

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“EVALUACIÓN ESTADÍSTICA DE LA CALIDAD DE ENERGÍA EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN”**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

**PRESENTADO POR:
DANILO ALEX MILLA ESPINOZA**

**PROMOCIÓN 1992-II
LIMA-PERÚ
2005**

*A mi esposa por ser mi
inspiración y mi fuerza.
A mi madre, por haberme
dado a luz un 25 de
agosto.*

**EVALUACIÓN ESTADÍSTICA DE LA CALIDAD
DE ENERGÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN**

SUMARIO

La existencia de armónicos en el sistema eléctrico de potencia como consecuencia del uso industrial de los convertidores estáticos entre otros, conlleva a implantar en el año 1997 una Norma en el Perú (la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos – NTCSE) que establece el control de las armónicas de tensiones individuales comprendidas entre el 2º y 40º orden, así como el factor de distorsión total por armónicas THD, la cual considera una mala Calidad de Producto en Armónicos, cuando las armónicas individuales y el THD superan las tolerancias establecidas en la NTCSE por un tiempo superior al 5% del tiempo del periodo de medición.

En cumplimiento de la NTCSE, la empresa de distribución eléctrica Luz del Sur, realizó mediciones de armónicos en diferentes puntos de su área de concesión. El presente informe, evalúa los resultados obtenidos de las mediciones efectuadas a sus clientes en Media Tensión entre octubre de 1999 y febrero de 2002.

Sobre la base de estos resultados, se evalúa el comportamiento de los mismos al variar el estándar establecido en la NTCSE para el THD de Media y Baja Tensión. Asimismo, se propone la fijación de límites de corrientes armónicas a los clientes, tomando como referencia la Norma IEEE Std 519 del año 1992.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	4
1.1 Introducción	4
1.2 Clasificación de las Perturbaciones de Red	5
1.2.1 Definiciones	6
1.3 Variaciones de la Frecuencia	10
1.4 Perturbaciones de la Amplitud	11
1.5 Desequilibrio del Sistema Trifásico	12
1.6 Armónicos	15
1.6.1 Origen de los armónicos: Cargas no lineales	16
1.6.2 Definiciones y parámetros de medida de armónicos	20
1.7 Efectos de los Armónicos	23
1.7.1 Pérdidas en el cobre y pérdidas en el hierro	23
1.7.2 Factor K de reducción de potencia de transformadores	26

CAPÍTULO II

NORMAS SOBRE LÍMITES DE ARMÓNICAS EN REDES

ELÉCTRICAS	28
2.1 Propósito de los Estándares	28
2.2 Observaciones Generales	28
2.3 Variables Limitadas por Estándares	30
2.4 Revisión de algunos Estándares	30
2.4.1 Alemania Federal	30
2.4.2 Suecia	33
2.4.3 Estados Unidos	34
2.4.4 Finlandia	37
2.4.5 La Norma IEC 555-2	39
2.4.6 Chile	41
2.5 Perú: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)	44
2.5.1 Principios	44
2.5.2 Objetivos y Alcances	45
2.5.3 Contexto de Aplicación	45
2.5.4 Parámetros Sujetos a Control	45
2.5.5 Etapas de Aplicación	46
2.5.6 Excepciones a su Aplicación	46
2.5.7 Calidad De Producto (Perturbaciones: Tensiones Armónicas)	47

CAPÍTULO III

DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ANÁLISIS	51
3.1 Presentación General	51
3.2 Zona de Concesión	52
3.3 Cifras Importantes	54

CAPÍTULO IV

POBLACIÓN DE CLIENTES EN MEDIA TENSIÓN MEDIDOS	55
4.1 Característica de la Población	55
4.1.1 Estratificación por Actividad Económica	55
4.1.2 Estratificación por Demanda	57

CAPÍTULO V

RESULTADOS DE LAS MEDICIONES REALIZADAS	59
5.1 Tamaño de la Muestra Medida	59
5.2 Criterios Utilizados en el Cálculo de los Valores Típicos	60
5.2.1 Cálculo del THD Promedio	60
5.2.2 Cálculo del THD Máximo	60
5.2.3 Valor del THD Límite	60
5.2.4 Cálculo de la Armónica Individual Promedio	60
5.2.5 Cálculo de la Armónica Individual Máxima	61
5.2.6 Cálculo de la Armónica Significativa	61
5.3 Resultados de las Mediciones	61
5.3.1 THD Promedio	61

5.3.2	THD Máximo	61
5.3.3	Armónica Individual Significativa	61

CAPÍTULO VI

TRANSGRESIONES A LA NTCSE Y SENSIBILIZACIÓN DE

RESULTADOS 64

6.1	Mediciones Fuera de Rango	64
6.2	Compensaciones	64
6.3	Sensibilización de Resultados Variando la Tolerancia del THD	68
6.3.1	Resultados en Puntos Fuera de Rango	68
6.3.2	Resultados en Compensaciones	70

CAPÍTULO VII

PROPUESTA DE FIJACIÓN DE LÍMITES A CLIENTES 73

7.1	Introducción	73
7.2	Metodología Propuesta	74
7.2.1	Consideraciones Generales	74
7.2.2	Fundamento Teórico	74
7.2.3	Procedimiento para la determinación de los Límites de Emisión de Corrientes Armónicas	75
7.3	Ejemplo de Aplicación	77
7.3.1	Descripción del Análisis	77
7.3.2	Resultados Obtenidos	78
7.3.3	Observaciones y Conclusiones	80

CONCLUSIONES	82
APÉNDICE A	
Especificaciones Técnicas de Equipos Analizadores de Redes Eléctricas Topas 1000 y Unilyzer 900F	86
BIBLIOGRAFÍA	97

PRÓLOGO

En la década de los 90, bajo el marco legal establecido en el Perú, diversas empresas públicas pasaron a ser empresas privadas. Uno de los sectores involucrados con el cambio, fue el sector eléctrico, y dentro de las empresas públicas, se tenía a la antigua empresa de distribución eléctrica Electrolima S.A. cuya área de atención comprendía la ciudad de Lima. Con la privatización, dicha empresa pública se dividió en dos empresas de distribución eléctrica: Edelsur S.A. (actualmente llamada Luz del Sur S.A.A.) cuya zona de concesión corresponde la zona sur y este de Lima, y Edelnor S.A. (actualmente llamada Edelnor S.A.A.) cuya zona de concesión corresponde la zona norte de Lima.

Luz del Sur S.A.A. inició sus operaciones en el año 1995, descentralizando su operación geográficamente en tres Centros de Servicio (Chacarilla, San Juan y Vitarte) y asumió el reto de mejorar la calidad de servicio a sus clientes.

Durante la década de los 90, los sistemas eléctricos de muchos países fueron objeto de importantes cambios regulatorios, económicos y tecnológicos.

En el mes de octubre del año 1997 entra en vigencia la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) mediante el Decreto Supremo N° 020-97-EM, con el fin de asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos y garantizar a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable, y oportuno, estableciendo para ello estándares mínimos de calidad.

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en varios aspectos, dentro de los cuales se encuentra la Calidad de Producto, que evalúa los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones (flícker y tensiones armónicas) que afectan a los clientes, cuyo control se efectúa mensualmente a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos analizadores de calidad.

El presente trabajo, muestra los resultados obtenidos en las mediciones de las Tensiones Armónicas Individuales (V_i) y el factor de Distorsión Total por Armónicas (THD) realizadas a clientes en Media Tensión de la empresa de distribución eléctrica Luz del Sur, desde octubre de 1999 hasta febrero del 2002. Estos resultados se evalúan agrupados por la actividad económica de los clientes.

Adicionalmente, se realiza la evaluación de las mediciones que exceden los estándares fijados en la NTCSE y las compensaciones obtenidas. Asimismo, se sensibiliza la variabilidad de los resultados, modificando el estándar fijado para el THD, cuyo valor actual para Media y

Baja Tensión es de 8%. La variación unitaria del estándar se realizó desde 1% hasta 8%.

Finalmente, se hace una propuesta de fijación de límites de emisión de corrientes armónicas a clientes en Media Tensión (actualmente la NTCSE no la contempla) según la Norma IEEE Std 519 del año 1992 y un ejemplo aplicativo.

CAPÍTULO I

CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

1.1 Introducción

La red de alimentación ideal debería comportarse como una fuente de tensión sin impedancia interna, con salida senoidal y tensión constante en todos los puntos de suministro. No obstante, en la práctica, la tensión recibida en los puntos de trabajo está distorsionada por diversos motivos. La causa principal de la distorsión de la tensión de la red son las propias cargas, por su propia forma de funcionar durante los arranques y paradas, por la conmutación de corrientes importantes entre diversos circuitos, ocasionando todo ello caídas de tensión en las impedancias del sistema. Otras veces las causas de perturbación son externas, las más comunes son las perturbaciones atmosféricas y las elevaciones del potencial de tierra en condiciones de defecto.

Algunos tipos de distorsión en la red ocasionan pérdidas innecesarias, con el consiguiente empeoramiento del rendimiento de las instalaciones. Otros tipos de perturbaciones ocasionan problemas denominados de «compatibilidad electromagnética», esto es, problemas de mal funcionamiento o funcionamiento errático de algunos equipos cuando se alimentan de una red muy perturbada. Estos problemas, a pesar de no ser

cuantificables en términos de rendimiento, ocasionan pérdidas importantes de eficacia en los sistemas de producción por averías o paros intempestivos.

El término "compatibilidad electromagnética", abreviadamente EMC, se asocia normalmente a perturbaciones de alta frecuencia en circuitos electrónicos, pero incluye también todo tipo de perturbaciones generadas y propagadas por la red de alimentación.

Es muy importante tener en cuenta que el primer paso para resolver un problema generado por perturbaciones es hacer un buen diagnóstico del problema. Es habitual que aparezcan diversos tipos de perturbaciones juntos y sus efectos mezclados, lo cual hace que a veces se atribuyan determinados efectos a determinado tipo de perturbación sin haber estudiado suficientemente el caso. Un mal diagnóstico lleva consigo que las medidas correctoras que se apliquen tan poco serán acertadas. Para realizar dicho diagnóstico de forma correcta es importante conocer los posibles problemas producidos por los diversos tipos de perturbaciones, pero resulta fundamental disponer de instrumentos de medida que ayuden a detectar y a cuantificar el fenómeno.

1.2 Clasificación de las Perturbaciones de Red

Los principales parámetros de la red, que pueden verse alterados por algún tipo de perturbación son, según se define en la norma EN-50.160, las siguientes:

- a) Frecuencia
- b) Amplitud

c) Forma de onda

d) Simetría del sistema trifásico

Todos ellos pueden verse afectados de forma transitoria, es decir, sin ninguna cadencia de repetición determinada, o de forma periódica. Por otro lado, la duración puede ser de fracciones de ciclo o de varios ciclos o incluso períodos de varios segundos o minutos. En virtud de esta variedad de posibilidades las perturbaciones reciben distintos nombres que definiremos a continuación.

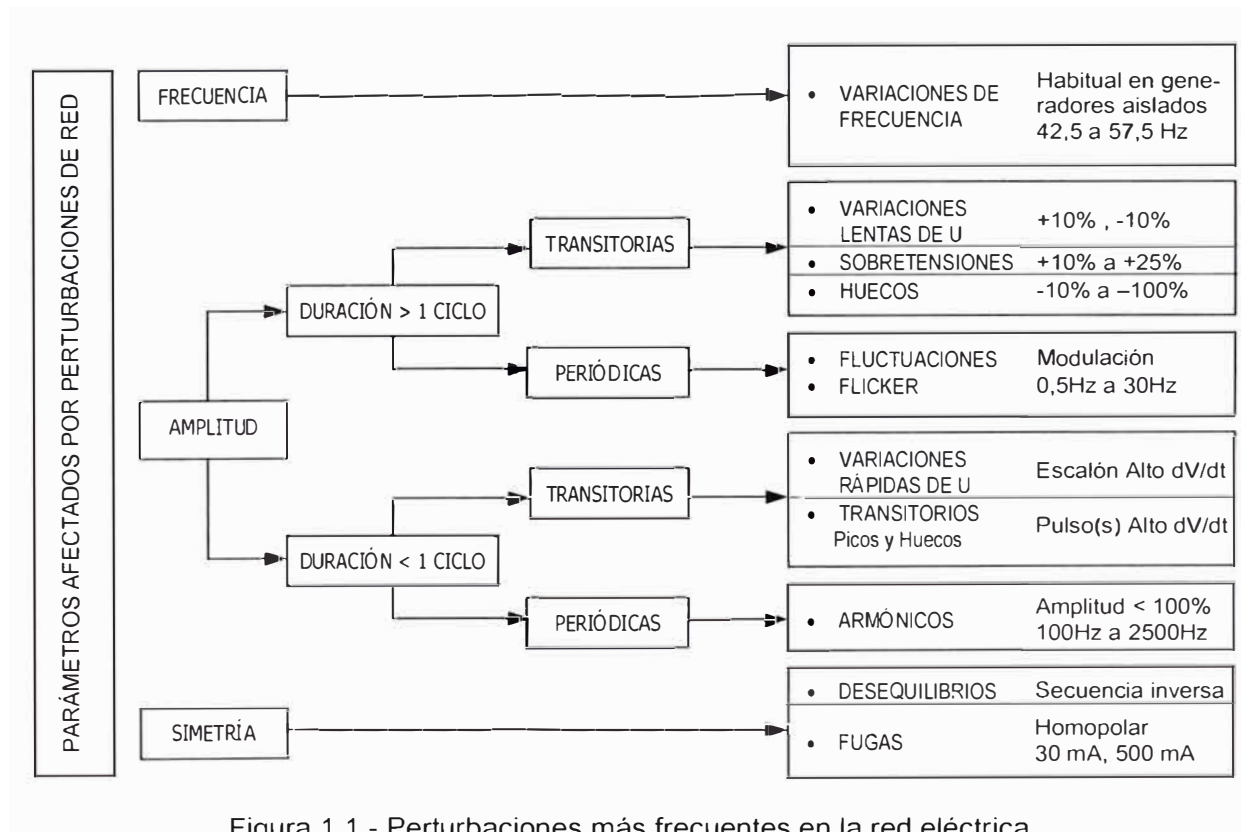


Figura 1.1.- Perturbaciones más frecuentes en la red eléctrica

1.2.1 Definiciones

Las definiciones que siguen han sido extraídas básicamente de la norma EN-50.160. Dicha norma es la base para la definición de las perturbaciones que afectan a la tensión de red, pero no entra en

determinados detalles y no trata perturbaciones de alta frecuencia. Uno de los detalles que faltan en la norma es la forma de medir la tensión para el cómputo de determinadas perturbaciones. Por poner un ejemplo, al dar la tensión de red, no es lo mismo promediar 60 ciclos (1s) que promediar 600 ciclos (10s). Cuantos más ciclos se promedian, menos apreciables resultan las perturbaciones. Por lo general para el cómputo de variaciones lentas se toman promedios de 3 segundos, pero en otros tipos de perturbaciones se hacen cómputos de tipo estadístico en base a promedios con tiempos inferiores o incluso con valores de medio ciclo (10ms).

Perturbación conducida: Fenómeno electromagnético propagado a través de las líneas de distribución.

Variaciones de frecuencia: Alteración de la frecuencia de la red, generalmente medida en promedios de 10 segundos.

Variaciones de tensión (lentas): Aumento o disminución del valor eficaz debido a las fluctuaciones de carga. Suelen medirse en promedios de 3 segundos. En general, en distribución, se exige mantener la tensión dentro de un $\pm 10\%$ durante el 95% del tiempo.

Variaciones rápidas de tensión: Cambia del valor eficaz, mantenido durante un tiempo indefinido y sin ninguna cadencia conocida de repetición. Se trata de escalones provocados habitualmente por la inserción de cargas cuyas consecuencias más perniciosas suelen depender de la rapidez de cambio de la tensión, que llamaremos dU/dt (concepto ilustrado en la figura 1.2 y no definido en la norma EN-50.160). Este tipo de perturbaciones puede

encuadrarse mejor dentro de los fenómenos EMI y las consecuencias suelen ser los fallos intempestivos de la electrónica de control.

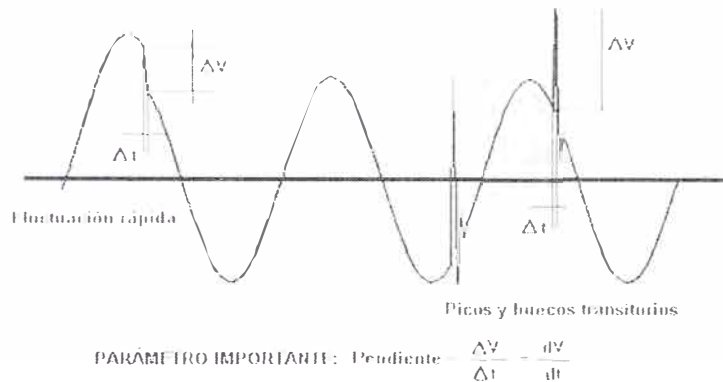


Figura 1.2.- Ejemplos de variación rápida de tensión y de transitorios

Transitorios (Picos y huecos): Perturbaciones, generalmente picos con oscilación, causadas por conexión-desconexión de cargas inductivas o capacitivas o por descargas atmosféricas. Este tipo de perturbaciones, a veces denominadas «parásitos» o con mayor propiedad «EMI» (Electromagnetic Interferences) sólo son medibles con osciloscopios o registradores que permitan ver la forma de onda. Su correcta cuantificación debe hacerse midiendo su espectro de amplitudes entre 10 kHz y 30 MHz con analizadores de espectro dedicados. No obstante la cuantificación del dU/dt resulta también interesante.

Huecos: Son disminuciones del valor eficaz, comprendidos entre el 90% y el 1 %, que pueden durar desde medio ciclo hasta 1 minuto.

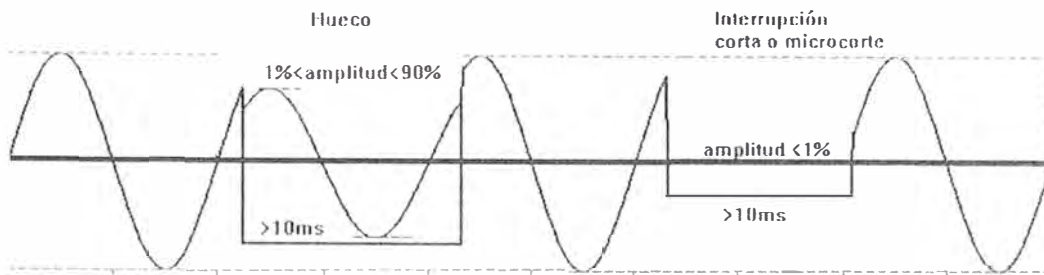


Figura 1.3.- Huecos e interrupciones cortas (microcortes)

Interrupción corta: Son bajadas de tensión hasta un valor inferior al 1% de la tensión nominal y con duración entre medio ciclo y un minuto.

Fluctuaciones de tensión: Cambios del valor eficaz (envolvente de la amplitud) que se repiten de forma periódica.

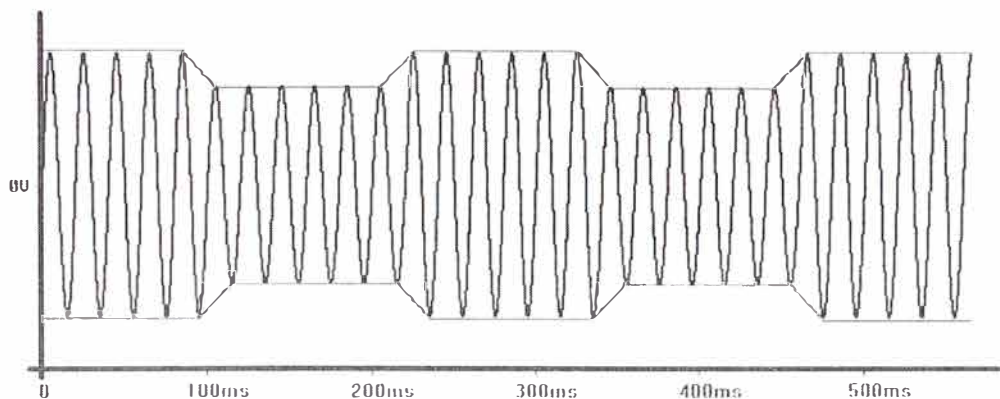


Figura 1.4.- Fluctuaciones de tensión

Microcorte: Este término no aparece propiamente definido en la norma EN-50.160, pero suele aplicarse como sinónimo de interrupción corta con duración de algunos milisegundos. Este tipo de perturbación aparece típicamente en los disparos de protecciones con reenganche automático.

Flicker: Sensación de parpadeo del alumbrado, debido a las fluctuaciones de la tensión entre 0,5 Hz y 25 Hz. La medida se realiza mediante un parámetro llamado perceptibilidad, P , para tiempos cortos (10

minutos) el parámetro se llama P_{st} y para tiempos largos (2 horas) el parámetro se llama P_{lt} .

Armónicos: Variaciones de amplitud periódicas con frecuencias múltiplos de la fundamental de 50 o 60 Hz.

Interarmónicos: Variaciones de amplitud periódicas con frecuencias no múltiplos de la fundamental.

Desequilibrio de tensiones: En un sistema trifásico, condición en la que los valores eficaces de tensión de las tres fases no son iguales o los ángulos entre fases consecutivas no son iguales.

1.3 Variaciones de la Frecuencia

Las variaciones de frecuencia se suelen producir por la conexión o desconexión de cargas importantes en el sistema de distribución, lo cual puede producir ligeros descensos o embalamientos de la velocidad en los generadores. Los límites de variación aceptados para promedios de 10s son muy pequeños:

- Para sistemas interconectados: Desviación máxima entre + 4% y -6% (56,4 a 62,4 Hz). Desviación normal $\pm 1\%$ durante el 95% del tiempo (59,4 a 60,6 Hz).
- Para sistemas en isla: Desviación máxima entre $\pm 15\%$ (51 a 69 Hz). Desviación normal $\pm 2\%$ durante el 95% del tiempo (58,8 a 61,2 Hz).

Las consecuencias más importantes de la variación de frecuencia se dan en industrias donde exista cogeneración acoplada a la red, donde el

generador propio seguirá las variaciones impuestas por el sistema eléctrico, generalmente mucho más potente. En el caso de autogeneradores en isla, las variaciones de frecuencia deben prevenirse con un adecuado sistema de acoplamiento y desacoplo de cargas. No obstante el principal problema de los sistemas con grupos de emergencia suele ser la elevada impedancia de cortocircuito, más que las variaciones de frecuencia.

1.4 Perturbaciones de la Amplitud

Debemos distinguir claramente dos tipos de perturbaciones de amplitud conducidas por la red eléctrica, aunque muchas veces aparecen mezcladas. El error en el diagnóstico de estas perturbaciones causa muchas confusiones en cuanto a la forma de solucionar determinados problemas originados por perturbaciones en la alimentación. Los grandes tipos a distinguir son:

- a) Perturbaciones de baja frecuencia ($f < 2500$ Hz): Los tipos más importantes, dentro de éstas, son los armónicos y el flicker.
- b) Perturbaciones de alta frecuencia o EMI conducidas ($10 \text{ kHz} < f < 30 \text{ MHz}$)

El principal efecto de las perturbaciones de baja frecuencia (sobre todo los armónicos) es el aumento de pérdidas en el sistema de distribución, causando calentamiento de cables y transformadores y haciendo que el sistema de distribución resulte insuficiente. Las perturbaciones de alta frecuencia suelen producir los típicos fallos de funcionamiento errático en sistemas electrónicos (errores de programa, "reset" intempestivos, etc.) Las técnicas de medida y los medios de protección y filtrado de estos dos tipos

de perturbaciones son completamente distintos. Por ello, cuando se tiene un problema, es fundamental saber el origen del mismo y por tanto la posible efectividad de diferentes técnicas de corrección. En los párrafos siguientes nos centraremos en las perturbaciones de amplitud de baja frecuencia.

1.5 Desequilibrio del Sistema Trifásico

Un sistema trifásico de tensiones o corrientes perfectamente equilibrado puede representarse por tres fasores desfasados entre sí 120° , tal como representa la figura 1.5.a, pero en caso de sistemas desequilibrados, como el que muestra la figura 1.5.b, se tienen fasores o bien con módulos distintos o con desfases distintos de 120° o ambas cosas a la vez.

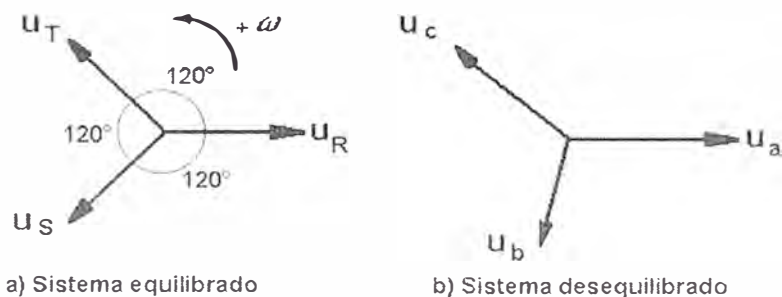


Figura 1.5.- Sistemas de tensiones equilibrado y desequilibrado

Para el análisis de sistemas desequilibrados, Fortescue y Stokvis, idearon un método conocido como método de las componentes simétricas. Dicho método dice esencialmente que cualquier sistema trifásico desequilibrado puede ser descompuesto en suma de tres sistemas: Uno de secuencia directa, otro de secuencia inversa y otro de secuencia cero, llamado también homopolar.

Entendemos por sistema de secuencia directa un sistema simétrico de vectores iguales entre sí, desfasados 120° , en el que la sucesión de fases es RST, por secuencia inversa aquel sistema de vectores iguales entre sí, con desfase de 120° y secuencia RTS y por secuencia cero aquel sistema formado por tres vectores iguales entre sí y en fase. La figura 1.6 muestra los tres sistemas.

