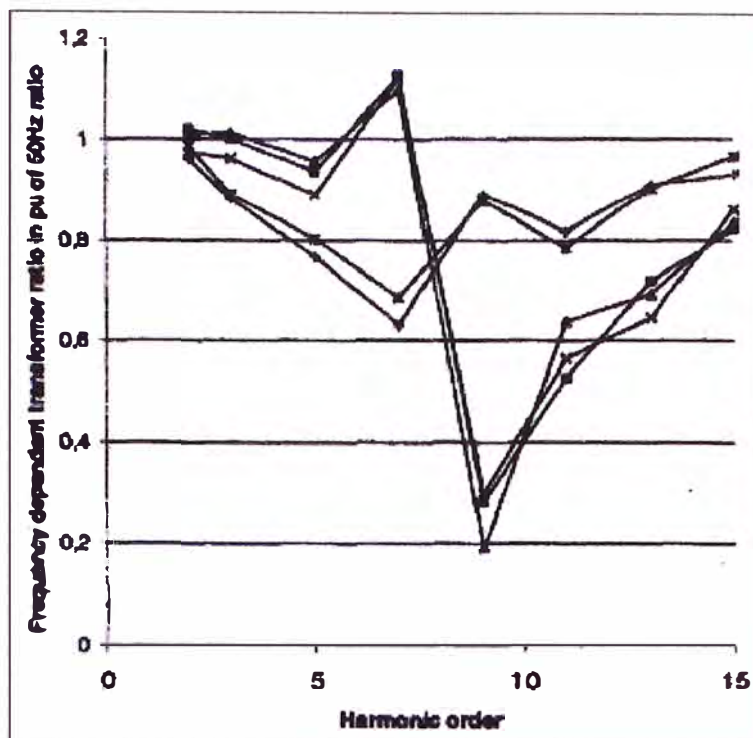


Figura 3.37 Resultado de las Pruebas

Tabla 3.3 Valores Registrados

Harmon. order	ABB	Micafil #1	Micafil #2	Trench #1	Trench #2	Trench #3
2 ^{da}	1.01	0.99	0.96	1.02	1.01	0.98
3 ^{ra}	0.96	0.89	0.88	1.00	1.01	0.96
5 ^{ta}	1.08	0.80	0.77	0.94	0.95	0.89
7 ^{ma}	1.21	0.69	0.63	1.13	1.10	1.12
9 ^{na}	1.73	0.88	0.89	0.28	0.19	0.30
10 ^{ta}	2.06	Only measured on ABB CVT				
11 ^{ta}	2.85	0.78	0.81	0.53	0.63	0.57
12 ^{ta}	4.72	Only measured on ABB CVT				
13 ^{ta}	12.29	0.90	0.91	0.72	0.69	0.65
14 ^{ta}	5.24	Only measured on ABB CVT				
15 ^{ta}	2.72	0.96	0.93	0.82	0.83	0.86
17 ^{ta}	1.31	1.02	1.05	0.81	0.93	0.68
19 ^{ta}	0.67	1.44	1.29	0.63	0.68	0.79
21 ^{ta}	0.62	1.34	1.26	0.64	0.65	0.89
23 ^{ta}	0.65	1.45	1.30	0.86	0.94	1.13
25 ^{ta}	0.39	0.71	0.83	0.86	1.03	1.01

Resultados: Transformador Inductivos

Las pruebas fueron realizadas en tres transformadores inductivos de 132kV. Los resultados muestran que todos los transformadores de tensión inductivos tienen relativamente moderados rangos de error hasta el 29avo armónico (menor que +14%). Sin embargo, por

encima de éste, se observa, que se originan grandes errores (0.2 pu a 4.5pu). La siguiente figura muestra la frecuencia la cual es dependiente del ratio del transformador durante toda la prueba

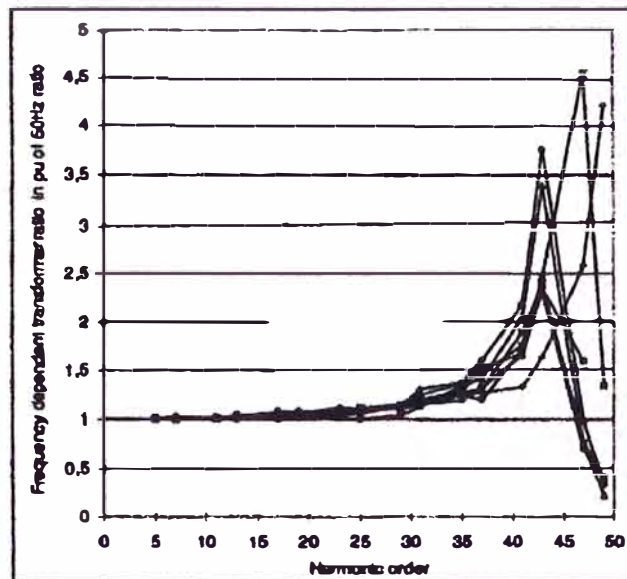


Fig. 3 Frequency dependent transformer ratio for all the tested inductive voltage transformers.

Figura 3.38 Resultado de las Pruebas

A pesar de que el error de amplificación estuvo dentro del rango del 29avo al 49avo armónico no se amortiguó aproximadamente a 2.3kHz (entre la 46 a 47 armónico). El más grande error (amplificación) se encontró en el rango de la 5ta a la 25ava armónica estuvieron en 11%, 10%, 7%, 6%, 3% y 2% para la 25, 23, 19, 17, 13, y 11 armónico respectivamente. Para la 5ta y 7ma armónica el máximo error estuvo en 1%.

Conclusión de los Resultados

Los transformadores capacitivos en alta tensión presentan respuesta de frecuencia no lineales los cuales causan errores en los registros.

Es recomendable, en lo posible, para realizar mediciones de armónicos, utilizar transformadores inductivos a no ser que se cuente con transformadores capacitivos con respuesta de frecuencia lineal y o que hayan sido calibrados.

3.3.3. Posibles Soluciones de Validación

Una solución para descartar los errores del transformador de medida que pudieran estar ocasionando resonancias a una determinada frecuencia consistiría en realizar pruebas al

transformador para determinar su respuesta de impedancias frente a diferentes frecuencias. Con el resultado de estas pruebas se podría determinar un factor de corrección para cada armónica específica.

Este procedimiento en la práctica resultaría dificultoso, ya que los transformadores de medida comúnmente están instalados de forma fija lo cual significaría que se tendrían que gestionar permisos para sacar de servicio determinados circuitos.

Otra solución rápida podría ser el cambio del transformador de medida la cual considero que es costosa, ya que las empresas tendrían que invertir en la compra de transformadores del tipo inductivo y empezar a reemplazarlos por los existentes.

La solución más apropiada para validar y a la vez corregir las mediciones es la que mostramos a continuación:

3.3.4. Metodología para Validar Mediciones

La alternativa de solución para la corrección de las mediciones de armónicos fue la utilización de la metodología denominada “Estimación de Estado de Armónicos”

Estimación de estado de Armónicos

Los registros de armónicos medidos de los equipos de medición son automáticamente descargados a un servidor para su respectivo procesamiento. Los datos son analizados usando el software de estimación de estado de armónicos el cual realiza las siguientes tareas:

- Análisis de Observabilidad
- Planteamiento del algoritmo
- Comparación de datos

• Análisis de observabilidad

El objetivo de esta tarea es determinar la cantidad de barras de tensión existentes en el sistema (3 fases) que pueden ser determinadas de cualquier modo a través de la medición directa de tensión o a través de corrientes medidas combinadas con el modelo del sistema. Por ejemplo, en la siguiente figura se muestra las tensiones armónicas en la barra 1 (bus 1)

las cuales pueden ser determinadas a partir de las tensiones armónicas de la barra 2, asimismo la corriente armónica del terminal de la barra 2; de la línea y su modelo. Por tanto, podemos decir que la tensión de la barra 1 es observable de estas mediciones.

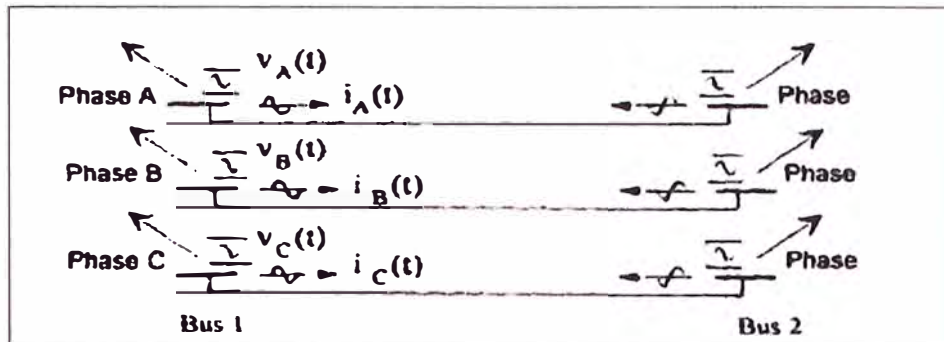
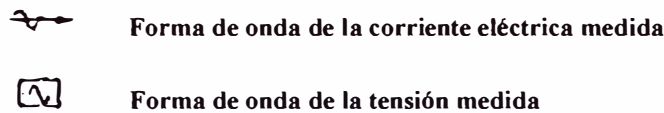


Figura 3.39 Método de Observabilidad



El método de observabilidad permite obtener de una muestra de mediciones de armónicos de corriente medidos entre dos puntos, los valores de los armónicos de tensión.

Es requisito de este método que las mediciones de armónicas sean realizadas en módulo y ángulo ya que el algoritmo utilizado es similar a los algoritmos que se utilizan para determinar flujos de potencia.

Se utilizan las corrientes armónicas medidas ya que dichas corrientes no se distorsionan cuando son medidas a través de transformadores capacitivos.

• Planteamiento del Algoritmo

Este análisis toma ventaja de las mediciones redundantes para mejorar la precisión de las medidas. Por ejemplo, en la figura anterior, el flujo de potencia armónica puede ser obtenido sin las mediciones de corriente. En este caso los errores de las mediciones de tensión son llevadas dentro del flujo de potencia armónico directamente.

Para este análisis se utilizó el algoritmo de Levenberg-Marquardt (LM) el cual es iterativo de optimización en el que el método de iteración presenta una ligera modificación sobre el método tradicional de Newton. Las ecuaciones normales son:

$$N\Delta = J^T J \Delta = J^T \epsilon \quad (3.1)$$

Donde J representa el jacobiano de la función, Δ los incrementos de los parámetros y ε el vector de errores residuales del ajuste.

Estos componentes son reemplazados por las ecuaciones normales aumentadas en:

$$N'\Delta = JTe \quad (3.2)$$

Donde

$$N'_{ii} = (1 + \lambda) N_{ii}$$

$$N'_{ij} = N_{ij} \text{ para } i \neq j.$$

El valor de λ es inicialmente puesto a algún valor, normalmente $\lambda = 10^{-3}$. Si el valor de Δ obtenido resolviendo las ecuaciones aumentadas conduce a una reducción del error, entonces el incremento es aceptado y λ es dividido por 10 para la siguiente iteración. Por otro lado si el valor de Δ conduce a un aumento del error, entonces λ es multiplicado por 10 y se resuelven de nuevo las ecuaciones normales aumentadas, este proceso continúa hasta que el valor de λ encontrado da lugar aun decremento del error. Este proceso de resolver repetidamente las ecuaciones normales aumentadas para diferentes valores de λ hasta encontrar un valor aceptable de Δ es lo que constituye una iteración del algoritmo de LM.

Nota de implementación: Para usar el algoritmo de LM en la minimización de una función solo es necesario dar una rutina que calcule la función a minimizar, un vector de observaciones o valores deseados de la función y una estimación inicial. El cálculo de la matriz jacobiana se puede llevar a cabo de forma tanto de forma numérica como dando una función que la calcule.

En el caso de diferenciación numérica, cada variable independiente x_i se incrementa por turnos en $x_i + \delta$, se calcula el valor de la función en el nuevo punto y la derivada se calcula como un cociente. Buenos resultados han sido encontrados poniendo el valor de δ al máximo entre $|10^{-4} x_i|$ y 10^{-6} . En la práctica no se aprecia ventaja en usar un método de diferenciación numérica o dar una rutina de cálculo de la derivada.

• Comparación de datos

Una vez determinados los valores de los armónicos en módulo y ángulo estos son comparados con una referencia los cuales podrían ser mediciones del mismo punto pero con realizado con diferente transformador.

También pueden ser comparados con los resultados de los simuladores de flujos de armónicos.

3.4 Presentación de Resultados

En la siguiente tabla se muestra los puntos de medición (escenario 4). Cabe mencionar que el estudio fue realizado para la Cía. Minera Antamina (CMA) en cooperación de la empresa ISA Perú S.A.

Tabla 3.4 Puntos de Medición

SUBESTACION	UBICACIÓN	EMPRESA	NIVEL DE TENSIÓN	LINEA DE TRANSMISION
PARAMONGA NUEVA	LIMA	REP	220kV	LT-253
TINGO MARIA	HUANUCO	REP	220kV	LT-252
VIZCARRA	ANCASH	REP, ETESELVA	220kV	LT-253
				LT-255
				LT-252
				LT-2254
PARAGSHA	CERRO DE PASCO	REP	220kV	LT-2254
YANACANCHA	ANCASH	ANTAMINA	220kV	LT-255

Estos puntos de medición se encuentran ubicados según la Figura 3.40.

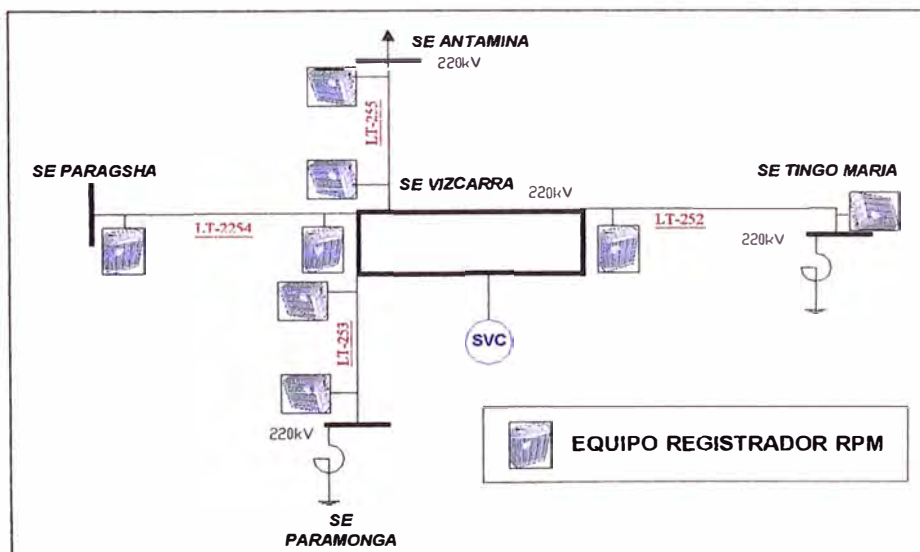


Figura 3.40 Puntos de Medición

En la siguiente tabla mostramos el cronograma de mediciones:

Tabla 3.5 Cronograma de Medición

PTO No	SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	FECHA DE INSTALACION	FECHA DE RETIRO
1	PARAMONGA N.	220kV	LT-253	13/10/2002 18:30	22/10/2002 12:00
2	TINGO MARIA	220kV	LT-252	14/10/2002 10:00	22/10/2002 12:00
3	VIZCARRA	220kV	LT-253	14/10/2002 12:00	22/10/2002 09:30
4	VIZCARRA	220kV	LT-255	14/10/2002 12:00	23/10/2002 09:30
5	VIZCARRA	220kV	LT-252	14/10/2002 12:00	24/10/2002 09:30
6	VIZCARRA	220kV	LT-2254	14/10/2002 12:00	25/10/2002 09:30
7	PARAGSHA	220kV	LT-2254	14/10/2002 22:30	22/10/2002 12:00
8	YANACANCHA	220kV	LT-255	14/10/2002 20:00	22/10/2002 08:00

3.4.1. Resultados Generales

Durante el período de medición la configuración de la red fue la siguiente:

- El SVC (Compensador Estático de Reactivos) de la Subestación de Vizcarra estuvo en servicio.
- La demanda promedio de CMA fue 85MW teniendo un factor de carga de 0.9.

