

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**“ADECUACIÓN Y APLICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE  
CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS”**

**INFORME DE INGENIERÍA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**EFRAÍN ALFREDO RODRÍGUEZ MEZA**

**PROMOCIÓN 1995 – II**

**LIMA – PERÚ**

**2 002**

## CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA	3
2.1	CONCEPTO	3
2.2	FENÓMENOS QUE AFECTAN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	3
2.3	PERFIL DE DURACIÓN PERMISIBLE A VARIACIONES DE VOLTAJE (CBEMA)	20
2.4	EQUIPOS PARA MEJORAR LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA	21
2.5	PROBLEMAS DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SUS SOLUCIONES	30
3.	PROBLEMAS DE ARMÓNICOS	31
3.1	FACTOR DE POTENCIA	32
3.2	EFFECTOS DE LAS ARMÓNICAS EN CABLES Y CONDUCTORES	34
3.3	EFFECTOS DE LAS ARMÓNICAS EN TRANSFORMADORES	34
3.4	EFFECTOS DE LAS ARMÓNICAS EN MOTORES	35
3.5	EFFECTOS DE LAS ARMÓNICAS EN OTROS EQUIPOS	36

4.	NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS	37
4.1	PRINCIPIOS	39
4.2	ETAPAS	39
4.3	ASPECTOS CONTROLADOS	40
4.4	EXCEPCIONES A SU APLICACIÓN	41
4.5	ASPECTOS CONTROLADOS POR ELECTROANDES S.A.	43
5.	ADECUACIÓN A LA NTCSE	65
6.	REPORTE DE INFORMACIÓN A OSINERG	78
6.1	CALIDAD DE PRODUCTO	78
6.2	CALIDAD DE SUMINISTRO	86
7.	REPORTE DE INFORMACIÓN A CLIENTES LIBRES	92
7.1	CALIDAD DE PRODUCTO	92
7.2	CALIDAD DE SUMINISTRO	94
8.	RESULTADOS	98
9.	CONCLUSIONES	111
10.	BIBLIOGRAFÍA	113

## 1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años el problema de la calidad de la energía eléctrica ha cobrado relevancia debido a la continua aparición de equipos eléctricos y electrónicos que necesitan una tensión de alimentación lo más sinusoidal posible para su correcto funcionamiento. Sin embargo, existe una distorsión en el sistema eléctrico la cual es producida por varios factores: desde los consumidores que generan armónicos de corriente y alteran la forma de onda de tensión debido al uso de cargas no lineales, hasta los imponderables como son las descargas atmosféricas. El uso de cargas no lineales se ha incrementado en las últimas décadas debido al empleo masivo de equipos electrónicos, problemas como contaminación armónica con variaciones periódicas de tensión, desbalance, pobre regulación de tensión y bajo factor de potencia comprometiendo la calidad de servicio eléctrico que se entrega a los usuarios. Además todos los procesos de manufactura, tales como rolado, extrusión, moldeo, inyección, soldado, etc., cargan al sistema eléctrico con

transitorios como picos de voltaje, caídas de tensión, un bajo factor de potencia y armónicas.

Para controlar la deformación de la onda de tensión se ha establecido los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos y las obligaciones que deben tener las empresas de electricidad y los clientes, a través de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) publicada el 11 de octubre de 1997. La empresa ha realizado una serie de actividades para adecuarse y llegar a aplicar la NTCSE.

## 2.

### CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

#### 2.1 Concepto

Conjunto de cualidades que marcan la superioridad o excelencia de una cosa. En Energía Eléctrica se refiere a los requerimientos que deben satisfacer para evitar en los usuarios:

- Molestias físicas directas.
- Perjuicios económicos por producción disminuida.
- Perjuicios económicos por daños a su infraestructura.

#### 2.2 Fenómenos que afectan la calidad de la energía eléctrica

Se pueden describir varios tipos de fenómenos que pueden ocurrir en un sistema de potencia, los cuales se describen en la tabla que sigue:

Categoría	Contenido Típico Espectral	Duración Típica	Magnitud Típica del voltaje
1.0 Transitorios			
1.1 Impulsos			
1.1.1 Nanosegundos	5 ns de elevación	< 50 ns	
1.1.2 Microsegundos	1 $\mu$ s de elevación	50 ns - 1 ms	
1.1.3 Milisegundos	0,1 ms de elevación	> 1 ms	
1.2 Oscilatorios			
1.2.1 Baja Frecuencia	< 5 kHz	0,3 - 50 ms	0 - 4 pu
1.2.2 Frecuencia Media	5 - 500 kHz	20 $\mu$ s	0 - 8 pu
1.2.3 Alta Frecuencia	0,5 - 5 MHz	5 $\mu$ s	0 - 4 pu
2.0 Variaciones de Corta Duración			
2.1 Instantáneas			
2.1.1 Sag		0,5 - 30 ciclos	0,1 - 0,9 pu
2.1.2 Swell		0,5 - 30 ciclos	1,1 - 1,8 pu
2.2 Momentáneas			
2.2.1 Interrupción		0,5 ciclos - 3 seg	< 0,1 pu
2.2.2 Sag		30 ciclos - 3 seg	0,1 - 0,9 pu
2.2.3 Swell		30 ciclos - 3 seg	1,1 - 1,4 pu
2.3 Temporal			
2.3.1 Interrupción		3 seg - 1 min	< 0,1 pu
2.3.2 Sag		3 seg - 1 min	0,1 - 0,9 pu
2.3.3 Swell		3 seg - 1 min	1,1 - 1,2 pu
3.0 Variaciones de larga duración			
3.1 Interrupción sostenida		> 1 min	0,0 pu
3.2 Bajo voltaje		> 1 min	0,8 - 0,9 pu
3.3 Sobrevoltaje		> 1 min	1,1 - 1,2 pu
4.0 Desbalance de voltaje		Estado Estable	0,5 - 2 %
5.0 Distorsión de forma de onda			
5.1 Componente directa		Estado Estable	0 - 0,1 %
5.2 Contenido armónico	0 - 100th H	Estado Estable	0 - 20 %
5.3 Interarmónicas	0 - 6 kHz	Estado Estable	0 - 2 %
5.4 Muecas de voltaje (Notching)		Estado Estable	
5.5 Ruido	Banda amplia	Estado Estable	0 - 1 %
6.0 Fluctuaciones de Voltaje	< 25 Hz	Intermitente	0,1 - 7 %
7.0 Variaciones en la frecuencia		< 10 seg	

A continuación definimos algunos fenómenos que afectan la calidad de energía:

### 2.2.1 Transitorios

Los transitorios pueden ser clasificados en dos categorías:

#### a) Impulso

Es un súbito cambio en la condición de estado estable del voltaje, corriente o ambos, que es unidireccional en polaridad. Es caracterizado por su tiempo de ascenso y descenso.