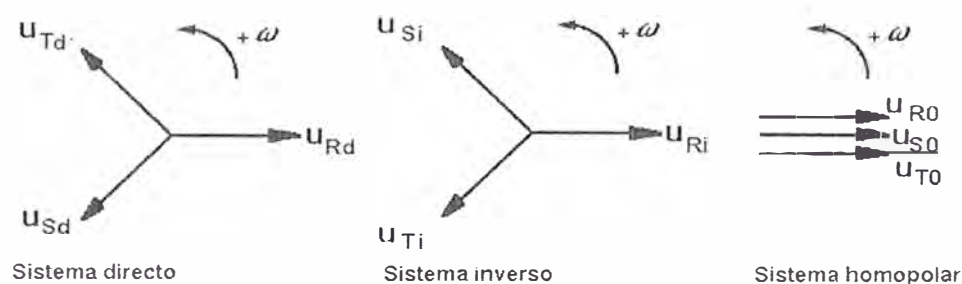


Figura 1.6.- Sistemas de secuencias directa, inversa y homopolar

El método de descomposición es válido para sistemas trifásicos cualesquiera, de tres hilos o de cuatro hilos, es decir, con o sin neutro y sirve tanto para el estudio de tensiones como para corrientes.

En la descomposición de Fortescue, las componentes directa, inversa y homopolar son valores que deben calcularse mediante un cálculo vectorial a partir de los vectores, del sistema desequilibrado, tal como se indica en las ecuaciones siguientes:

$$\vec{U}_d = \frac{1}{3} \left(\vec{u}_a + a \cdot \vec{u}_b + a^2 \cdot \vec{u}_c \right) \quad (1.1)$$

$$\vec{U}_i = \frac{1}{3} \left(\vec{u}_a + a^2 \cdot \vec{u}_b + a \cdot \vec{u}_c \right) \quad (1.2)$$

$$\vec{U}_0 = \frac{1}{3} \left(\vec{u}_a + \vec{u}_b + \vec{u}_c \right) \quad (1.3)$$

donde \vec{a} es un vector de módulo unidad y fase 120° y U_a, U_i, U_0 son los vectores de secuencia directa, inversa y homopolar de la fase R (Los vectores de las otras fases en sistemas simétricos quedan perfectamente determinados).

En la figura 1.7 hemos representado los vectores unitarios de la descomposición de Fortescue-Stokvis, el vector unidad, el vector \vec{a} y el vector \vec{a}^2 . Para el tratamiento analítico de los sistemas desequilibrados, los vectores \vec{a} y \vec{a}^2 se expresan en forma de números complejos con los valores indicados en las ecuaciones (1.4) y (1.5).

$$\vec{a} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = 1/120^\circ \quad (1.4)$$

$$\vec{a}^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} = 1/240^\circ \quad (1.5)$$

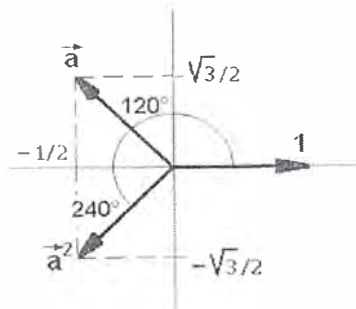


Figura 1.7.- Vectores unitarios del sistema trifásico

Obsérvese por la ecuación (1.3) que si los vectores de las tres tensiones suman cero no hay componente homopolar. Tal es el caso de sistemas de tres hilos, sin neutro, donde la suma de las tres tensiones compuestas y de las tres corrientes suman cero. En tal caso el sistema se descompone sólo en uno de secuencia directa y uno de secuencia inversa, y el sistema homopolar es nulo.

Para indicar el grado de desequilibrio de un sistema se usan dos coeficientes:

Coeficiente de desequilibrio, K_d : Relación entre las amplitudes de las componentes inversa y directa.

$$K_d \% = \frac{|U_i|}{|U_d|} \cdot 100 \quad (1.6)$$

Coeficiente de asimetría K_a : Relación entre las amplitudes de las componentes homopolar y directa.

$$K_a \% = \frac{|U_0|}{|U_d|} \cdot 100 \quad (1.7)$$

En los sistemas sin neutro la componente homopolar es siempre nula y por tanto la simetría de la red de distribución suele medirse por el coeficiente de desequilibrio. Según la norma EN-50.160, para las tres tensiones de red, dicho coeficiente medido en promedios de 10 segundos, debe ser menor del 2% durante el 95% del tiempo.

1.6 Armónicos

Las perturbaciones más importantes que afectan a la forma de onda son los armónicos. Se trata de perturbaciones de frecuencia baja. Sus efectos se dejan sentir por lo general hasta un máximo de 2500 Hz y suelen ser responsables de sobrecalentamiento de transformadores y líneas de distribución, originan corrientes y pérdidas elevadas en el neutro de algunas instalaciones, disparos por sobrecorriente de algunas protecciones, disparo

de relés diferenciales, etc. No obstante, a pesar de lo que algunas veces se afirma, rara vez son la causa de fallos intempestivos tales como «reset» de equipos electrónicos, autómatas, etc. Estos últimos suelen ser debidos a fenómenos EMI de más alta frecuencia.

1.6.1 Origen de los armónicos: Cargas no lineales

De forma muy resumida y práctica podemos decir que una carga es lineal si al ser alimentada por una tensión senoidal responde con una corriente senoidal. Por contra, las cargas no lineales conectadas a la red de corriente alterna senoidal absorben corrientes que no son senoidales, aunque por lo general sí son periódicas. Como ejemplos más típicos de tales cargas podemos citar:

- Los convertidores estáticos (grupos rectificadores, reguladores de velocidad, arrancadores estáticos, cargadores de baterías, etc.
- Equipos electrónicos monofásicos, que internamente trabajan en corriente continua y que disponen de un rectificador y condensador de filtro a la entrada (ordenadores, impresoras, autómatas programables, etc.)
- Instalaciones de iluminación con lámparas de descarga.
- Hornos de arco y equipos de soldadura.
- Transformadores, reactancias con núcleo de hierro, etc., cuya curva de magnetización es no lineal.
- Otros.

Para el estudio de tales corrientes no senoidales y de los circuitos no lineales debe recurrirse a métodos algo distintos de los de la teoría de circuitos clásica. Incluso la respuesta de ciertos componentes como reactancias y condensadores que pueden considerarse lineales a frecuencia constante, dejan de serlo cuando se superponen varias frecuencias.

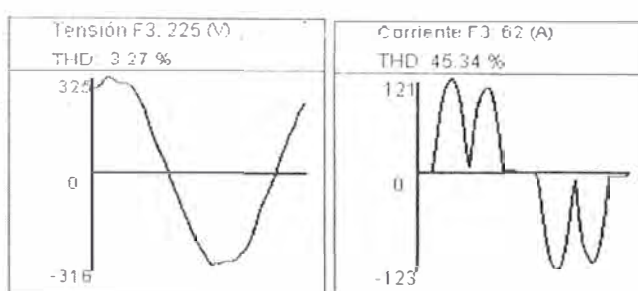


Figura 1.8.- Forma típica de la tensión y de la corriente en un rectificador trifásico de doble onda.

El método de estudio para tratar las corrientes periódicas de forma no senoidal fue propuesto por Jean Babiliste J. Fourier, que demostró que cualquier función periódica acotada, puede descomponerse en una suma de funciones seno y coseno con frecuencias múltiplos enteros de la fundamental.

Así pues si $f(t)$ es una función periódica de periodo T , su frecuencia fundamental es $f=1/T$ y su pulsación $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$. La función puede expresarse como:

$$f(t) = A_0 + A_1 \cdot \cos(\omega t + \varphi_1) + A_2 \cdot \cos(2\omega t + \varphi_2) + A_3 \cdot \cos(3\omega t + \varphi_3) + \dots \quad (1.8)$$

Obsérvese que en la descomposición aparecen tres tipos de términos:

- Un término constante A_0 , que indica el valor medio o componente continua de la magnitud periódica.
- Un término de amplitud A_1 y frecuencia f , igual a la onda periódica original, que se denomina componente fundamental.
- Una serie de términos de amplitudes $A_2, A_3 \dots A_n$ con frecuencia $2f, 3f, 4f \dots nf$, que se denominan componentes armónicas o simplemente armónicos.

Es importante resaltar que cada armónico queda caracterizado por su número de orden, n , que determina su frecuencia; por su amplitud A_n y por su fase φ_n . La figura 1.9 muestra una descomposición de una onda total, representada al pie, en una serie de armónicos.

Cálculos teóricos:

Para una función periódica cualquiera $f(t)$, los valores de A_n y φ_n son los que se indican a continuación:

$$a_n = \frac{2}{T} \cdot \int_{-T/2}^{+T/2} f(t) \cdot \cos(n\omega t) \cdot dt \quad (1.9)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \cdot \int_{-T/2}^{+T/2} f(t) \cdot \text{sen}(n\omega t) \cdot dt \quad (1.10)$$

con $n=0, 1, 2, 3, \dots$

$$A_0 = \frac{a_0}{2} = \frac{1}{T} \cdot \int_{-T/2}^{+T/2} f(t) \cdot dt \quad (1.11)$$

$$A_n = \sqrt{(a_n^2 + b_n^2)} \quad (1.12)$$

$$\varphi_n = \arctan \frac{b_n}{a_n} \quad (1.13)$$

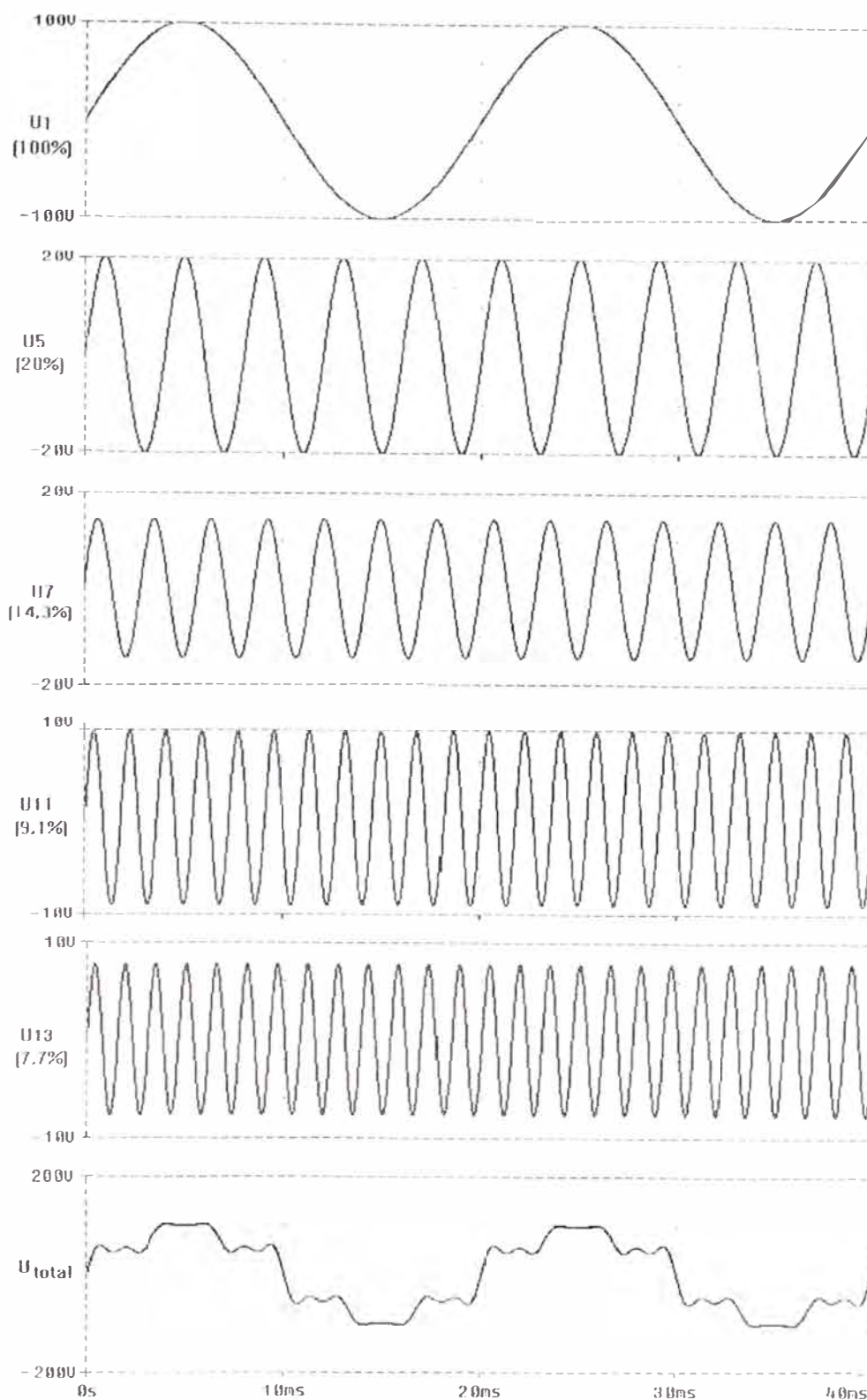


Figura 1.9.- Armónicos: Composición de varias frecuencias y onda total.
Ejemplo a frecuencia fundamental 50 Hz (Nótese que las escalas de dibujo de las distintas componentes no son iguales)

1.6.2 Definiciones y parámetros de medida de armónicos

Conviene definir algunos términos sobre el tema armónicos que serán útiles para lo que sigue:

Frecuencia fundamental (f_1): Frecuencia de la onda periódica original. En el caso de tensiones y corrientes de red, esta frecuencia es de 50 o 60 Hz.

Componente fundamental de tensión o de la corriente (U_1 ó I_1): Componente senoidal del desarrollo en serie de Fourier de frecuencia igual a la onda periódica original ($n=1$). Esta componente suele expresarse en valor eficaz.

Componente continua de la tensión o de la corriente (U_0 ó I_0): Componente de orden cero de la serie de armónicos. Aparece sólo si las áreas de los semiciclos positivo y negativo no son iguales.

Orden de un armónico (n): Relación entre la frecuencia del armónico, f_n , y la frecuencia fundamental, f_1 ,

$$n = \frac{f_n}{f_1} \quad (1.14)$$

Tasa de distorsión individual ($U_n\%$ ó $I_n\%$): Relación en % entre el valor eficaz de la tensión o corriente armónica (U_n ó I_n) y el valor eficaz de la componente fundamental (U_1 ó I_1)

$$U_n\% = \frac{U_n}{U_1} \cdot 100 \quad ; \quad I_n\% = \frac{I_n}{I_1} \cdot 100 \quad (1.15)$$

Residuo armónico: Diferencia entre la tensión o corriente total y el correspondiente valor fundamental.

Valor eficaz total: El valor eficaz de la onda total (fundamental + armónicos) en función de los valores eficaces de sus componentes armónicas viene dado por:

$$U_{ef(total)} = U_{ef} = \sqrt{\sum_0^n U_n^2} = \sqrt{U_0^2 + U_1^2 + U_2^2 + U_3^2 + \dots}$$

$$I_{ef(total)} = I_{ef} = \sqrt{\sum_0^n I_n^2} = \sqrt{I_0^2 + I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots} \quad (1.16)$$

Tasa de distorsión total (d% y THD%): Existen dos formas de medir la distorsión total, conocidas generalmente por *d* y *THD*. "*d*" es la denominación según IEC-1000-4-7, pero se llama también a veces *THD_F*.

Por otro lado *THD_R* o simplemente *THD*, es la denominación que aparecía en la antigua norma IEC-555. Ambas se pueden aplicar a tensión o corriente y en general se limitan al armónico de orden 40.

* Tasa de distorsión total referida al valor eficaz total

$$THD(U)\% = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_2^{40} U_n^2}}{U_{ef}}; \quad THD(I)\% = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_2^{40} I_n^2}}{I_{ef}} \quad (1.17)$$

* Tasa de distorsión total referida al valor fundamental

$$d(U)\% = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_2^{40} U_n^2}}{U_1}; \quad d(I)\% = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_2^{40} I_n^2}}{I_1} \quad (1.18)$$

En realidad los valores de d y THD dan la misma información. En base a las ecuaciones (1.16) y (1.17) puede obtenerse una relación entre los valores de THD y d en tanto por uno.

$$d^2 = \frac{THD^2}{1 - THD^2} \quad (1.19)$$

$$THD^2 = \frac{d^2}{1 + d^2} \quad (1.20)$$

Observaciones:

Obsérvese que los principales parámetros de interés en la medida de armónicos se refieren a la amplitud y en cambio no se dice nada de la fase. Esto tiene su explicación dado que los efectos de dichos armónicos no dependen de la fase. La fase tiene solo interés si se trata de obtener la forma de onda o de sumar corrientes armónicas en un nudo, pero no a efectos de pérdidas o de dimensión del sistema de transporte.

Conviene conocer las órdenes de magnitud de la distorsión que puede presentar una red. Normalmente las tasas de distorsión en tensión suelen ser bajas. La mayor parte de normas consideran que por encima de un 5% de THD es un valor inadmisibles en redes de baja tensión y que hay que pensar en filtrar. En cambio, los porcentajes de distorsión en corriente en las mismas redes de baja tensión pueden ser significativamente mayores. No es extraño encontrar THD superiores al 30%, sin que ello signifique que la instalación es defectuosa. Los valores admisibles para redes de media y alta son significativamente menores (véase la norma IEC-61000-2-4).

1.7 Efectos de los Armónicos

Los principales efectos de los armónicos sobre la red pueden resumirse diciendo que éstos aumentan innecesariamente la potencia que hay que transportar y por consiguiente empeora el factor de potencia. Los armónicos son los responsables de que los cables y los transformadores de las redes de distribución resulten insuficientes para transportar una determinada potencia útil y de que se produzcan en ellos pérdidas innecesarias, que se traducen además en calentamiento de los cables, transformadores, interruptores y otros medios de distribución. Para poder cuantificar todo ello partiremos de la idea de que en un sistema de distribución tenemos dos tipos de pérdidas: en el cobre y en el hierro.

1.7.1 Pérdidas en el cobre y pérdidas en el hierro

Las pérdidas en el cobre afectarán a los cables, a los devanados de los transformadores, a los contactos de los contactores e interruptores y en general a todos los elementos resistivos de la red. Dichas pérdidas son proporcionales a la resistencia y al cuadrado de la corriente aparente que la atraviesa, según la ecuación (1.21).

$$P = R.I^2 = R.\sqrt{\sum I_n^2} \quad (1.21)$$

En cuanto a las consecuencias prácticas de esto en redes con armónicos, debemos tener en cuenta que la presencia de armónicos hace aumentar el valor eficaz total de la corriente según la fórmula que se dio en la ecuación (1.16). En el ejemplo al final de este apartado se hacen algunos

cálculos que dan idea de que las consecuencias de esto a la hora de dimensionar los cables suelen ser leves.

En cuanto a las pérdidas en el hierro, éstas son debidas esencialmente a dos causas: Pérdidas por histéresis P_H , y pérdidas por corrientes inducidas o de Foucauld P_F . Las primeras son proporcionales a la frecuencia y al cuadrado de la corriente eficaz total, ecuación (1.22) y las segundas son proporcionales a la frecuencia al cuadrado y a la corriente eficaz al cuadrado según (1.23), donde n representa el orden de cada uno de los armónicos y I_n es la corriente eficaz de los mismos.

$$\text{Pérdidas por histéresis} \quad P_H = k_h \cdot \sum n \cdot I_n^2 \quad (1.22)$$

$$\text{Pérdidas de Foucauld} \quad P_F = k_f \cdot \sum n^2 \cdot I_n^2 \quad (1.23)$$

Las corrientes de Foucauld suelen estar minimizadas por el hecho de que los núcleos de hierro no son macizos sino de laminas, por lo que las pérdidas dominantes suelen ser las de histéresis. El resultado es que las pérdidas en el hierro no son ni proporcionales a la frecuencia ni a su cuadrado, sino a que el factor n suele aparecer a una potencia intermedia como indica la ecuación (1.24), donde q suele tener un valor entre 1,7 y 1,8.

$$\text{Pérdidas totales en el hierro} \quad P_{Fe} = k_{Fe} \cdot \sum n^q \cdot I_n^2 \quad (1.24)$$

Ejemplo: Supóngase que en una instalación con cables y una reactancia circula una corriente con una componente fundamental de 100 A

y un 5º armónico de 20 A. Indicar cuales son las proporciones de pérdidas que generan la fundamental y el armónico.

Solución: Los cálculos se han resumido en la tabla 1.1.

Obsérvese que las pérdidas en el cobre provocadas por un 20% de 5º armónico son solo un 4% de las producidas por la fundamental (valor eficaz al cuadrado $(102 \text{ A})^2$ frente a $(100 \text{ A})^2$), también puede verse comparando las filas 4 y 5, donde $R.400$ es el 4% de $R.10.000$. En cuanto a las pérdidas por histéresis, comparando las filas 6 y 7 se observa que un 20% de corriente de 5º armónico produce un 20% adicional de pérdidas y en pérdidas por Foucauld, comparando las filas 8 y 9, se ve que un 20% de corriente de 5º produce las mismas pérdidas que el 100% de fundamental.

1	Datos	Corriente fundamental I_1	100 A
2		Corriente 5º armónico I_5	20 A
3	Cálculos	Corriente eficaz total	$I_{ef} = \sqrt{I_1^2 + I_5^2} = 102 \text{ A}$
4	Pérdidas Cu	Pérdidas en el cobre fundamental	$R.I_1^2 = R.100^2 = R. 10.000$
5		Pérdidas en el cobre 5º armónico	$R.I_5^2 = R.20^2 = R.400$
6	Pérdidas Fe	Pérdidas por histéresis fundamental	$k_H.n.I^2 = k.1. 100^2 = k_H. 10.000$
7		Pérdidas histéresis 5º armónico	$k_H.n.I^2 = k.5. 20^2 = k_H. 2.000$
8		Pérdidas por Foucauld fundamental	$k_F.n^2.I^2 = k.1. 100^2 = k_F. 10.000$
9		Pérdidas Foucauld 5º armónico	$k_F.n^2.I^2 = k.25. 20^2 = k_F. 10.000$

Tabla 1.1.- Resultados de cálculo

La conclusión es que los cables deben dimensionarse por la I_{ef} total, que normalmente viene dada por cualquier analizador de red. En cuanto al dimensionamiento de transformadores y reactancias, que combinan hierro y cobre, los cálculos al combinar varios armónicos se hacen utilizando un factor K que explicaremos en el siguiente apartado.

1.7.2 Factor K de reducción de potencia de transformadores

El calentamiento por armónicos afecta a muchos transformadores de la red de distribución. Por ello el comité de normalización europeo CENELEC ha definido en el documento HD428.4S1, un factor de reducción de la potencia de transformadores o si se quiere un factor de sobredimensionamiento de los mismos, conocido como factor K , que viene dado por (1.25).

$$K = \sqrt{1 + \frac{e}{1+e} \cdot \left(\frac{I_1}{I_{ef}}\right)^2 \cdot \sum_{n=2}^{40} n^q \cdot \left(\frac{I_n}{I_1}\right)^2} \quad (1.25)$$

donde e es un factor que representa la relación entre pérdidas en el cobre y pérdidas en el hierro del transformador. Este factor puede obtenerse de los datos de ensayo del transformador, o en su defecto puede tomarse como valor aproximado $e=0,3$ y el exponente q suele tomarse de 1,7 a 1,8.

Muchos analizadores de red actuales dan el factor K después de efectuar un análisis de armónicos. Dicho factor es siempre superior a la unidad y permite calcular cual es la carga admisible en un transformador en presencia de armónicos.

Ejemplo: Un transformador de 1000 kVA soporta una carga con un factor de potencia de 0,8 y un factor K de armónicos de 1,7. ¿Cuál es la carga en kW que puede soportar?

Solución:

$$P = S \cdot \frac{FP}{K} = 1000 \text{ kVA} \cdot \frac{0,8}{1,7} = 470 \text{ kW}$$

Obsérvese que el factor K aparece dividiendo, no multiplicando como el caso del factor de potencia.

CAPÍTULO II

NORMAS SOBRE LÍMITES DE ARMÓNICAS EN REDES ELÉCTRICAS

2.1 Propósito de los Estándares

El propósito de las guías y estándares relacionados con la limitación de las armónicas en los sistemas eléctricos de potencia puede resumirse en la necesidad de:

- i) Controlar la distorsión de tensión y corriente a niveles que los equipos conectados al sistema puedan tolerar.
- ii) Garantizar que los clientes tendrán una tensión con una forma adecuada a sus necesidades.
- iii) Limitar el nivel de distorsión que un cliente puede introducir a la red.
- iv) Asegurar que las armónicas no interfieran con otros sistemas, tales como los sistemas telefónicos.

2.2 Observaciones Generales

- Los estándares de los diversos países son muy variados entre sí y son el resultado de la experiencia que los investigadores han recogido al analizar el problema de las armónicas.
- Las características de las redes eléctricas y de los consumidores en los diferentes países son, en general, bastante diferentes y por tal razón los estándares sobre armónicas no son directamente comparables.

- Al observar más detalladamente los estándares, se verá que existen criterios sumamente dispares para enfrentar y resolver una misma situación.
- En general, un estándar es el resultado de un acuerdo entre las diferentes partes involucradas.
- En los diferentes países, los estándares tienen generalmente el carácter de recomendación o "práctica recomendada".
- Todos los estándares consideran límites en la distorsión armónica total de tensión y la mayoría de ellos limita las armónicas individuales de tensión.
- Los convertidores estáticos son, sin duda, algunos de los principales contaminantes y, por esa razón, algunas normas fijan un procedimiento o criterio para determinar el tipo y la potencia del convertidor que puede ser conectado al sistema. Un criterio para resolver este problema es llamado "first come, first served", el que permite la conexión de cargas contaminantes en un determinado lugar hasta que no se sobrepasen los límites del sistema.

Con este método, los que llegan primero pueden contaminar más que los consumidores que se conectan después. Incluso puede darse el caso de que un solo consumidor complete la capacidad de contaminación del sistema, impidiendo la conexión de otras cargas contaminantes. Este criterio es usado en Gran Bretaña.

Otro criterio, establece que cada consumidor puede inyectar armónicas al sistema en proporción a la potencia que demanda. Este criterio es empleado por Nueva Zelanda y Alemania.