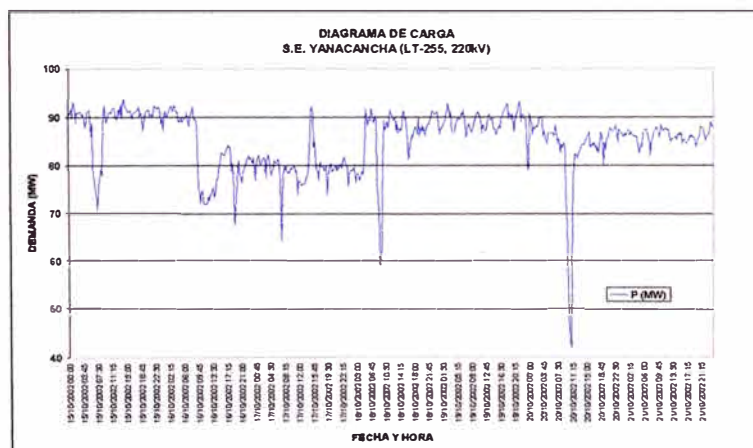


Figura 3.41 Diagrama de Carga

- La central térmica de Aguaytía Energy siempre estuvo en servicio.
- Las cargas principales de CMA que estuvieron en servicio fueron los 3 molinos de balas y el Molino Sag.
- La línea LT-2254 estuvo en servicio inyectando una potencia activa promedio de 32MW, ver figura No 3.42.

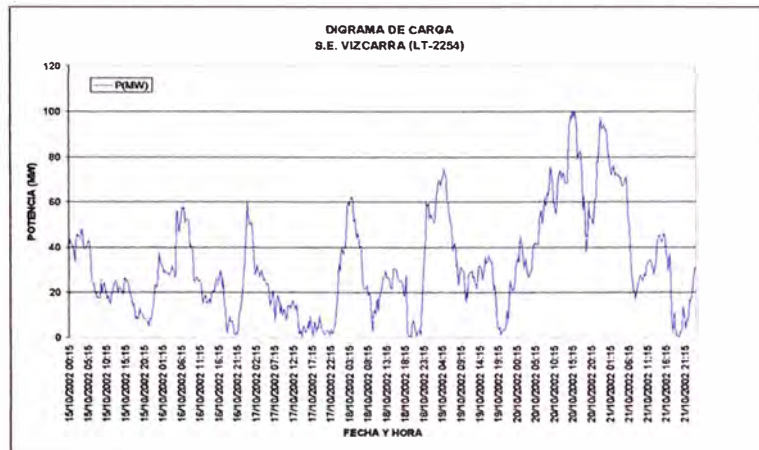


Figura 3.42 Diagrama de Carga

- Los filtros de la subestación Yanacancha estuvieron en servicio, filtros de armónicas de orden 2, 3, 4, 5, 7, 11 y 13 ubicados en el nivel de 23kV de la subestación, ver Figura 3.43

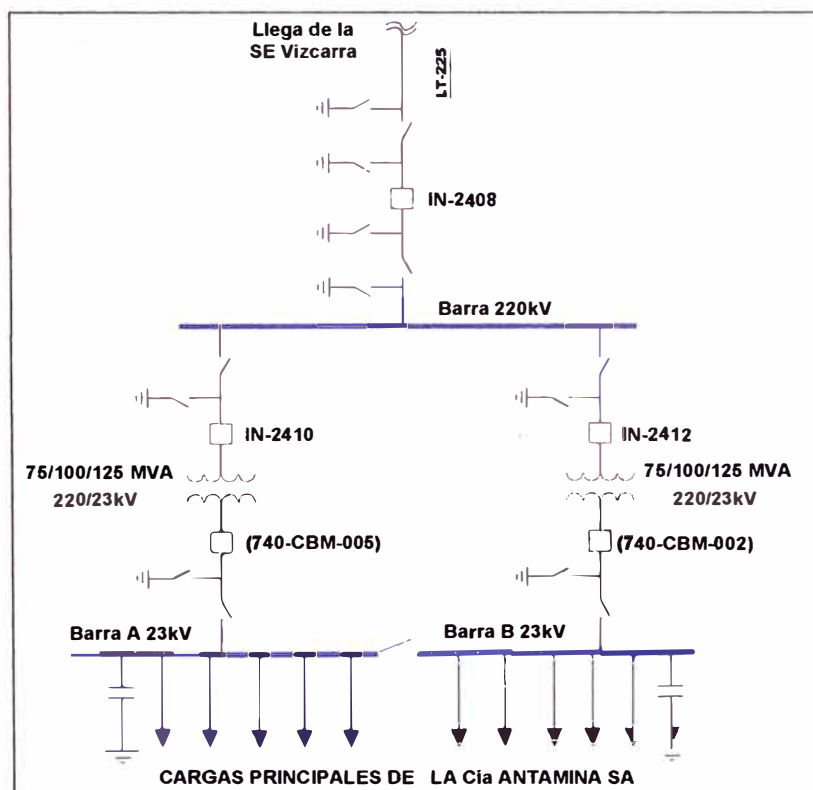


Figura 3.43 Esquema Unifilar

Los resultados de las mediciones realizadas son los siguientes:

PUNTO DE MEDICION LT-253 (S.E. PARAMONGA NUEVA 220kV)

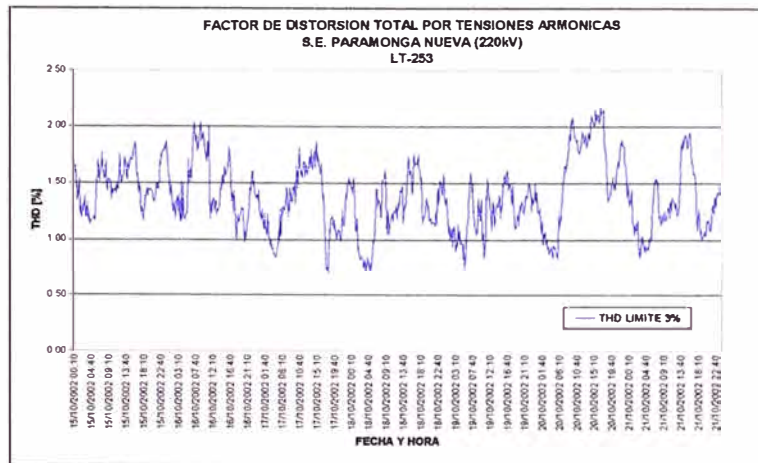


Figura 3.44 THD (LT-253 Paramonga)

La tabla No 8.3 muestra el resultado obtenido de las mediciones de las armónicas de tensión desde el orden 2 hasta el 40, se observa que existe 01 intervalo en falta de la armónica de orden 3, pero no superan el 5% de intervalos en falta

Tabla 3.6 EVALUACION DE MEDICIÓN DE TENSIONES ARMÓNICOS

CODIGO DE LA LINEA DE TRANSMISION		LT-253	
SUBESTACION		PARAMONGA NUEVA	
TENSION NOMINAL [V]		220 000	
NUMERO DE INTERVALOS REGISTRADOS		1 008	
No DE INTERVALOS EN FALTA		1	
% DE INTERVALOS EN FALTA		0.10	
COMPENSACION 2da ETAPA [US\$]		0	
COMPENSACION 3ra ETAPA [US\$]		0	
FECHA Y HORA DEL PRIMER INTERVALO		15/10/2002 00:10	
FECHA Y HORA DEL ULTIMO INTERVALO		22/10/2002 00:00	
ARMONICA	No DE INTERVALOS EN FALTA	% DE INTERVALOS EN FALTA	CALIFICACION
3	1	0.10%	Ok

PUNTO DE MEDICION LT-253 (S.E. VIZCARRA 220kV)

El gráfico No 3.45 muestra los niveles de las tensiones armónicas más representativas expresadas en porcentaje con respecto a la tensión nominal (220kV) según la NTCSE

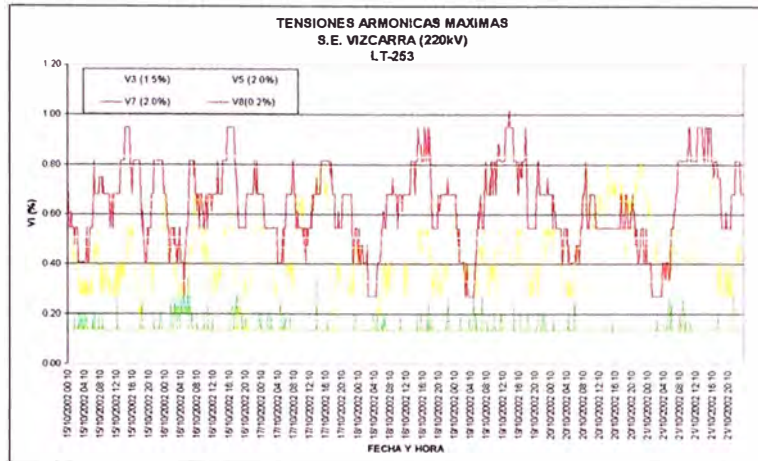


Figura 3.45 Armónicos (LT-253 Vizcarra)

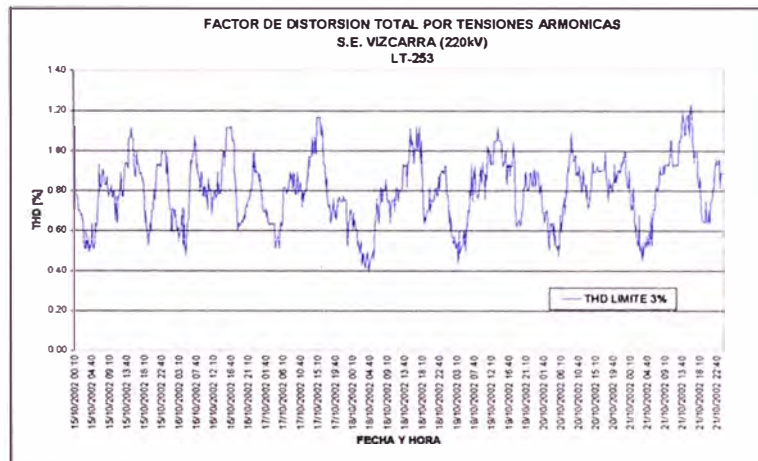


Figura 3.46 THD (LT-253 Vizcarra)

✓ PUNTO DE MEDICION LT-252 (S.E. VIZCARRA 220kV)

La siguiente figura muestra los niveles de las tensiones armónicas más representativas expresadas en porcentaje con respecto a la tensión nominal (220kV) según la NTCSE

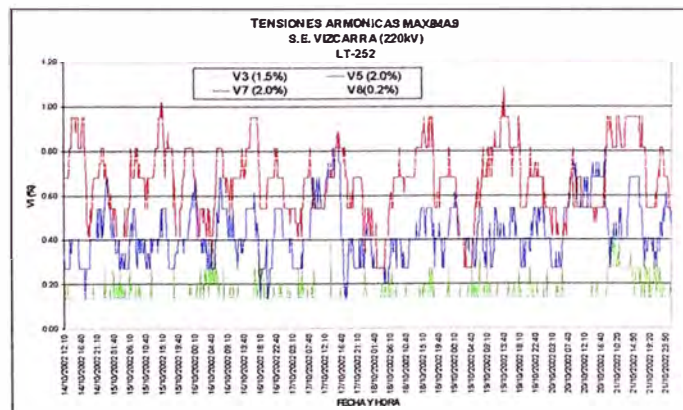


Figura 3.47 Armónicos (LT-252 Vizcarra)

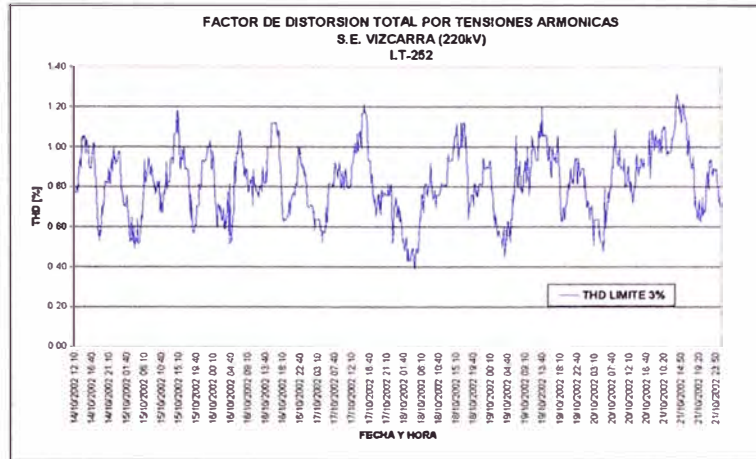


Figura 3.48 THD (LT-252 Vizcarra)

● PUNTO DE MEDICION LT-2254 (S.E. VIZCARRA 220kV)

El siguiente gráfico muestra los niveles de las tensiones armónicas más representativas expresadas en porcentaje con respecto a la tensión nominal (220kV) según la NTCSE

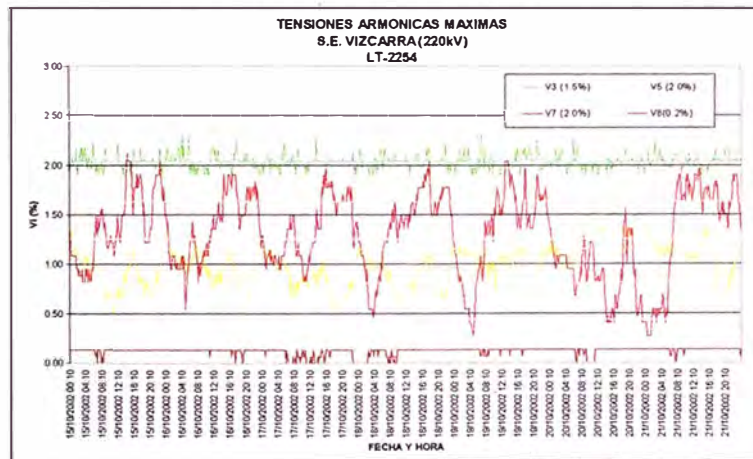


Figura 3.49 Armónicos (LT-2254 Vizcarra)