La más común causa de impulsos transitorios son las descargas atmosféricas. En la figura 2.1 ilustra un impulso transitorio de corriente típico causado por una descarga atmosférica.

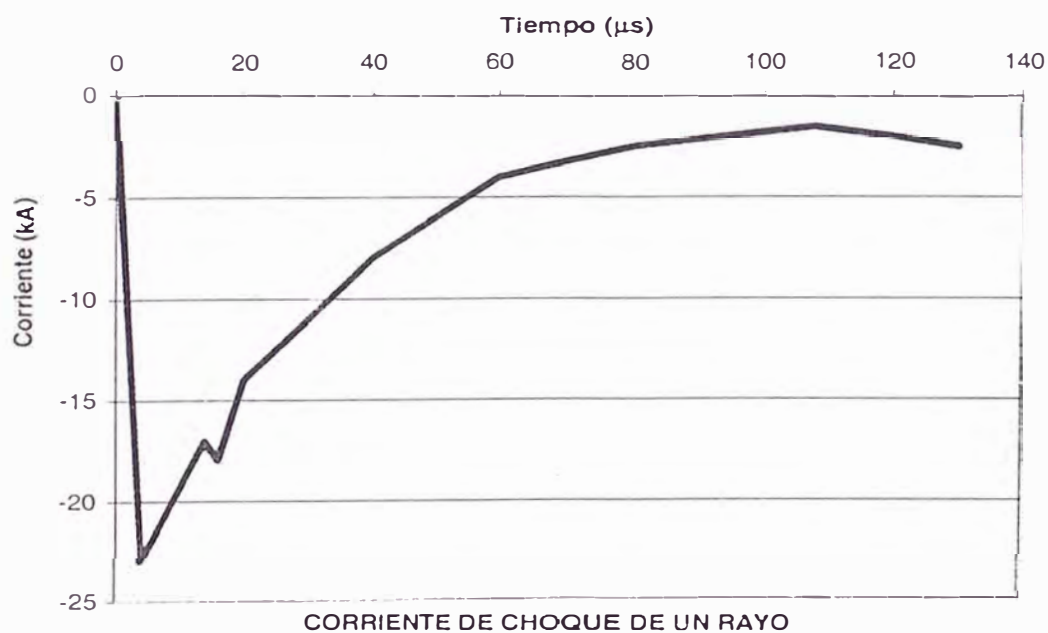


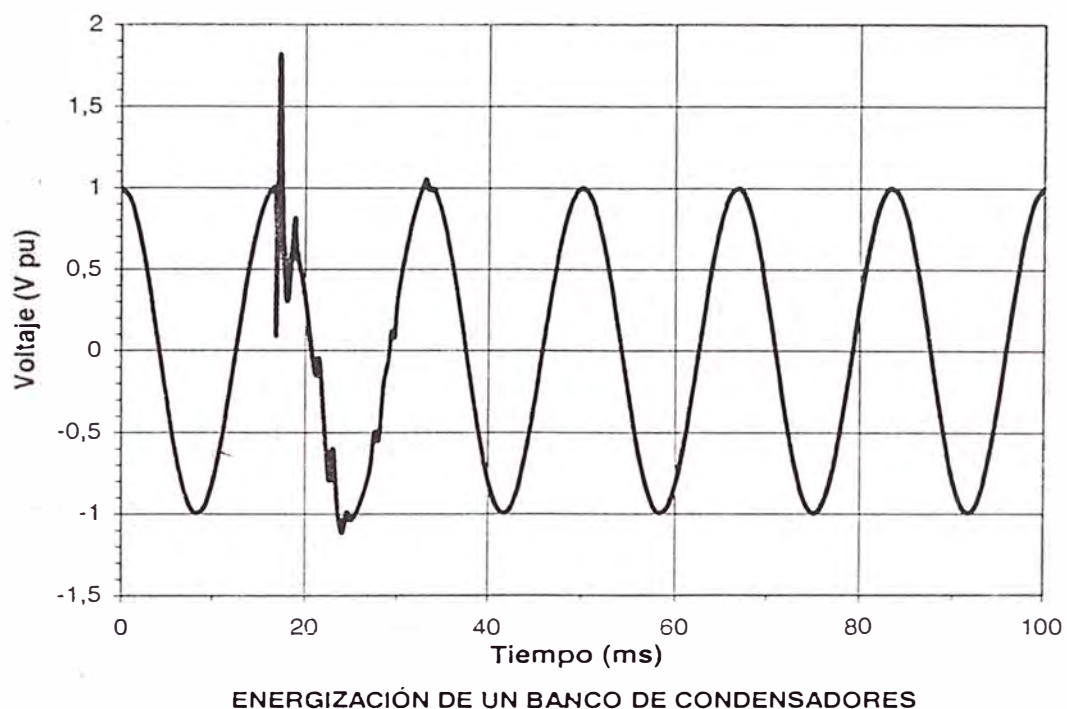
Figura 2.1 Impulso Transitorio (Microsegundos)



**b) Oscilatorio**

Es un súbito cambio en la condición de estado estable del voltaje, corriente o ambos, que incluye ambos valores de polaridad negativa y positiva.

Un Transitorio Oscilatorio es caracterizado por su contenido espectral (predomina la frecuencia), duración y magnitud. El contenido espectral define las subclases alta, media y baja frecuencia. El más frecuente es la energización de un banco de condensadores, cuyo resultado típico es un transitorio oscilatorio de voltaje con una frecuencia primaria entre 300 y 900 Hz. La magnitud del pico puede acercarse a 2 pu, pero lo típico es una duración de 1,3 a 1,5 pu con una duración entre 0,5 y 3 ciclos dependiendo del sistema de amortiguamiento. En la figura 2.2 se muestra un transitorio oscilatorio de baja frecuencia causado por la energización de un banco de condensadores.