2.3. Variables Limitadas por Estándares

Los estándares o recomendaciones establecen límites para las siguientes variables.

- Armónicas individuales de tensión (valor efectivo ó RMS).
- Armónicas individuales de corriente (valor efectivo ó RMS).
- Distorsión armónica total de tensión o de corriente, definida por la ecuación:

$$THD = 100 * \frac{\sqrt{\sum_{h=2} V_h^2}}{V_1} \quad (2.1)$$

donde V_1 es la tensión fundamental (o corriente fundamental) y V_h tensión (o corriente) de la armónica h-ésima.

- Factor de influencia telefónica TIF (Telephone Influence Factor) y producto I*T.
- Tipo de convertidor que puede ser conectado.

2.4 Revisión de algunos Estándares

2.4.1 Alemania Federal

- Aspectos básicos de las recomendaciones alemanas:
 - i) Una carga no puede generar más armónicas que las estrictamente

necesarias para el cumplimiento de sus propósitos técnicos. Esto significa que debe buscarse, considerando adecuadamente los costos, aquella solución que genere la menor cantidad de armónicas.

- ii) Cada cliente puede inyectar corrientes armónicas a la red en proporción a su potencia. Esto significa que un consumidor de mayor potencia puede inyectar más armónicas.
- iii) No son admisibles aparatos que inyectan corriente continua a la red, como por ejemplo rectificadores trifásicos estrella catódica sin transformador de entrada.

El "nivel aceptable" para las armónicas de tensión U_v (U: tensión, v : orden de la armónica) está definido por las curvas de la figura 2.1.

En esta figura se establecen distintos niveles para las armónicas impares no divisibles por 3 (curva 1), para las armónicas impares divisibles por 3 (curva 2) y para las armónicas pares (curva 3).

La suma ponderada de las armónicas debe cumplir.

$$\sum_{v=2}^{40} v^2 * u_v^2 < 0,5 \quad (2.2)$$

Tensión armónica admisible que puede ser generada por un cliente individual:

$$u_{vzul} = \frac{u_v * k_N * k_A}{k_{\Gamma_{esv}}} \quad (2.3)$$

donde:

u_v : Tensión de la armónica v-ésima referida a la fundamental.

u_{vzul} : Tensión armónica admisible para un cliente individual.

k_N : Factor de nivel de tensión

k_A : Factor de conexión (o de potencias).

k_{resv} : Factor de resonancia

NIVEL DE TENSIÓN	$v = 3n \pm 1$ = 2, 4, 5, 7, 8	$v = 3n$ = 3, 6, 9...
Alta Tensión	0,1....0,3	-
Media Tensión	0,4....0,7	-
Baja Tensión	0,2....0,3	1,0

Tabla 2.1.- Factor de nivel de Tensión k_N

El factor de conexión k_A se obtiene de la relación:

$$k_A = \frac{S_{consumida}}{S_N} \quad (2.4)$$

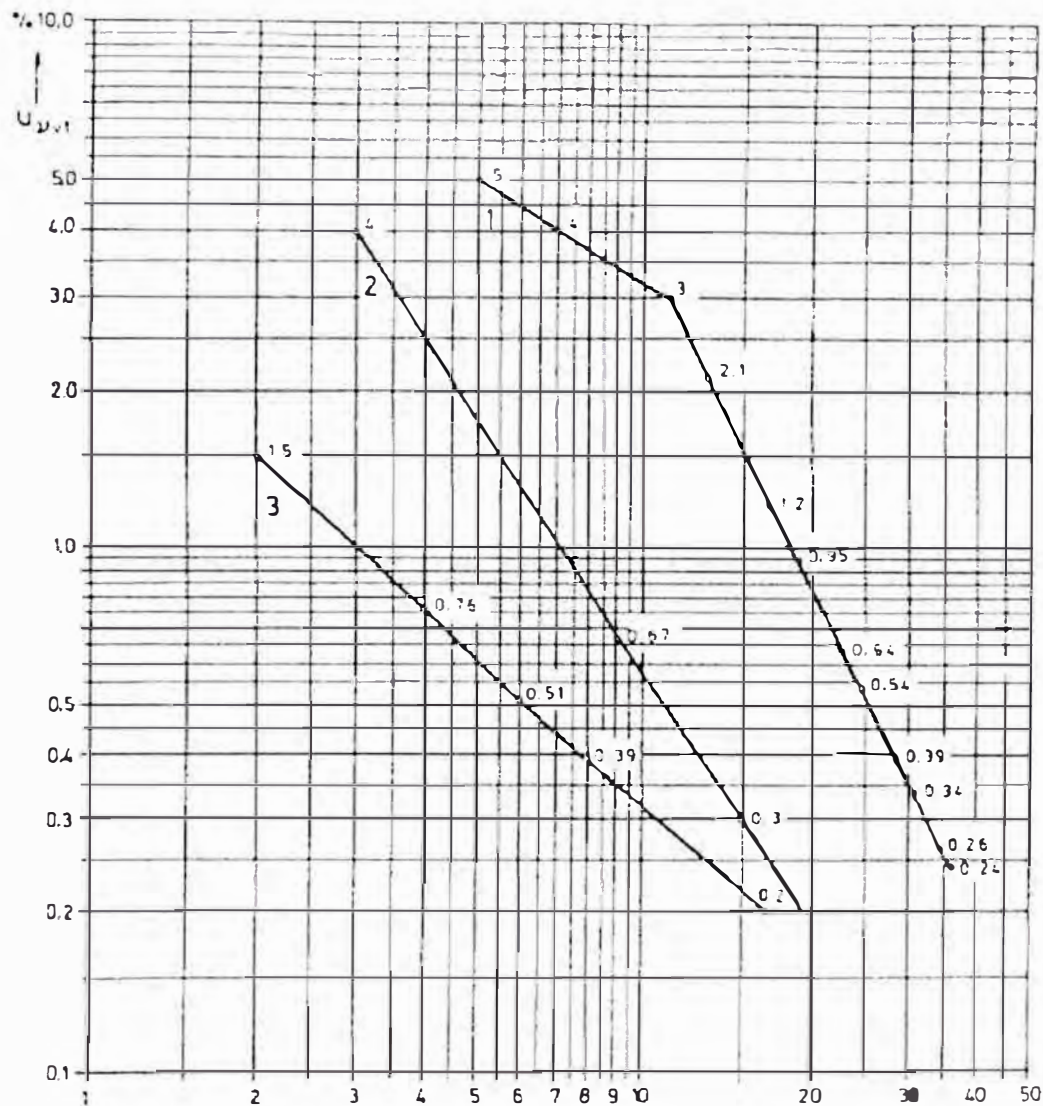
donde:

$S_{consumida}$: Potencia demandada por el cliente.

S_N : Potencia nominal de la red. Esta potencia puede ser igual a la potencia del transformador que alimenta a la barra.

Una desventaja de la tensión armónica admisible, definida por la ecuación 2.3, es que ésta no puede ser medida directamente. Para superar este inconveniente, es posible calcular a partir de la ecuación 2.3, la potencia de un convertidor equivalente para el cual se pueden determinar las

corrientes armónicas. Estas corrientes armónicas pueden ser medidas



experimentalmente.

Figura. 2.1.- Nivel aceptable para las armónicas de tensión, según el estándar alemán.

- Curva 1: Armónicas impares no divisibles por 3.
- Curva 2: Armónicas impares divisibles por 3.
- Curva 3: Armónicas pares.

2.4.2 Suecia

En el documento "SEF Thyristor Committee Report" se limita la capacidad de convertidores en sistemas de tensiones de hasta 24 kV como

sigue:

NÚMERO DE PULSOS	PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA (%)
< 6	0,5
6	1,0
12	2,0
>12	3,0

Tabla 2.2.- Capacidad de convertidores que pueden ser conectados

Las restricciones para la distorsión armónica total (THD) dependen de la tensión del sistema de acuerdo a la siguiente tabla:

TENSIÓN DEL SISTEMA	PORCENTAJE THD (%)
430 /250 V	4,0
3.3 kV a 24 kV	3,0
Hasta 84 kV	1,0

Tabla 2.3.- Distorsión armónica total (THD).

2.4.3 Estados Unidos

En Estados Unidos los límites de armónicas están establecidos por el estándar IEEE Std 519 del año 1992 (revisión de IEEE Std 519 del año 1981), titulado "IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power System".

- Recomendaciones dadas por IEEE

(1) La adherencia estricta a estas recomendaciones no siempre evitaría problemas, particularmente cuando son aproximados a los límites.

nueva examinación. Mediciones de armónicas deberían ser ejecutadas de vez en cuando, para determinar el comportamiento del sistema y el rendimiento de los equipos. El cliente debería confirmar:

- Que condensadores para corregir el factor de potencia o filtros de armónicas no sean sobrecargados por un exceso de armónicas.
- Que las perjudiciales resonancias series o paralelas, no están presentes.
- Que el nivel de armónicas en PCC y en los puntos de utilización no sea excesivo.

(2) Los límites mostrados en las tablas de distorsión de corriente deben ser usados como valores de “peor caso” para operaciones normales (condiciones válidas por más de 1 hora). Para períodos cortos, durante partidas o condiciones inusuales, los límites pueden ser excedidos en un 50%.

Límites de Distorsión de Corriente

Las tablas 2.4, 2.5 y 2.6 son aplicables para rectificadores de 6-pulsos y situaciones generales de distorsión. Sin embargo, cuando se usan convertidores con número de pulsos (q) de más de 6, los límites para las armónicas características son incrementados por un factor equivalente a: $\sqrt{\left(\frac{q}{6}\right)}$ con tal que las amplitudes de las armónicas no-características sean menores que el 25 % de los límites especificados en las tablas.

ARMONICAS INDIVIDUALES (IMPARES)						
I_{sc}/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	THD
<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

Tabla 2.4.- Limite de distorsión de corriente para Sistemas de Distribución General (de 120 V a 69 kV)

ARMONICAS INDIVIDUALES (IMPARES)						
I_{sc}/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	THD
<20	2,0	3,5	0,75	0,3	0,15	2,5
20-50	3,5	2,75	1,25	0,5	0,25	4,0
50-100	5,0	2,25	2,0	0,75	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

Tabla 2.5.- Limite de distorsión de corriente para Sistemas de Subtransmisión General (de 69,001 kV a 161 kV)

ARMONICAS INDIVIDUALES (IMPARES)						
I_{sc}/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	THD
<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

Tabla 2.6.- Limite de distorsión de corriente para Sistemas de Transmisión General (> 161 kV)

Las siguientes observaciones rigen para las tablas 2.4, 2.5 y 2.6:

- Las armónicas pares están limitadas al 25% de los valores para armónicas impares mostrados en las tablas.
- No son admisibles distorsiones de corriente que generen corriente continua.

- I_{SC} : Máxima corriente de cortocircuito en el PCC. El PCC es el punto de acoplamiento común (Point of Common Coupling) y corresponde al lugar en que se interconectan el convertidor (carga no lineal) con los otros consumidores.
- I_L : Máxima corriente demandada por la carga en el PCC (componente de frecuencia fundamental).

Límites de Distorsión de Voltaje para Distribuidor

VOLTAJE BUS A PCC	DISTORSIÓN INDIVIDUAL DE VOLTAJE (%)	DISTORSIÓN TOTAL DE VOLTAJE (%)
69 kV y menos	3,0	5,0
69,001 kV a 161 kV	1,5	2,5
161,001 kV y más	1,0	1,5

Tabla 2.7.- Límites de distorsión de voltajes IEEE Std. 519 – 1992

2.4.4 Finlandia

A través del documento "Restriction of harmonics in Electrical Networks" se coloca límites a la distorsión armónica total permitida y a niveles de armónicas individuales en el punto de conexión.

TENSIÓN DEL SISTEMA	THD DE TENSIÓN (%)	NIVEL DE ARMÓNICAS INDIVIDUALES(%)
1 kV	5	4
3 – 20 kV	4	3
30 - 45 kV	3	2
110 kV	1,5	1

Tabla 2.8.- Límites de armónicas para tensión.

En este documento también se imponen límites al nivel de armónicas de corriente que pueden circular en alguna conexión a algún consumidor. Los límites no están expresados como niveles de corriente absolutos, sino que como un porcentaje de una corriente de referencia del consumidor. Esta corriente de referencia se calcula de la potencia media horaria del consumidor (P_c) y la tensión nominal del sistema (U_n) como:

$$I_{ref} = \frac{P_c}{\sqrt{3} U_n} \quad (2.5)$$

Los límites obtenidos son los siguientes:

TENSIÓN DEL SISTEMA	THD DE CORRIENTE (%)	CORRIENTE ARMÓNICA INDIVIDUAL (%)
3 - 20 kV	10	8
30 - 45 kV	7	6
110 kV	5	4

Tabla 2.9.- Límites de armónicas de corrientes.

Para la capacidad de los equipos convertidores que es posible conectar en un sistema, este estándar también emplea como un valor de referencia la capacidad de cortocircuito del sistema en el punto de conexión, siendo los valores expresados en porcentaje, según aparece en tabla 2.10.

NÚMERO DE PULSOS	TENSIÓN DEL SISTEMA 20 kV	TENSIÓN DEL SISTEMA 30 kV
< 6	0,5	-
6	1	0,5
12	2	1
> 12	3	2

Tabla 2.10.- Potencia del convertidor como porcentaje de la potencia de cortocircuito.

2.4.5 La Norma IEC 555-2

En el pasado los equipos de baja potencia no encontraban prácticamente ninguna limitación para conectarse a la red. Esto permitió que equipos como televisores se conectaran indiscriminadamente a la red, generando una importante cantidad de armónicas. Para corregir esta situación, la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por su nombre en inglés) puso en vigencia a partir de 1995 la norma IEC 555-2, destinada precisamente a los equipos de baja potencia.

Esta norma define la categoría de equipos clase D, que son todos aquellos equipos que tienen una corriente de entrada contenida dentro de la “forma de onda especial” mostrada en la figura 2.2.

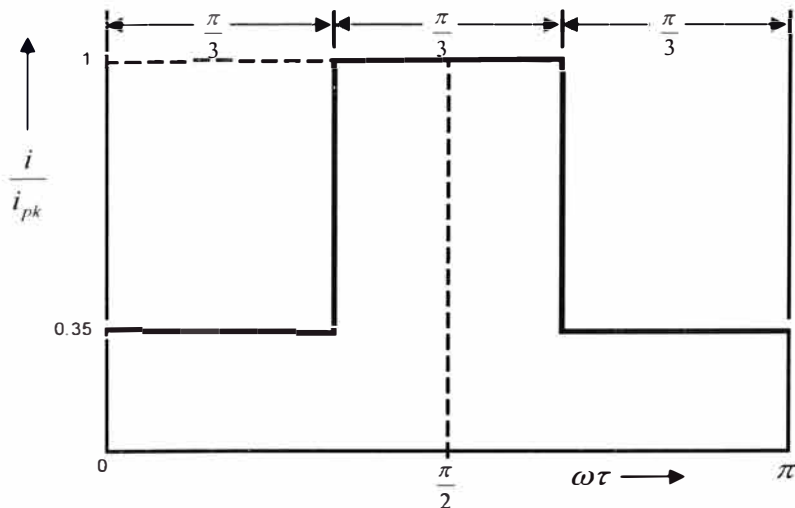


Figura. 2.2.- Forma de onda especial definida para los equipos clase D.

Esta definición está claramente dirigida a los equipos que tienen un rectificador con filtrado capacitivo.

Los equipos clase D pueden inyectar las corrientes armónicas mostradas en la tabla 2.11.

ORDEN DE LA ARMÓNICA (n)	INTENSIDAD ARMÓNICA MÁXIMA ADMISIBLE (A)
ARMÓNICAS IMPARES	
3	2,30
5	0,14
7	0,77
9	0,40
11	0,33
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,15 \cdot 15 / n$
ARMÓNICAS PARES	
2	1,08
4	0,43
6	0,30
$8 \leq n \leq 40$	$0,23 \cdot 8 / n$

Tabla 2.11.- Límites de corrientes armónicas para equipos clase D.

La aplicación de estos límites trae como consecuencia que un rectificador puente monofásico de diodos, con un factor de cresta $FC=8$ ($FC = \text{corriente máxima} / \text{corriente efectiva}$), $THD = 133\%$ y factor de potencia $FP = 0,6$ pueda quedar claramente fuera de norma, tal como se aprecia en la figura 2.3.

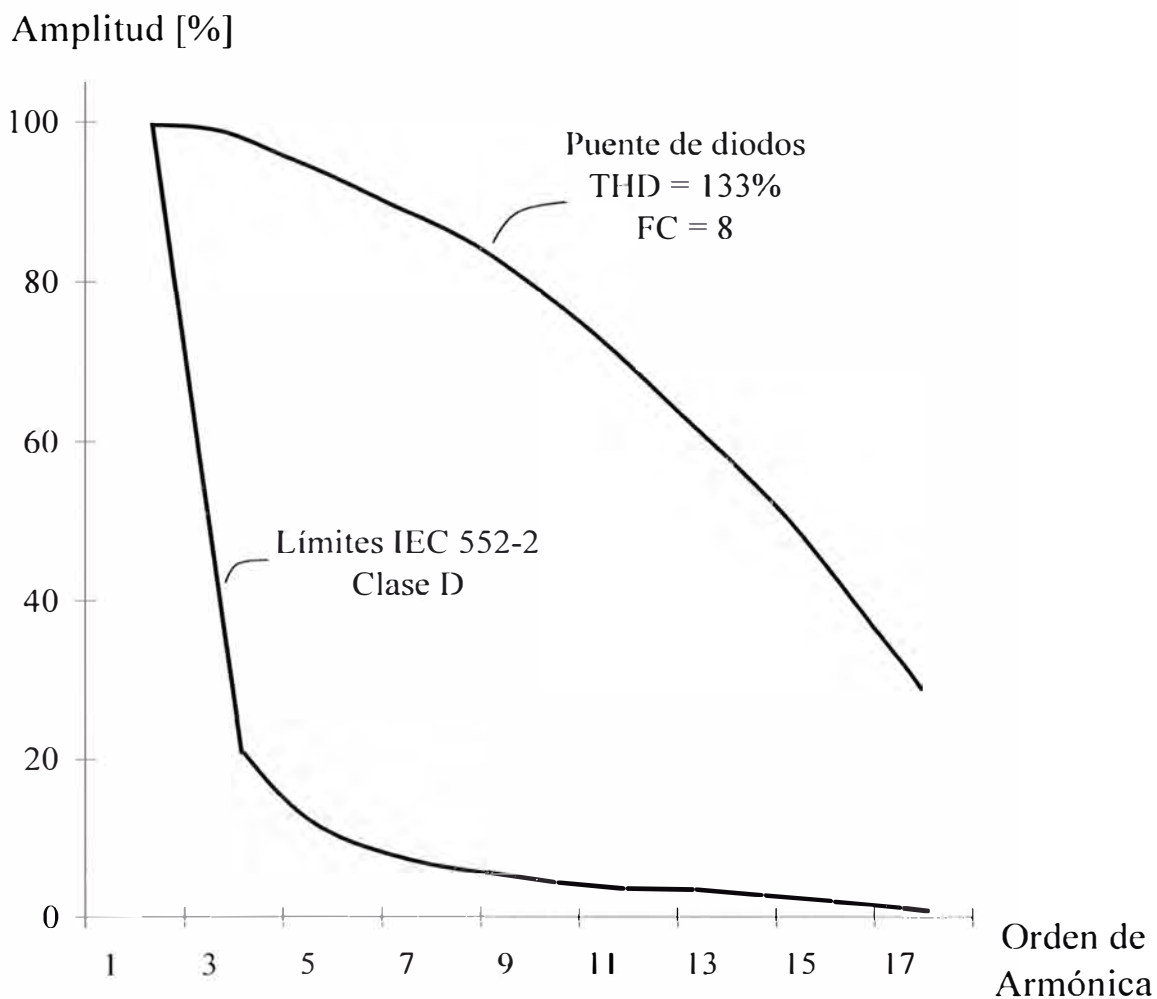


Figura 2.3.- Armónicas de un rectificador puente convencional con filtrado capacitivo, comparado con el límite de la norma IEC 555-2 para equipos clase D.

2.4.6 Chile

Respecto al escenario futuro, en el documento Proyecto de Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, elaborado por la Comisión Nacional de Energía, versión marzo-95, se establece en el Título IX: Disposiciones Transitorias, pág. 57-61:

Armónicas de Voltaje

En condiciones normales de operación, se deberá cumplir para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de

siete días consecutivos que: el 95% de los valores estadísticos de los voltajes armónicos y de su índice de distorsión total, cumplen con lo indicado en la tabla siguiente. El valor estadístico de los voltajes armónicos y de su índice de distorsión es obtenido para cada intervalo de diez minutos, como resultado de evaluar estadísticamente un conjunto de mediciones efectuadas en dicho intervalo, de acuerdo a lo establecido en la norma correspondiente.

ARMÓNICAS IMPARES NO MÚLTIPLO DE 3			ARMÓNICAS IMPARES MÚLTIPLO DE 3			PARES		
Orden	Armónica voltaje (%)		Orden	Voltaje (%)		Orden	Voltaje (%)	
	<= 110 kV	> 110 kV		<= 110 kV	> 110 kV		<= 110 kV	> 110 kV
5	6	2	3	5	2	2	2	1,5
7	5	2	9	1,5	1	4	1	1
11	3,5	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,5
13	3	1,5	21	0,2	0,2	8	0,5	0,2
17	2	1	>21	0,2	0,2	10	0,5	0,2
19	1,5	1				12	0,2	0,2
23	1,5	0,7				>12	0,2	0,2
25	1,5	0,7						
>25	0,2+1,3*25/h	0,2+0,5*25/h						

Tabla 2.12.- Armónicas de voltaje, permitidas por la norma chilena.

Al aplicar la estadística del 95% a los valores registrados del índice de distorsión total armónica, se debe cumplir, para un registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos y para tensiones iguales o inferiores a 110 kV, que este índice deberá ser inferior a 8% (THDV < 8%).

Al aplicar la estadística del 95% a los valores registrados del índice de distorsión total armónica, se debe cumplir, para un registro de mediciones de

una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos y para tensiones superiores a 110 KV, que este índice deberá ser inferior a 3% (THDV < 3%). y se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Índice de distorsión total} = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{k=50} V_k^2}}{V_1} \quad (2.6)$$

- Armónicas de Corriente

MÁXIMA DISTORSIÓN DE ARMÓNICA DE CORRIENTE EXPRESADA COMO % DE LA FUNDAMENTAL						
ORDEN DE LA ARMÓNICA (ARMÓNICAS IMPARES)						
I_{SC}/I_L	<11	11<=H<17	17<=H<23	23<=H<35	35<H	Índice DI
<=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

Las armónicas pares están limitadas al 25% de los límites establecidos para las armónicas impares.

Todos los equipos de generación de potencia están limitados a los valores indicados de distorsión armónica de corriente, independiente de la razón I_{SC}/I_L

Donde:

I_{SC} = Máxima corriente de cortocircuito en el Punto Común de Conexión (PCC).

I_L = Corriente nominal de carga (a frecuencia fundamental) en el PCC.

- Para el caso de Clientes en Puntos Comunes de Conexión comprendidos entre 69 kV y 154 kV, los límites son el 50% de los límites establecidos en la Tabla.
- Para el caso de Clientes en PCC superiores a 154 kV se aplicarán los límites de 110 kV en tanto el Ministerio a proposición de la Comisión no fije la norma respectiva.

Tabla 2.13.- Corrientes armónicas permitidas por la norma chilena.

Las armónicas pares están limitadas al 25% de los límites establecidos para las armónicas impares.

El índice de distorsión de corriente se calculará según la expresión:

$$\text{Índice de distorsión total} = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{k=50} I_k^2}}{I_1} \quad (2.7)$$

2.5 Perú: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)

La NTCSE fue publicada en el diario El Peruano el 11 de octubre de 1997 como Decreto Supremo N° 020-97-EM del gobierno peruano. Se realizaron modificaciones mediante D.S.N° 009-99-EM (11.04.1999), D.S.N° 013-2000-EM (27.07.2000) y D.S.N° 040-2001-EM (17.07.2001). Su Base Metodológica vigente (adecuada al D.S.N° 040-2001-EM), se publicó el 5 de setiembre del 2001 mediante Resolución Osinerg N° 1535-2001-OS/CD.

2.5.1 Principios

- Los Generadores deben brindar un suministro de energía de calidad satisfactoria a sus clientes (Distribuidores y Usuarios Libres).
- Los servicios de Transmisión y Distribución son de acceso abierto y deben brindarse con una calidad adecuada.
- Los Distribuidores deben proporcionar un suministro de energía de calidad satisfactoria a sus clientes (usuarios regulados y usuarios libres).
- Los usuarios libres y regulados deben controlar cualquier influencia negativa en la calidad de servicio a otros usuarios.

2.5.2 Objetivos y Alcances

- Establecer los niveles mínimos de Calidad de los Servicios Eléctricos y las obligaciones de los Suministradores y Clientes que operan bajo la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Aplicación obligatoria a los suministros sujetos a regulación de precios.
- Aplicable a suministros sujetos al régimen de libertad de precios, en todo aquello que las partes no hayan acordado o no hayan pactado en contrario.

2.5.3 Contexto de Aplicación

- La NTCSE se enmarca en el contexto de la creación de condiciones de mercado en el sector eléctrico.
- Su aplicación es imperativa para el mercado regulado y supletoria para el mercado libre.
- El mercado regulado está definido por aquellos suministros sujetos a regulación de precios.

2.5.4 Parámetros Sujetos a Control

a) Calidad del Producto (Periodo de Control: Mensual)

- Variaciones de Tensión ⇒ Periodo de Medición: 7 días.
- Variaciones de Frecuencia ⇒ Periodo de Medición: 1 mes (permanente).
- Perturbaciones (Flicker y Tensiones Armónicas) ⇒ Periodo de Medición: 7 días.

b) Calidad del Suministro (Periodo de Control: Semestral)

- Interrupciones.

c) Calidad del Servicio Comercial (Periodo de Evaluación: Semestral)

- Trato al Cliente.
- Medios de Atención.
- Precisión de Medida de la Energía.

d) Calidad del Alumbrado Público (Periodo de Control: Semestral)

- Deficiencias lumínicas en el Alumbrado Público.