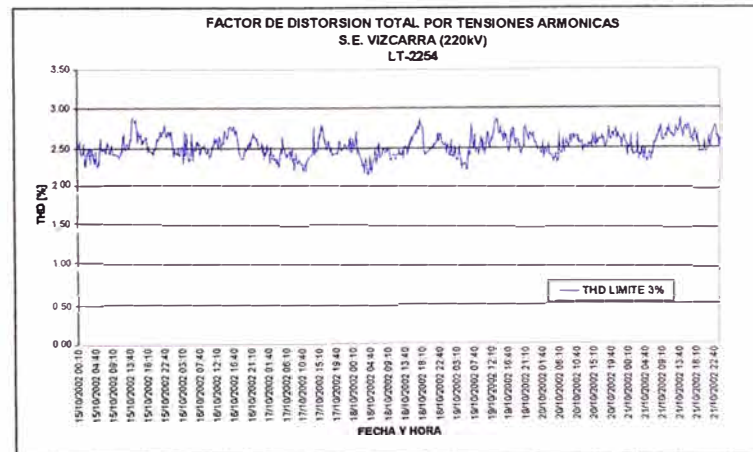


Figura 3.50 THD (LT-2254 Vizcarra)

La siguiente tabla muestra el resultado obtenido de las mediciones de las armónicas de tensión, desde el orden 2 hasta el 40, se observa que la armónica de orden 7 supera la tolerancia ($V_{arm7} < 2\%$) en 14 intervalos no origina compensación económica sin embargo la armónica de orden 3 supera la tolerancia ($V_{arm3} < 1.5\%$) en la totalidad de intervalos registrados originando una tolerancia de:

Tabla 3.7 EVALUACION DE MEDICIÓN DE TENSIONES ARMÓNICOS

CODIGO DE LA LINEA DE TRANSMISION		LT-2254	
SUBESTACION		VIZCARRA	
TENSION NOMINAL [V]		220 000	
NUMERO DE INTERVALOS REGISTRADOS		1 008	
No DE INTERVALOS EN FALTA		1008	
% DE INTERVALOS EN FALTA		100.00	
COMPENSACION 2da ETAPA [US\$]		7 640	
COMPENSACION 3ra ETAPA [US\$]		84 037	
FECHA Y HORA DEL PRIMER INTERVALO		15/10/2002 00:10	
FECHA Y HORA DEL ULTIMO INTERVALO		22/10/2002 00:00	
ARMONICA	No DE INTERVALOS EN FALTA	% DE INTERVALOS EN FALTA	CALIFICACION
3	1008	100.00%	En falta
7	14	1.39%	Ok

✓ PUNTO DE MEDICION LT-255 (S.E. VIZCARRA 220kV)

El siguiente gráfico muestra los niveles de las tensiones armónicas más representativas expresadas en porcentaje con respecto a la tensión nominal (220kV) según la NTCSE

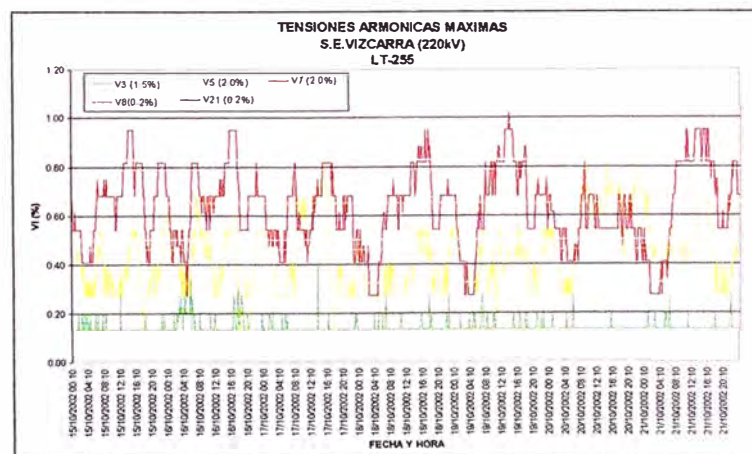


Figura 3.51 Armónicos (LT-255 Vizcarra)

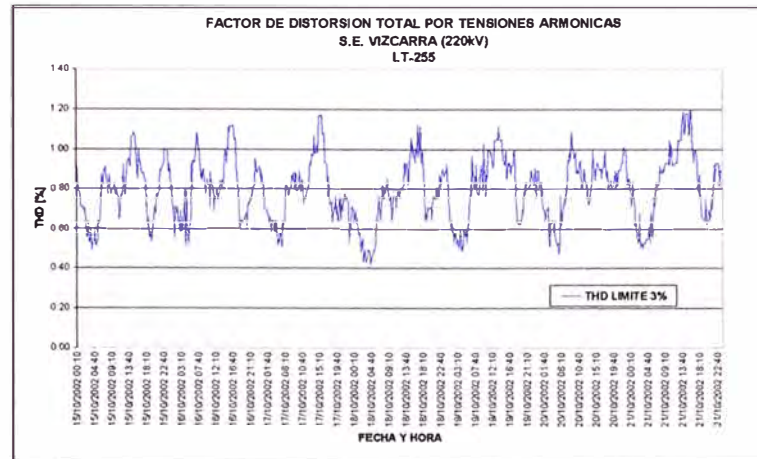


Figura 3.52 THD (LT-255 Vizcarra)

La tabla muestra el resultado obtenido de las mediciones de las armónicas de tensión, desde el orden 2 hasta el 40, se observa que no existen armónicas que superen las tolerancias establecidas por OSINERG.

✓ PUNTO DE MEDICION LT-252 (S.E. TINGO MARIA 220kV)

El siguiente gráfico muestra los niveles de las tensiones armónicas más representativas expresadas en porcentaje con respecto a la tensión nominal (220kV) según la NTCSE. Se observa que la armónica de orden 8 supera la tolerancia en 01 intervalo.

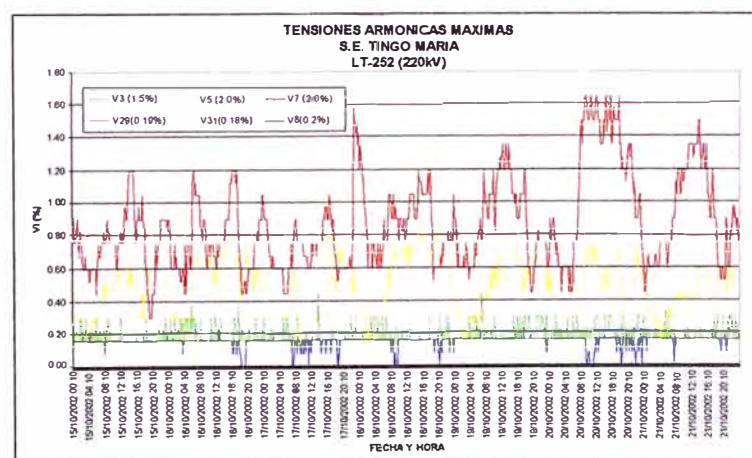


Figura 3.53 Armónicos (LT-252 Tingo María)

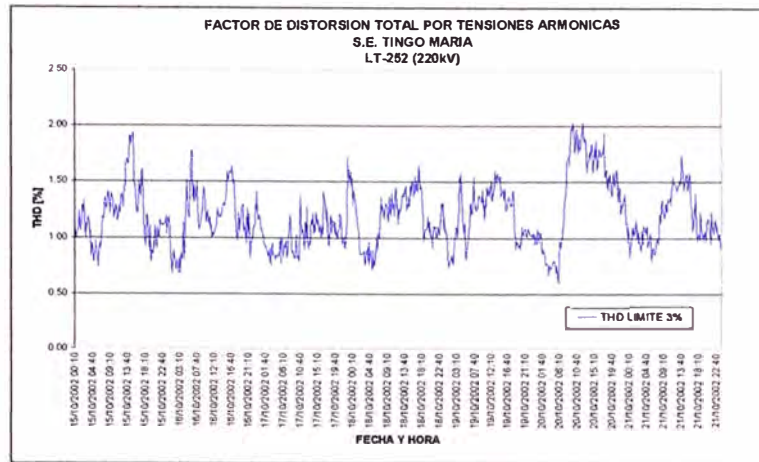


Figura 3.54 THD (LT-252 Tingo María)

La tabla muestra el resultado obtenido de las mediciones de las armónicas de tensión, desde el orden 2 hasta el 40. Se observa que el 20.54% de intervalos se encuentra en falta debido a la armónica de orden 7.

Tabla 3.8 EVALUACION DE MEDICIÓN DE TENSIONES ARMÓNICOS

CODIGO DE LA LINEA DE TRANSMISION		LT-252	
SUBESTACION		TINGO MARIA	
TENSION NOMINAL [V]		220 000	
NUMERO DE INTERVALOS REGISTRADOS		1 008	
No DE INTERVALOS EN FALTA		1	
% DE INTERVALOS EN FALTA		0.10	
COMPENSACION 2da ETAPA [US\$]		0	
COMPENSACION 3ra ETAPA [US\$]		0	
FECHA Y HORA DEL PRIMER INTERVALO		15/10/2002 00:10	
FECHA Y HORA DEL ULTIMO INTERVALO		22/10/2002 00:00	
ARMONICA	No DE INTERVALOS EN FALTA	% DE INTERVALOS EN FALTA	CALIFICACION
8	1	0.10%	Ok

✓ PUNTO DE MEDICION LT-255 (S.E. YANACANCHA 220kV)

El siguiente gráfico muestra los niveles de las tensiones armónicas más representativas expresadas en porcentaje con respecto a la tensión nominal (220kV) según la NTCSE

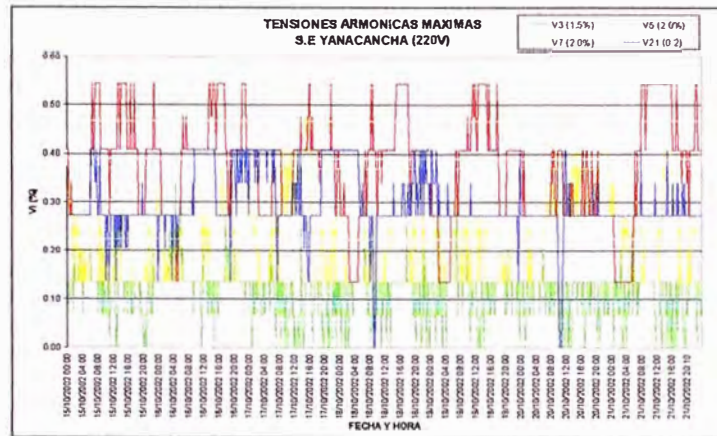


Figura 6 Armónicos (LT-255 Yanacancha)

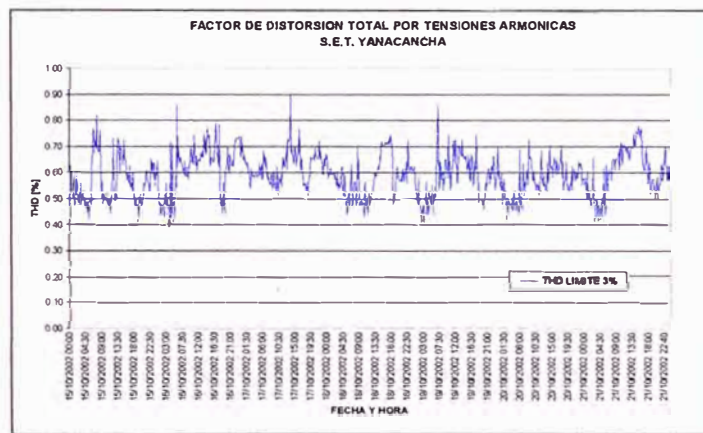


Figura 3.56 THD (LT-255 Yanacancha)

La tabla muestra el resultado obtenido de las mediciones de las armónicas de tensión, desde el orden 2 hasta el 40. Se observa que la armónica 21 supera la tolerancia ($V_{arm21} < 0.272\%$) establecida por tanto existen penalidades económicas.

Tabla 3.9 EVALUACION DE MEDICIÓN DE TENSIONES ARMÓNICOS

CODIGO DE LA LINEA DE TRANSMISION		LT-255	
SUBESTACION		YANACANCHA	
TENSION NOMINAL [V]		220 000	
NUMERO DE INTERVALOS REGISTRADOS		1 008	
No DE INTERVALOS EN FALTA		983	
% DE INTERVALOS EN FALTA		97.52	
COMPENSACION 2da ETAPA [US\$]		48 022	
COMPENSACION 3ra ETAPA [US\$]		528 247	
FECHA Y HORA DEL PRIMER INTERVALO		15/10/2002 00:00	
FECHA Y HORA DEL ULTIMO INTERVALO		22/10/2002 00:00	
ARMONICA	No DE INTERVALOS EN FALTA	% DE INTERVALOS EN FALTA	CALIFICACION
21	983	97.52%	En falta
22	2	0.20%	Ok

✓ PUNTO DE MEDICION LT-2254 (S.E. PARAGHSA 220kV)

El siguiente gráfico muestra los niveles de las tensiones armónicas más representativas expresadas en porcentaje con respecto a la tensión nominal (220kV) según la NTCSE. Se observa que las armónicas de orden 3, 5 y 7 superan las tolerancias establecidas por OSINERG.

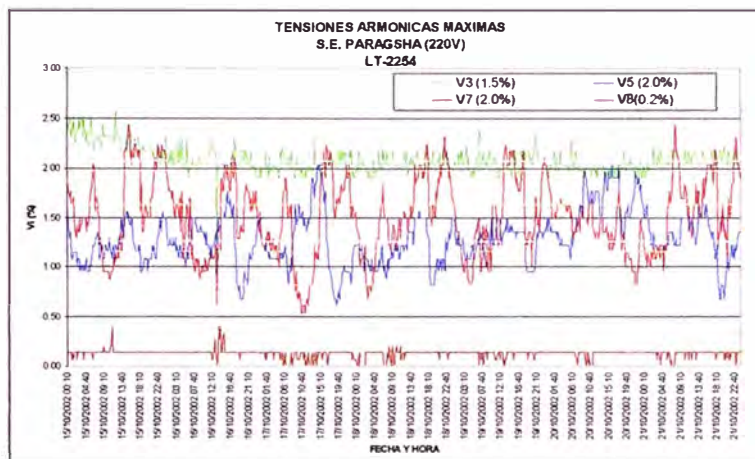


Figura 3.577 Armónicos (LT-2254 Paragsha)

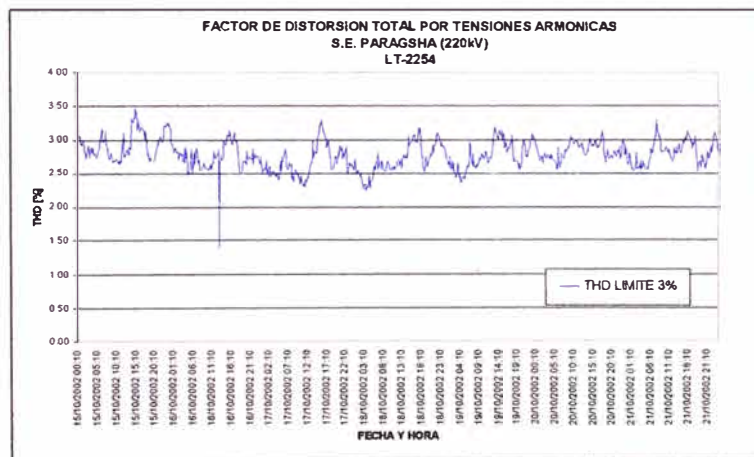


Figura 3.58 THD (LT-2254 Paragsha)

La tabla muestra el resultado obtenido de las mediciones de las armónicas de tensión, desde el orden 2 hasta el 40. Se observa que las armónicas de orden 5 y 8 superan la tolerancia pero no exceden el 5% de intervalos en falta totales por tanto estas armónicas no generan compensación económica sin embargo las armónicas de orden 5 y 7 y el THD ($V_{arm3} < 1.5\%$, $V_{arm7} < 2\%$ y $THD < 3\%$) superan las tolerancias generando compensación económica.