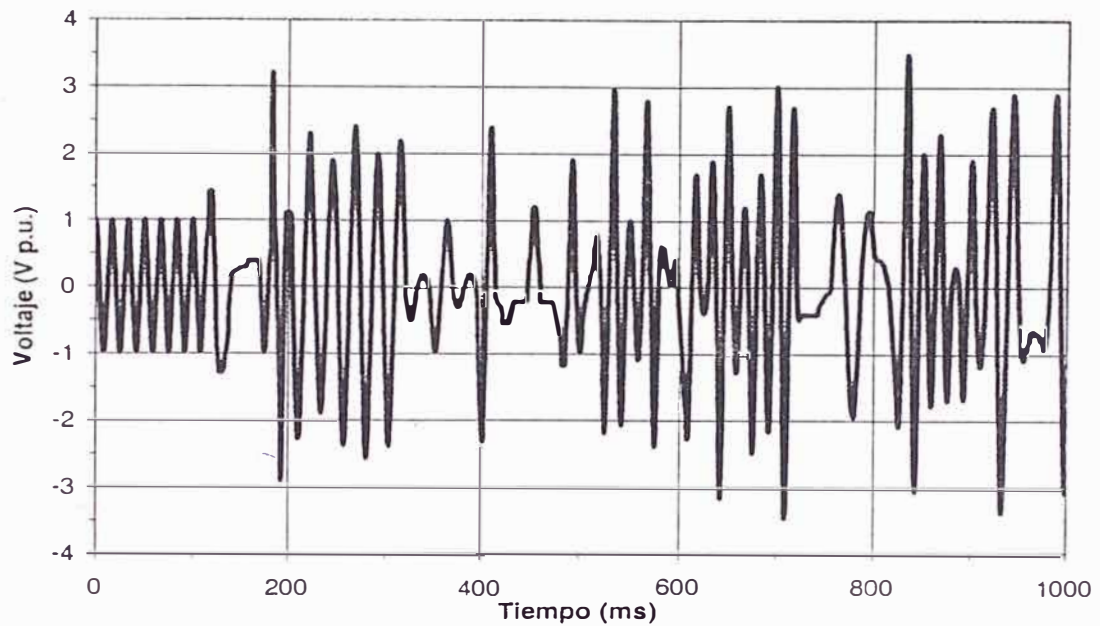


**Figura 2.2 Transitorio Oscilatorio (Baja Frecuencia)**

Transitorios Oscilatorios con frecuencia primaria menos que 300 Hz pueden darse en sistemas de distribución. Estos son generalmente asociados con ferresonancia y energización de transformadores. En la figura 2.3 se muestra un transitorio de baja frecuencia causado por ferresonancia de un transformador sin carga.

### **2.2.2 Variaciones de Corta Duración**

Cada tipo de variación puede ser designado como instantánea, momentánea, o temporal, dependiendo de su duración.



FERRORESONANCIA DE UN TRANSFORMADOR SIN CARGA

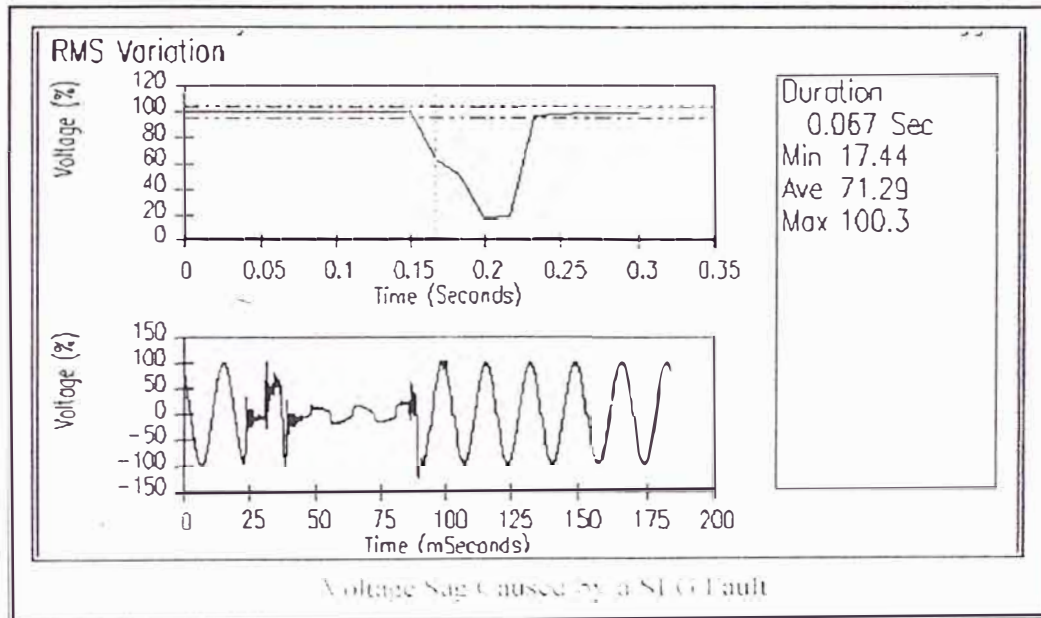
**Figura 2.3 Transitorio Oscilatorio (Baja Frecuencia)**

Variaciones de carga de corta duración puede ser causada por condiciones de falla, energización de grandes cargas, o intermitentes conexiones sueltas en cables de potencia. Dependiendo de la localización de la falla y las condiciones del sistema de potencia, la falla puede causar:

a) Sags

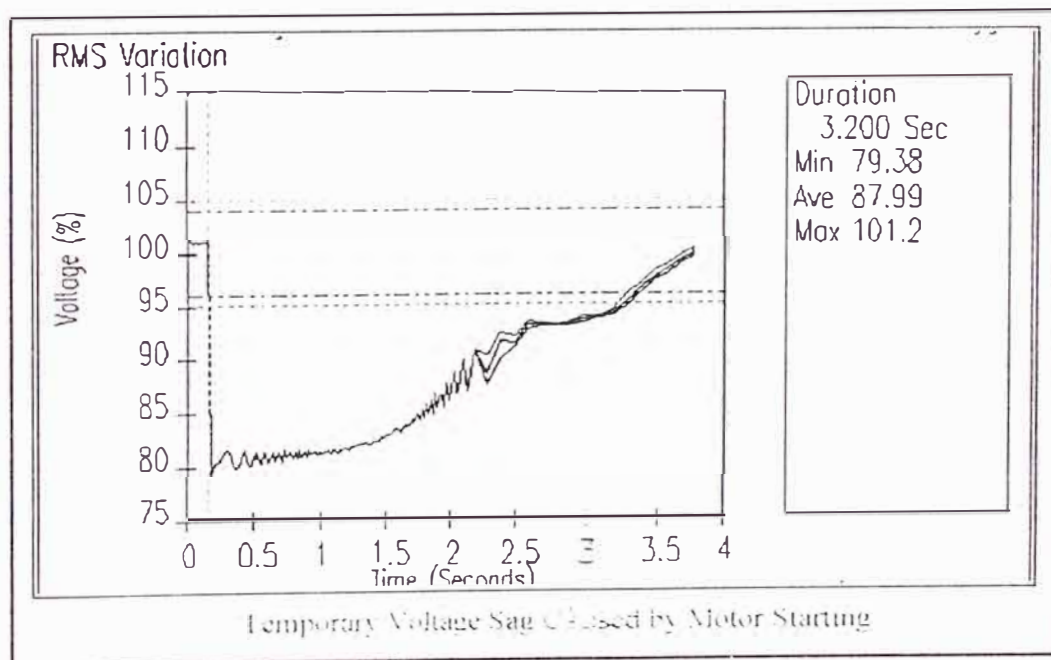
Es una reducción del voltaje rms entre 0,1 y 0,9 pu para duraciones de 0,5 ciclos a un minuto. Son usualmente asociados con fallas en el sistema pero también pueden ser causados por la energización de grandes cargas o el arranque de grandes motores. En la figura 2.4

muestra un sag instantáneo causado por la falla de una simple línea a tierra (SLG) en otro alimentador de la misma subestación.