2.5.5 Etapas de Aplicación

PRIMERA (18 meses): 12.10.1997 al 11.04.1999

- Etapa de preparación
- Sin compensaciones

SEGUNDA (aprox. 32,5 meses): 12.04.1999 al 31.12.2001

- Inicio de mediciones: 12.10.1999
- Aplicación de segunda etapa de compensaciones

TERCERA (indefinida): a partir del 01.01.2002

- Aplicación de tercera etapa de compensaciones

2.5.6 Excepciones a su Aplicación

➤ Suspendida su aplicación a:

- Sistemas Aislados Menores con potencia instalada hasta 5 MW.
- Sectores de Distribución Típicos 3 y 4.

- Sectores de Distribución Típicos 2 con máxima demanda hasta 500 kW.
- Suspendidas las compensaciones de la segunda y tercera etapa por emisión de perturbaciones.
- Aplicación gradual de la tercera etapa de compensaciones:
 - Calidad del Producto: 30% el 1er. trimestre, 60% el 2do. Trimestre y 100% el resto de la tercera etapa.
 - Calidad de Suministro:
 - Zona de Concesión de Lima: 50% para los dos primeros semestres y 100% el resto de la tercera etapa.
 - Zona de Concesión fuera de Lima: 30% el 1er. semestre, 60% el 2do. y 3er. semestre y 100% el resto de la tercera etapa.

2.5.7 Calidad De Producto (Perturbaciones: Tensiones Armónicas)

- Periodo de Control: mensual.
- Periodo de Medición: 7 días (1008 intervalos).
- Intervalo de Medición: 10 min.
- Indicadores de Calidad: Tensiones Armónicas Individuales (V_i) y el Factor de Distorsión Total por Armónicas (THD).
- Control:
 - 1 punto de medición por cada 50 puntos de entrega en MT, AT o MAT.
 - 2 a 18 puntos de medición en BT según la cantidad de clientes BT del Suministrador indicados en la tabla 2.15.

➤ Tolerancias:

- Los valores eficaces (RMS) de las tensiones armónicas individuales (comprendidas entre la 2° y 40° armónica) expresado como porcentaje de la tensión nominal, no deben superar los valores límites fijados por la Norma para MAT/AT y MT/BT según tabla 2.14.
- Factor de Distorsión Total por Armónicas hasta 3 para MAT/AT y 8 para MT/BT.
- Hasta 5% del tiempo del periodo de medición (50,4 intervalos)

Orden (n) de la Armónica ó THD	Tolerancia V _n ' o THD' (% con respecto a la Tensión Nominal del punto de medición)	
	Alta y Muy Alta Tensión	Media y Baja Tensión
(Armónicas impares no múltiplos de 3)		
5	2,0	6,0
7	2,0	5,0
11	1,5	3,5
13	1,5	3,0
17	1,0	2,0
19	1,0	1,5
23	0,7	1,5
25	0,7	1,5
mayores de 25	0,1 + 2,5 / h	0,2 + 12,5 / h
(Armónicas impares múltiplos de 3)		
3	1,5	5,0
9	1,0	1,5
15	0,3	0,3
21	0,2	0,2
mayores de 21	0,2	0,2
(pares)		
2	1,5	2,0
4	1,0	1,0
6	0,5	0,5
8	0,2	0,5
10	0,2	0,5
12	0,2	0,2
mayores de 12	0,2	0,2
THD	3	8

Tabla 2.14

Clientes en Baja Tensión por Suministrador	Número de Puntos de Medición Registrados Mensualmente	
	Flicker	Armónicas
Con más de 500.000 clientes	18	18
Con 100.001 a 500.000 clientes	9	9
Con 10.001 a 100.000 clientes	5	5
Con 501 a 10.000 clientes	2	2
Con 500 clientes o menos	-	-

Tabla 2.15

El Factor de Distorsión Total por Armónicas (THD) está definido como:

$$THD = \sqrt{\sum_{i=2...40} \left(\frac{V_i^2}{V_N^2}\right)} * 100\% \quad (2.8)$$

El Factor de Tensiones Armónicas Individuales está definido como:

$$\Delta V_i (\%) = \frac{V_i - V_N}{V_N} * 100\% \quad (2.9)$$

donde:

V_i Es el valor eficaz (RMS) de la tensión armónica "i" (para i=2 ... 40) expresada en Voltios.

V_N Es la tensión nominal del punto de medición expresada en Voltios.

➤ Compensaciones:

$$\mathbf{Compensación} = \sum_s \mathbf{d} * \mathbf{D}_s * \mathbf{E}(s)$$

donde:

s Intervalo de medición en el que se violan las tolerancias por armónicas.

d Compensación unitaria:

Primera etapa : $d = 0,00 \text{ US\$/kWh}$

Segunda etapa : $d = 0,10 \text{ US\$/kWh}$

Tercera etapa : $d = 1,10 \text{ US\$/kWh}$

D_s : Factor de proporcionalidad en función del DPA(s)

$$\text{DPA}(s) = (\text{THD}(s) - \text{THD}') / \text{THD}' + (1/3) \sum_{i=2...40} ((V_i(s) - V_i') / V_i')$$

$$\text{DPA}(s) \geq 1; D_s = 1$$

$$\text{DPA}(s) < 1; D_s = \text{DPA}(s) * \text{DPA}(s)$$

DPA(s): Distorsión Penalizable por Armónicas en el intervalo "s".

E(s): Energía entregada (kWh) en el intervalo de medición "s".

CAPÍTULO III

DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ANÁLISIS

3.1 Presentación General

Luz del Sur es una empresa privada de distribución de electricidad que atiende a más de 680 mil clientes en la zona sur-este de Lima, capital del Perú.

Sus ventas superan los 300 millones de dólares anuales, convirtiéndose en una de las más importantes empresas del país, y en una de las principales distribuidoras eléctricas de América Latina.

Trabajan para servir a miles de personas que buscan mejorar su calidad de vida, teniendo como misión brindar apoyo y satisfacción a todos sus clientes.

Dentro de los principales avances de gestión de los últimos 5 años, destacan:

- Electrificación del 100% de la zona de concesión.
- Incorporación de más de 189 mil nuevos clientes, beneficiando a más de un millón de personas.
- Pérdidas de energía de 8,9%.



Figura 3.1

- Más de US\$264 millones de inversión que ha permitido modernizar el sistema eléctrico para poder entregar un servicio continuo y confiable.
- Construcción de 6 subestaciones eléctricas con la tecnología más avanzada del mundo y ampliación de la red eléctrica a más sectores de la ciudad.
- Instalación de más de 50 mil luminarias.
- Plataforma computacional de última generación.
- Mayor eficiencia en el servicio: Reclamos atendidos en menos de un mes, nuevas conexiones domiciliarias en menos de 5 días, entre otros ejemplos.

Pero además, con el fin de incursionar en nuevos negocios, cuentan con una estructura corporativa con tres filiales: Edecañete, Inmobiliaria Luz del Sur y Luz del Sur Internacional AVV.

3.2 Zona de Concesión



Figura 3.2

Luz del Sur cuenta con una zona de 3.000 km², que incluye 30 de los más importantes distritos de Lima, los que en conjunto superan los 3 millones de habitantes. En esta zona, que se extiende a lo largo de 120 km. de costa, se concentra la más importante actividad comercial, de servicios, turística y una significativa parte de las empresas productivas del país.

Esto, sumado al creciente estándar de vida de la población y a la gran

disponibilidad de recursos constituye un excelente potencial de desarrollo para la industria, el comercio, y negocios de diverso tipo.

Luz del Sur atiende a más de 680 mil clientes y ha dividido geográficamente su zona en tres unidades de gestión, que a través de sus Centros de Servicio, brindan una atención integral al cliente.

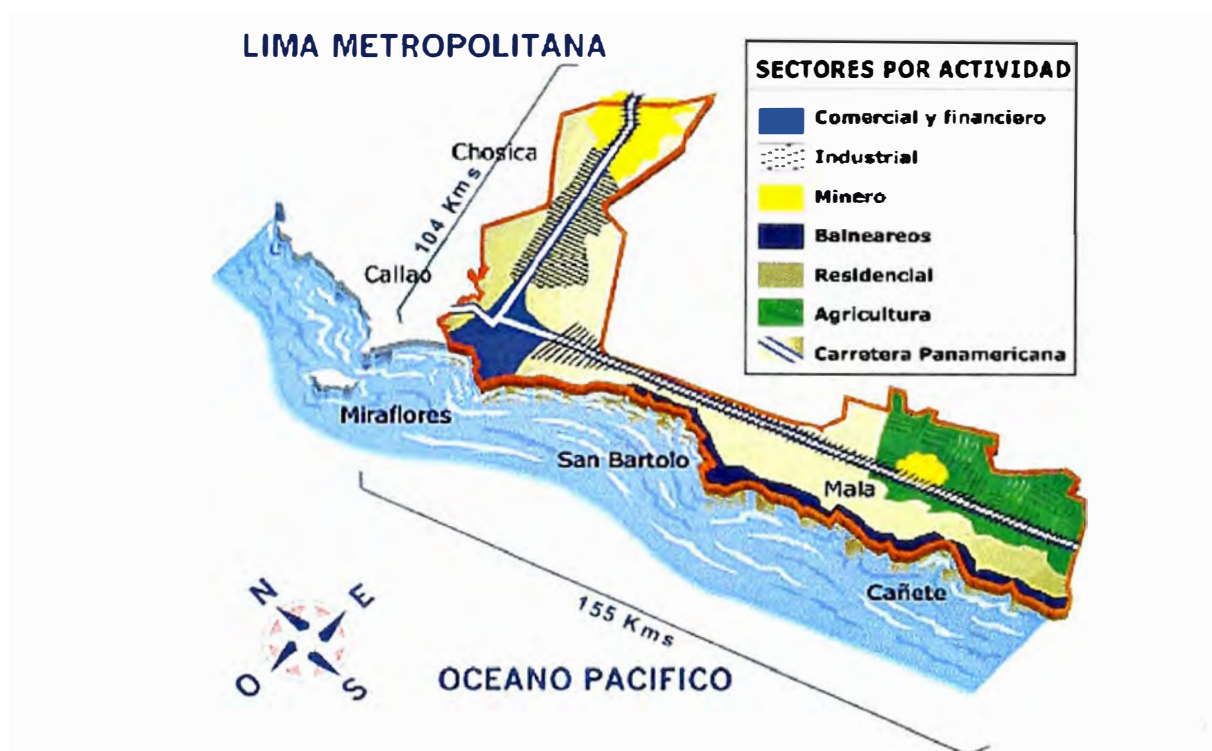


Figura 3.3

Distritos

Lima Cercado (*)	San Juan de Miraflores	Santa Cruz de Flores
Jesús María (*)	Chorrillos	Chilca
La Victoria	Villa El Salvador	Pucusana
San Isidro (*)	Ate-Vitarte	Santa María del Mar
Surquillo	La Molina	San Bartolo
Miraflores	El Agustino(*)	Punta Negra
San Luis	Villa María del Triunfo	Punta Hermosa
Lince	Chaclacayo	Lurín
San Borja	Lurigancho-Chosica	Pachacamac
Barranco	Asia	Cieneguilla
Santiago de Surco	Mala	16 distritos de Huarochiri
Santa Anita	San Antonio	Calango

Tabla 3.1

(*) Parcialmente en ese distrito

3.3 Cifras Importantes

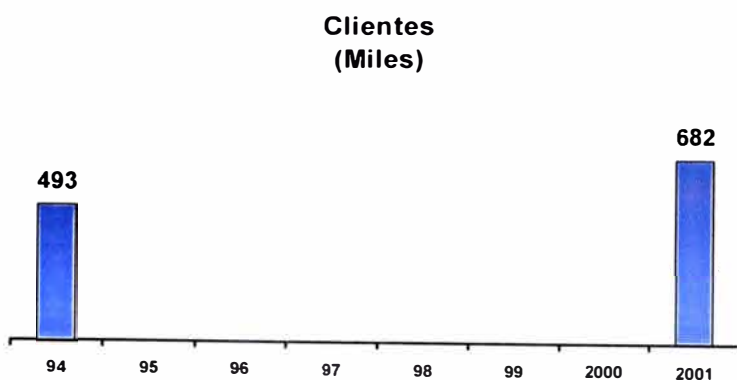


Figura 3.4

Distribución de Cientes

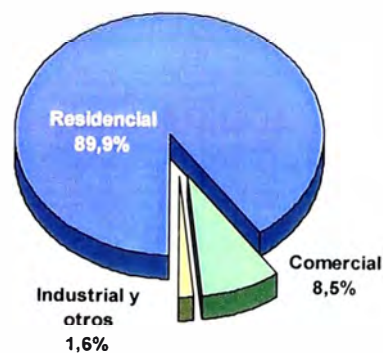


Figura 3.5

Ventas de Energía (GWh)

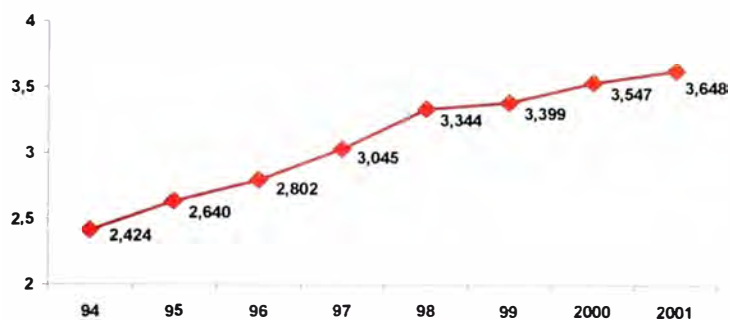


Figura 3.6

Distribución Ventas (GWh)

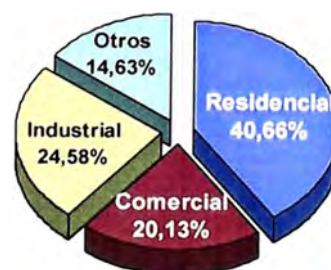


Figura 3.7

Datos Técnicos

Red M.T. Subterránea	1.481
Red M.T. Aérea	1.300
N° Subestaciones MT/BT	5.773
Pot.Instal.Subestaciones	993 MVA
N° Clientes MT	1.159

Tabla 3.2

Comparativo Venta de Energía por Giro (MWh)

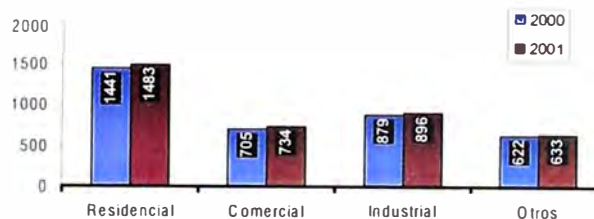


Figura 3.8

CAPÍTULO IV

POBLACIÓN DE CLIENTES EN MEDIA TENSIÓN MEDIDOS

4.1 Característica de la Población

La población a ser evaluada, corresponde a los clientes en Media Tensión (MT) de la zona de concesión de Luz del Sur, los que actualmente son 1.159 clientes.

Para efectos de la evaluación de las mediciones de los clientes MT, es importante conocer sus características respecto a la actividad económica de cada uno de ellos y a su demanda (kW) respectiva.

4.1.1 Estratificación por Actividad Económica

Los Clientes MT estratificados por actividad son los siguientes:

ACTIVIDAD ECONOMICA	N° CLIENTES	CLIENTES (%)
INDUSTRIAL	400	34,51
COMERCIAL	182	15,70
USO GENERAL	119	10,27
COMUNICACIONES	92	7,94
SERVICIOS AGUA	78	6,73
AGRICULTURA, CAZA, SILVICULTURA Y PESCA	58	5,00
OTROS	53	4,57
ADM. PUBL., DEFENSA Y ADM. MUN	48	4,14
TEXTIL, CONFECC E IND DEL CUERO	30	2,59
RESIDENCIAL	25	2,16
ESTABLECIMIENTOS FINANCIEROS	21	1,81
SERVICIOS DE SALUD Y SIMILARES	15	1,29
RESTAURANTES, CAFES Y HOTELES	15	1,29
INDUS. DEL PAPEL, IMPRENTAS	13	1,12
FAB.PROD. METALICOS, MAQ. ACC	4	0,35
SERVICIOS AGRÍCOLAS	4	0,35
FAB.PROD. MINERALES NO METALICOS	2	0,17
Total	1.159	100,00

Tabla 4.1

De la tabla 4.1 se observa que las primeras 6 actividades representan el 80% del total de la muestra, siendo la actividad Industrial la que tiene el mayor porcentaje (34,51%). En las figuras 4.1 y 4.2 se muestra la comparación por cantidad de clientes y porcentualmente, y se ha agrupado las restantes 11 actividades en OTRAS ACTIVIDADES, que representa el 20% del total de clientes MT.



Figura 4.1

Notas:

Clientes Uso General: Compuesto por Universidades, Colegios y Clubes.

Clientes Otros: Compuesto por Otros Servicios Inmobiliarios

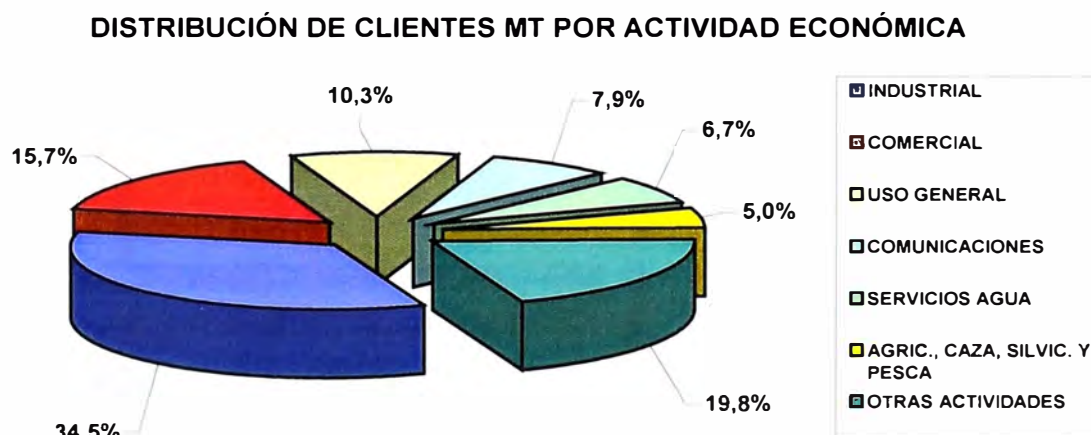


Figura 4.2

4.1.2 Estratificación por Demanda

La estratificación de los Clientes MT según su demanda en kW es el siguiente:

Demanda (kW)	N° Clientes	Cientes (%)
<0 – 50]	380	32,79
<50 – 100]	200	17,26
<100 – 200]	202	17,43
<200 – 300]	128	11,04
<300 – 400]	76	6,56
<400 – 500]	36	3,11
<500 – 700]	51	4,40
<700 – 1000]	41	3,54
>1000	45	3,88
Total	1.159	100,00

Tabla 4.2

De la tabla 4.2 se observa que los clientes MT con demandas entre 0 y 300 kW representan el 79% del total de la muestra, siendo el rango 0 - 50 el que tiene el mayor porcentaje (32,79%). En las figuras 4.3 y 4.4 se muestra la comparación por cantidad de clientes y porcentualmente.

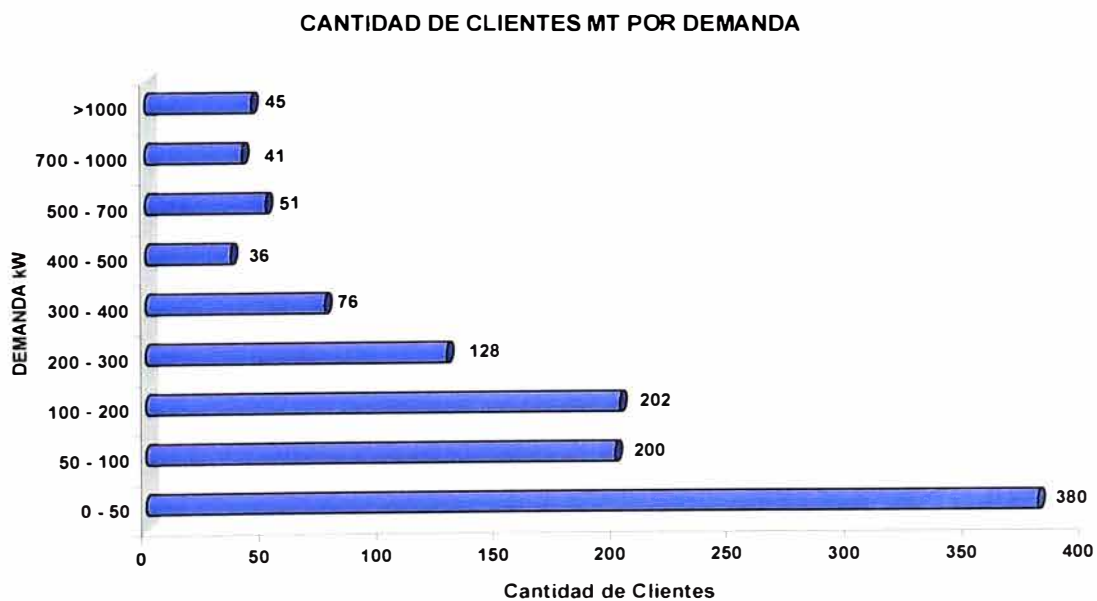


Figura 4.3

DISTRIBUCIÓN DE CLIENTES MT POR DEMANDA (kW)

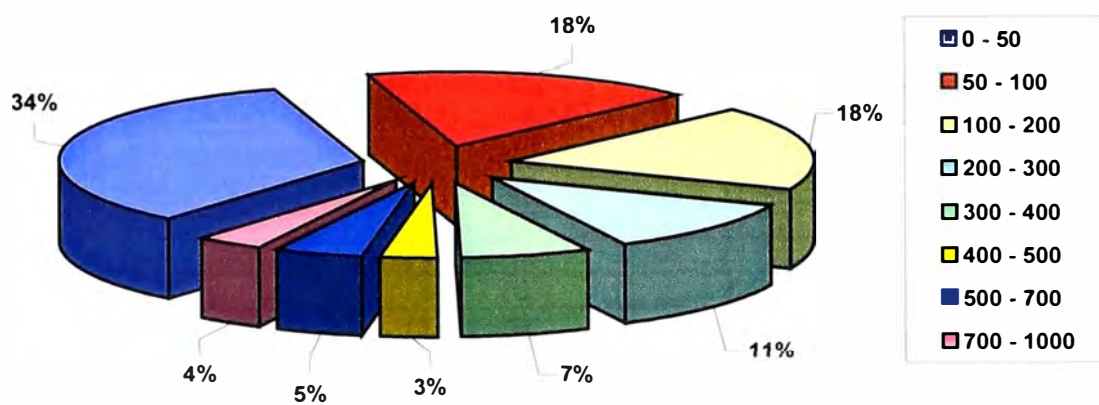


Figura 4.4

CAPÍTULO V

RESULTADOS DE LAS MEDICIONES REALIZADAS

5.1 Tamaño de la Muestra Medida

Cumplida la primera etapa de aplicación de la NTCSE, durante la cual se implementaron los recursos logísticos de personal calificado, equipamiento de última generación y el desarrollo de sistemas informáticos para la administración de la información obtenida de las mediciones y la ejecución de procesos para el cálculo de los indicadores y compensaciones, se inicia la segunda etapa de la NTCSE en abril de 1999, y en lo que respecta a las mediciones, esta se inicia en octubre del mismo año.

A partir de octubre de 1999 y hasta el mes de febrero del 2002, se han efectuado un total de 1.069 mediciones válidas de tensiones armónicas en clientes de Media Tensión, siguiendo un cronograma mensual de mediciones de acuerdo al periodo de control indicado en la NTCSE. Estas mediciones se efectuaron utilizando equipos analizadores de redes eléctricas Topas 1000 y Unilyzer 900F.

Los resultados obtenidos se han agrupado por actividad económica de estos clientes, a fin de determinar los valores típicos de las Tensiones Armónicas Individuales (V_i) más predominantes (valores promedio, máximo y

armónica significativa) y del Factor de Distorsión Total por Armónicas THD (valores promedio y máximo).

5.2 Criterios Utilizados en el Cálculo de los Valores Típicos

5.2.1 Cálculo del THD Promedio

Para el cálculo del THD promedio por cliente, se toma el 5% de los valores máximos del total de registros semanal (7días=1008 intervalos) y se calcula un THD promedio de estos valores máximos.

El THD promedio por actividad, se calcula promediando los THD promedio de cada cliente que pertenece a una misma actividad.

5.2.2 Cálculo del THD Máximo

El THD máximo por actividad viene a ser el máximo valor de los THD promedio de los clientes que pertenecen a una misma actividad.

5.2.3 Valor del THD Límite

El THD límite es el valor establecido como tolerancia en la NTCSE para tensiones en AT y MAT (3%), o en BT y MT (8%).

5.2.4 Cálculo de la Armónica Individual Promedio

Para el cálculo del V_i promedio por cliente, se toma el 5% de los valores máximos del total de registros semanal (7días=1008 intervalos) y se calcula un V_i promedio de estos valores máximos.

El V_i promedio por actividad, se calcula promediando los V_i de cada cliente que pertenece a una misma actividad.

5.2.5 Cálculo de la Armónica Individual Máxima

El V_i máximo por actividad viene a ser el máximo valor de los V_i promedio de los clientes que pertenecen a una misma actividad.

5.2.6 Cálculo de la Armónica Significativa

Para las tensiones armónicas por cliente, el máximo valor de cada armónica individual promedio será la armónica significativa o predominante, ya que es ésta la que más influye en la distorsión total armónica THD.

5.3 Resultados de las Mediciones

De los resultados obtenidos y mostrados en la tabla 5.1 y en las figuras 5.1 y 5.2 se concluye lo siguiente:

5.3.1 THD Promedio

De las 1.069 mediciones efectuadas, en ninguno de los casos el THD promedio supera el THD límite (8%). El mayor valor alcanzado es de 3,33.