Tabla 3.10 EVALUACION DE MEDICIÓN DE TENSIONES ARMÓNICOS

CODIGO DE LA LINEA DE TRANSMISION		LT-2254	
SUBESTACION		PARAGSHA	
TENSION NOMINAL [V]		220 000	
NUMERO DE INTERVALOS REGISTRADOS		1 008	
No DE INTERVALOS EN FALTA		1007	
% DE INTERVALOS EN FALTA		99.90	
COMPENSACION 2da ETAPA [US\$]		9 791	
COMPENSACION 3ra ETAPA [US\$]		107 699	
FECHA Y HORA DEL PRIMER INTERVALO		15/10/2002 00:10	
FECHA Y HORA DEL ULTIMO INTERVALO		22/10/2002 00:00	
ARMONICA	No DE INTERVALOS EN FALTA	% DE INTERVALOS EN FALTA	CALIFICACION
3	1007	99.90%	En falta
5	6	0.60%	Ok
7	137	13.59%	En falta
8	19	1.88%	Ok
THD	151	14.98%	En falta

3.4.2. Comparaciones entre Escenarios

Con el resultado de los cuatro escenarios podemos analizar el comportamiento de los armónicos a través de una comparación.

Los siguientes cuadros muestran los valores de los armónicos más representativos registrados:

Tabla 3.11 Valores Registrados en cada Escenario
LT-252 (SUBESTACIÓN TINGO MARIA)

ETAPA	ARMONICA	Cantidad de Intervalos "En Falta"	% de Intervalos "En Falta"	Genera Compensación Económica
Escenario 1	8	6	0.60%	No
Escenario 2	8	68	6.75%	Si
Escenario 3	7	207	20.54%	Si
Escenario 4	8	1	0.10%	No

Tabla 3.12 Valores Registrados en cada Escenario
LT-255 (SUBESTACIÓN YANACANCHA)

ETAPA	ARMONICA	Cantidad de Intervalos "En Falta"	% de Intervalos "En Falta"	Genera Compensación Económica
Escenario 1	3	119	14.18%	Si
	5	20	2.38%	No

	7	1	0.12%	No
	8	9	1.07%	No
	29	3	0.36%	No
	THD	18	2.15%	No
Escenario 2	8	44	4.37%	No
	17	20	1.98%	No
	29	912	90.48%	Si
	31	874	86.71%	Si
Escenario 4	21	983	97.52%	Si
	22	2	0.20%	No

Tabla 3.13 Valores Registrados en cada Escenario
LT-255 (SUBESTACIÓN VIZCARRA)

ETAPA	ARMONICA	Cantidad de Intervalos "En Falta"	% de Intervalos "En Falta"	Genera Compensación Económica
Escenario 1	3	121	12.00%	Si
	5	6	0.60%	No
	THD	8	0.79%	No
Escenario 2	2	35	3.47%	No
	8	35	3.47%	No
	29	854	84.72%	Si
	30	20	1.98%	No
	31	380	37.70%	Si

Tabla 3.14 Valores Registrados en cada Escenario
LT-252 (SUBESTACIÓN VIZCARRA)

ETAPA	ARMONICA	Cantidad de Intervalos "En Falta"	% de Intervalos "En Falta"	Genera Compensación Económica
Escenario 1	3	121	12.00%	Si
	5	6	0.60%	No
	THD	8	0.79%	No
Escenario 2	2	130	12.90%	Si
	3	2	0.20%	No
	8	42	4.17%	No
	10	1	0.10%	No
	28	42	4.17%	No
	29	846	83.93%	Si
	30	63	6.25%	Si
	31	364	36.11%	Si
	THD	17	1.69%	No

Tabla 3.15 Valores Registrados en cada Escenario
LT-253 (SUBESTACIÓN VIZCARRA)

ETAPA	ARMONICA	Cantidad de Intervalos "En Falta"	% de Intervalos "En Falta"	Genera Compensación Económica
Escenario 1	3	95	9.42%	Si
	5	6	0.60%	No
	THD	8	0.79%	No
Escenario 2	2	4	0.40%	No
	8	46	4.56%	No
	10	1	0.10%	No
	29	837	83.04%	Si
	30	1	0.10%	No
	31	329	32.64%	Si

Tabla 3.16 Valores Registrados en cada Escenario
LT-253 (SUBESTACIÓN PARAMONGA)

ETAPA	ARMONICA	Cantidad de Intervalos "En Falta"	% de Intervalos "En Falta"	Genera Compensación Económica
Escenario 2	8	1	0.10%	No
Escenario 3	5	4	0.40%	No
	7	15	1.49%	No
Escenario 4	3	1	0.10%	No

Tabla 3.17 Valores Registrados en cada Escenario
LT-2254 (SUBESTACIÓN PARAGSHA)

ETAPA	ARMONICA	Cantidad de Intervalos "En Falta"	% de Intervalos "En Falta"	Genera Compensación Económica
Escenario 4	3	1007	99.90%	Si
	5	6	0.60%	No
	7	137	13.59%	Si
	8	19	1.88%	No
	THD	151	14.98%	Si

Tabla 3.18 Valores Registrados en cada Escenario
LT-2254 (SUBESTACIÓN VIZCARRA)

ETAPA	ARMONICA	Cantidad de Intervalos "En Falta"	% de Intervalos "En Falta"	Genera Compensación Económica
Escenario 4	3	1008	100.00%	Si
	7	14	1.39%	No

Tabla 3.19 Valores Registrados en cada Escenario
LT-224 (SUBESTACIÓN LA OROYA NUEVA)

ETAPA	ARMONICA	Cantidad de Intervalos "En Falta"	% de Intervalos "En Falta"	Genera Compensación Económica
Escenario 4	5	20	1.98%	No

El siguiente cuadro muestra la compensación que se genera debido a que algunas armónicas presentaron niveles que sobrepasaron lo especificado por la NTCSE.

Tabla 3.20 Resumen de Compensación Económica por Escenario

Etapa	Línea de Transmisión	Subestación	Armónica	Cantidad de Intervalos "En Falta"	% de Intervalos "En Falta"	Genera Compensación	US\$ Compensación 2da Etapa NTCSE	US\$ Compensación 3ra Etapa NTCSE
Etapa 4	LT-255	YANACANCHA	21	983	97.52%	SI	48 022	528 247
			22	2	0.20%	No		
	LT-2254	PARAGSHA	3	1007	99.90%	SI	9 791	107 699
			5	6	0.60%	No		
			7	137	13.59%	SI		
			8	19	1.88%	No		
			THD	151	14.98%	SI		
	LT-2254	VIZCARRA	3	1008	100.00%	SI	7 640	84 037
			7	14	1.39%	No		
	LT-252	TINGO MARIA	8	1	0.10%	No		
	LT-253	PARAMONGA	3	1	0.10%	No		

Según la tabla anterior, las armónicas sobresalientes son las de orden 21 en la subestación Yanacancha, de orden 3 en la subestación Vizcarra y de orden 3 y 7 en las subestación Paragsha, armónicas que tendrán un análisis especial en el presente trabajo.

3.4.3. Análisis del Armónico 21 en la SE Yanacancha

Para realizar un análisis especial de ésta armónica realizaremos los siguientes pasos:

- Paso 1.** Analizaremos el comportamiento de la armónica 21 registrado en la 3er escenario del estudio
- Paso 2.** Analizaremos el comportamiento de la armónica 21 registrado en el último estudio realizado, es decir, el 4to escenario.
- Paso 3.** Aplicaremos el método de correlación armónica en la subestación Yanacancha
- Paso 4.** Aplicaremos el método de atenuación armónica en la línea LT-255

Paso 1.

La figura No 3.59 muestra los registros de la armónica de orden 21 durante el período de la Etapa 3, se observa que los niveles no sobrepasaron 0.13% de la tensión nominal. Durante el período en que Antamina baja su carga de 90MW a 28MW los niveles de la armónica 21 decrecen a 0%, esto demuestra que la carga de Antamina aparentemente esta generando esta armónica.

Durante esta etapa la armónica 21 al no superar el 0.2% de la tensión nominal (límite según la NTCSE) no estaría generando compensación económica.

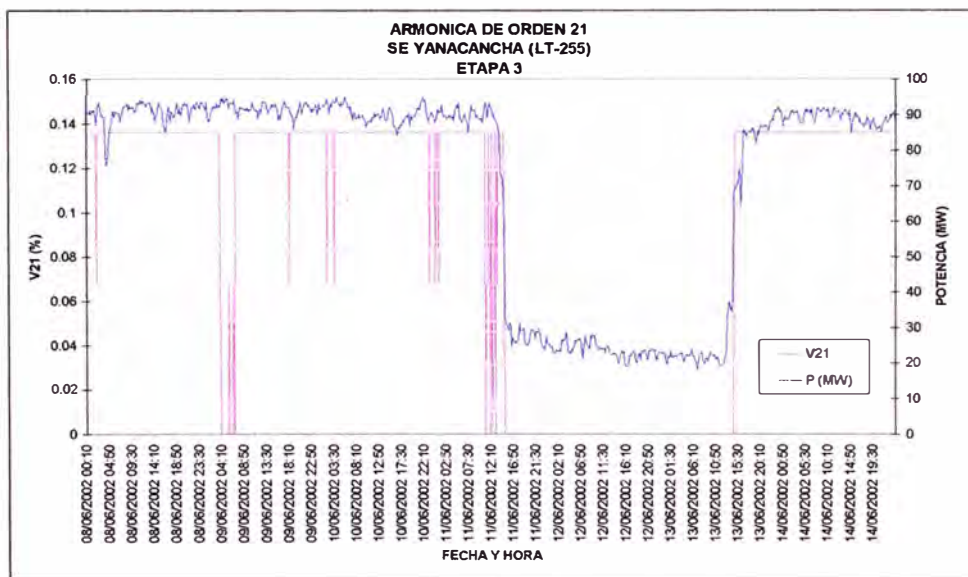


Figura 3.59 Armónico 21

Paso 2.

La figura No 3.60 muestra los niveles de la armónica 21 durante el período de la última medición (Etapa 4), se observa que el nivel de la armónica ha sido amplificado en comparación con los niveles de la etapa anterior. Durante este período Antamina estuvo a plena carga (90MW)

En este caso la armónica 21 sobrepasa el 0.2% de la tensión fundamental (valor límite según la NTCSE) generando una compensación económica de US\$ 528 247 en caso de estar en la etapa 3 de aplicación de la NTCSE.

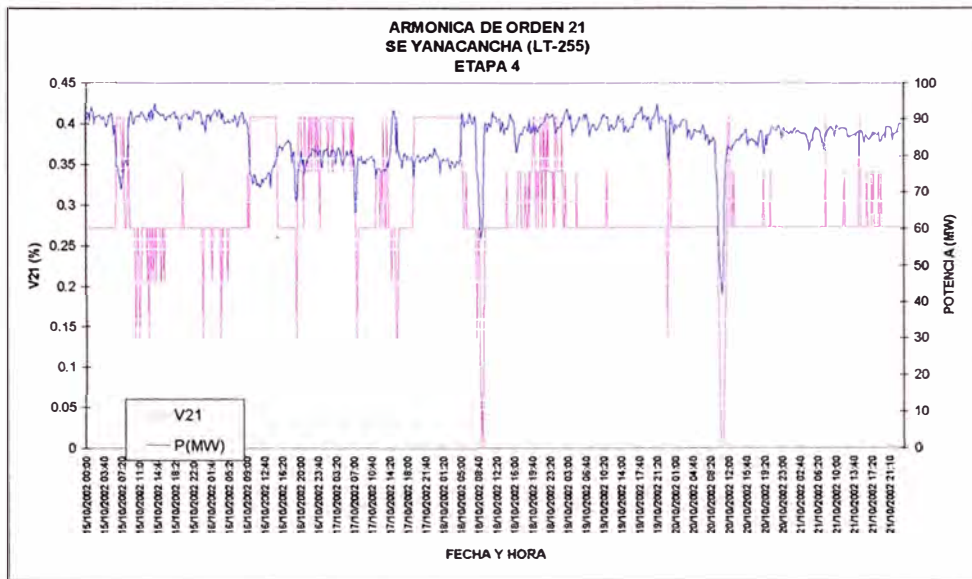


Figura 3.60 Armónico 21 Etapa 4

Paso 3.

Aplicando el método de correlación descrito en el capítulo “definiciones importantes” se observa que la correlación en la subestación Yanacancha tiene un comportamiento lineal lo cual indica que existe una sola fuente generadora de armónicas en este caso sería las cargas de Antamina.

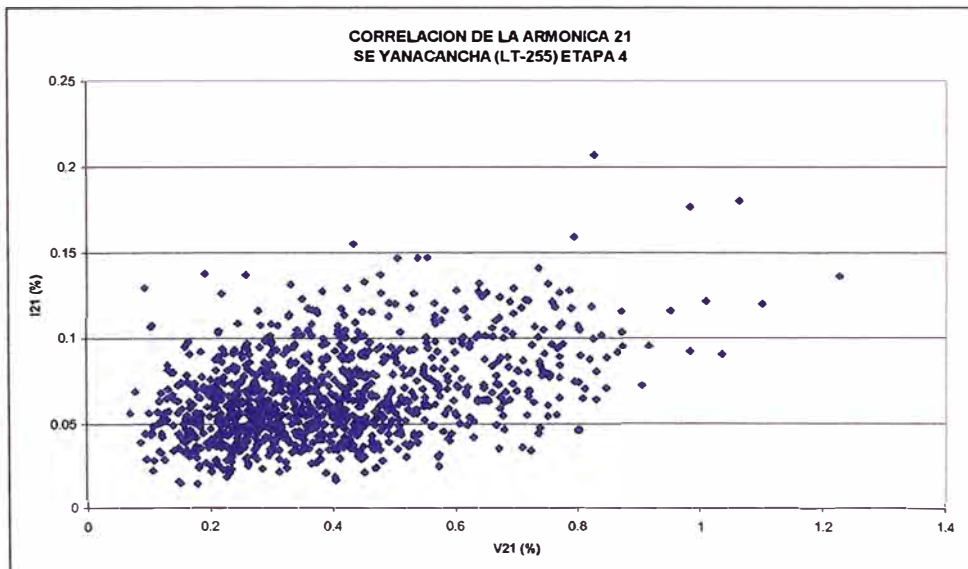


Figura 3.61 Correlación del Armónico 21

Paso 4.

Si aplicamos el método de atenuación descrito en el capítulo “definiciones importantes” la conclusión sería que Antamina genera la armónica 21 ya que esta armónica no ha sido registrada en la línea de transmisión LT-255 de la subestación Vizcarra (valores nulos).