**Figura 2.4 Voltaje Sag (Instantáneo)**

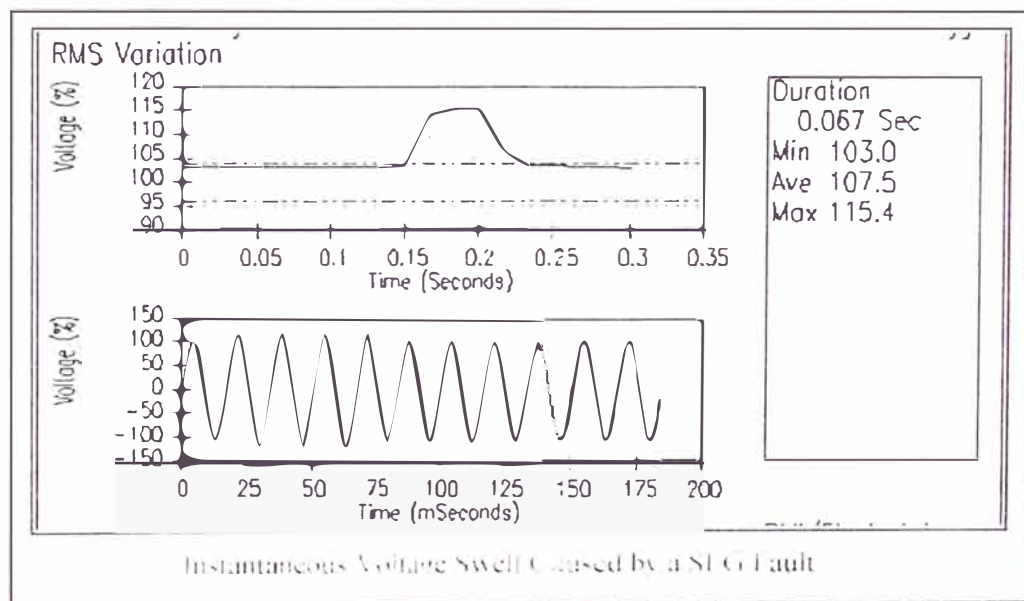
En la figura 2.5 se muestra el efecto de arranque de un motor de gran potencia.



**Figura 2.5 Voltaje Sag (Momentáneo)**

### b) Swells

Es un incremento del voltaje rms entre 1,1 y 1,8 pu para duraciones de 0,5 a un minuto. Son usualmente asociados con fallas en el sistema, pero no son comunes como el voltaje sag. Aparecen en las fases no falladas durante una falla de línea a tierra (SLG). En la figura 2.6 se muestra un Swell instantáneo por una falla de línea a tierra. Swell pueden también ser causados por desenergizar una carga grande o energizar un gran banco de condensadores.



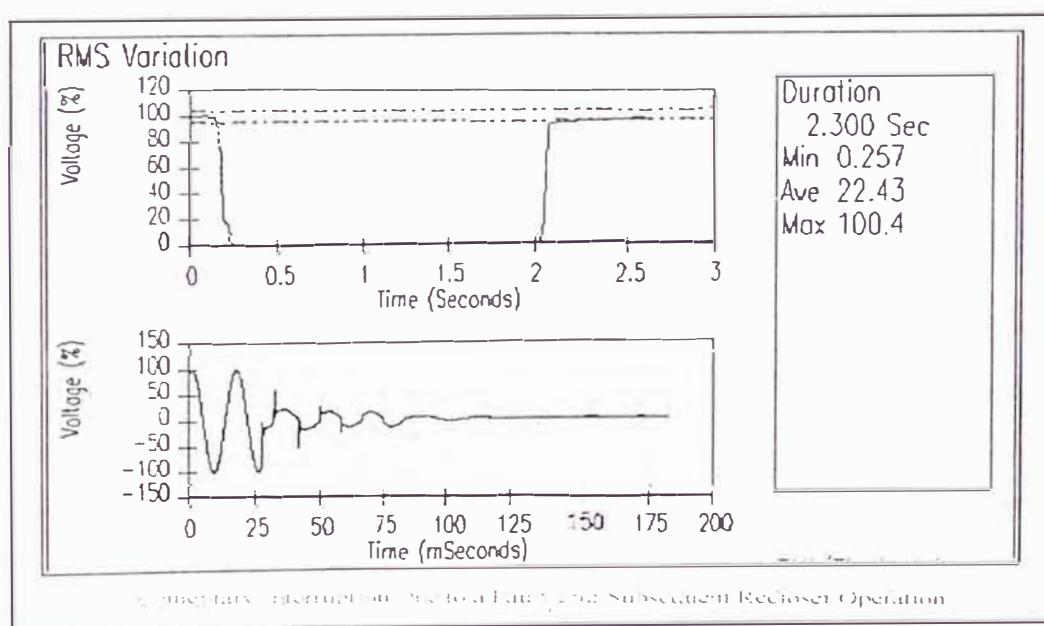
**Figura 2.6 Voltaje Swell (Instantáneo)**

### c) Interrupción

Ocurre cuando el suministro de voltaje se reduce menos que 0,1 pu por un período de tiempo que no exceda a un minuto. Interrupciones pueden ser el resultado de fallas en el sistema de potencia, fallas en equipos, y malfuncionamiento de equipos de control. La duración de una interrupción debido a una falla en el

sistema de utilización es determinada por el tiempo de operación de los dispositivos de protección utilizados. Generalmente se tienen recierres instantáneos con la finalidad de energizar inmediatamente en el caso que exista una falla momentánea (menos que 30 ciclos). Recierres temporizados del dispositivo de protección puede causar una interrupción momentánea o temporal.

Algunas interrupciones pueden ser precedidas por un voltaje sag cuando estas interrupciones son debido a fallas en la fuente del sistema. El voltaje sag ocurre entre el tiempo de inicio de falla y la operación de los dispositivos de protección. En la figura 2.7 se muestra una interrupción momentánea debido a una falla y una siguiente operación de apertura.