5.3.2 THD Máximo

Solo la actividad económica “Administración Pública, Defensa y Admin. Municipal” con un valor de 19,17 supera el THD límite (8%) en 140%

5.3.3 Armónica Individual Significativa

Del total de la muestra, las armónicas individuales significativas son la 3°, 4°, 5°, 7° y 11°. De todas ellas, la más predominante es la 5ta. armónica, cuya representatividad es del 92%.

ACTIVIDAD ECONÓMICA	THD MAX	THD Promedio	THD Limite	N°CLIENTES POR ARMONICA SIGNIFICATIVA					TOTAL
				3°	4°	5°	7°	11°	
FAB.PROD. MINERALES NO METALICOS	2,86	2,86	8				1		1
FAB.PROD. METALICOS, MAQ. ACC	2,91	2,75	8			3			3
RESIDENCIAL	3,02	2,01	8	2		21	1		24
SERVICIOS AGRICOLAS	3,76	2,39	8			4			4
AGRICULTURA, CAZA, SILVICULTURA Y PESCA	4,13	2,04	8	3		42	9		54
INDUS. DEL PAPEL, IMPRENTAS	4,14	3,03	8			6	1		7
SERVICIOS DE SALUD Y SIMILARES	4,20	2,77	8			13	1		14
USO GENERAL	4,31	2,51	8	3		101	5	1	110
RESTAURANTES, CAFES Y HOTELES	4,32	3,10	8			14			14
INDUSTRIAL	4,48	2,61	8	10		339	14	1	364
OTROS	4,64	2,58	8			46	6		52
ESTABLECIMIENTOS FINANCIEROS	4,77	3,30	8			17			17
SERVICIOS AGUA	5,13	2,62	8	3		69	3	1	76
COMUNICACIONES	5,21	2,57	8	5		83	3		91
TEXTIL, CONFEC E IND DEL CUERO	5,36	2,84	8		1	24			25
COMERCIAL	6,51	3,05	8	3		163	2		168
ADM. PUBL., DEFENSA Y ADM. MUN	19,17	3,33	8	1		41	3		45
TOTAL	19,17	2,68	8	30	1	986	49	3	1.069

Tabla 5.1

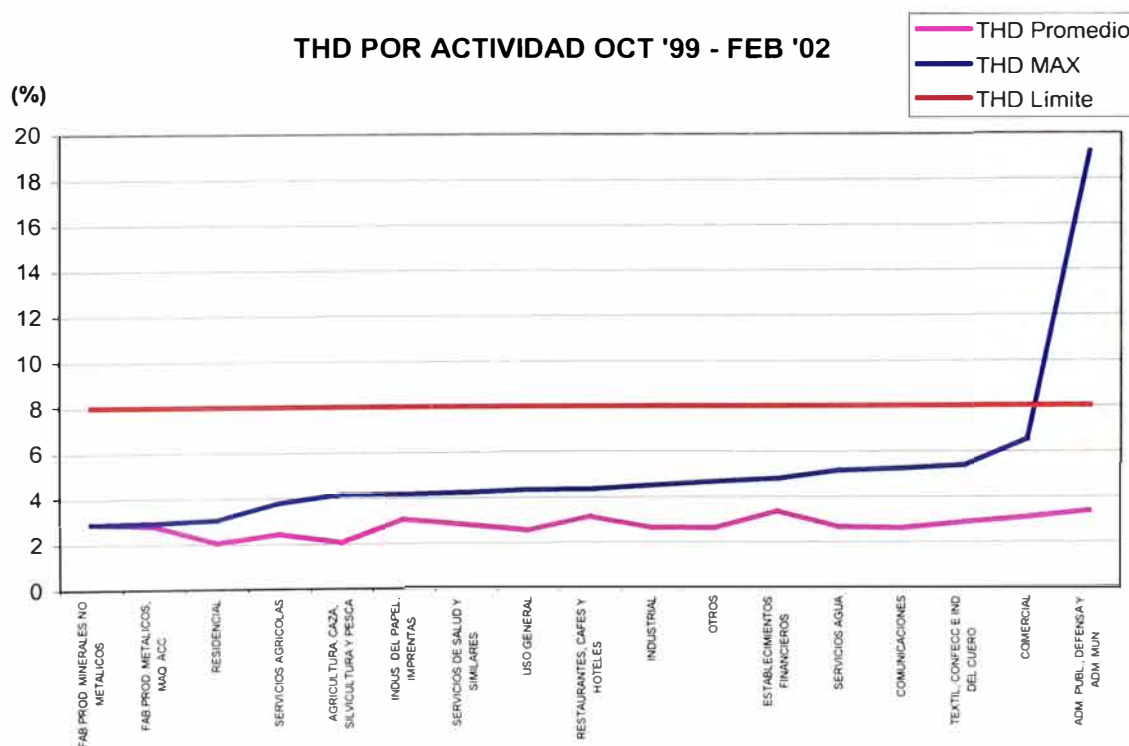


Figura 5.1

ARMONICAS SIGNIFICATIVAS POR ACTIVIDAD OCT '99 - FEB '02

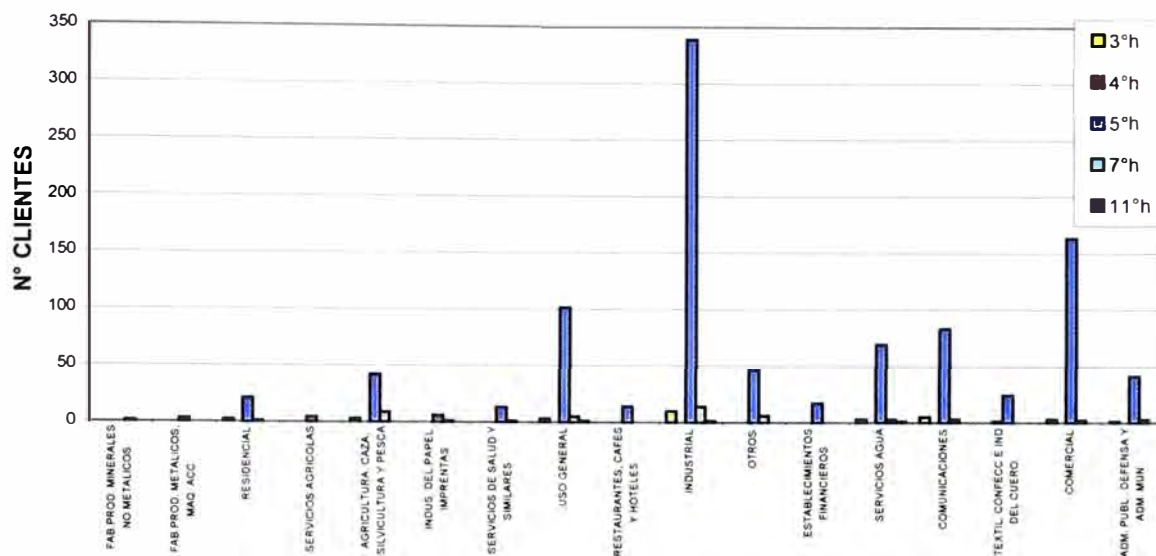


Figura 5.2

De la figura 5.2, se observa que para todos los tipos de actividades, la 5° armónica es siempre la más predominante.

De las actividades: Industrial, Comercial, Uso General, Comunicaciones, Servicios de Agua y Agricultura, que tienen la mayor cantidad de clientes (81% del total), la 5° armónica representa el 93%, 97%, 92%, 91%, 91% y 78%, respecto a la cantidad de clientes por cada actividad.

DISTRIBUCIÓN DE LAS ARMÓNICAS SIGNIFICATIVAS

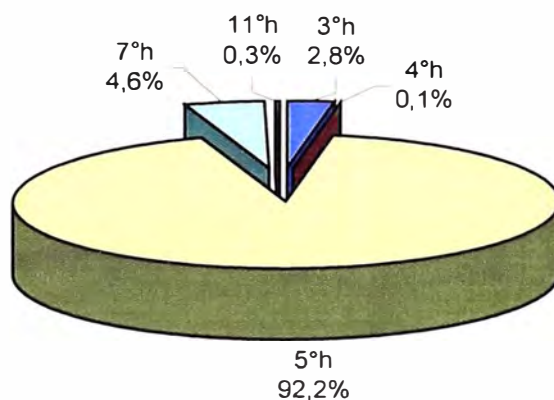


Figura 5.3

CAPÍTULO VI

TRANSGRESIONES A LA NTCSE Y SENSIBILIZACIÓN DE RESULTADOS

6.1 Mediciones Fuera de Rango

De las 1.069 mediciones efectuadas durante el periodo octubre 1999 a febrero 2002, 46 de ellas superaron las tolerancias establecidas en la NTCSE, es decir el 4,3% del total de mediciones. Todos estos casos superaron las tolerancias de las tensiones armónicas individuales y ninguno de ellos superaron la tolerancia del THD (8%).

De las actividades Industrial, Comercial, Uso General, Comunicaciones, Servicios de Agua y Agricultura, que tienen la mayor cantidad de clientes medidos (el 81% del total), las mediciones fuera de rango (aquellas que superan el estándar establecido en la NTCSE) representan el 4,1%, 3,6%, 3,6%, 4,4%, 9,2% y 0% respectivamente, respecto a la cantidad de clientes medidos de su misma actividad. Asimismo, estas 6 actividades tienen un total de 36 puntos fuera de rango, lo que representa el 78% del total (46 puntos).

6.2 Compensaciones

A fin de mantener en reserva los montos de las compensaciones obtenidas, éstas han sido modificadas tomando como base el número 100

para los montos de la 2da. Etapa. Según la NTCSE, las compensaciones en la 3ra. Etapa equivalen a 11 veces las compensaciones obtenidas en la 2da. Etapa.

Las actividades Industrial, Restaurantes y Administración Pública, representan el 79% de la compensación total, mientras que los puntos fuera de rango respectivos, solo representan el 41% del total (46 puntos).

ACTIVIDAD ECONÓMICA	Mediciones Fuera de Rango	Compensación (PU)	
		2da Etapa	3ra Etapa
INDUSTRIAL	15	45,46	500,06
RESTAURANTES, CAFES Y HOTELES	1	22,46	247,07
ADM. PUBL., DEFENSA Y ADM. MUN	3	10,69	117,60
COMERCIAL	6	6,75	74,25
USO GENERAL	4	6,11	67,18
SERVICIOS AGUA	7	5,19	57,11
TEXTIL, CONFEC E IND DEL CUERO	1	2,49	27,34
COMUNICACIONES	4	0,76	8,31
RESIDENCIAL	2	0,09	0,95
ESTABLECIMIENTOS FINANCIEROS	1	0,01	0,06
SERVICIOS AGRICOLAS	1	0,01	0,06
OTROS	1	0,00	0,00
AGRICULTURA, CAZA, SILVICULTURA Y PESCA	0	0,00	0,00
FAB.PROD. METALICOS, MAQ. ACC	0	0,00	0,00
FAB.PROD. MINERALES NO METALICOS	0	0,00	0,00
INDUS. DEL PAPEL, IMPRENTAS	0	0,00	0,00
SERVICIOS DE SALUD Y SIMILARES	0	0,00	0,00
TOTAL	46	100,00	1.100,00

Tabla 6.1

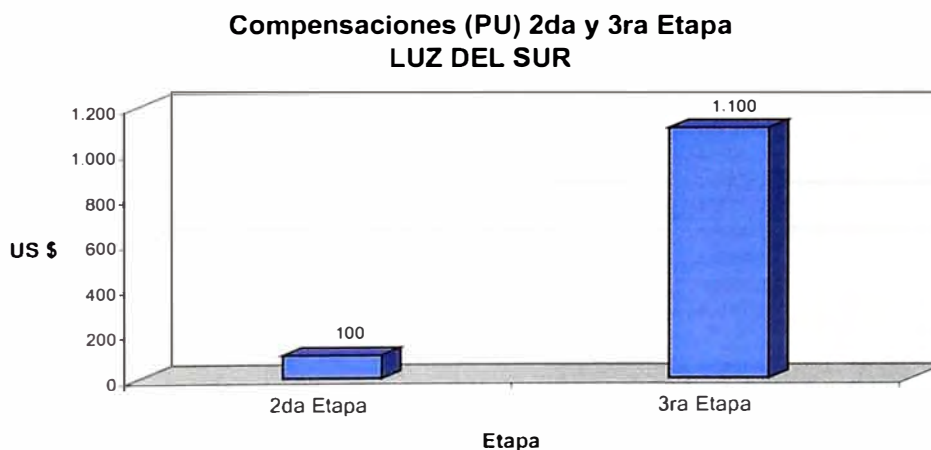


Figura 6.1

MEDICIONES FUERA DE RANGO POR ACTIVIDAD ECONÓMICA

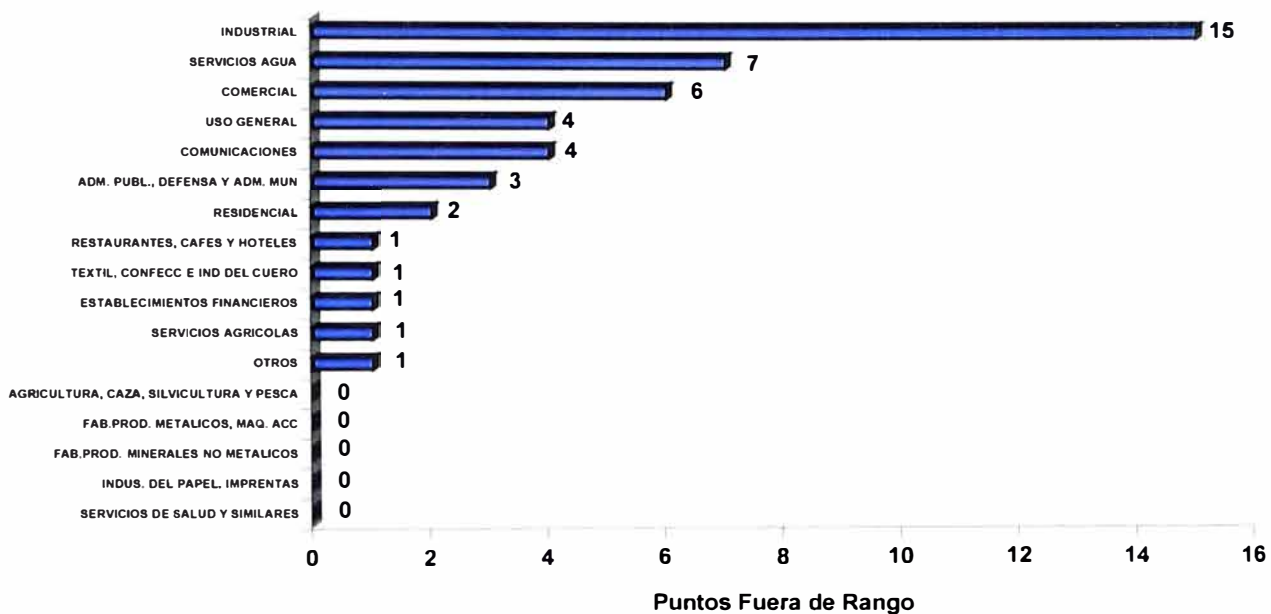


Figura 6.2

DISTRIBUCIÓN DE LAS MEDICIONES FUERA DE RANGO

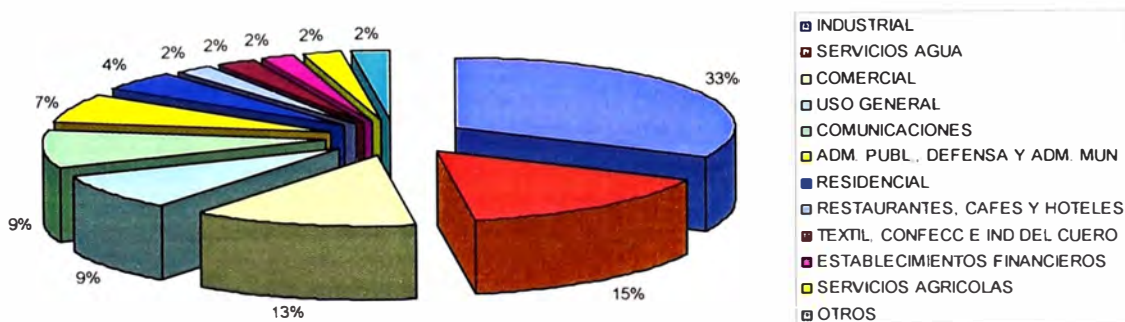


Figura 6.3

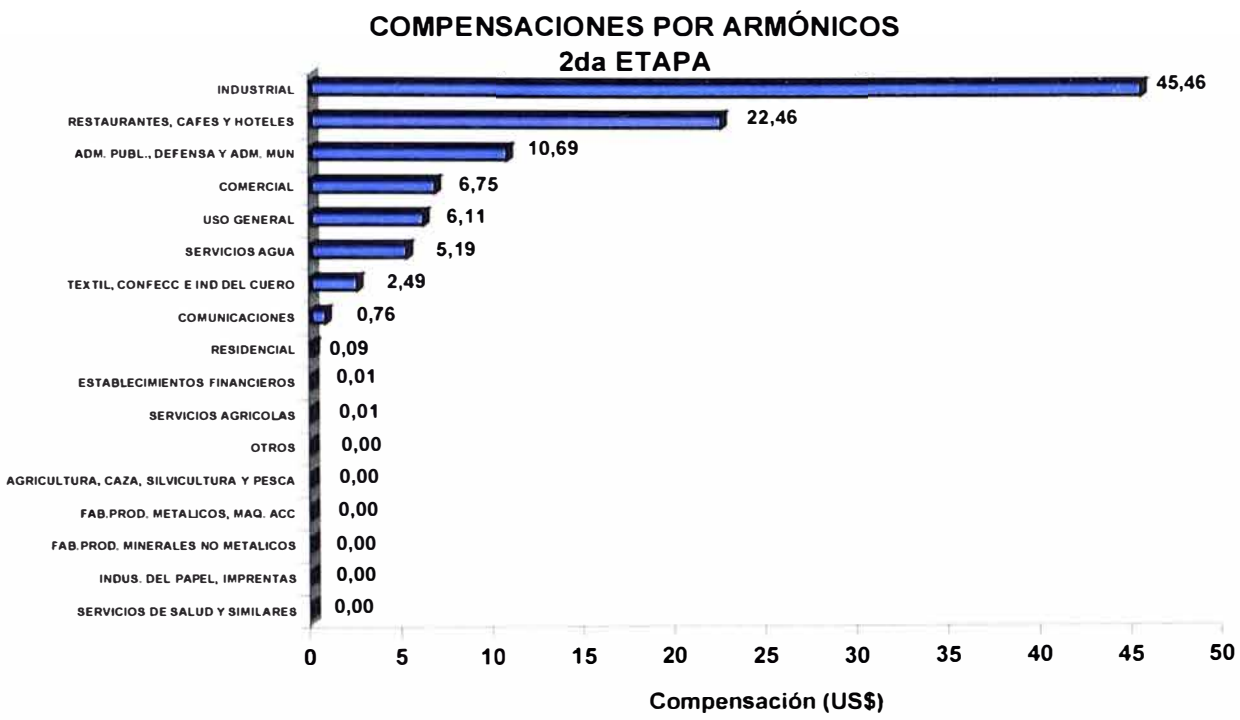
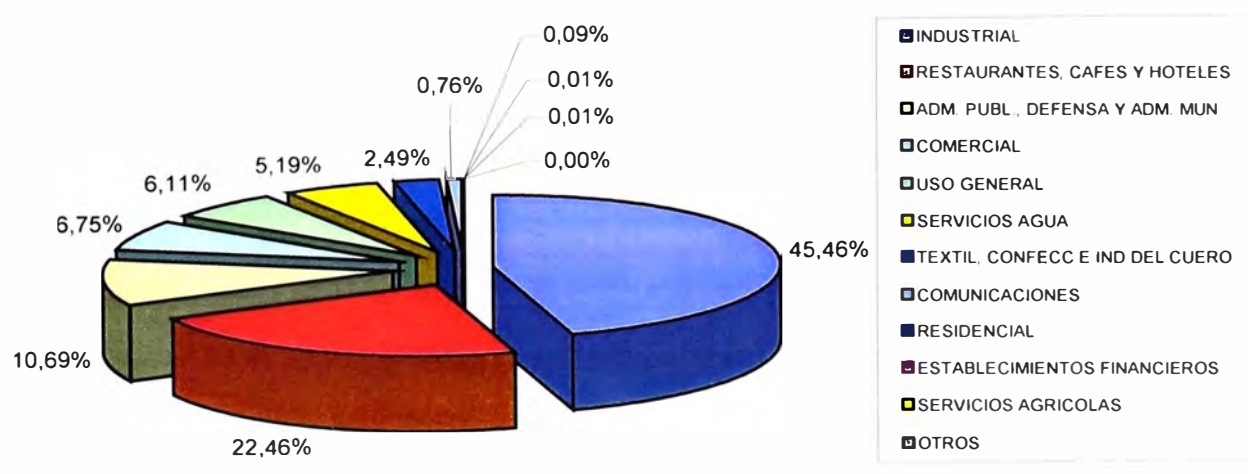


Figura 6.4

DISTRIBUCIÓN DE LAS COMPENSACIONES POR ARMÓNICOS



Compensación Total (p.u.) = 100

Figura 6.5

6.3 Sensibilización de Resultados Variando la Tolerancia del THD

A fin de analizar que resultados se obtendrían en la cantidad de puntos fuera de rango y las compensaciones al sensibilizar el factor de Distorsión Total por Armónicas (THD), modificando la tolerancia establecida en la NTCSE (8%), se efectuaron variaciones de este factor desde 1% hasta 8%, recalculándose de esta manera, los intervalos que sobrepasen este nuevo límite de THD por cada cliente, y consecuentemente obteniéndose nuevos resultados por cada actividad. Cabe mencionar, que en todos los casos, se mantuvieron inalterables los límites de las tensiones armónicas individuales (V_i) mostradas en la tabla 2.14.

6.3.1 Resultados en Puntos Fuera de Rango

En la tabla 6.2 se muestra la evolución por actividad de la cantidad de mediciones que superan el estándar o también denominados puntos fuera de rango (FR), y de la cantidad de mediciones que se encuentran dentro del estándar o también denominados puntos dentro del rango (DR).

De la figura 6.6 observamos que la equidad entre puntos fuera de rango y puntos dentro del rango, se encuentra entre los THD 2 y 3, asimismo, se observa que la cantidad de puntos FR se satura prácticamente a partir del THD igual a 5 y que permanece invariable cuando este se incrementa hasta un valor igual a 8, manteniendo constante la cantidad de 46 puntos FR que equivalen según la figura 6-7 al 4,30% respecto a la cantidad total de puntos medidos (1069 puntos). Este efecto de saturación se presenta debido a que para un valor de THD mayor a 5, los 46 puntos FR

se deben exclusivamente a que las tensiones armónicas individuales de dichos puntos superan los estándares fijados en la tabla 2.14.

Adicionalmente, de la figura 6.7 observamos que hay un 1,22% de puntos que se “resisten” a sobrepasar el estándar cuando el THD es igual 1.