3.4.4. Análisis del Armónico 3 y 7 en la LT - 2254

Durante el período del 3er escenario en la subestación Vizcarra no se registraron armónicos de tercer orden que superaron los límites establecidos por la NTCSE, esto se puede observar en la siguiente figura, donde las armónicas tienen un valor promedio de 0.18% y como valor máximo 0.41%, valores que no superan el 1.5% de la tensión nominal (valor límite según la NTSCE)

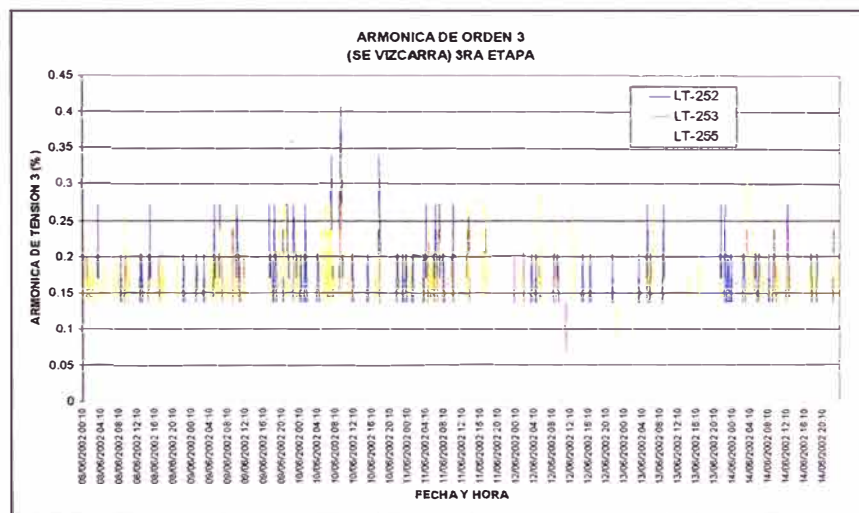


Figura 3.62 Armónico 3

Este mismo caso sucede con el armónico 7, según la figura No 3.63, se observa que los niveles no superan el 2% de la tensión nominal (valor límite según la NTCSE.)

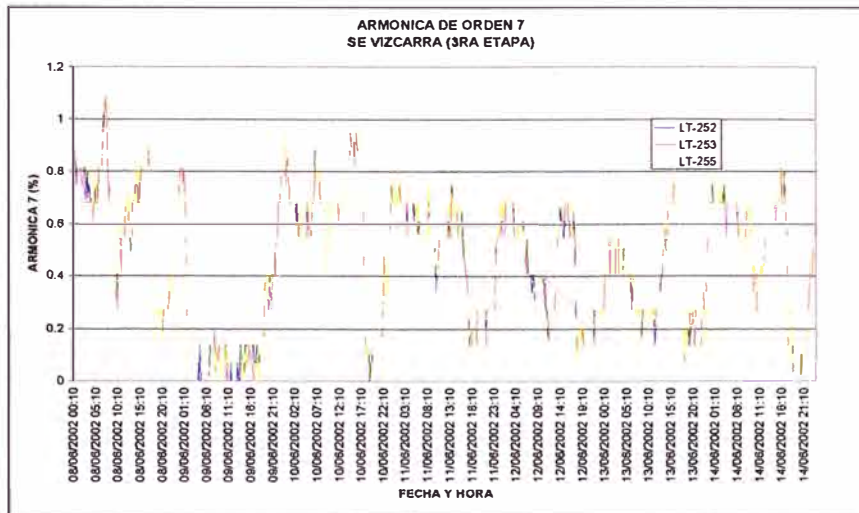


Figura 3.63 Armónico 7

Según las mediciones del 4to escenario, con la interconexión de la línea de transmisión LT-2254, se presenta las siguientes perturbaciones:

- La armónica 3 tiene valores superiores a 1.5% de la tensión nominal (valor límite según la NTCSE) en la subestación Vizcarra y Paragsha.
- La armónica 7 tiene valores superiores a 2% de la tensión nominal (valor límite según la NTCSE) en la subestación Vizcarra y Paragsha.
- El THD sobrepasa el valor límite (3%) en la subestación Paragsha.

Con lo que respecta a la armónicas de corriente la NTCSE no contempla tolerancias, en los registros se observa que el THD de corriente mantiene niveles altos (20%) llegando a tener un pico mayor a 100% en un solo intervalo (ver figura No 3.64 y 3.65)

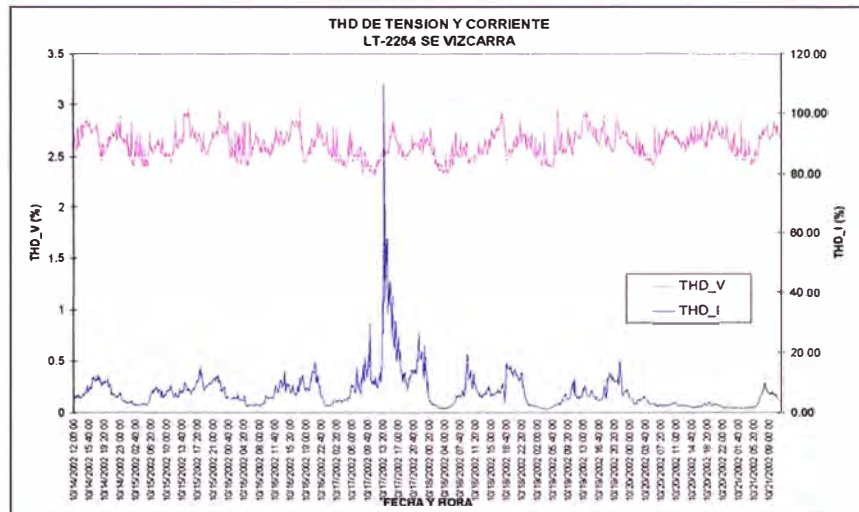


Figura 3.64 THD de Tensión y Corriente (Vizcarra)

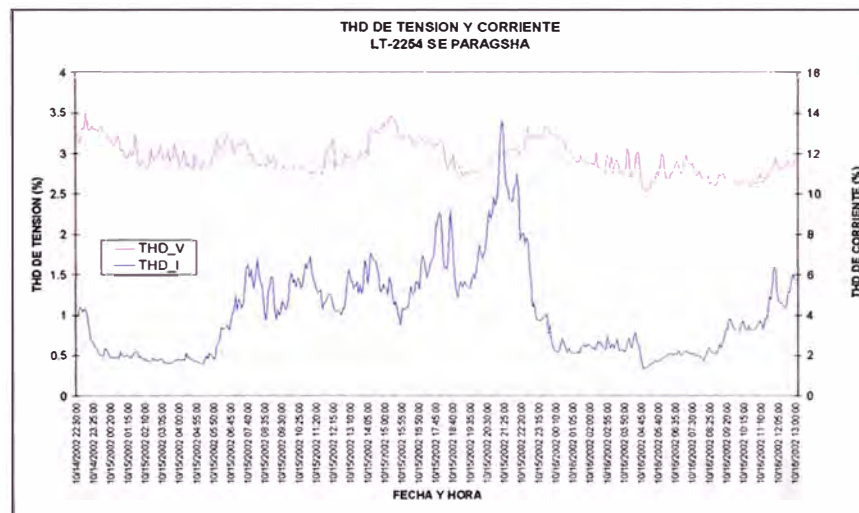


Figura 3.65 THD de Tensión y Corriente (Paragsha)

Ante estos resultados, podríamos concluir que los armónicos han cambiado de dirección y ahora fluyen por la línea LT-2254. Sin embargo, existen contradicciones a esta posible conclusión, por ejemplo:

Por qué no existen armónicos de orden 3 y 7 en los puntos de medición de la subestación Vizcarra (puntos que se encuentran en el mismo nivel de tensión). Las siguientes figuras muestran los niveles de los armónicos mencionados en 4 puntos de medición ubicados en la misma barra de tensión, se observa que la medición de la línea LT-2254 no es congruente.

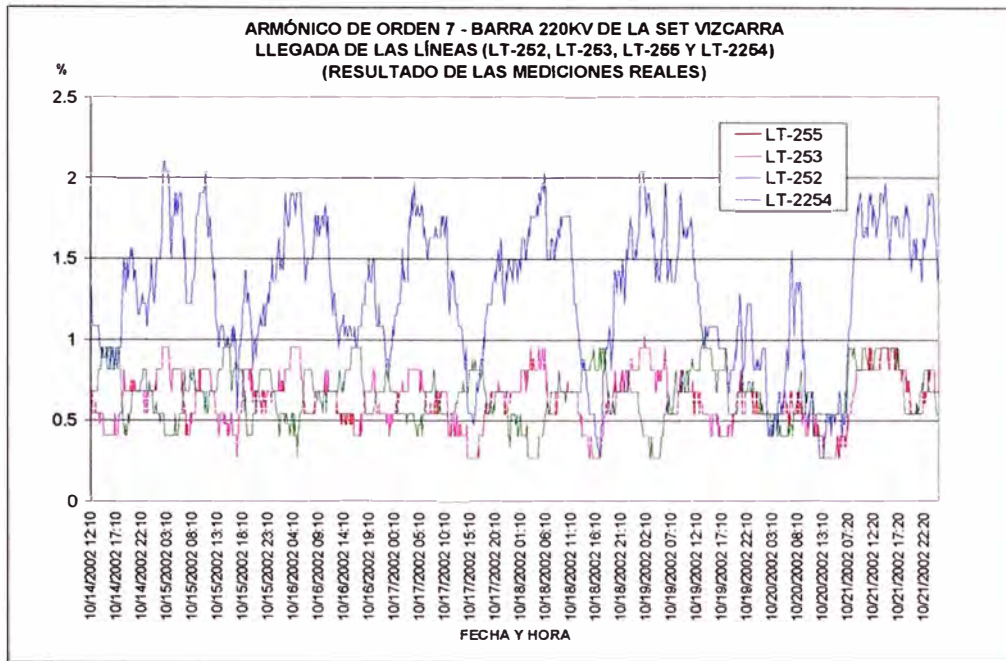


Figura 3.66 Mediciones Reales del Armónico 7

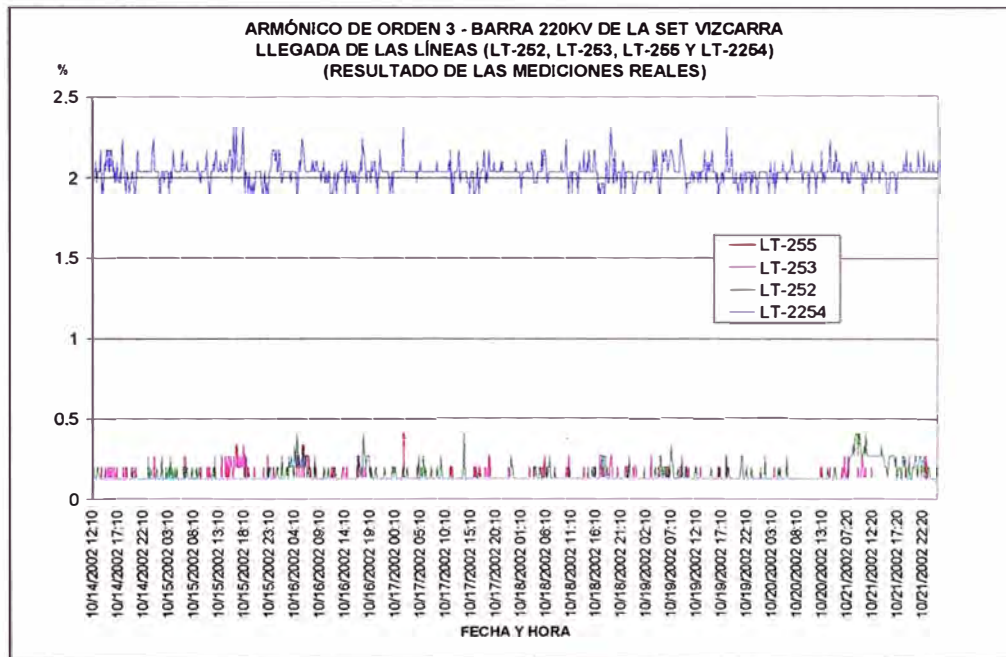


Figura 3.67 Mediciones Reales del Armónico 3

Esta pregunta surge debido a que en el anillo de Vizcarra existen 4 puntos de medición que están en el mismo nivel de tensión de los cuales sólo en uno, (llegada de la LT-2254) se presentan armónicos.

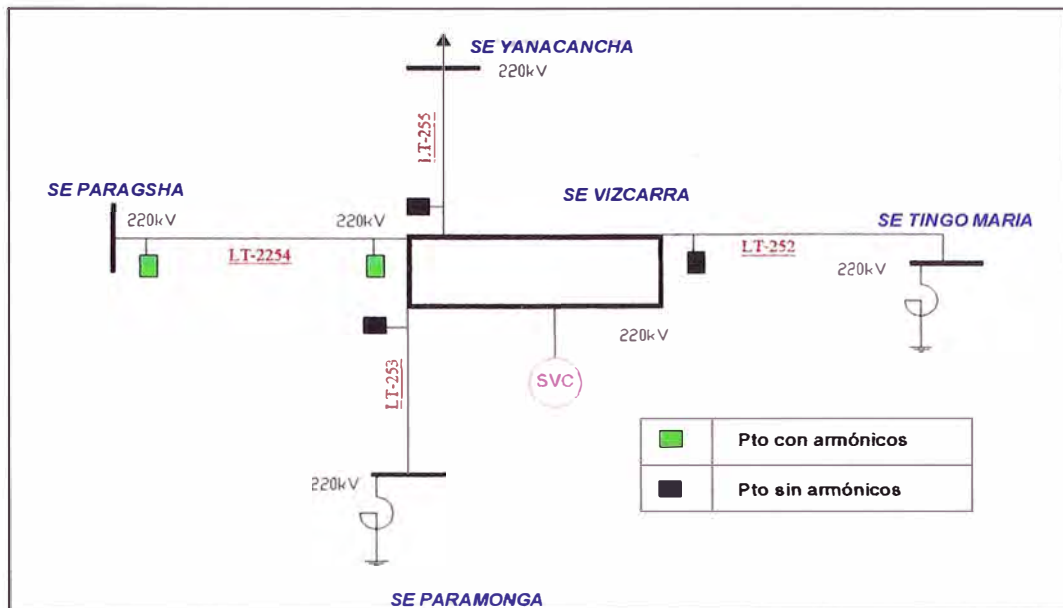


Figura 3.67 Sistema Eléctrico Analizado

Con la finalidad de verificar si la medición era también afectada en el lado de 138kV de la subestación Paragsha, se realizaron mediciones en ambos niveles de tensión. Los resultados mostraron que el transformador de 138kV también presentaba problemas, ya que los armónicos eran amplificados. El diagrama de conexión se muestra en la siguiente figura:

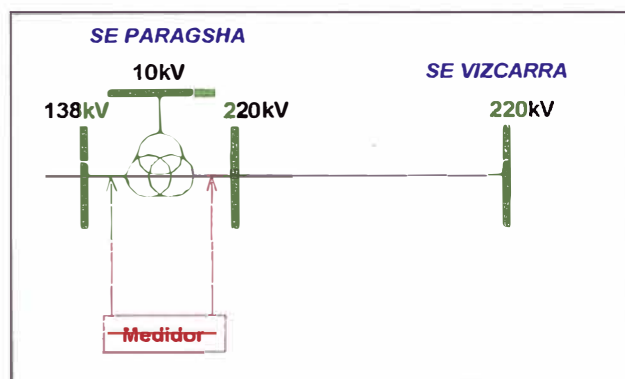


Figura 3.68 Mediciones en 138kV y 220kV

Por tanto, se concluyó que la medición no arrojaba valores coherentes, ya que en los demás puntos de medición los armónicos de tensión tenían magnitudes similares.