**Figura 2.7 Interrupción Momentánea**

### 2.2.3 Variaciones de Larga Duración

Las variaciones de voltaje de larga duración pueden ser:

#### a) Interrupción sostenida

Es la falta de suministro de voltaje por un tiempo mayor a un minuto. Las interrupciones de voltaje por mas de un minuto son a menudo permanentes y requiere la intervención humana para reparar el sistema.

#### b) Bajo Voltaje

Es una disminución en el voltaje ac rms a menos que 0,9 pu por un tiempo mayor que un minuto. Son usualmente el resultado de energizar una gran carga, o desenergizar un banco de condensadores. Ocurre cuando la regulación de voltaje deseado o el control de voltaje son inadecuadas, también pueden ocurrir por el incorrecto ajuste de los taps del transformador. Sobrecargas de equipos puede también ser causa de bajo voltaje.

#### c) Sobrevoltaje

Es una elevación en el voltaje ac rms a mas de 1,1 pu por un tiempo mayor que un minuto. Son usualmente el resultado de desenergizar una gran carga, o energizar un banco de condensadores. Ocurre

cuando la regulación de voltaje deseado o el control de voltaje son inadecuadas, también pueden ocurrir por el incorrecto ajuste de los taps del transformador.

#### 2.2.4 Desbalance de Voltaje

Algunas veces es definido como la desviación máxima del promedio de voltajes de las tres fases, dividido por el promedio de los voltajes de las tres fases, expresado en porcentaje. También puede ser definido usando componentes simétricas. La razón de la componente de secuencia negativa o cero a la componente de secuencia positiva puede ser usada para especificar el porcentaje de desbalance. En la figura 2.8 se muestra la tendencia del desbalance para un alimentador residencial.

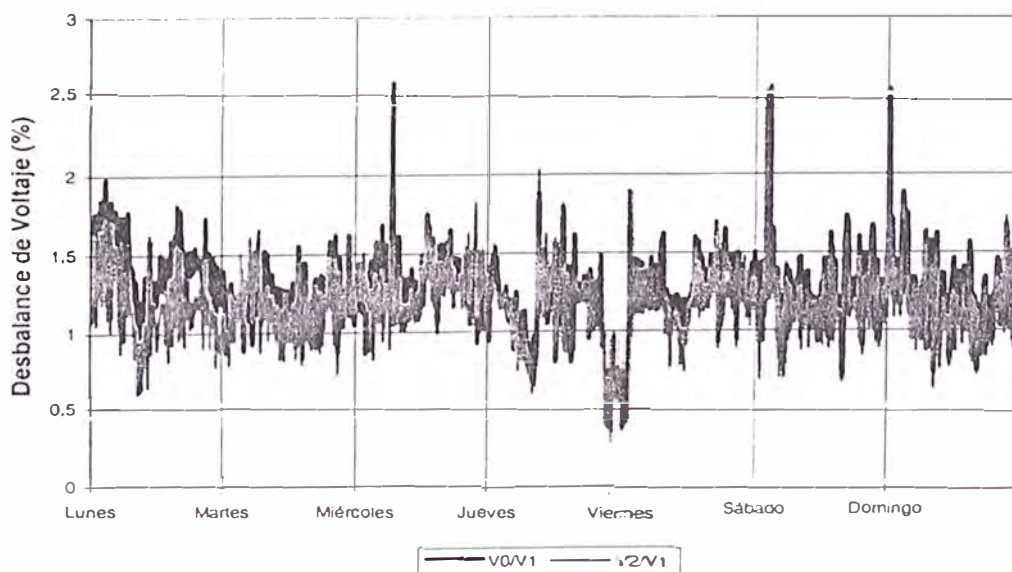


Figura 2.8 Desbalance de Voltaje



### 2.2.5 Distorsión de forma de onda

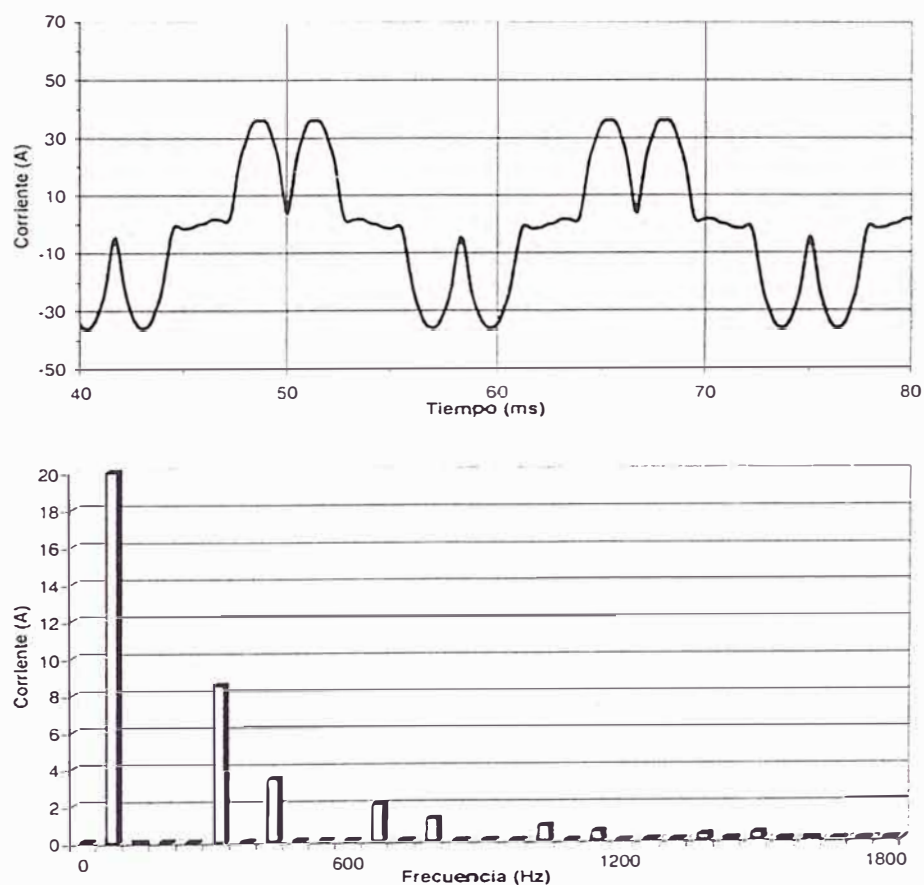
#### a) Componente Directa

Es la presencia de voltaje dc en un sistema de potencia ac. Esto puede ocurrir como el resultado de un disturbio electromagnético o debido al efecto de rectificación a media onda. Corriente directa en redes de corriente alterna pueden tener efecto perjudicial en el núcleo de un transformador debido a la saturación en operación normal. Esto causa calentamiento y pérdida de vida al transformador. La corriente directa puede causar la erosión electrolítica de electrodos conectados a tierra y otros conectores.