ACTIVIDAD ECONOMICA	THD8		THD7		THD6		THD5		THD4		THD3		THD2		THD1	
	FR	DR	FR	DR	FR	DR	FR	DR	FR	DR	FR	DR	FR	DR	FR	DR
ADM. PUBL., DEFENSA Y ADM. MUN	3	42	3	42	3	42	3	42	3	42	25	20	38	7	44	1
AGRICULTURA, CAZA Y PESCA	0	54	0	54	0	54	0	54	1	53	3	51	21	33	54	0
COMERCIAL	6	162	6	162	6	162	7	161	20	148	75	93	149	19	167	1
COMUNICACIONES	4	87	4	87	4	87	5	86	9	82	27	64	55	36	90	1
ESTABLECIMIENTOS FINANCIEROS	1	16	1	16	1	16	1	16	2	15	8	9	16	1	17	0
FABR. PROD. METALICOS, MAQ. ACC	0	3	0	3	0	3	0	3	0	3	0	3	0	3	0	0
FABR. PROD. MINERALES NO MET	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0
INDUS. DEL PAPEL, IMPRENTAS	0	7	0	7	0	7	0	7	0	7	4	3	6	1	7	0
INDUSTRIAL	15	349	15	349	15	349	15	349	19	345	103	261	243	121	358	6
OTROS	1	51	1	51	1	51	1	51	2	50	12	40	35	17	51	1
RESIDENCIAL	2	22	2	22	2	22	2	22	2	22	2	22	12	12	23	1
RESTAURANTES, CAFES Y HOTELES	1	13	1	13	1	13	1	13	2	12	6	8	14	0	14	0
SERVICIOS AGRICOLAS	1	3	1	3	1	3	1	3	1	3	2	2	3	1	4	0
SERVICIOS AGUA	7	69	7	69	7	69	7	69	9	67	27	49	50	26	76	0
SERVICIOS DE SALUD Y SIMILARES	0	14	0	14	0	14	0	14	0	14	4	10	11	3	14	0
TEXTIL, CONFEC. E IND. DEL CUERO	1	24	1	24	1	24	2	23	2	23	11	14	21	4	24	1
USO GENERAL	4	106	4	106	4	106	4	106	7	103	25	85	71	39	110	0
TOTAL	46	1 023	46	1 023	46	1 023	49	1 020	79	990	334	735	749	320	1 057	12

Tabla 6.2

PUNTOS FR Y DR VARIANDO EL THD_{ESTANDAR}

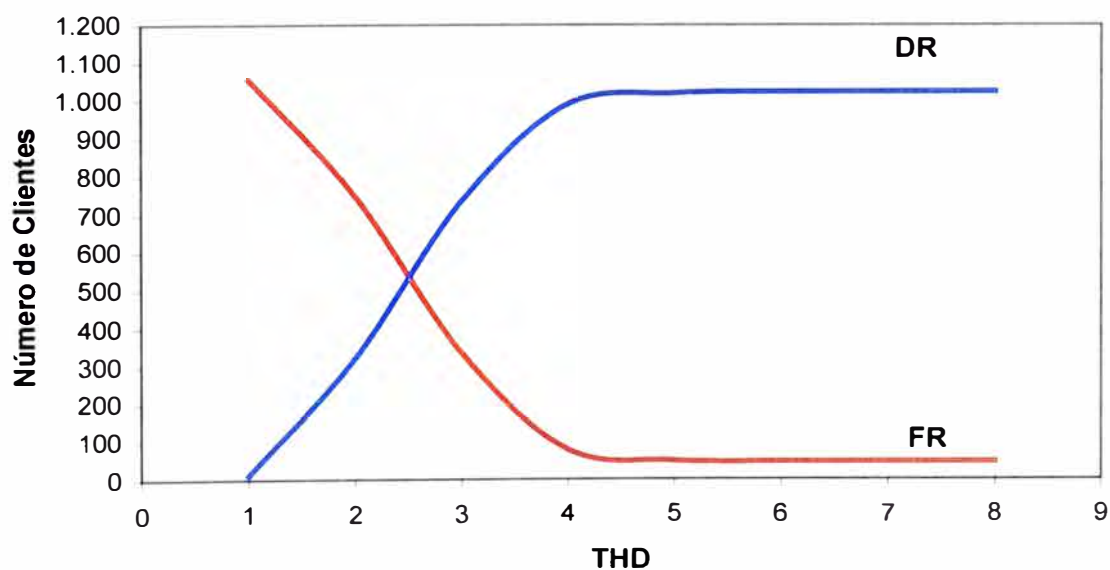


Figura 6.6

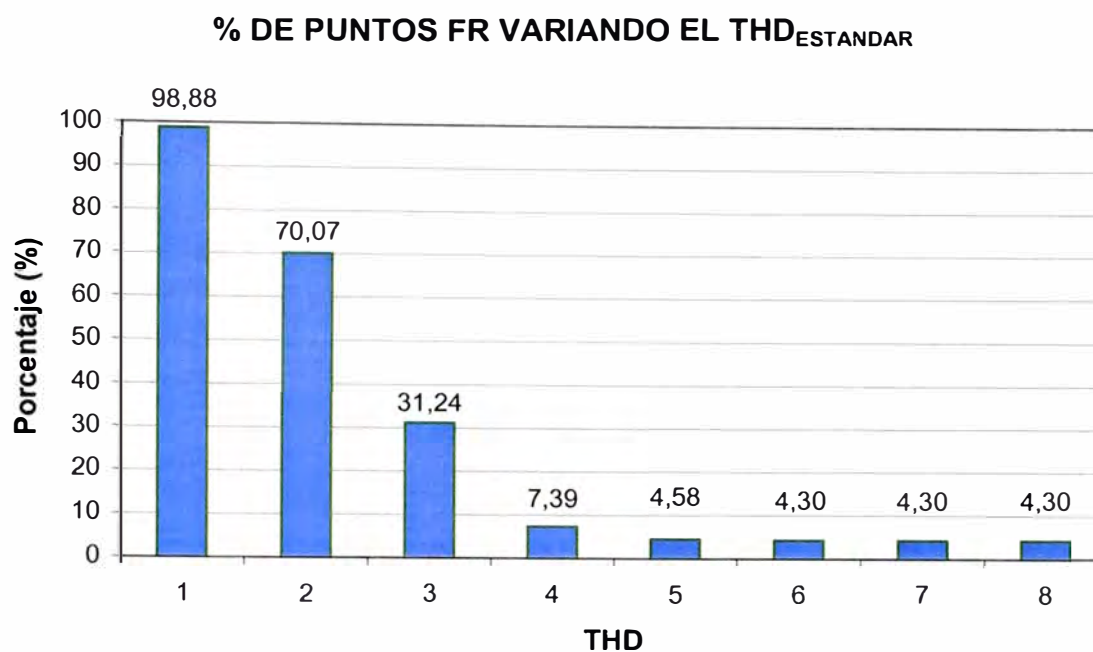


Figura 6.7

6.3.2 Resultados en Compensaciones

En la tabla 6.3 se observa la evolución de las compensaciones por actividad, manteniéndose la compensación total prácticamente inalterable desde un THD mayor o igual a 5. Esta saturación es por efecto de los puntos FR por armónicas individuales, lo cual fue explicado en el numeral 6.3.1.

A medida que el THD varía a valores menores que 5, la compensación crece en forma exponencial (ver figura 6.8), incrementándose las compensaciones para un THD igual a 4 a 450%, para un THD igual a 3 a 7.724%, para un THD igual a 2 a 64.626% y para un THD igual a 1 a 660.429%.

ACTIVIDAD ECONÓMICA	Comp THD 8	Comp THD 7	Comp THD 6	Comp THD 5	Comp THD 4	Comp THD 3	Comp THD 2	Comp THD 1
ADM. PUBL., DEFENSA Y ADM. MUN	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	14,74	202,78	1.250,33
AGRICULTURA, CAZA, SILVICULTURA Y PESCA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	2,28	45,41	302,25
COMERCIAL	6,75	6,75	6,80	7,85	454,79	7.629,08	46.102,66	87.701,89
COMUNICACIONES	0,76	0,76	0,76	0,76	1,11	15,37	269,43	1.754,46
ESTABLECIMIENTOS FINANCIEROS	0,01	0,01	0,01	0,01	0,32	16,40	263,91	880,90
FABR.PROD. METALICOS, MAQ. ACC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,07	168,42
FABR.PROD. MINERALES NO METALI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,14	74,09
INDUS. DEL PAPEL, IMPRENTAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,12	27,59	114,93
INDUSTRIAL	45,46	45,46	45,46	45,46	45,59	81,46	14.387,74	477.542,66
OTROS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	1,71	68,81	644,18
RESIDENCIAL	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	1,66	81,35
RESTAURANTES, CAFES Y HOTELES	22,46	22,46	22,46	22,46	22,47	24,80	147,47	546,99
SERVICIOS AGRICOLAS	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,05	1,22	7,28
SERVICIOS AGUA	5,19	5,19	5,19	5,19	5,33	10,88	104,88	795,15
SERVICIOS DE SALUD Y SIMILARES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	3,19	88,82	683,53
TEXTIL, CONFEC E IND DEL CUERO	2,49	2,49	2,49	2,50	2,93	11,15	242,13	2.511,21
USO GENERAL	6,11	6,11	6,11	6,11	6,13	11,56	2.762,90	85.469,04
TOTAL	100,00	100,00	100,05	101,12	549,56	7.823,89	64.725,59	660.528,66

Tabla 6.3

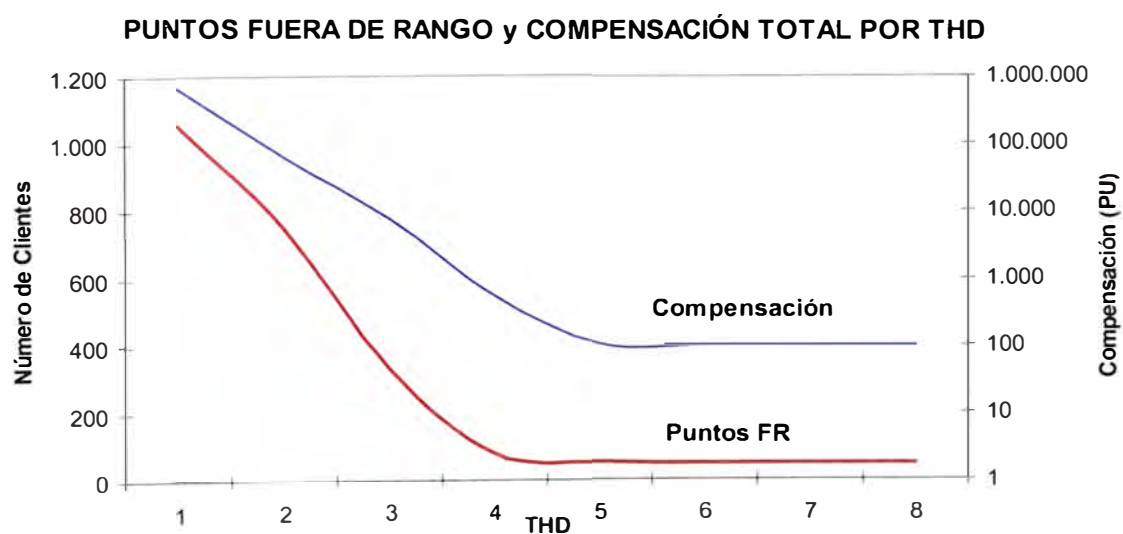


Figura 6.8

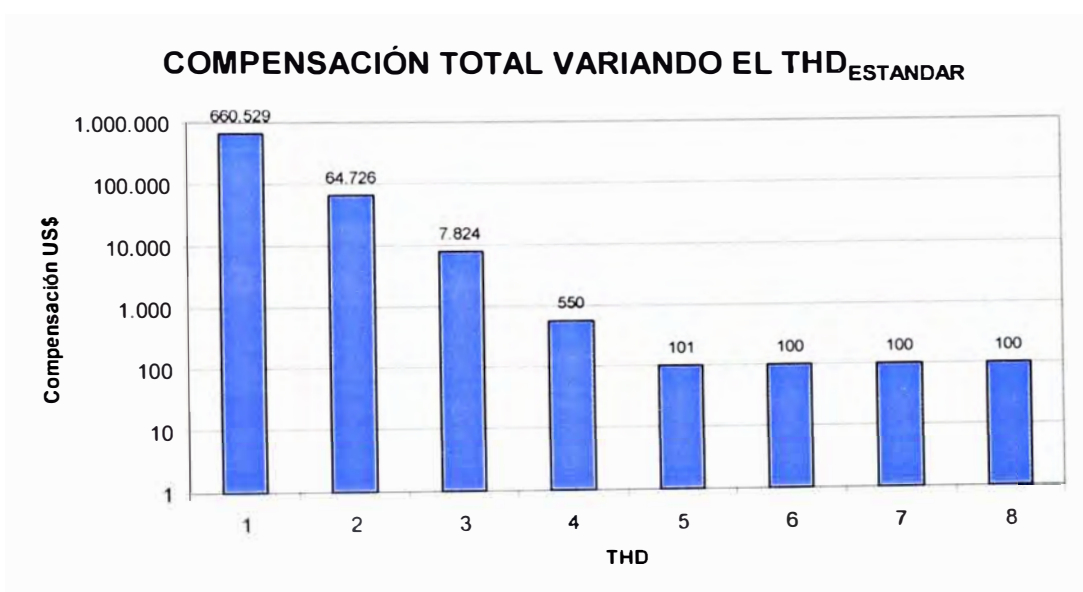


Figura 6.9

CAPÍTULO VII

PROPUESTA DE FIJACIÓN DE LÍMITES A CLIENTES

7.1 Introducción

De acuerdo a lo indicado en la Sexta Disposición Final de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE): *“Cada Empresa de Distribución fija los límites máximos de emisión de perturbaciones que un Cliente pueda generar e inyectar en la red, en función al número y características de los Clientes conectados a un mismo punto de acoplamiento común y a las tolerancias establecidas en la Norma, tolerancias que deben ser respetadas en tales puntos. Estos niveles serán compatibles con valores reconocidos internacionalmente y aprobados por la Autoridad.”*, se propone limitar el nivel de distorsión que un cliente puede introducir a la red aplicando el estándar IEEE Std 519 del año 1992.

Sobre la base de la aplicación de este estándar, el presente capítulo establece la metodología a seguir para el tratamiento de los casos encontrados fuera de rango durante el control de las perturbaciones eléctricas (armónicas de tensión) según lo indicado en la NTCSE.

7.2 Metodología Propuesta

7.2.1 Consideraciones Generales

- La distorsión armónica del voltaje del sistema es producto de la interacción del flujo de corrientes armónicas y las impedancias de los elementos del sistema.
- Las corrientes armónicas son producidas o inyectadas al sistema por los propios usuarios.

7.2.2 Fundamento Teórico

- Los límites de emisión de corriente armónica recomendados, tienen en cuenta el tamaño relativo de las cargas de los usuarios entre sí y también la fortaleza del sistema eléctrico (capacidad de corto circuito) al que ellos se conectan.
- La norma en la cual se basa esta propuesta para la limitación de las corrientes armónicas inyectadas a la red, es la norma IEEE Std 519-1992 cuyas recomendaciones podrían ser adoptadas por Luz del Sur.
- Los procedimientos establecidos en esta norma también son aplicables al interior de las instalaciones de los clientes, pero los valores límites de corriente podrían en estos casos ser diferente.
- El Punto de Acoplamiento Común (PAC) es aquel punto de donde se encuentran conectados eléctricamente una o más cargas (clientes MT y subestaciones MT/BT). La figura 7.1 muestra un ejemplo de PAC.

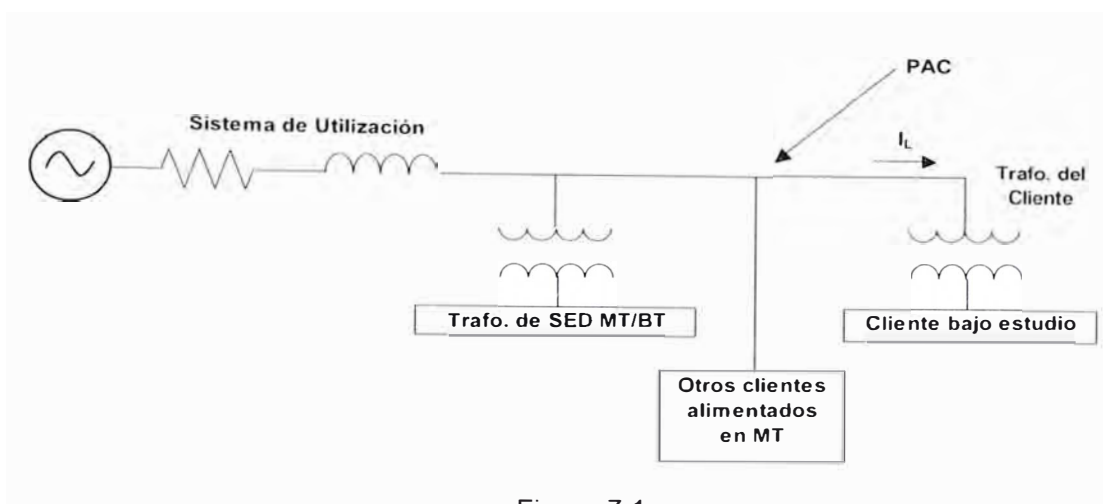


Figura 7.1

En los casos donde el cliente se alimenta en MT de forma exclusiva; el PAC estará ubicado en el “punto de entrega”.

7.2.3 Procedimiento para la determinación de los Límites de Emisión de Corrientes Armónicas

La norma IEEE Std 519-1992, establece una tabla límite para las corrientes armónicas inyectadas por un usuario. Para establecer este límite se debe conocer:

- El valor de la corriente de cortocircuito I_{cc} en el punto de acoplamiento común PAC; es decir, en el empalme del usuario donde se medirá la inyección de armónicos.
- La componente fundamental de la máxima corriente demandada por la carga en el PAC I_L , calculada como el valor medio de los dos valores más altos de las demandas máximas leídas durante los 12 meses precedentes a la medición.
- La distorsión armónica total de corriente (THD_i) se define como:

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} \times 100\% \quad (7.1)$$

donde:

I_h = valor de la corriente armónica individual (rms en amperios)

h = orden del armónico

I_L = corriente de máxima demanda de la carga (comp. fundamental)

- Si las cargas que producen armónicas consisten en convertidores de energía con un número de pulso (q) más alto que seis, los límites indicados en la tabla son aumentados por un factor igual a:

$$\sqrt{\frac{q}{6}} \quad (7.2)$$

con tal de que las magnitudes de las armónicas no-características sean menores que el 25% de los límites especificados en la tabla.

- Con estos valores se determinan los valores máximos permitidos de distorsión de corriente en cada usuario en particular. Ver tabla 7.1.

Máxima Distorsión de la Corriente Armónica Impar en % de Orden Armónico Fundamental						
I_{CC}/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	THD_i
<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

Las armónicas pares se limitan al 25% de los límites armónicos impares mostrados en esta tabla.

I_{CC} : Máxima corriente de corto circuito en el PAC.
 I_L : Máxima corriente demandada por la carga en el PAC (comp.fundamental)
 THD_i : Distorsión armónica total de corriente en % de I_L .

Tabla 7.1: IEEE 519 Límites de Distorsión de Corriente
(Validos para redes de 120 V - 69 kV)

7.3 Ejemplo de Aplicación

- La medición fue efectuada a un cliente en media tensión.
- Se efectuaron registros de valores promedios y valores instantáneos de las armónicas de tensión y corriente (armónicas individuales de orden 2 hasta la 40 incluido el THD_v y THD_i).
- Los registros se efectuaron por un periodo de medición de 04 días, con intervalos de 10 minutos.
- Se desarrolló un programa de cálculo para el estudio de la emisión de corrientes armónicas, teniendo en cuenta todas las consideraciones establecidas en la norma IEEE Std 519-1992.

7.3.1 Descripción del Análisis

- Se evalúan los indicadores de calidad de acuerdo a las tolerancias o valores límites establecidos en la NTCSE.
- Se analiza el comportamiento de los niveles de tensión armónica con los niveles de corriente armónica, a fin de determinar la correlación entre ambos y establecer el grado de influencia en la distorsión de la onda de tensión en el PAC.
- Evaluación de las corrientes armónicas individuales, comparándola con los límites establecidos en la norma IEEE Std 519-1992 según tabla 7.1.
- Evaluación del comportamiento de las corrientes armónicas y su direccionalidad en función del flujo de las potencias armónicas.

- Análisis del comportamiento de los niveles de distorsión y su relación con el diagrama de carga del usuario.
- Finalmente, se presentan las observaciones y conclusiones finales derivadas del análisis de la medición.

7.3.2 Resultados Obtenidos

- **Evaluación según NTCSE**

Resultado de la Medición:

Armónicas Fuera de Rango: 12^o (29,86%), 18^o (46,53%)

% de tiempo fuera de rango: 53,47 %.

- **Análisis de Tensiones vs Corrientes Armónicas**

Para el presente caso práctico se toma la armónica de orden 18 como fuente de análisis por ser la más representativa y de mayor presencia. Se observa que el nivel de la tensión armónica no guarda relación con el comportamiento de la corriente armónica (ver figura 7.2). De lo cual se deduce que la emisión de armónicas de orden 18 del cliente no representa demasiada influencia en la distorsión de la onda de tensión de la red; por lo tanto, será necesario analizar la presencia de otros clientes que tienen mayor influencia en la distorsión de la onda de tensión.

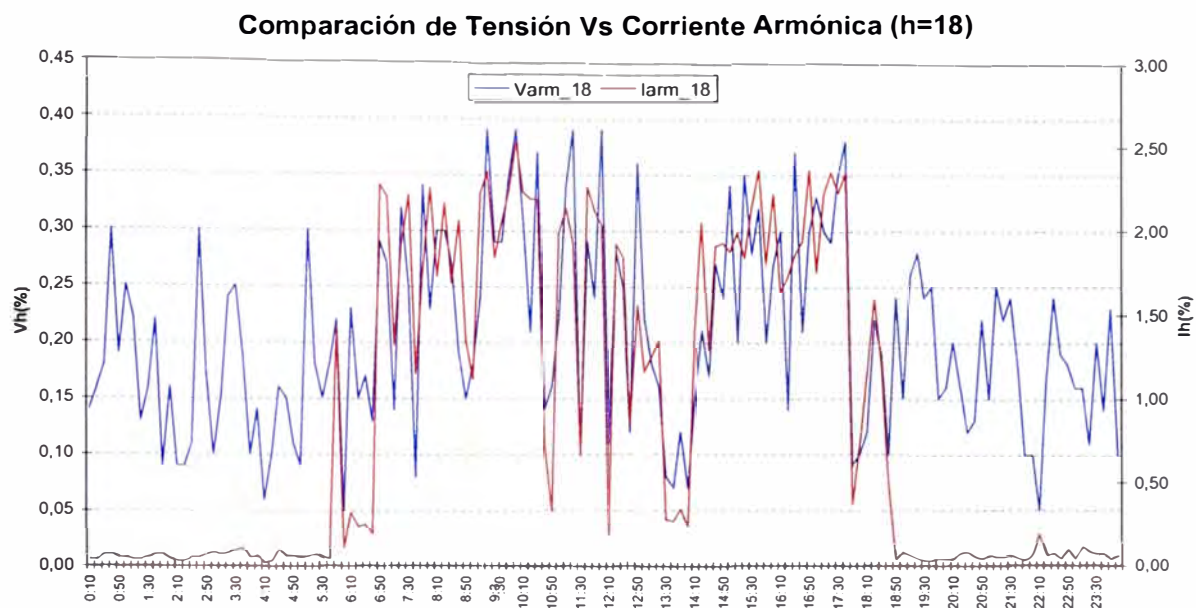


Figura 7.2: Análisis de la tensión y corriente armónica de orden 18°.

- **Determinación del valor Límite de Distorsión de la Corriente Armónica**

Se realiza el análisis para la armónica de orden 18:

$$\begin{array}{l}
 I_{Lmax} (A) = 4,95 \\
 I_{cc} (A) = 1\ 389
 \end{array}
 \quad \Rightarrow \quad
 I_{cc} / I_{Lmax} = 280,61$$

De acuerdo a los límites establecidos en la Norma IEEE Std 519-1992 tabla 7.1, el límite de emisión para la corriente armónica de orden 18 es 1,25%.

En la figura 7.3 se observa que existen intervalos de tiempo en los cuales los valores de la corriente armónica de orden 18 superan la tolerancia establecida (1,25%).

- **Evaluación de la Direccionalidad**

Asimismo, de acuerdo al sentido de flujo de la potencia armónica (P_h (-): Cliente \rightarrow Sistema; P_h (+): Sistema \rightarrow Cliente), podemos observar en la figura 7.3 que en varios intervalos de tiempo el cliente inyecta armónicas de orden 18 al sistema eléctrico.

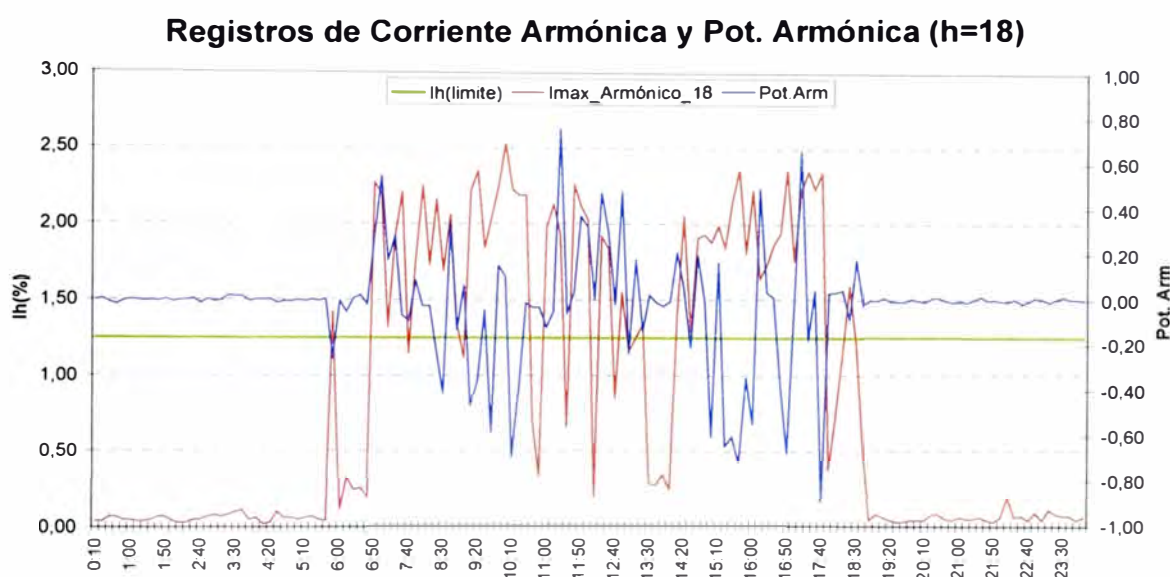


Figura 7.3: Evaluación de la corriente y potencia armónica (h=18).

- **Evaluación de Niveles de Distorsión de Armónica vs Consumo**

Del gráfico mostrado en la figura 7.4, se observa que la corriente armónica de orden 18 representa una carga lineal de poca magnitud respecto a la carga total.

7.3.3 Observaciones y Conclusiones

Del análisis de las mediciones efectuadas se concluye lo siguiente:

- El Cliente inyecta armónicos de orden 18° a la red, pero sin la capacidad suficiente para distorsionar la onda de tensión.

El sistema entrega una tensión distorsionada al Cliente; por lo cual es necesario efectuar los análisis respectivos para determinar la(s) fuente(s) de origen.

En general el cliente tiene cargas de consumo lineal, esto explica que al aumentar sus consumos, sus niveles de distorsión armónica disminuyan.