Según los escenarios anteriores no se habían presentado este tipo de problema, esto fue corroborado para ABB de USA, el cual al tener sus transformadores de medida instalados en el sistema. El punto de medición que presentó valores incoherentes (LT-2254) fue debido a la conexión de la línea que conectaba la subestación Paragsha y Vizcarra. Dicha

línea fue instalada por la compañía ISA-Perú la cual utilizó equipos eléctricos de diferente marca; por tal, el transformador de medida tenía otra respuesta en frecuencia que no fue utilizada antes de realizar las mediciones lo cual originaba mediciones no congruentes con las demás.

Esto nos lleva a suponer que las mediciones fueron afectadas por factores externos.

Con la finalidad de conocer exactamente el origen de estos armónicos aplicaremos nuestra metodología para validar las mediciones.

3.4.5. Aplicación de la Metodología

Ante las posibles soluciones mencionadas, consideramos que la mejor opción técnica y económica es aplicar el algoritmo basado en el método de observabilidad.

La aplicación de este método, respecto a la configuración del sistema eléctrico, tiene una ventaja, ya que existe un anillo en la subestación Vizcarra en la cual se realizaron 4 mediciones en el mismo nivel de tensión utilizando diferentes transformadores capacitivos para cada punto de medida.

Al tener un mismo punto de medición la tensión rms registrado, los resultados deberían ser similares por tratarse del mismo punto eléctrico; por tanto, las componentes armónicas también.

Con la decisión de aplicar el método de observabilidad se utilizaron los datos de las mediciones registradas en particular las del anillo y la subestación Paragsha.

Ante estos resultados se solicitó las curvas que representan la respuesta en frecuencia de los transformadores de medida, ya que estos (de la línea LT-2254) eran de diferente marca los existentes. La compañía no contaba con estas pruebas.

De existir las curvas, éstas nos podrían haber ayudado en determinar si para un armónico particular, se presentaba resonancia lo cual afecta directamente las mediciones. Otro posible factor externo podría ser el medio que existe entre los transformadores de medida

que se encuentran en el patio de llaves y los equipos que están en el centro de control, ya que el medio debería ser confiable contra los efectos electrostáticos y electromagnéticos que puedan distorsionar los datos.

La inmunidad contra el ruido requiere el uso de conductores apantallados de cables coaxiales o triacxiales así como el uso adecuado de puestas a tierra para reducir la incorporación de potenciales parásitos.

El método de validación descrito anteriormente consiste básicamente en determinar los armónicos de tensión a partir de los armónicos de corriente.

Una vez determinados los armónicos de tensión, éstos podrán ser comparados con los armónicos de tensión registrados de los otros puntos de medición los cuales se encuentran en el mismo nivel de tensión.

Para lograr este objetivo se obtuvo la impedancia - secuencia cero, negativa y positiva – de la línea LT-2254 para representarla mediante las matrices de admitancia de transferencia y shunt derivadas mediante la rutina “Line Constans” del software ATP a distintas frecuencias correspondientes a las armónicas más representativas.

Como se mencionó anteriormente, el camino sistemático para lo cual uno determina si la tensión armónica es observable es conocido como el análisis de observabilidad. Para el HSM el análisis de observabilidad fue extremadamente importante porque la implementación del HSM fue planeada con límites fijados de mediciones: en el caso del cuarto escenario fue de cinco subestaciones.

El número de estados en el HSE es $3hn$, donde 3 es para tres fases, h es el número de armónicos de interés incluyendo la fundamental y n es el número de barras. Nuestra metodología propone dos condiciones para la selección de mediciones.

Condición 1.- las mediciones de los armónicos son imparciales para todos los armónico de interés (Data fuente armónicos).

Condición 2.- Las mediciones de los armónicos son puras para las 3 fases (medición fuente por fase).

Medición fuente de armónicos significa que si hay un flujo de corriente fundamental medido desde el nodo i al nodo j , entonces hay un flujo de corriente desde el nodo i al nodo j para todos los armónicos de interés. El sistema de medición armónica encuentra esta condición para el diseño. Esta condición significa que si la fundamental en un nodo es observable entonces todos los armónicos en ese mismo nodo serán observables. De esta manera el análisis de observabilidad puede ser limitado solamente la fundamental.

Medición fuente por fase significa que si hay una tensión medida para cada fase A de la barra i , entonces hay tensiones medidas para las fase B y C de la barra i respectivamente. La suposición de la medición fuente por fase simplifica el análisis de observabilidad desde las tres fases al análisis de una fase. Esta condición no es siempre cierta, ejemplo, ante la presencia de corriente medida en el neutro. Siempre y cuando la medición completa

Criterios para el Modelamiento de la Línea de Transmisión

Se utilizó el modelo de parámetros distribuidos de línea. En las siguientes tablas presentamos los eléctricos utilizados:

Tabla 3.21 Características de la Línea

Tensión	220kV
Longitud	124km
Número de circuitos	1(Terna sencilla en configuración triangular)
Número de estructuras	280
Material del conductor	ACSR FINCH 1113kCM
Conductores por fase	1
Cables de guarda	2
Material cable de guarda	Acero galvanizado 3/8"
Altura máxima s.n.m	4400m
Resistividad promedio	1000 ohm-m

Las características de las subestaciones conectadas a dicha línea son:

Subestación Paragsha 220kV

- Esta nueva subestación esta localizada a 4365 metros de altura s.n.m.

- La subestación tiene una configuración en barra principal más barra de transferencia. Tiene cuatro celdas 220 kV (Carhuamayo, Vizcarra, Transformador 220 kV/138 kV y la celda de transferencia; y una celda de transformación 138 kV para conectar el lado de baja del transformador a la S/E 138 kV existente.
- Todo el equipo de alta tensión es del tipo exterior convencional, teniendo en cuenta la coordinación de aislamiento requerida y la altura sobre nivel del mar de la instalación.
- Tiene un autotransformador de potencia de 120MVA 220/138 kV con un terciario a 10 kV para servicios auxiliares. El terciario esta referenciado a tierra con un transformador zig - zag.
- Los servicios auxiliares son tomados del terciario 10 kV del nuevo transformador de potencia, por medio de un transformador de auxiliares 10 kV/380 V.

Subestación Vizcarra 220 kV

Esta subestación esta localizada a 3600 metros de altura s.n.m.

- La subestación tiene una configuración en anillo con cinco celdas en 220kV (Antamina, SVC, Tingo María, Paramonga y Paragsha).

El siguiente esquema unifilar presenta los parámetros eléctricos utilizados del sistema en estudio:

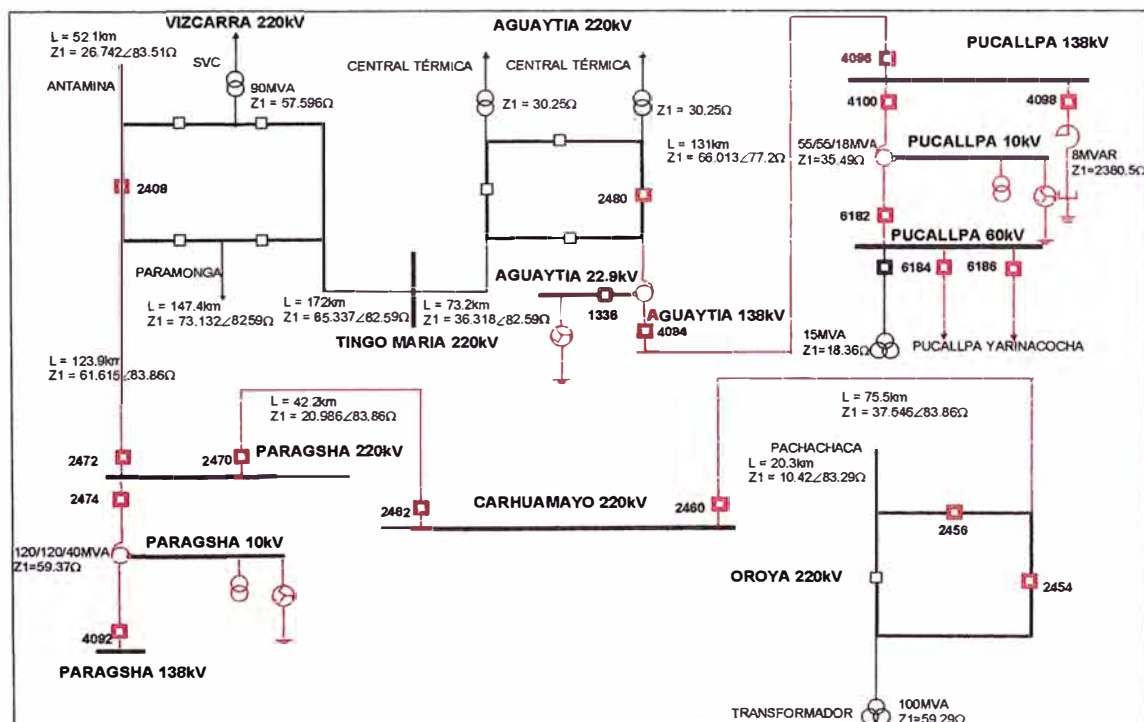


Figura 3.69 Datos Técnicos del Sistema Eléctrico

Sobre la base de los parámetros y la configuración del sistema se representó la línea LT-2254 con el modelo π de parámetros R, L y C concentrados.

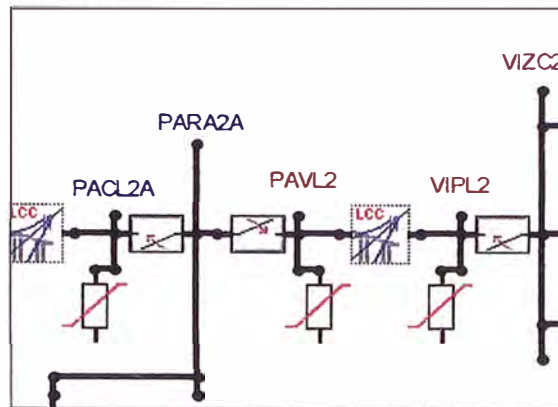


Figura 3.70 Modelamiento de la LT-2254

Para corregir el parámetro R de los conductores debido al incremento del efecto piel con la frecuencia, se adoptaron los valores a y b dados en el manual del usuario del DigSILENT. Del mismo modo, para considerar la variación del parámetro L debido a la variación de la inductancia interna con la frecuencia, se evaluó su comportamiento para la línea de 220kV, por medio de la rutina Line Constants del ATP, utilizando la opción JMARTI, y se adoptaron valores fijos de $a=1.05$ y $b=-0.135$, de tal manera que el polinomio adoptado estuviese en un valor intermedio de la franja de variación dada por las líneas del sistema de transmisión cuya curva se muestra en la siguiente figura:

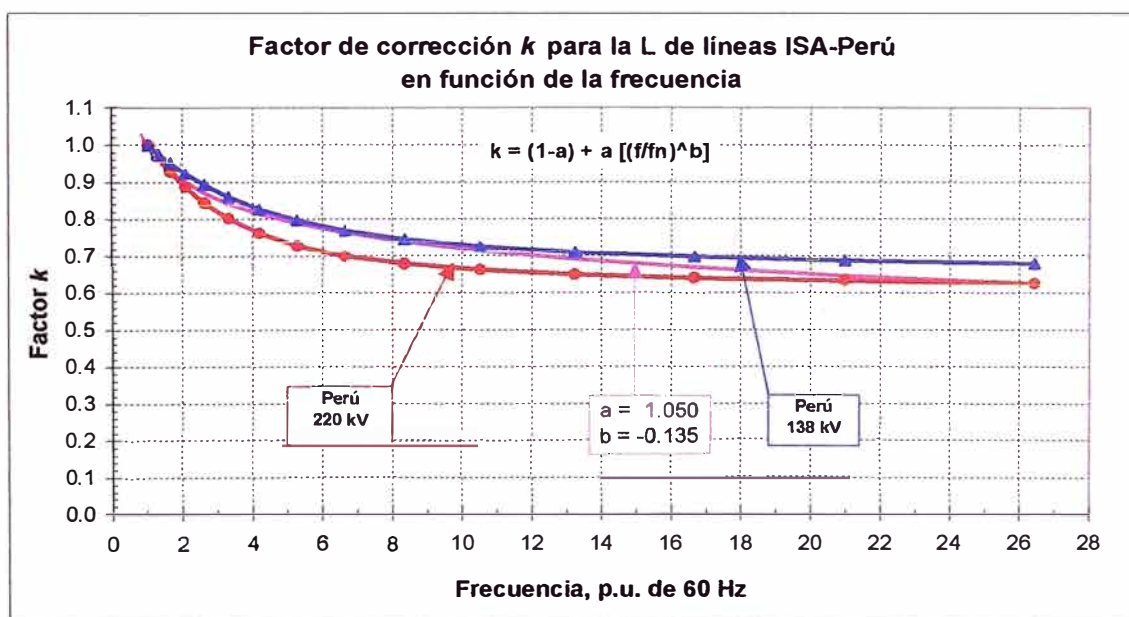


Figura 3.718 Factores de Corrección

Para corregir los parámetros R y L por frecuencia se utilizó el polinomio $k = (1-a) + a (f/f_n)^b$, propuesto en el manual del DIGSILENT para determinar estos factores, cuya variación se puede ver gráficamente en la siguiente figura; los valores de a y b empíricos para líneas de transmisión, transformadores y máquinas son:

Tabla 3.22. Constantes a y b

Elemento	Constante	R	L
Líneas aéreas	a	0.08	1.05 (*)
	b	1.10	-0.135 (*)
Transformadores y máquinas	a	0.12	1.00
	b	1.50	-0.07

(*) Valores deducidos con ATP. Los demás valores son dados por el manual del usuario del DIGSILENT.

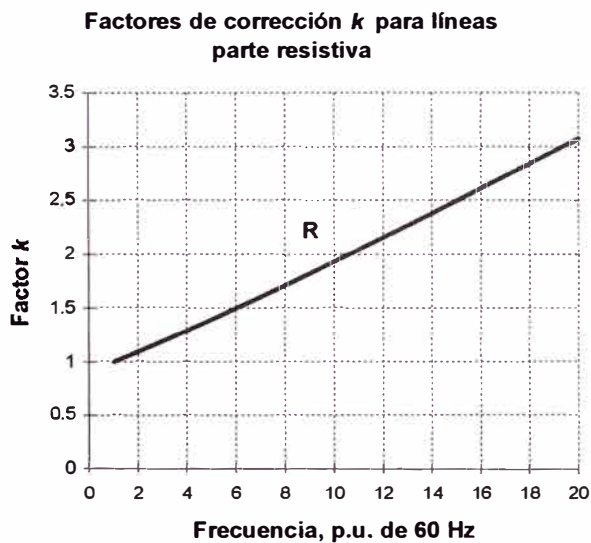


Figura 3.72 Factores de Corrección para Líneas

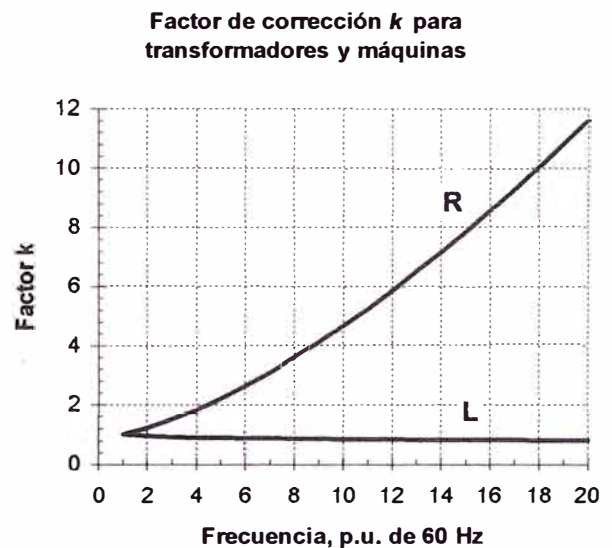


Figura 3.73 Factores de Corrección para Máquinas

Criterios para el Modelamiento de los Equipos Eléctricos

Autotransformadores:

Se tiene en cuenta la corrección del parámetro R con la frecuencia de acuerdo con las constantes a y b dados en el manual del usuario del DIGSILENT, y que son iguales a los propuestos para las máquinas. El parámetro L no es sensible con la variación de la

frecuencia para las frecuencias consideradas y por lo tanto no se considera necesario hacer la corrección.