#### b) Contenido Armónico

Son tensiones o corrientes sinusoidales a otras frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental. Formas de ondas distorsionadas pueden ser descompuestas en una suma de la frecuencia fundamental y las armónicas. Las distorsiones armónicas son originadas por características no lineales de dispositivos y cargas en el sistema de potencia.

Los niveles de distorsión armónica son descritos por el espectro armónico completo con magnitudes y ángulos de fase de cada armónica individual. También es común usar una simple cantidad, la Distorsión Total Armónica (THD), como una medida del valor eficaz de la distorsión armónica. En la figura 2.9 se muestra la forma de onda y el espectro armónico de una onda de corriente.



Forma de onda de corriente y espectro armónico

Figura 2.9 Armónicos

### c) Interarmónicas

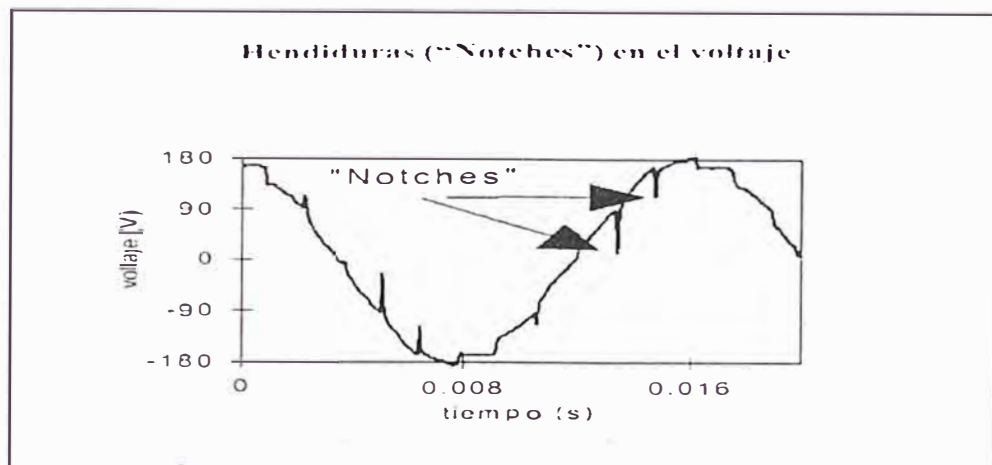
Son tensiones o corrientes sinusoidales a otras frecuencias que no son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental.

La principal fuente de interarmónicas son los convertidores de frecuencia estáticos, ciclo conversores, motores de inducción y dispositivos de arco. Señales portadoras en la línea de potencia pueden ser consideradas también como interarmónicas.

**d) Muestras de Voltaje (Notching)**

Es un disturbio de voltaje periódico causado por la normal operación de dispositivos electrónicos cuando la corriente es conmutada de una fase a otra. Cuando el notching ocurre continuamente, puede caracterizarse a través del espectro armónico del voltaje afectado. Sin embargo, generalmente se trata como un caso especial. La componente de frecuencia asociada con el notching puede ser bastante alta y puede no ser caracterizado con equipos normales de medición usado para el análisis de armónicos.

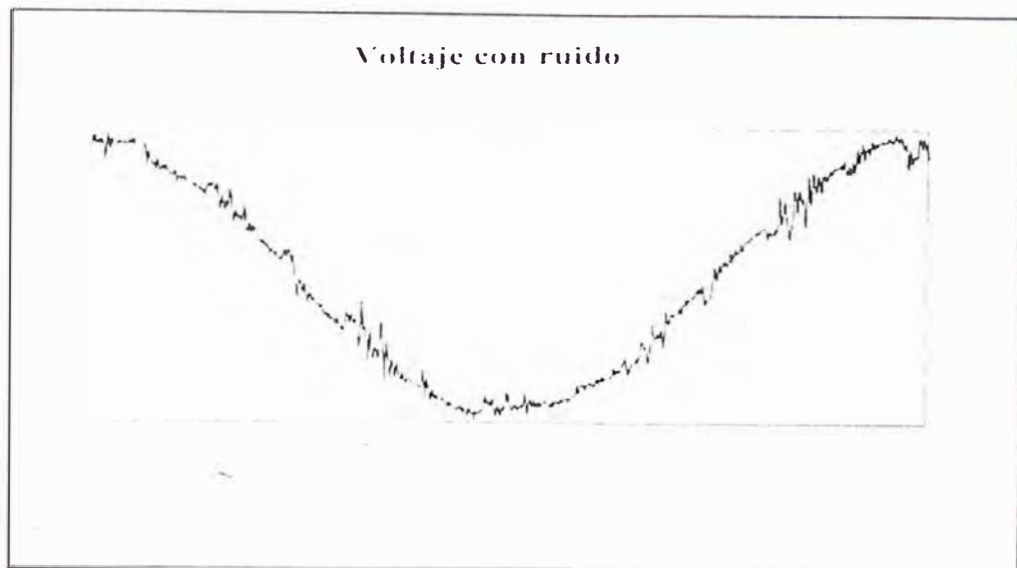
En la figura 2.10 se muestra el voltaje notching ocasionado por un convertidor trifásico que produce corriente continua dc. El notching ocurre cuando se conmuta la corriente de una fase a otra. Durante este periodo, hay un corto circuito momentáneo entre dos fases que tiran el voltaje cerca a cero, permitidas por las impedancias del sistema.