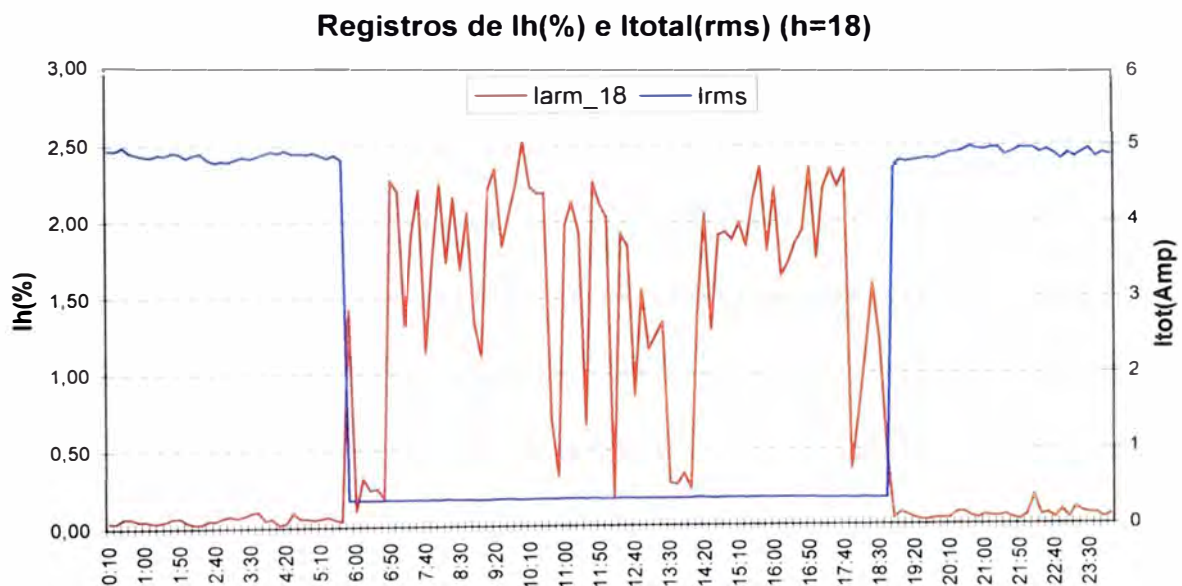


Figura 7.4: Comparación de los registros de corriente armónica y corriente total.

CONCLUSIONES

1. Desde el punto de vista técnico, las armónicas producen una serie de efectos negativos, los que pueden ser resumidos en:

- i) Aumento de pérdidas en redes y en equipos eléctricos
- ii) Disminución de la vida útil de los equipos
- iii) Pérdida de calidad y de confiabilidad del sistema eléctrico

Es claro que todos estos aspectos son importantes en la operación de un sistema eléctrico.

2. Dentro de los aspectos no técnicos, el propósito de las Normas y estándares relacionados con la limitación de las armónicas en los sistemas eléctricos de potencia puede resumirse en la necesidad de:

- i) Controlar la distorsión de tensión y corriente a niveles que los equipos conectados al sistema puedan tolerar.
- ii) Garantizar que los clientes tendrán una tensión con una forma adecuada a sus necesidades.
- iii) Limitar el nivel de distorsión que un cliente puede introducir a la red.
- iv) Asegurar que las armónicas no interfieran con otros sistemas, tales

como los sistemas telefónicos.

3. De las mediciones efectuadas en el periodo octubre 1999 a febrero 2002, todas tienen presencia de tensiones armónicas. Las armónicas significativas encontradas son de orden 3°, 4°, 5°, 7° y 11°, siendo la armónica de orden 5° la de mayor representatividad (92%), asimismo, la armónica de orden 5° está presente en 16 de las 17 actividades económicas de las 1069 mediciones.
4. Solo en la actividad económica Administración Pública, Defensa y Administración Municipal se encontró un THD máximo promedio de 19,17 que supera la tolerancia de la NTCSE (8%). Asimismo, el THD promedio del total de clientes es de 2,68, cuyo valor está muy por debajo del límite establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).
5. El 4,3% del total de mediciones (46 puntos fuera de rango) salieron fuera de los estándares fijados en la NTCSE, y en todos los casos fue debido a las Tensiones Armónicas Individuales (V_i), en ningún caso se debió al Factor de Distorsión Total de Armónicas (THD).
6. Las mediciones fuera de rango se encuentran solo en 12 de las 17 actividades económicas, de las cuales el 78,3% de puntos fuera de rango se encuentra concentrado en 5 actividades, siendo la más representativa el sector industrial con 15 puntos fuera de rango (32,6%).

7. Respecto a las compensaciones, el 78,61% está concentrado en 3 actividades económicas, siendo la más representativa la del sector industrial (45,46%).
8. Al sensibilizar el valor del Factor de Distorsión Total de Armónicas (THD) establecido como estándar (THD = 8), los puntos fuera de rango se saturan para valores de THD mayores a 5. Esto es debido a que estos puntos fuera de rango, superan el estándar solamente por tensiones armónicas individuales. En lo que respecta a las compensaciones, estas crecen exponencialmente cuando el THD es menor a 5, incrementándose a un valor máximo de 660.429% cuando el THD es igual a 1.
9. La trasgresión del límite de emisión de armónicas de corriente (norma IEEE Std 519-1992) fijados para un cliente, no implica que se transgredan también los límites de las armónicas individuales de tensión fijadas en la NTCSE. Esto garantizaría que una carga perturbadora no se encuentre en situación de sobrepasar los niveles máximos permitidos de las armónicas de tensión, sin antes sobrepasar los niveles de emisión de armónicas de corriente.
10. Finalmente, los resultados de las mediciones evidencian la existencia de armónicos en el sistema eléctrico de potencia, siendo los clientes, las principales fuentes que inyectan estas perturbaciones a la red. Al ser la electricidad un producto imperceptible, es necesaria la aplicación

de una Norma que establezca estándares que controlen la emisión de armónicos. En este sentido, la NTCSE vigente establece dichos estándares, sin embargo, es conveniente en este caso, que estos estándares sean el resultado de un acuerdo entre las diferentes partes involucradas (Autoridad – Suministrador – Cliente).

APENDICE A

Especificaciones Técnicas de Equipos

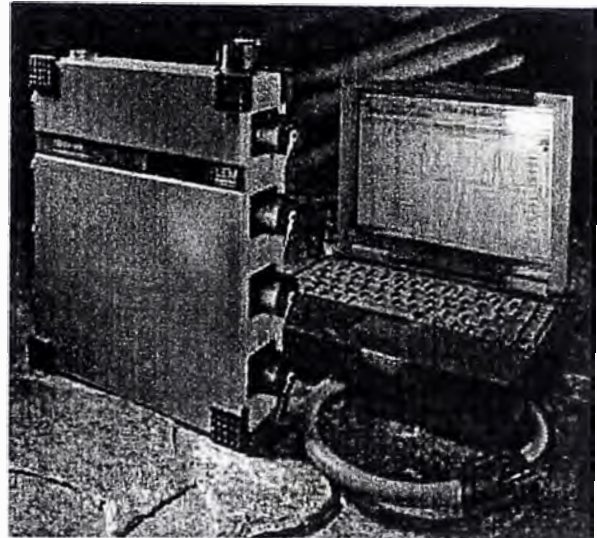
Analizadores de Redes Eléctricas

Topas 1000 y Unilyzer 900F

Power Network Analyser TOPAS 1000

Effecting measurement tasks in medium and low voltage networks faster and with a single tool:

- Analyse disturbances and their causes
- Determine load capacity reserves at the transformer or its outputs
- Acquire and analyse transient events
- Monitor voltage quality according to EN 50160
- Detect interfering mains feedback and expensive power peaks
- Check the functioning of the ripple control system



General

TOPAS 1000 is a Power Network Analyser that can be used to locate interference sources and assess mains voltage quality in compliance with the applicable standards. The extremely rugged mechanical construction (IP65) of **TOPAS 1000** is highly estimated especially under harsh or wet conditions. The large data memory (up to 2 GB) provides a method of effecting long-term recordings. These recordings are the basis for detailed evaluations and analyses to assess disturbances and the mains voltage quality.

Measurements effected with **TOPAS 1000**:

- Disturbance source detection
- Voltage, current and power analysis
- Load and energy measurements
- Transient analysis
- Signalling voltage analysis
- Power quality analysis as per EN 50160

Power quality as per EN 50160

- Harmonics
- Interharmonics
- Flicker
- Voltage variations
- Unbalance
- Frequency

Averaging intervals for 20ms...24h

- RMS voltage
- RMS current
- Active power
- Apparent power
- Power factor
- Energy

Oscilloscope representation of

- Voltage
- Current

Frequency spectrum of

- Voltage
- Current
- Active power
- Reactive power
- Symmetrical components

Disturbance source detection

- Evaluation of flicker sources
- Detect sources of voltage dips
- Detect sources of distortion
- Analysis of resonances

Analysis of signalling voltages

- Measurement of signalling voltages on 3 voltage channels
- Measurement of signalling frequency
- Level of ripple control signals

Transients

- Recording of 4 voltage channels
- 100 kHz to 10 MHz sampling rate per channel
- 20 ms to 2s recording period
- Triggering at voltage levels of high-frequency signal components
- 6 kV input voltage range

Hardware

- 8 identical insulated channels
- Synchronised sampling
- Rugged insulated housing
- Dust and splash-proof as per IP65
- Large memory for long-term measurements
- Buffer battery for 5 minutes

Communication and data transfer

- Ethernet
- RS 232 serial interface
- External modem

TOPAS 1000 was developed in cooperation with power utilities optimised for field applications and the requirements of operating electrical energy assets.

LEM
LEITUNGSMESSTECHNIK

Measuring Functions

TOPAS 1000 is a data logger recording measuring data for long periods of time (months) and transferring them online to an analysis computer (typically a notebook). Measuring data can be retrieved during data logger operation without interrupting the measurements via one of the existing interfaces. An online display is also available.

TOPAS 1000 measures 4 currents and 4 voltages or 8 voltages alternatively.

The tables below give an overview of all the measuring functions currently available.

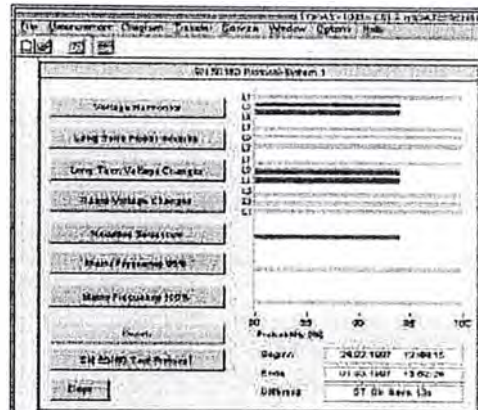
	Power quality	
	Daily average values	
	Preset average intervals	
	10 minute average values	
	Events	
	3 seconds average	
	RMS values 10 ms – 1 week	
	Oscilloscope 6.4 kHz / channel	
	Transients 100 kHz – 10 MHz / channel	
	Ripple control analysis	
	Online measurements	Oscilloscope Transients Events

Measuring Data Analysis

The measuring results are displayed graphically as level time diagrams or cumulative frequency functions. The data can be superimposed in one diagram. Each data point can be selected by mouse-controlled cursor and its coordinates displayed in numerical fields. All the sections of a diagram can be exported as a text table. This table can be used with "Cut & Paste" in Windows via clipboard or the measured data can be saved as a text file. The table format allows for importing into spreadsheet applications. Several analysis windows can be opened simultaneously. The analysed data is maintained until the respective window is closed again.

EN 50160 Analysis

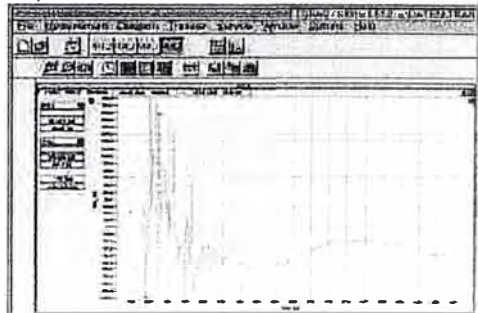
This analysis provides a rapid overview of the power quality. By red and green bars it is possible to determine the voltage quality at once.



A multitude of supplementary measuring functions are available in addition to this overview. It is only with these extended evaluation procedures that the source of these limit violations can be determined.

Transients

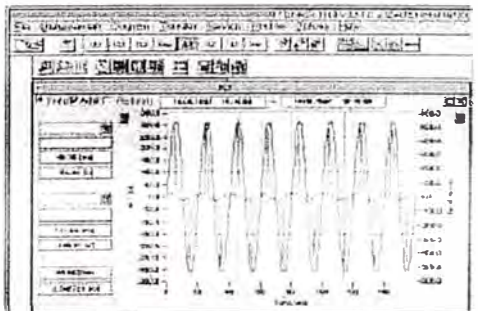
Transient switching or lightning surges can destroy electronic devices due to the high level of voltage. It is only by monitoring these pulses by means of transients analysis that such influences can be explained.



Electronic devices can also be the reason for such interferences. These influences with fairly low voltage levels are frequently the cause of computer crashes or malfunctioning devices. Finding these interference sources is only possible with fast-sampling transient analysis.

Oscilloscope

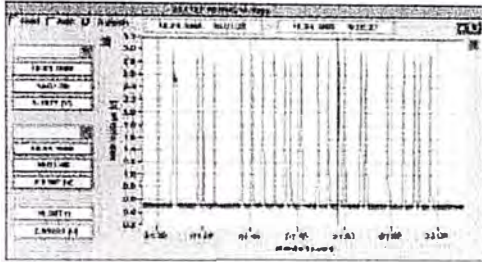
The oscilloscope function is used to evaluate current and voltage waveforms. Highly distorted voltages cause thermal overloads of neutral wires and transformers.



This function can also be used to represent amplitude spectrums of voltages, currents and power

Ripple control signal analysis

Some equipment such as street lighting and heating devices are remote controlled by means of signalling voltages. Multi-tariff meters can also be switched with these signals. Interference may result in comprehensive, time-consuming analysis and damage to equipment.



This function provides a very useful tool to detect the source of interferences. All quantities which could influence these signals are analysed and displayed.

Events list

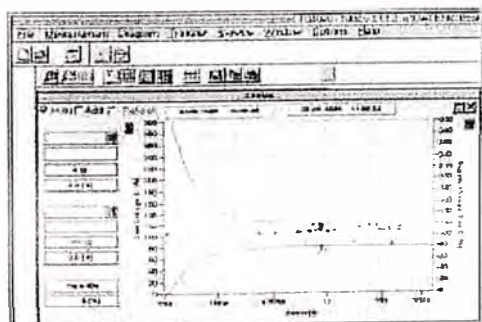
The events list provides a compact overview of all events that occurred. This representation is particularly compact. Thirty thousand events occupy 1MB memory only. This list can be transferred without problems even with slow modem connections.

Time	Type	Value	Duration	Power
12:00:00	Phase loss	0.0	0.5	0.0
12:00:05	Phase sequence	1.0	0.5	0.0
12:00:10	Phase voltage	2.0	0.5	0.0
12:00:15	Phase current	3.0	0.5	0.0
12:00:20	Phase power	4.0	0.5	0.0
12:00:25	Phase energy	5.0	0.5	0.0
12:00:30	Phase frequency	6.0	0.5	0.0
12:00:35	Phase temperature	7.0	0.5	0.0
12:00:40	Phase humidity	8.0	0.5	0.0
12:00:45	Phase pressure	9.0	0.5	0.0
12:00:50	Phase speed	10.0	0.5	0.0
12:00:55	Phase acceleration	11.0	0.5	0.0
12:01:00	Phase deceleration	12.0	0.5	0.0
12:01:05	Phase vibration	13.0	0.5	0.0
12:01:10	Phase shock	14.0	0.5	0.0
12:01:15	Phase impact	15.0	0.5	0.0
12:01:20	Phase collision	16.0	0.5	0.0
12:01:25	Phase explosion	17.0	0.5	0.0
12:01:30	Phase fire	18.0	0.5	0.0
12:01:35	Phase flood	19.0	0.5	0.0
12:01:40	Phase theft	20.0	0.5	0.0
12:01:45	Phase vandalism	21.0	0.5	0.0
12:01:50	Phase sabotage	22.0	0.5	0.0
12:01:55	Phase terrorism	23.0	0.5	0.0
12:02:00	Phase war	24.0	0.5	0.0
12:02:05	Phase nuclear	25.0	0.5	0.0
12:02:10	Phase biological	26.0	0.5	0.0
12:02:15	Phase chemical	27.0	0.5	0.0
12:02:20	Phase physical	28.0	0.5	0.0
12:02:25	Phase electrical	29.0	0.5	0.0
12:02:30	Phase magnetic	30.0	0.5	0.0
12:02:35	Phase optical	31.0	0.5	0.0
12:02:40	Phase acoustic	32.0	0.5	0.0
12:02:45	Phase olfactory	33.0	0.5	0.0
12:02:50	Phase gustatory	34.0	0.5	0.0
12:02:55	Phase tactile	35.0	0.5	0.0
12:03:00	Phase auditory	36.0	0.5	0.0
12:03:05	Phase visual	37.0	0.5	0.0
12:03:10	Phase cognitive	38.0	0.5	0.0
12:03:15	Phase emotional	39.0	0.5	0.0
12:03:20	Phase behavioral	40.0	0.5	0.0
12:03:25	Phase social	41.0	0.5	0.0
12:03:30	Phase cultural	42.0	0.5	0.0
12:03:35	Phase religious	43.0	0.5	0.0
12:03:40	Phase political	44.0	0.5	0.0
12:03:45	Phase economic	45.0	0.5	0.0
12:03:50	Phase technological	46.0	0.5	0.0
12:03:55	Phase scientific	47.0	0.5	0.0
12:04:00	Phase artistic	48.0	0.5	0.0
12:04:05	Phase literary	49.0	0.5	0.0
12:04:10	Phase musical	50.0	0.5	0.0
12:04:15	Phase theatrical	51.0	0.5	0.0
12:04:20	Phase cinematic	52.0	0.5	0.0
12:04:25	Phase televisual	53.0	0.5	0.0
12:04:30	Phase digital	54.0	0.5	0.0
12:04:35	Phase analog	55.0	0.5	0.0
12:04:40	Phase hybrid	56.0	0.5	0.0
12:04:45	Phase quantum	57.0	0.5	0.0
12:04:50	Phase relativistic	58.0	0.5	0.0
12:04:55	Phase cosmological	59.0	0.5	0.0
12:05:00	Phase astrophysical	60.0	0.5	0.0
12:05:05	Phase geophysical	61.0	0.5	0.0
12:05:10	Phase climatological	62.0	0.5	0.0
12:05:15	Phase oceanological	63.0	0.5	0.0
12:05:20	Phase limnological	64.0	0.5	0.0
12:05:25	Phase hydrological	65.0	0.5	0.0
12:05:30	Phase meteorological	66.0	0.5	0.0
12:05:35	Phase atmospheric	67.0	0.5	0.0
12:05:40	Phase planetary	68.0	0.5	0.0
12:05:45	Phase interplanetary	69.0	0.5	0.0
12:05:50	Phase interstellar	70.0	0.5	0.0
12:05:55	Phase galactic	71.0	0.5	0.0
12:06:00	Phase extragalactic	72.0	0.5	0.0
12:06:05	Phase cosmological	73.0	0.5	0.0
12:06:10	Phase astrophysical	74.0	0.5	0.0
12:06:15	Phase geophysical	75.0	0.5	0.0
12:06:20	Phase climatological	76.0	0.5	0.0
12:06:25	Phase oceanological	77.0	0.5	0.0
12:06:30	Phase limnological	78.0	0.5	0.0
12:06:35	Phase hydrological	79.0	0.5	0.0
12:06:40	Phase meteorological	80.0	0.5	0.0
12:06:45	Phase atmospheric	81.0	0.5	0.0
12:06:50	Phase planetary	82.0	0.5	0.0
12:06:55	Phase interplanetary	83.0	0.5	0.0
12:07:00	Phase interstellar	84.0	0.5	0.0
12:07:05	Phase galactic	85.0	0.5	0.0
12:07:10	Phase extragalactic	86.0	0.5	0.0
12:07:15	Phase cosmological	87.0	0.5	0.0
12:07:20	Phase astrophysical	88.0	0.5	0.0
12:07:25	Phase geophysical	89.0	0.5	0.0
12:07:30	Phase climatological	90.0	0.5	0.0
12:07:35	Phase oceanological	91.0	0.5	0.0
12:07:40	Phase limnological	92.0	0.5	0.0
12:07:45	Phase hydrological	93.0	0.5	0.0
12:07:50	Phase meteorological	94.0	0.5	0.0
12:07:55	Phase atmospheric	95.0	0.5	0.0
12:08:00	Phase planetary	96.0	0.5	0.0
12:08:05	Phase interplanetary	97.0	0.5	0.0
12:08:10	Phase interstellar	98.0	0.5	0.0
12:08:15	Phase galactic	99.0	0.5	0.0
12:08:20	Phase extragalactic	100.0	0.5	0.0

With the sorting functions it is possible to select and analyse the most important incidents. From this list you can make an easy and rapid selection of data required for further analysis.

CBEMA curve

The events list data can also be displayed in the CBEMA curve. In this list the events are evaluated according to their level and duration.



This graph provides an excellent overview of events at the test point

Configuration

Before starting data logger measurements TOPAS 1000 must be configured via a computer in TOPAS 1000 software. Configuration files can be stored, loaded and compiled with menu-guidance. The configuration menu provides for the following settings:

Descriptive text

A descriptive text can be entered into a text box with information on the measurement.

Nominal values and limit values

All the limits complying with EN 50160 can be set.

Interharmonics

The rms value of the interharmonics is measured. When a certain level is exceeded oscilloscope values are recorded and the intermediate frequency is determined. All the intermediate frequency (IF) signals can be acquired by the means of this method.

Measuring time

Start time, stop time and a pause time can be entered. Thus it is possible to measure at precise times (e.g. midday peak from 12 am to 2 pm daily).

Memory management

It is possible to limit the amount of memory for the various types of files. This will avoid the memory being filled unintentionally e.g. with instantaneous values. The memory management can be circular or linear. In the case of linear storage no more data is stored on reaching the memory limit. In the case of circular storage the oldest data records are overwritten.

Trigger conditions

TOPAS 1000 can determine the trigger thresholds automatically. This operating mode requires no settings. The trigger thresholds can also be set manually by the user. When the trigger thresholds are exceeded harmonics, rms values and powers, oscilloscope views of current and voltage, transients and signalling voltages can be recorded.

It is also possible to trigger upon exceeding one or more harmonics (1 - 50). For all channels it is possible to trigger on upper or lower violation of oscilloscopes or rms values.

Hardware settings

Current and voltage sensors can be connected to any channel. The assignment "measured quantity - channel" and the setting of the measuring range are effected during configuration. Certain measuring ranges or sensors can be predefined. If the wrong sensor is connected in that case the measuring instrument will react by flashing the LED of the respective channel. An additional scaling factor can be entered for each channel. So it is possible to take into account the transformer ratio of current or voltage transformers.

Calibration

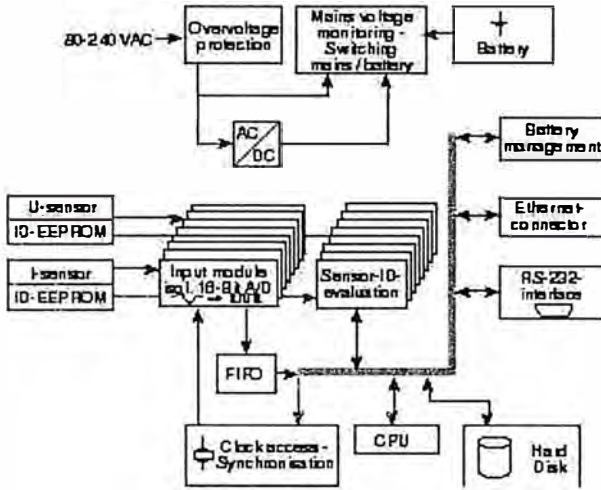
The calibration menu shows the calibration data of all eight analogue channels and of the connected sensors. This menu can be used to calibrate channels and sensors and check the deviations with appropriate reference instruments and signal sources.

Self-test

TOPAS 1000 features comprehensive functions for system diagnosis. The internal memory, input channels, sensors, interfaces and battery are tested and a diagnosis protocol is output. The analogue channels are tested by measuring the noise voltage and the offset voltage.

Hardware

Block diagram



Analogue inputs

The instrument features 8 galvanically insulated analogue inputs which can be configured for either current or voltage measurements.

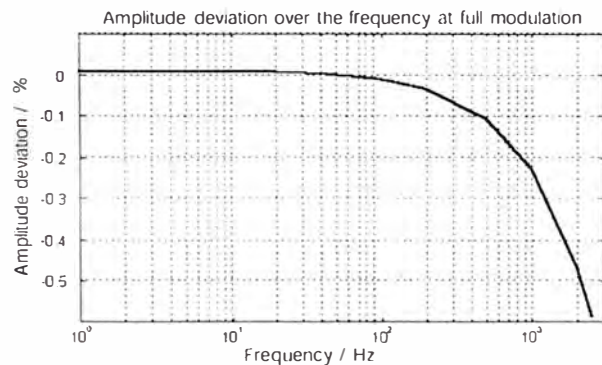
Each channel is equipped with a passive low-pass filter as a protection against voltage transients and to limit signal rise times, an anti-aliasing filter and an 16-bit A/D converter. All channels are sampled synchronously based on a common quartz-controlled clock pulse.

The filter structure of the analogue inputs reduces frequency components and especially the noise voltage above half the sampling rate of the A/D converter by 80dB, thus achieving very small measuring errors in an exceptionally large amplitude range. Nor will this small measuring error be exceeded under extreme operating conditions such as transient voltage swells at the output of converters.

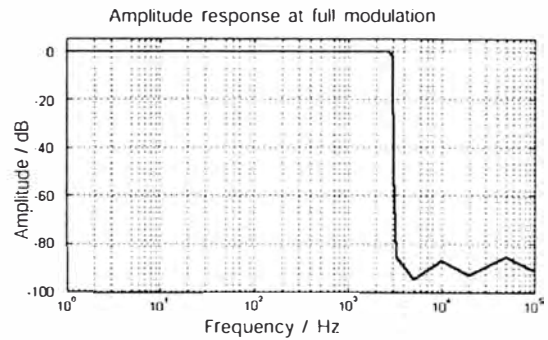
The instrument effects narrow-band measurements with precisely defined frequency response. Between the 3dB limit frequency at 0.45-fold sampling frequency and the 1.2 higher frequency the amplitude response falls 80dB below the A/D converter's resolution. Within the range of this amplitude fall particular attention is paid to identical phase responses of the analogue inputs in order to avoid errors during power measurement.