■ Fuentes de armónicos:

Las cargas generadoras de armónicos se modelan como fuentes de corriente inyectadas al sistema, para cada nodo donde hay una fuente generadora de armónicos. Cada fuente se especifica en el programa con el valor de la fundamental en amperios RMS, y para cada armónico la frecuencia en Hz, el porcentaje de composición con respecto a la fundamental y ángulo de fase. Los valores de las tablas mencionadas fueron obtenidas del Proyecto Referencia Antamina Sistema de Transmisión 220kV Volumen VI-C.

a) Ciclo-conversores y drives en Antamina

Se utilizó la Tabla B1: 3 Molinos de bolas a 23 kV, se utiliza la última columna en A, de mayor velocidad que es la que genera las mayores corrientes armónicas.

Se consideró de las páginas 83 y 84, la Tabla B-2: 1 Molino tipo sag a 23 kV, se utiliza la última columna de mayor velocidad que es la que genera las mayores corrientes armónicas.

b) Otras cargas de Antamina:

Se consideró de las páginas 85, la Tabla B3: Otras cargas a 4.16 kV y 7.2 kV referidas a 23 kV hasta el armónico 40 requerido por la Norma Peruana.

c) SVC de Vizcarra:

Se consideró de las páginas 86, la Tabla B-4: Armónicos producidos por el SVC en 16 kV, hasta el armónico 40 requerido por la Norma Peruana. Se representan las más altas magnitudes para cada armónico y no la que debe ocurrir en el mismo instante. Así los resultados deben ser más severos y por consiguiente más conservativos.

Armónicos existentes en la red, modelados con dos fuentes, de acuerdo con el proyecto en Referencia, Pág. 87, Tabla B-5:

d) Fuente de corriente en Chimbote 138 kV

Fuente de corriente en Tingo María 138 kV con ángulo relativo entre las dos fuentes. Estas fuentes se modificaron para ajustar los resultados de distorsión armónica calculados con

los valores medidos. Con estas fuentes se representan de manera conservativa las corrientes existentes medidas (Marzo de 2000).

e) Cargas no lineales en el sector de Oroya:

Se identificaron como representativas las tres cargas de Fundic50 (59 MW, del tipo horno de arco) y Alambr50 (10 MW), Pachac50 (14 MW) del tipo de Drives.

Representación de Filtros

Filtros del SVC de Vizcarra a 16 kV (5°, 7°, 11°), conexión Y con neutro aislado, de acuerdo con el proyecto de referencia, pág. 89.

Filtros de Antamina (2°, 3°, 4°, 5°, 7°, 11°, 13°) en 23 kV, conexión Y con neutro aislado, con base en el proyecto de referencia, pág. 90.

Simulación de Resultados

Mediante la aplicación de la segunda ley de Kirchoff a ambos extremos de la línea se llegó a la siguiente expresión matricial:

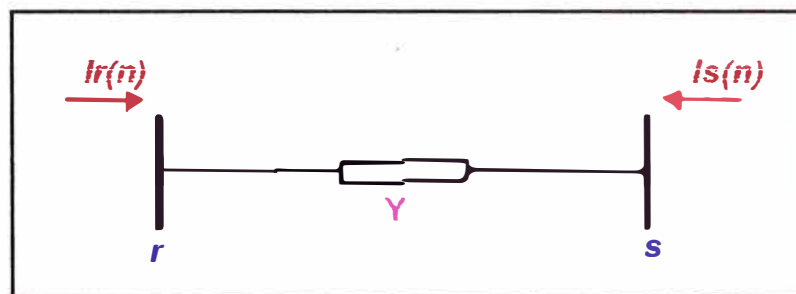


Figura 3.74 9 Modelo de la LT-2254

$$[\mathbf{I}] = [\mathbf{Y}] * [\mathbf{V}] \quad (3.3)$$

Donde:

$[\mathbf{I}]$, es un vector que contiene los fasores de corriente inyectadas en ambos extremos $[I_r(n); I_s(n)]$

$[\mathbf{Y}]$, es la matriz de admitancias de la línea a analizar a la frecuencia de $n * 60\text{Hz}$

$[\mathbf{V}]$, es un vector que contiene los fasores de tensiones armónica en el punto “r” y “s” $[V_r(n); V_s(n)]$

Los resultados de la aplicación del método son los siguientes:

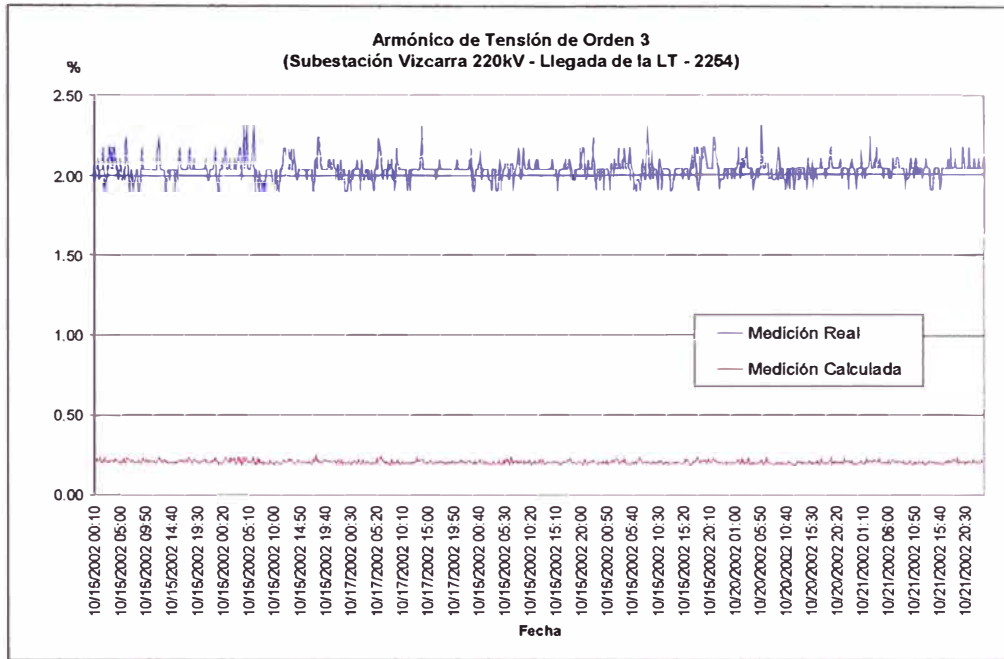


Figura 3.75 Resultados Obtenidos del Método de Validación (Armónico 3)

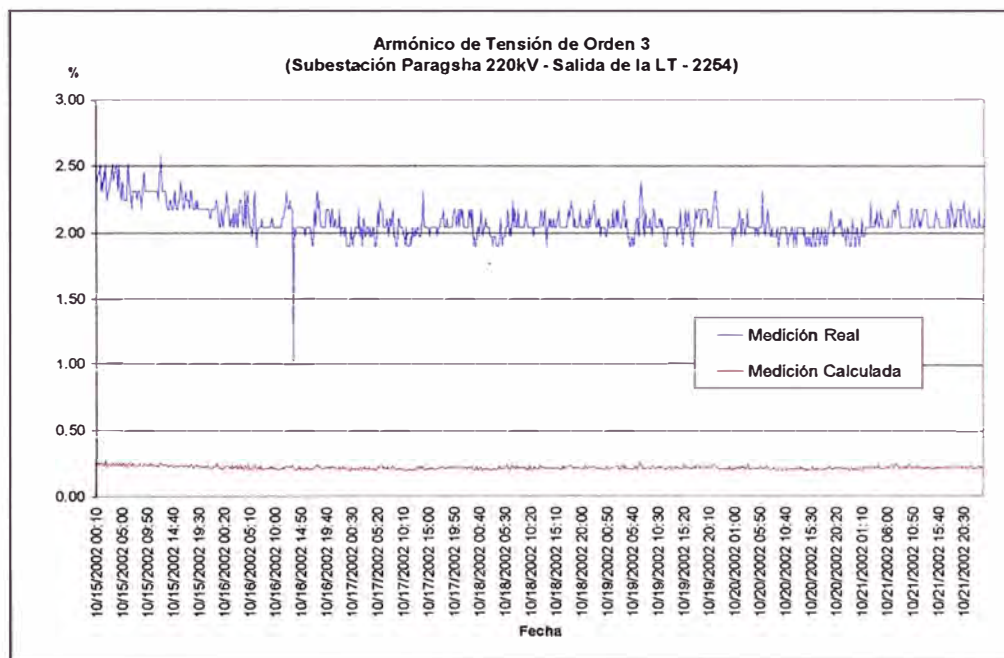


Figura 3.76 Resultados Obtenidos del Método de Validación (Armónico 7)

De los gráficos anteriores se observa que el armónico de orden 3 resulta ser menor a 0.5% de la tensión nominal. También se puede apreciar que su comportamiento es similar al armónico 3 registrado de los otros 3 puntos de medición en la misma barra de 220kV lo cual indica que la medición real, en caso de no presentarse distorsiones, sería similar a este resultado.

Con respecto al armónico de orden 7, los siguientes gráficos muestran el resultado. También se puede observar que la medición real, sin distorsión, debería estar por debajo del 1% respecto de la tensión nominal. Su comportamiento resulta ser similar al del mismo armónico registrado en otros puntos de medición de la misma barra.

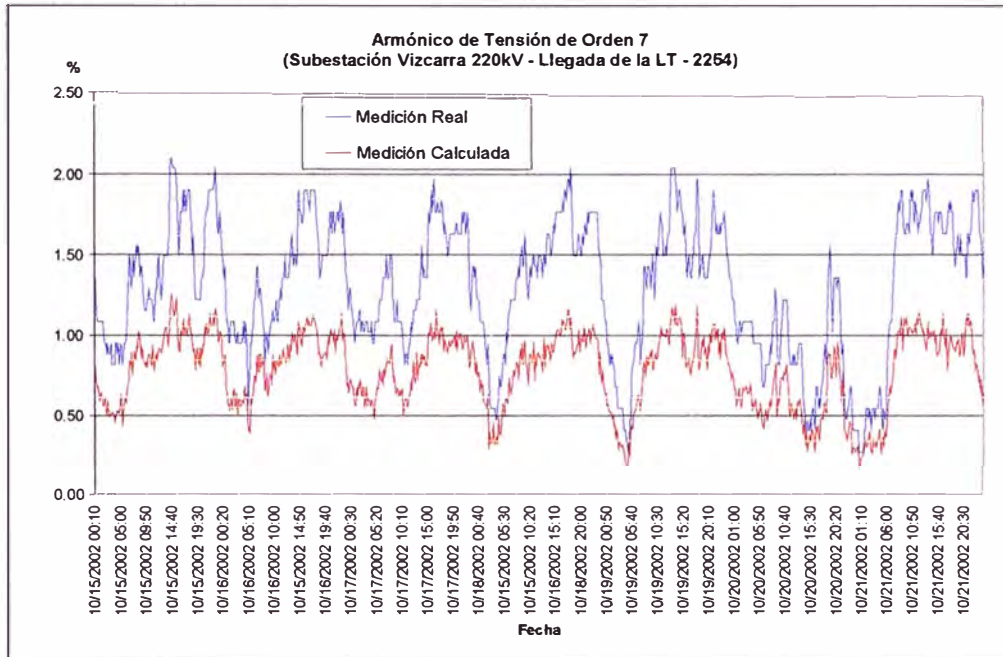


Figura 3.77 Comparación de Resultados (Armónico 7)

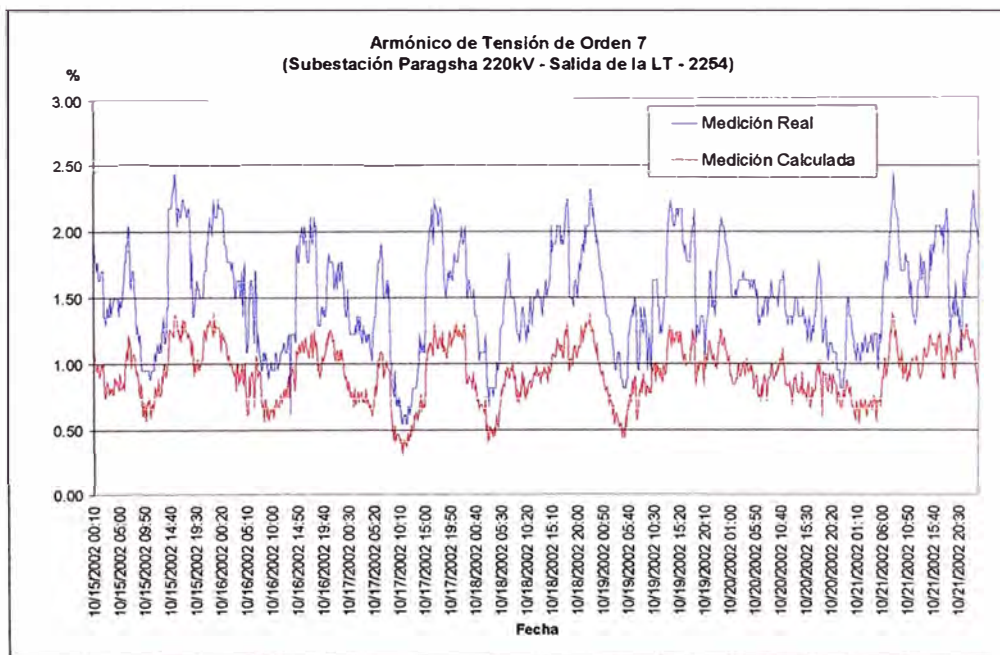


Figura 3.78 Comparación de Resultados (Armónico 3)

Los siguientes gráficos representan el THD calculado en función de las armónicas, desde la segunda a la 40ava. Se observa que los armónicos 3 y 7 distorsionaban en su totalidad al THD.