**Figura 2.10 Muecas en el Voltaje (Notching)**

e) **Ruido**

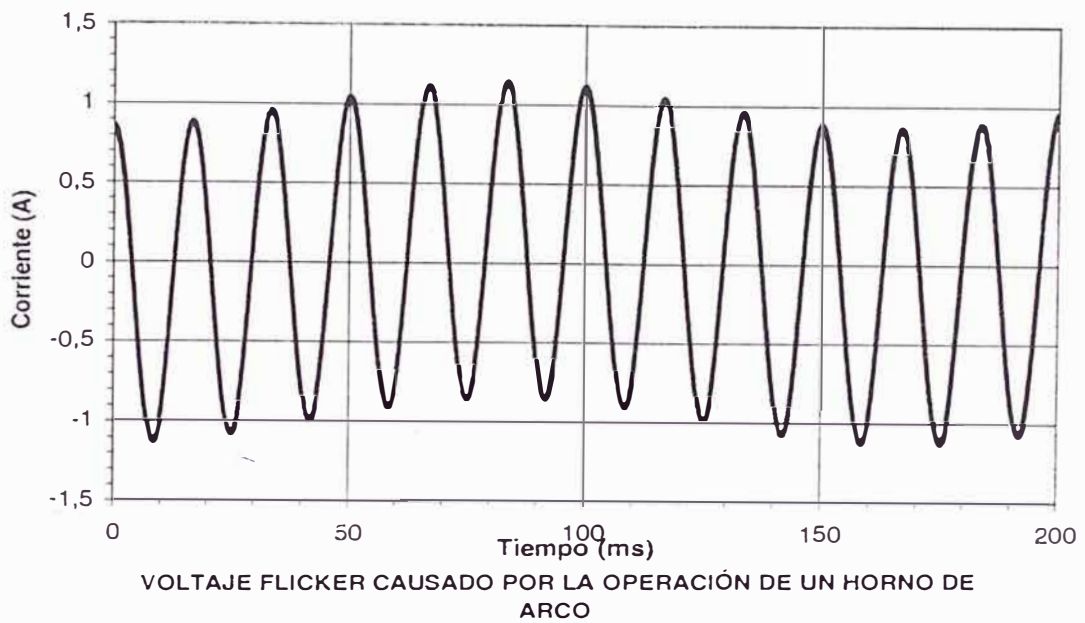
El ruido se define como los signos eléctricos no deseados con el contenido espectral de banda amplia menos que 200 kHz superpuesta al voltaje o corriente del sistema de potencia en conductores de fase, o en conductores neutros o señales de líneas. El ruido en sistemas de potencia pueden ser causados por dispositivos electrónicos, circuitos de control, equipos de arco, cargas con rectificadores de estado sólido, y intercambiadores de fuentes de potencia. Básicamente el ruido consiste de una distorsión no esperada de señales de potencia que no pueden ser clasificados como distorsión armónica o transitorios. El ruido produce disturbios en las microcomputadoras y controladores programables. El problema puede ser mitigado por el uso de filtros, transformador de aislamiento y acondicionadores de línea. En la figura 2.11 se muestra la forma de onda del voltaje con ruido.



**Figura 2.11 Ruido**

### **2.2.6 Fluctuaciones de Voltaje**

Son variaciones sistemáticas del contorno de la onda de voltaje o una serie de cambios aleatorios del voltaje. Cargas que pueden exhibir variaciones rápidas en la magnitud de corriente de carga pueden causar fluctuaciones de voltaje que son a menudo referidas como flícker. El termino flícker es derivado del impacto de la fluctuación de voltaje en las lámparas tal que como ellos son percibidos por el ojo humano. La fluctuación de voltaje es un fenómeno electromagnético mientras que el flícker es un resultado no deseado de la fluctuación de voltaje en la misma carga. Sin embargo, los dos términos son a menudo utilizados en estándares. En la figura 2.12 se muestra la forma de onda que produce el flícker, el cual es causado por la operación de un horno de arco.



**Figura 2.12 Fluctuaciones de Voltaje (Flícker)**

### 2.2.7 Variaciones en la frecuencia

Son definidos como la desviación de la frecuencia fundamental en el sistema de potencia del valor nominal especificado. La frecuencia en el sistema de potencia es directamente relacionado con la velocidad de rotación de los generadores. Hay variaciones ligeras en la frecuencia ocasionados por el equilibrio dinámico entre los cambios de carga y generación.

Variaciones de frecuencia que están fuera de los límites aceptados para la operación normal en estado estable del sistema de potencia pueden ser causados por fallas en el sistema de transmisión de potencia, un bloque grande de carga será desconectado, o una fuente grande de generación saldrá de servicio.

En un moderno sistema de potencia interconectado, variaciones de frecuencia significantes son raras. Variaciones de frecuencia significantes ocurren para cargas que son alimentadas por un generador aislado.

### **2.3 Perfil de duración permisible a variaciones de voltaje (CBEMA)**

La representación de eventos, junto con la llamada curva de tolerancia, permite una clasificación y búsqueda rápida de eventos específicos. Esta curva de tolerancia ordena los eventos por su amplitud y duración respectiva; permitiendo el análisis de la distribución de los eventos por su amplitud y duración respectiva; permitiendo el análisis de la distribución de los eventos. La curva de tolerancia más común en baja tensión es la curva CBEMA (Asociación Industrial del Negocio de Equipos de Computación) que determina las variaciones de voltaje permisibles respecto a la duración de los eventos. Estos valores límites fueron definidos por la Asociación Industrial del Negocio de Equipos de Computación, tomando en cuenta la sensibilidad de equipos eléctricos de oficina. La curva es utilizada tanto en condiciones de estado estable como en condiciones transitorias.

El eje vertical representa la amplitud del evento (100 % = Voltaje nominal), el eje horizontal la duración del evento. En esta curva cada evento es representado por un punto con amplitud y duración como sus coordenadas; eventos que exceden la línea del límite son críticos para la carga. Una

interrupción del voltaje por más de 10 ms generalmente causan problemas por ejemplo a una PC. Eventos dentro de la tolerancia generalmente no son críticos; pueden sin embargo, todavía proporcionar información valiosa sobre fuentes de perturbaciones. En la figura 2.13 se muestra la curva CBEMA.