Frequency response

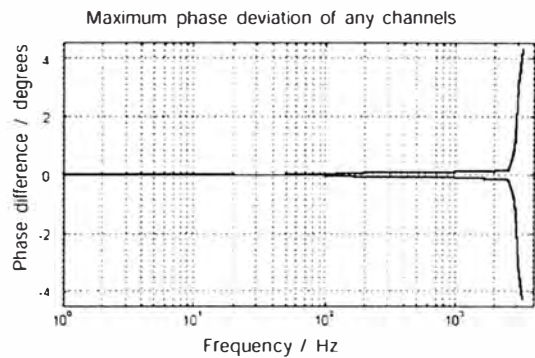
At a sampling rate $f_a = 6400\text{Hz}$ the amplitude deviation goes from 0Hz to 2500Hz.



Amplitude response from 0 Hz to 100 kHz

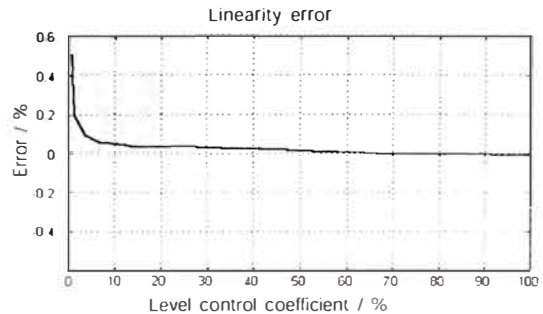


Phase difference of any analogue channels from 0-0.54 fa



Linearity

At a sampling rate $f_a = 6400\text{Hz}$ the measured value error at 50 Hz amounts to:



Measuring error total

The total measuring error including voltage or current sensor is far below the error as per class 0.5 and harmonic class A of standard EN 61000-4-7. The actual total error results from the specification of the analogue module and the corresponding sensor. The error values indicated apply to the warmed up instrument at 25°C ambient temperature. The error limits indicated apply up to the maximum voltage rise time.

The instrument is basically suited for current, voltage and power measurements at the output of frequency converters. Direct current measurements at the converter with shunts are also possible. Taking into account the maximum voltage slew rate the same error indications apply as on the mains.

Total error for rms values < 0.5 % of measured value at $f < 2500\text{Hz}$, full scale, ambient temperature 25°C, averaging time > 10 ms.

Total error for rms values < 0.1 % of measured value at $f = 50\text{Hz}$, full scale, ambient temperature 25°C, averaging time > 10 ms.

Total error for powers at $f < 2500$ Hz, accuracy $< 1\%$ of full scale, ambient temperature 25°C , averaging time > 10 ms: $< 2.2\%$ of measured value at $\cos\phi = 1$.

Total error for powers at $f < 2500$ Hz, full modulation, ambient temperature 25°C , averaging time > 10 ms: $< 1.2\%$ of measured value at $\cos\phi = 1$.

Total error for powers at $f = 50$ Hz, accuracy $< 1\%$ of full scale, ambient temperature 25°C , averaging time > 10 ms: $< 1\%$ of measured value at $\cos\phi = 1$.

Total error for powers at $f = 50$ Hz, full modulation, ambient temperature 25°C , averaging time > 10 ms: $< 0.2\%$ of measured value at $\cos\phi = 1$.

(The errors of connected sensors are not taken account of).

Common mode rejection

Common mode rejection between 0 Hz and 100 kHz: -130 dB of measuring range.

Temperature drift

Change of amplification through temperature: < 150 ppm/K.

Ageing

Change of amplification due to ageing: $< 0.06\%$ / year.

Noise

Noise voltage, input short-circuited: < 20 μV .

Spectral noise voltage density: $0.4\mu\text{V} / \sqrt{\text{Hz}}$.

Nominal data

Input resistance 1 M Ω

Input capacitance 5 pF

Measuring range (peak value) 280 mV

Overload capacity 1000 V cont.

Maximum voltage slew rate: 15 kV/ μs

Sampling

The sampling rate is synchronised to mains frequency and will be 6400 Hz typically on a 50 Hz network. Synchronisation is possible in the range from 45-65 Hz with a resolution of 10 ppm. The absolute error limit for frequency measurement is 200 ppm.

Measuring cycles

As per EN 61000-4-7:

Frequency 3 s, 10 s, 10 min, 1 h, 24 h

RMS voltage 10 ms, 3 s, 10 min, 1 h, 24 h

Harmonics 160 / 320 ms

As per EN 60868:

Flicker 20 ms, 10 min, 2 h

Data memory

The measuring instrument is equipped with a 1 GB, or 2 GB hard disk or 512 kB CF-card.

Interfaces

The instrument is accessed with an MS-Windows compatible computer (Windows 3.11, Windows 95, Windows NT) and the network software included in these operating systems, preferably Ethernet. For this, the instrument can be integrated into any Ethernet system. For 10 base 2 (twisted pair) the integration is direct, for 10 base T (coaxial cable and BNC connector) via an adapter available as an accessory. As an alternative, it is also possible to communicate with the instrument via serial interface (RS 232) or external modem.

Power supply

The instrument is supplied from a wide range power supply and can be operated with the following voltages:

- Alternating current, 45 Hz to 65 Hz, 100 V – 240 V and
- Direct current, 100 V to 375 V

In the case of a power supply failure an integrated battery takes over the supply of the measuring instrument for up to 5 minutes. After that, or when the battery hasn't got enough capacity, the measuring instrument switches off and continues with the last settings valid after re-establishment of the voltage supply.

Safety

TOPAS 1000 conforms with CE Marking requirements and complies with IEC/EN 61010 "Safety regulations for electric measuring, control, automatic control and laboratory instruments".

The housing and connectors of **TOPAS 1000** are made exclusively of non-conducting materials.

Protective system

With closed interface cover **TOPAS 1000** complies with protective system IP65 (dust and splash proof).

Operating temperature range

0 ... 40°C ambient temperature.

The instrument was developed on the condition that instrument's temperature upon power ON would be between 0°C and 40°C , with enough heat to operate at ambient temperatures down to -20°C . The only component which cannot be specified for operation down to -20°C is the hard disk.

Dimensions and weight

H x W x D: 300 x 325 x 65 mm

Weight: approx. 4 kg

Display

TOPAS 1000 features 9 LEDs as status displays. The mains LED shows the power supply status. There is a separate LED for each channel providing information on signal level and possible faults for the respective channel.

Mains LED

- Permanent light: uninterrupted power supply.
- Flashing light: supply via battery in the case of failure of mains supply.

Channel LEDs

- Brief light ON: too low or no measuring signal
- Brief light OFF: overload
- Permanent light: "channel o.k."
- Rapid flashing: "sensors incorrectly connected".

Technical data

Inputs

Insulated (each input separate), 600 V CAT III

Rated input voltage 0.2 V rms

One 16-bit A/D converter with anti-aliasing filter per channel

Accuracy <1 % from 0 ... 2.5 kHz

Precision class A to EN 61000-4-7

Measurement

Sampling rate typ. 6.4 kHz at 50 Hz mains frequency synchronizes to fundamental frequency automatically

45-65 Hz (error <10 ppm)

Transients 100 kHz ... 10 MHz(500kHz)/channel

Measurement intervals: 10 ms, 0.16 s, 0.32 s, 3 s (10 s), 10 min, 1 h, (2 h), 24 h, 1 week

Logging mode

Mains statistics as per EN 50160, rms values, max. values, flicker level, voltage dips, overvoltages, supply interruptions, (short and long-term), harmonics, interharmonics, THD, voltage unbalance, signal voltages, harmonic power by magnitude and phase, ripple control signal analysis, transients

On-line mode

Oscilloscope current and voltage, FFT of time functions, distortion factors, active and reactive power spectra, rms values, mean values, active power, power factors, positive sequence, negative sequence and zero phase sequence systems.

Interfaces

Ethernet (compatible with Windows 3.11, Windows 95 and Windows NT), serial interface (RS 232), external modem

Memory

Hard disk or Compact Flash card

Dimensions and weight

H x W x D: 300 x 325 x 65 mm

Weight: approx. 4 kg

Protection class

IP 65

Operating temperature range

0 ... 40 °C

optionally -20 ... 50°C

Probes

Voltage probes for various ranges between 1 V and 1000 V are available for **TOPAS 1000**.

Current sensors for direct current measurement (shunts) are available between 20 mA and 5 A.

Passive current clamps (AC only) are available in ranges with 1 A and 1000 A (switchable current clamp).

All the probes feature a memory for calibration factors and serial number which is read automatically by the measuring instrument. Current clamps additionally feature a software-controlled measuring range toggle.

Basically, any measuring transducer with an output signal in the range +/-280mV can be used on **TOPAS 1000**.

Accuracy of Voltage Sensors

Temperature drift: 100 ppm/K
Aging: <0.06% / year

	Voltage probe 400V AC/DC A680502002	Voltage probe 100V AC/DC A680502001
Range	4...680 V	1...170V
Linearity	0.15%	0.15%
accuracy / phase angle	45Hz...65Hz	0.11% / 0.005°
	65Hz...1kHz	0.15% / 0.034°
	1kHz...3kHz	0.2% / 0.125°
test voltage	5550Vrms	5550Vrms
operating voltage	600V CAT III	600V CAT III

voltage- sensors	SENSOR 1V	SENSOR 5V	SENSOR 10V	SENSOR 480V	SENSOR 1000V
	A 6805 02004	EP 1002 A	EP 1110 A	EG0001Z	EP1010A
range	0.01...1.7V	0.05...8.5V	0.1...17V	4.8...820V	10...1700V
max. input voltage	100V	100V	100V	1000V	2000V
operating voltage	300V CAT II	300V CAT II	300V CAT II	300V CAT III	1000V CAT III

Accuracy of Clip-on Probes

	range	accuracy band	frequency	phase angle	test voltage Vrms	operating voltage
CLIP-ON CURRENT TRANSFORMER 1000/100A A680501052	0.1A...1200A/ 0.1A...120A	0.5%	16Hz...5kHz	0.5°	5550	600V CAT III
CLIP-ON CURRENT TRANSFORMER 500/50A A680501051	4A...500A(600*)/ 4A...50A	0.5%	48Hz...1kHz	1°	5550	600V CAT III
CLIP-ON CURRENT TRANSFORMER 100/10A A680501050	100mA...120A/ 100mA...12A	0.5%	45Hz...10kHz	3.5°	---	max.30V to ground
CLIP-ON CURRENT TRANSFORMER 5/1A A680501049	50mA...14A/ 50mA...2.8A	0.5%	40Hz...5kHz	3°	---	max.30V to ground
LEMFLX 10...1000A A680501053	10 2200A**	0.5%	45...3.0kHz	0.5°	5550	600V CAT III
LEMFLX 100-6000A A680501059	100 12.2kA**	0.5%	45...3.0kHz	0.5°	5550	600V CAT III
SHUNT 20mA A680501057	55mA/ 400mA***	0.2%	DC...3.0kHz	0.1°	2300	300V CAT II
SHUNT 1A A680501054	2.8/6.5A***	0.2%	DC...3.0kHz	0.1°	2300	300V CAT II
SHUNT 5A A680501055	10A/12.25A***	0.2%	DC...3.0kHz	0.1°	2300	300V CAT II

Errors in % of measuring range at 23°C ±3°C, at 48 to 65 Hz (calibrated sensors)

Phase angle error at nominal current

.. 10min On/30 min OFF

... for sinusoidal signals

*** max. overload

Order references TOPAS 1000

Analyzer

TOPAS 1000 Standard equipment 8 channels (4 x current/4 x voltage or 8 x voltage), EN50160 option, Ethernet, serial interface, hard disk >540 MB	A 5505 10010
TOPAS 1000 TS with 3 LEM-flex 10-1000A, 3 sensors 400 V, with trigger option, without EN50160 in carrying case	A 5505 10011
TOPAS 1000 S with 3 LEM-flex 10-1000 A, 3 sensors 400 V, without EN50160, without trigger option	EP 1130A
TOPAS 1000 S with 3 1/5 A current probes, 3 sensors 400 V, without EN50160, without trigger option	EP 1140A
TOPAS 1000 S with 3 sensors 400 V, without current sensors, without EN50160, without trigger option	EP 1150A

Options

Trigger functions automatic, manual trigger level for 4 voltage channels and 4 current channels or 8 voltage channels, harmonics, THD	A 5505 00110
EN50160 option for evaluation of power quality	EP 0160A
Transient analysis 10 Ms for 4 voltage channels, sampling rate: 100 kHz -10 MHz, range: 6 kV, event storage depth 20 ms - 2 s	A 5505 00210
Transient analysis 0.5 Ms for 4 voltage channels, sampling rate: 100 kHz-500 kHz, range: 6 kV, event storage depth 400ms - 2s	A 5505 00211
Ripple control signal analysis Frequency & level measurement for 8 measurement channels	A 5505 00310
8 digital alarm outputs, relay box	A 5505 00320
Hard disk upgrade 2GB	A 5505 00340

Accessories

LEM-flex 10-1000 A, 61 cm, 2 m cable	A 6805 01053
LEM-flex 10-1000 A, 61 cm, 10 m cable	EP 1101A
LEM-flex 2000A, 61cm, 2 m cable	EP 1022A
LEM-flex 3000A, 61cm, 2 m cable	EP 1003A
LEM-flex 100-6000 A, 91 cm, 2 m cable	A 6805 01059
LEM-flex 6000 A, 91 cm, 10 m cable	EP 1106A
Current probe 1/5 A	A 6805 01049
Current probe 10/100 A	A 6805 01050
Current probe 50/500 A	A 6805 01051
Current probe 100/1000 A	A 6805 01052
Voltage sensor 1 V	A 6805 02004
Voltage sensor 5 V	EP 1002A
Voltage sensor 10 V	EP 1110A
Voltage sensor 100 V	A 6805 02001
Voltage sensor 400 V	A 6805 02002
Voltage sensor 480 V	EG 0001Z
Voltage sensor 830 V	A 6805 02007
Voltage sensor 1000 V	EP 1010A
Shunt 20 mA	A 6805 01057
Shunt 1 A	A 6805 01054
Shunt 5 A	A 6805 01055
GSM modem set	A 5505 00330
ETHERNET cable set	EP 0004A
Adapter for current and power measurements	A 6045 10200
Safety adapter with high-performance fuse	A 6805 02003
Attachment for belt assembly - 2 attachments, 1 carrying belt	A 5505 00411
Carrying case	A 5505 00410
ASC-02 certificate with measurement values for TOPAS 1000 without accessories	E012000030

Distributor

LEM

www.lem.com

LEM NORMA GmbH
Export department
Liebermannstraße F01
CAMPUS 21
A 2345 BRUNN AM GEBIRGE
TEL +43(0)2236 691 502
FAX +43(0)2236 691 400
E mail lna@lem.com

GREAT BRITAIN & IRELAND
LEM UK
Geneva Court
1 Penketh Place
West Pimbo
Skelmersdale, Lancashire WN8 9QX
TEL +44(0)1695 72 07 77
FAX +44(0)1695 50 70 4
E mail lux@lem.com

NAFTA
LEM Instruments Inc.
23822 Hawthorne Boulevard #100
US TORRANCE, CA 90505
TEL +1 310 373 09 66
FAX +1 310 373 90 56
E mail lna@lem.com

BELGIUM & LUXEMBOURG
LEM Belgium sprl-bvba
Route de Petit-Roeulx, 95
B-7090 BRAINE-LE-COMTE
TEL +32(0)67 55 01 14
FAX +32(0)67 55 01 15
E mail lb@lem.com

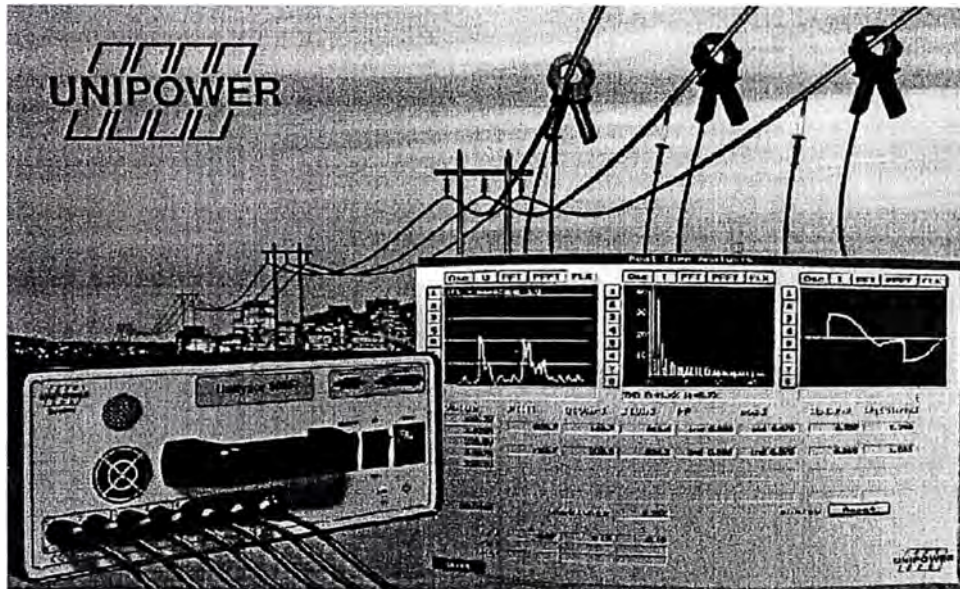
Lem Instruments, Inc
Camino Real 871 dpto 502
San Isidro Lima 27 Peru
TEL +51 1 8445559
FAX +51 1 4223922
E mail cp@lem.com

Printed in Germany
Technical modifications reserved
Publication A01-180E



Power Network Analyzer

Unilyzer 900F



State-of-the-Art Power Network Analyzer

- ✓ Power quality analysis according to national and international standards
- ✓ Load, cost and disturbance analysis
- ✓ V, A, Hz, W, VA, VAR, kWh, kVARh, PF, $\cos\phi$, °C, IFL, P_{ST} , P_{LT} measurements
- ✓ Harmonics analysis according to IEC 1000-4-7
- ✓ Power harmonics with direction
- ✓ One or three phase, simultaneous flicker analysis according to IEC 868
- ✓ 3-phase unbalance measurements
- ✓ Voltage quality checks
- ✓ In-rush current studies and general purpose measurements
- ✓ Evaluations based on recognized standards such as EN 50160, SS 421 18 11 etc

Today's global trend toward an increasing demand for Power and Voltage Quality has made measurement standards such as the EN 50160 more and more important. In order to know if a power network fulfills such standards, one needs to measure over longer periods of time. Measurements are now a matter of weeks or even months

Measurement standards are not the only factor making quality measurements more important. Global privatization in the energy sector has also thrust profitability and competition into the forefront.

cutting costs and increasing revenues

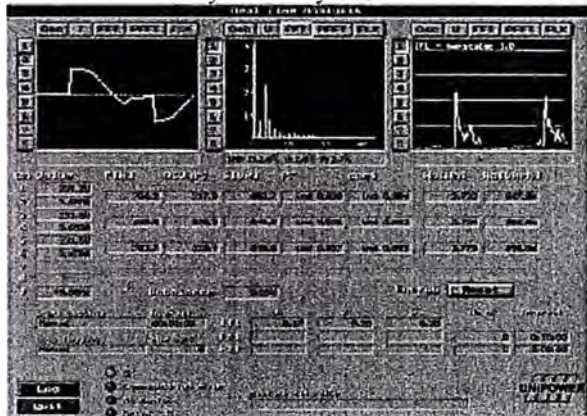
Unipower developed the Unilyzer 900F to meet these trends and the



Powerful analysis capabilities



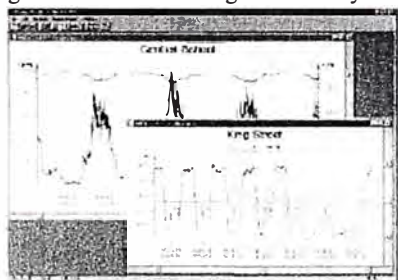
The Unilyzer 900F is a power quality analyzer developed to meet a broad range of measurement applications. Either performing real time studies on site or logging advanced measurement data for later analysis, the Unilyzer 900F is the perfect companion. Once installed, the unit can operate undisturbed for months due to its huge 500 MB memory capacity. It complies with a variety of international IEC-standards. 'User friendliness' and 'Ease-of-use' are hallmarks of the Unilyzer 900F system.



Unilyzer 900F provides real time capability for all parameters simultaneously. Above to the left is a real time current wave-form. In the middle a harmonics / inter harmonics chart including THD. To the right a flicker I_{FL} graph for trouble shooting

Power and demand

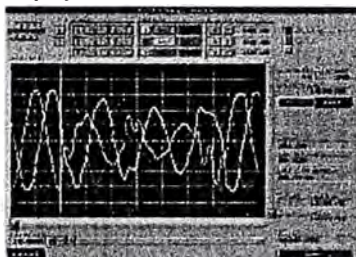
In the basic power and demand analysis configuration you can measure V, A, power, energy, °C, Hz and more. With 8 general channels configure to meet your specific demands.



Power and demand analysis evaluation in the included evaluation program PowerProfile for Windows.

Disturbance analysis

With the disturbance analyzer, you can easily capture transients, short drop-outs (outages), sags, surges, deviating voltage levels and more. Simply select a nominal voltage level and the maximum allowed deviation, and the Unilyzer then monitors the waveforms of the three phases. When a disturbance occurs, Unilyzer immediately captures, stores and displays the disturbed waveform.



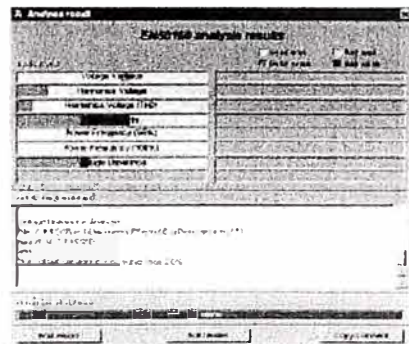
Graphical capture of a disturbance. This capture was caused by the reconnection of parts of Stockholm, the Swedish capital, after a major power failure.



Oscilloscope / Phasor Diagram. Unilyzer 900F lets you view waveforms of voltages and currents simultaneously in the oscilloscope mode. In the phasor diagram, you can study the phase relationship between the channels.

Automatic evaluation

Unipower Report automatically evaluates and compares your measurements according to recognized industry standards. You can also generate reports which show if and how well the standard was fulfilled. It could not be easier!



The result of an analysis with the power quality standard EN 50160. The measurement did not pass due to voltage unbalance and flicker exceeding specified limits.

Technical Specification - Unilyzer 900F

Analogue inputs:	8
Input level:	200 mV TRMS
Input impedance:	10 M
Accuracy:	max 0.1% error excl. transducers
Sampling frequency:	up to 7.7 kHz (30 kHz inrush studies)
Dynamics:	72 dB (78 dB)
Storage interval:	Selectable from 10 seconds or longer
Storage capacity:	500 MB
Communications:	Via parallel port to PC
Power supply:	90-264 VAC (47 to 70 Hz). Battery backup for 15 minutes
Weight:	ca 4 kg
Size (WxDxH):	320x190x130 mm
Operating temperature:	-10°C - +55°C
Relative humidity:	10% - 98%, non condensing
EMC:	Complies with EN 50 081-1,2; EN 50 082-1,2
Personal safety:	EN 61 010-1 (IEC 1010-1)

Data Storage and Real Time Capabilities

Measured values are stored on an internal hard disk. The system does automatic statistics like average, minimum and maximum values as well as cumulative probability analysis for harmonics and flicker. After a measurement, transfer your data to a PC for evaluation in the analysis software PowerProfile for Windows or export your measurement to Excel or other evaluation software. Unilyzer 900F can also be connected to a PC for powerful real time analysis.

Operation

You set up the Unilyzer 900F with a standard PC either on site or at office. The software is well known for its ease of use, only a few steps are required to program the system. Start and stop the measurement on site by pressing one single button. An indicator on the front panel shows when the unit is measuring.

Application Modules

Measurements can be performed at 50 and 60 Hz system frequency. Unilyzer 900F can be configured with different software modules depending on your needs:

Basic module	Power and demand analysis including V, A, Hz, W, VA, VAR, kWh, kVarh, PF, cos and °C.
Harmonics	Voltage, current, power and inter harmonics up to 50th. THD (American and European). TDD (South American). Power harmonics include harmonic direction IEC 1000-4-7
Disturbance analysis	One and three phase voltage disturbance capture
In-rush	In-rush analysis. Three-channel capture up to 6 minutes
Flicker analysis	One to three phase simultaneous flicker analysis according to IEC 868 and IEC 1000-4-15.
Unipower Report	Automatic analysis according to recognized standards such as the voltage quality norm EN 50160. Automatic report generator

Accessories

For full list of available accessories such as voltage transducers, current clamps, safety probes, temperature transducers, adapters, cases etc. contact your local dealer

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Decreto Supremo N° 020-97-EM, "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos", Lima - Perú, 11 de octubre de 1997.
- [2] Modificatorias de la NTCSE mediante D.S.N° 009-99-EM (11.04.1999), D.S.N° 013-2000-EM (27.07.2000) y D.S.N° 040-2001-EM (17.07.2001).
- [3] Resolución Osinerg N° 1535-2001-OS/CD, "Base Metodológica (adecuada al D.S.N° 040-2001-EM)", Lima - Perú, 05 de setiembre de 2001.
- [4] Información de los Cronogramas mensuales de mediciones de Perturbaciones (Tensiones Armónicas) enviados por Luz del Sur al Osinerg desde octubre de 1999 a febrero del 2002.
- [5] "Sistema de Gestión de la Calidad de Producto para la Empresa de Distribución Eléctrica Luz del Sur". Trabajo presentado por Luz del Sur en la Segunda Reunión Internacional de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de la CIER, Lima – Perú, agosto del 2001.
- [6] Calidad y Uso Racional de la Energía Eléctrica, Josep Balcells Sendra. España, junio 2001.
- [7] Armónicas en Sistemas Eléctricos de Potencia, J. Pontt, J. Rodríguez, C. Pontt. Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM) – Dpto. Electrónica, Chile 1996.
- [8] Norma IEEE Std 519-1992. USA, 1993.
- [9] Apuntes del Foro "Las Tarifas Eléctricas en el Perú del 2001 y sus Perspectivas", Colegio de Ingenieros del Perú, junio del 2001.
- [10] Página web de Luz del Sur: www.luzdelsur.com.pe