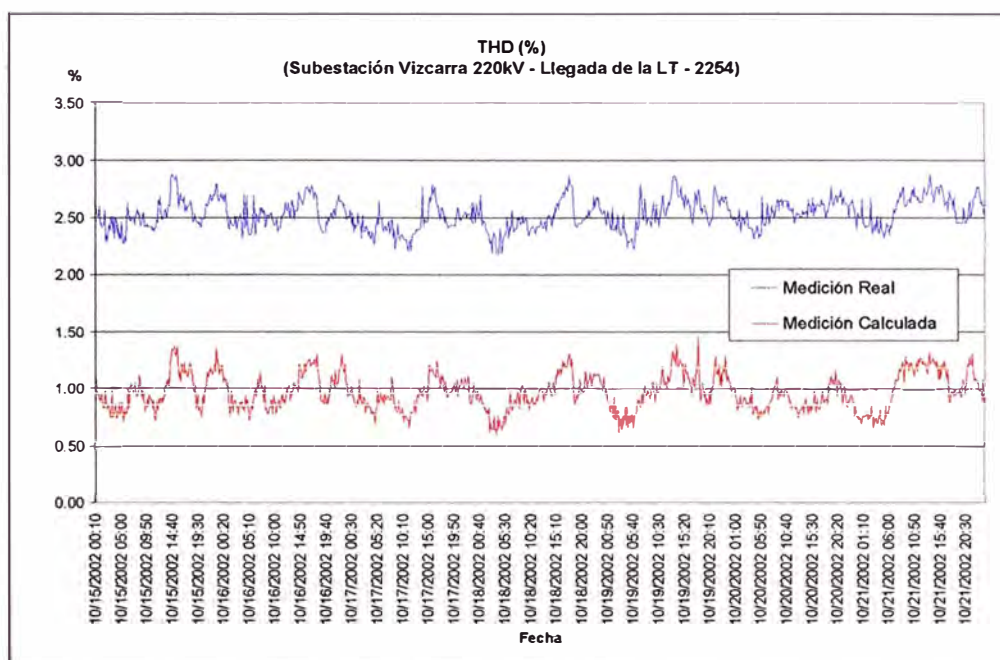


Figura 3.79 THD Obtenido del Método de Validación (SE Vizcarra)

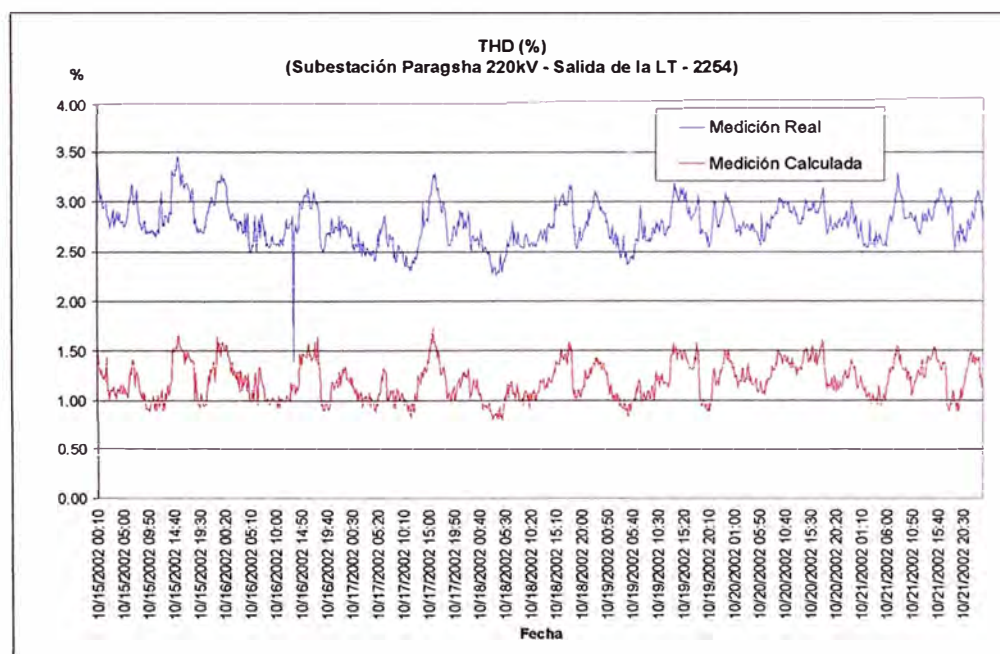


Figura 3.80 THD Obtenido del Método de Validación (SE Paragsha)

3.4.6. Resultados Generales

Escenario 1, Para el caso del 1er escenario, los resultados de las mediciones no presentaron ningún tipo de incongruencia.

Escenario 2, Al contemplar los mismos puntos de medición registrados en el 1er escenario tampoco se encontró incongruencia en el resultado de las mediciones. Las conclusiones principales fueron las siguientes:

Escenario 3, El tercer escenario fue similar al anterior a diferencia que se instaló un equipo en la subestación la Oroya, con la finalidad de registrar los armónicos de los clientes industriales de dicha zona.

Escenario 4, En este escenario se realizaron mediciones en 8 puntos de medición. Los nuevos puntos de medición fueron los extremos de la línea Paragsha-Vizcarra en 220kV.

Como se había mencionado en la sección anterior dicho punto presentaba equipos eléctricos de diferente marca a los existentes en el sistema, como es el caso del transformador de medida; por tal, en dichos puntos se presentaron incongruencias en las mediciones.

Aplicando el método de validación desarrollado en el presente trabajo se logró simular a partir de las mediciones de armónicos de corriente, los armónicos de tensión. Superando de esta manera los errores introducidos por agentes externos a las mediciones, como pudieron haber sido los transformadores capacitivos.

CONCLUSIONES

1. Aplicando el método de observabilidad se pueden obtener las tensiones armónicas utilizando como dato inicial las armónicas de corriente.
2. El método de observabilidad permite determinar la coherencia de las mediciones de armónicos de tensión realizadas utilizando transformadores capacitivos.
3. El método de observabilidad podría ser utilizado por las entidades reguladoras a fin de validar las mediciones realizadas por las empresas concesionarias.
4. Antes de realizar mediciones de armónicos utilizando transformadores capacitivos se debe de tener como dato técnico la curva de la respuesta en frecuencia del transformador
5. El tipo de conexión que se debe utilizar para realizar las mediciones de armónicos deber ser del tipo estrella, ya que al utilizar el tipo delta se estarían obviando las armónicas triplens
6. Cuando se requiera realizar mediciones en simultáneo se debe sincronizar los equipos de medición vía GPS.
7. La distribución de los armónicos cambia cuando se realizan modificaciones en el sistema eléctrico.
8. Aplicando el método denominado “atenuación de armónicos” en una línea de transmisión se puede determinar el sentido del flujo de armónicos.

9. En algunos casos los transformadores capacitivos presentan resonancias a ciertas frecuencias.
10. Las posibilidades de usar transformadores de medida capacitivos en alta tensión para medir las componentes armónicas depende del diseño del transformador. La respuesta de frecuencia en casi todos los transformadores de medida capacitivos se aleja de la linealidad y causa necesidad de realizar procedimientos de calibración.
11. Especialmente se viene diseñando transformadores de medida capacitivos con una relativa frecuencia de respuesta lineal los cuales son disponibles pero aun no son comunes en el sistema de potencia. Cada transformador de tensión aun todavía a menudo tiene una pobre clase de precisión para la frecuencia fundamental. Resultados de otros trabajos de investigación están mostrando las respuestas de frecuencia de los transformadores de medida capacitivos están siendo muy dependiente de la magnitud de la tensión fundamental y esto puede causar problemas cuando se trata de intentar usar procedimientos fáciles de calibración.
12. Basados en los resultados del test de calibración en ambos transformadores de tensión capacitivos e inductivos y de las experiencias de trabajos similares, es natural que se recomiende uso solamente de transformadores de tensión inductivos para mediciones de armónicos si posible. Excepto cuando especialmente diseños de CVTs con una relativa respuesta en frecuencia línea son disponibles test de calibración son llevados antes de que remidan los armónicos

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Arriaga B.C. Smith N. R. Watson, A.R. Wood, "Power System Harmonic Analysis", Jhon Wiley & Sons, Chichester 1997
- [2] J. Arriaga, L.I. Eguíluz, "Armónicos en Sistemas de Potencia". Servicio de Publicaciones de la Universidad de Cantabria, 1994.
- [3] Enrique Acha, Manuel Madrigal, "Power Systems Harmonics Computer Modelling and Analysis", Jhon Wiley & Sons, England
- [4] J. Schlabbach, D. Blume and T. Stephanblome, "Voltage Quality in Electrical Power Systems", Institute Electrical Engineers (IEE), London, United Kingdom
- [5] Math H.J. Bollen, "Understanding Power Quality Problems Voltages Sags and Interruptions", IEEE Press, 2000.
- [6] George J. Walkileh, "Power Systems Harmonics Fundamentals, Analysis and Filter Design", Springer – IEEE
- [7] Roger C. Dugan, Mark F. McGranaghan, Surya Santoso, H. Wayne Beaty, "Electrical Power Systems Quality", McGraw Hill.
- [8] David Vilca T., "Calidad de la Energía Eléctrica", Convenio de cooperación técnica TECSUP/BID
- [9] Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos del Perú (NTCSE)
- [10] David Vilca T. "Estudio Mediciones de Armónicos de Tensión y Corriente", Servitech Ingenieros - EDEGEL SA, Lima, Marzo 2000
- [11] David Vilca T. "Estudio Mediciones de Armónicos de Tensión y Corriente", Servitech Ingenieros - EDEGEL SA, Lima, Marzo 2001
- [12] David Vilca T. "Estudio Mediciones de Armónicos de Tensión y Corriente", Servitech Ingenieros - ANTAMINA, Lima, Junio 2002
- [13] David Vilca T. Estudio Mediciones de Armónicos de Tensión y Corriente, Servitech Ingenieros - ISA Peru SA, Lima, Octubre 2002

- [14] Proyecto Antamina. Sistemas de Transmisión 220kV. Volumen VI. Incorporación del SVC en la Subestación Vizcarra
- [15] Proyecto Antamina. Sistemas de Transmisión 220kV. Volumen VI-A. Incorporación del SVC en la Subestación Vizcarra. Estudio de Dimensionamiento.
- [16] Proyecto Antamina. Sistemas de Transmisión 220kV. Volumen VI-C. Incorporación del SVC en la Subestación Vizcarra. Estudio de Performance del SVC.
- [17] Proyecto Antamina. Sistema de Transmisión 220kV. Appendix D a G.
- [18] Roberto Alves, "Calidad del Servicio Eléctrico", Universidad Simon Bolivar Grupo de Sistemas Industriales de Electrónica de Potencia
- [19] Armónicos en Sistemas de Potencia, ABB T&D Systems Unidad de Formación
- [20] Tutorial Power Quality Revista Power Engineering Review IEEE, 2002
- [21] Cuadernos técnicos de Scheneider Electric de España.
- [22] Recommendation Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, IEEE Stand. 519-1992, 1992.
- [23] M. R. Iravani et al., "Digital time-domain investigation of transient behavior of coupling capacitor voltage transformer," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 13, pp. 622-629, Apr. 1998.
- [24] L. Kojovic et al., "A new method for the CVT performance analysis using field measurements, signal processing and EMTP modeling," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 9, pp. 1907-1915, Oct. 1994.
- [25] J. Izykowski, B. Kasztenny, E. Rosolowski, M. M. Saha, and B. Hillstrom, "Dynamic compensation of capacitive voltage transformers," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 13, pp. 116-122, Jan 1998.
- [26] H. Seljeseth, E. A. Saethre, T. Chnstad, and I. Lien, "Voltage transformer frequency response, measuring harmonics in Norwegian 300 kV and 132 kV power systems," in Proc. 8th ICHQP, Oct. 1998, pp. 820-824.
- [27] A. Miller and M. Dewe, "Harmonic measurements made on the upgraded New Zealand inter-island HVDC transmission system," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 9, pp. 1281-1288, July 1994.
- [28] H. J. Vermeulen, L. R. Dann, and J. van Rooijen, "Equivalent circuit modeling of a capacitive voltage transformer for power system harmonic frequencies," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 10, pp. 1743-1749, Oct. 1995
- [29] Foroozan Ghassemi, Philip F. Gale, "Method to Measure CVT Transfer Function",

IEEE transactions on power delivery, vol. 17, no. 4, october 2002

- [30] Coatu, D. Rucinschi, M. Costea, A. Marinescu V. Branescu "Characterization of the capacitive voltage transformers as coupling paths and measuring devices for the high-voltage transients in a substation", University "Politehnica" of Bucharest Electrica S. A.
- [31] Lien, I., Ohnstad, T., Saethre, E.A., Seljeseth, H., "Voltage transformer frequency response. Measuring harmonics in Norwegian 300 kV and 132 kV power systems"
- [32] Ferrero, A.M., "Unbalancing and distorting loads: can they be detected and their detrimental effect be measured?"
- [33] Czira, Z., Dan, A.M., "Identification of harmonic sources" Jordi, O., Clua, J., Sainz, L., "Load modeling for unbalanced harmonic power flow studies"
- [34] Mielczarski, W., Khalsa, H., "A concept of unidirectional and bi-directional components to define power flow in nonsinusoidal circuits"
- [35] Filipski, P.S., Arseneau, R., "An efficient test method for harmonic measurement equipment"
- [36] Kovernikova, L.I., Smirnov, S.S., "Harmonics in high voltage networks"
- [37] Zabala, L., Izzeddine, M., Mayordomo, J.G., "A contribution for modeling static Var compensators in iterative harmonic analysis"
- [38] Bastard, P., Assef, Y., Rioual, P., Poisson, O., "Advanced techniques for power quality analysis: a real case study"
- [39] Nishimura, S., Minowa, Y., Nasuda, Y., Kouda, I., Tsukamoto, M., "Advanced method to identify harmonics characteristic between utility grid and harmonic current sources"
- [40] Beaulieu, G., "Planning levels and harmonic measurements on Hydro-Quebec's transmission system"
- [41] Cokkinides, G.J., Sakis Meliopoulos, A.P., Zelingher, S., Fardanesh, B., "Harmonic monitoring system via synchronized measurements"
- [42] Emanuel, A.E., Makarov, S.N., "Corrected harmonic loss factor for transformers supplying nonsinusoidal load currents"
- [43] De Oliveira, M., Carneiro, A.M., Siqueira, L., "Assessment of harmonic distortions on power and energy measurements"
- [44] Wasiak, I., Pawelek, R., Mienski, R., "Monitoring disturbances in electrical power systems"
- [45] Kasikci, I., "A new method for power factor correction and harmonic elimination in power systems"

- [46] Coutts, C., Cumming, T., Clegg, B., Gale, P.F., Ghassemi, F., "Method to measure CVT transfer function"
- [47] J. Vermeulen, P. Davek, "Voltage Harmonic Distortion Measurements Using Capacitive Voltage Transformers", Dept. of Electrical and Electronic Engineering University of Stellenbosh, Private Bag XI, 7602, MATIELAND, South Africa.
- [48] R. Carbone, M. Fantauzzi, "Some Considerations on the Iterative Harmonic Analysis Convergence", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No 2, April 1993
- [49] Christopher J. Melhom, Mark F. McGranaghan, "Interpretation and Analysis of Power Quality Measurements" IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 31, No 6, November/December 1995
- [50] A. P. Sakis Meliopoulos, Bruce Fardanesh, "Harmonic Measurement System via Synchronized Measurements", IEEE 2000
- [51] J. Izykowski, B. Kasztenny, "Dynamic Compensation of Capacitive Voltage Transformers", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13. No January 1998