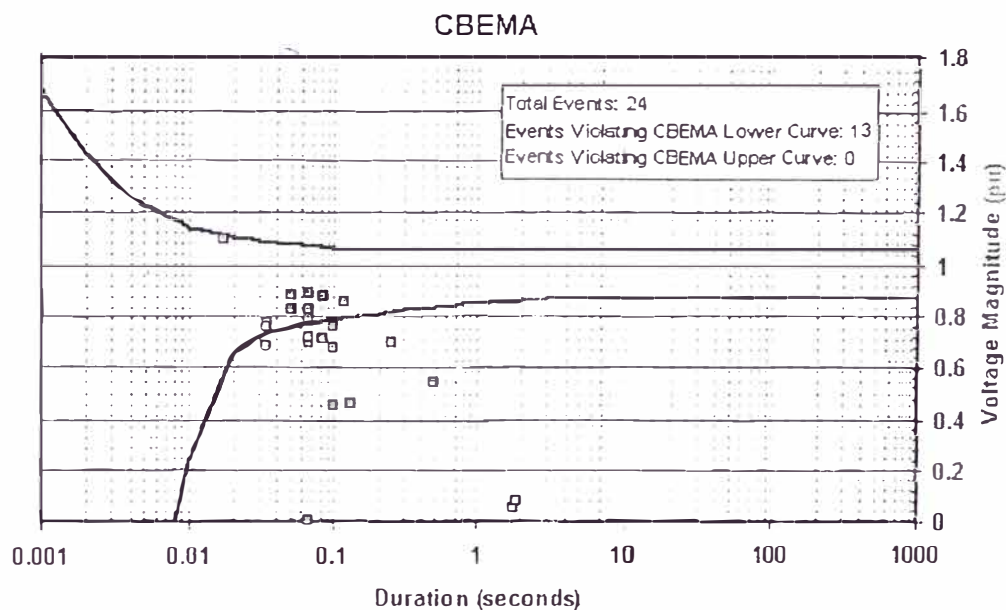


Figura 2.13 Curva CBEMA

## 2.4 Equipos para mejorar la calidad de energía eléctrica

### 2.4.1. Filtros de Armónicos (pasivos y activos)

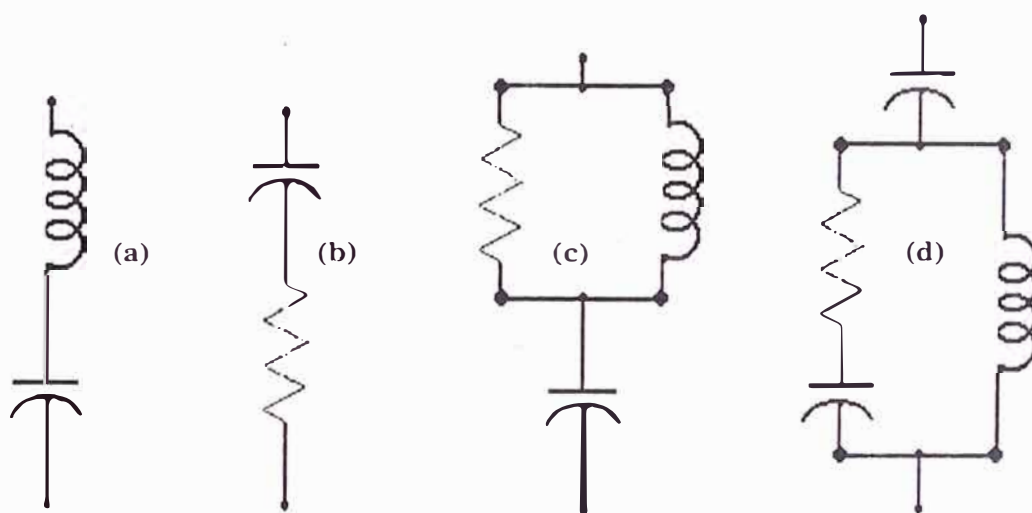
Existen dos clases generales de filtros:

#### a) Filtros pasivos

Son hechos de elementos inductivos, capacitivos y resistivos. Ellos son relativamente baratos comparados con otros medios para



eliminar distorsión armónica, pero ellos tienen la desventaja de interacciones adversas con el sistema de potencia. Son empleados para desviar la corriente armónica fuera de la línea o para bloquear este flujo entre partes del sistema poniendo a punto los elementos para crear una resonancia en una selección de frecuencia armónica. En la figura 2.14 muestra varios tipos de arreglos de filtros comunes.



**Figura 2.14 Configuración común de un filtro pasivo**

El tipo más común de filtro pasivo es el tipo (a) que se muestra en la figura, llamado filtro de sintonización simple. Este es el tipo más económico y es frecuentemente suficiente para la aplicación, puede suministrar corrección del factor de potencia en adición a la supresión de armónicos.

La principal desventaja de los filtros pasivos es que trabajan a una frecuencia específica y pueden presentar problemas de resonancia con el sistema de potencia bajo ciertas condiciones transitorias y operación estable.

#### **b) Filtros activos**

Como una alternativa a los filtros pasivos surgen los filtros activos; éstos consisten en inversores de fuente de tensión o de corriente, los cuales generan tensiones o corrientes armónicas en el mismo instante en que la demanda varia, cambiando constantemente su condición de operación mediante un adecuado circuito de control. Las principales características de un filtro activo son: flexibilidad en el control, rápido tiempo de respuesta, bajo costo de mantenimiento, un equipo puede compensar amplios rangos de frecuencia, proporciona un rango continuo de compensación de potencia reactiva y no presenta problemas de resonancia natural.

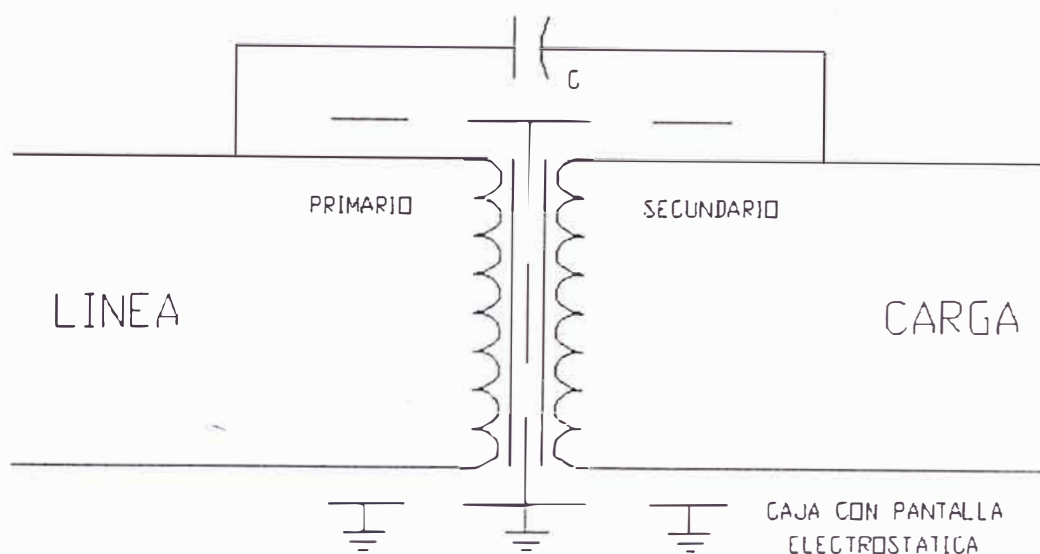
Los filtros activos son basados en electrónica de potencia sofisticada y son mucho más caros que los filtros pasivos. Ellos también pueden dirigir mas de una armónica en un tiempo y combatir otros problemas de calidad de potencia tal como flícker. Ellos son particularmente útiles para distorsiones grandes de cargas alimentadas de puntos relativamente débiles en el sistema de

potencia. Los filtros activos de tensión son empleados básicamente para compensar armónicos de tensión, garantizando que la forma de onda de tensión que alimenta a una carga tenga una distorsión inferior a un valor crítico, lo cual garantiza su correcto funcionamiento ante variaciones de parámetros en la tensión de red.

#### **2.4.2 Transformadores de Aislamiento**

Son usados para atenuar transitorios y ruidos de alta frecuencia cuando ellos intentan pasar de un lado a otro. Sin embargo, algún modo común y modo normal de ruido puede todavía alcanzar a la carga. Una pantalla electrostática, como se muestra en la figura 2.15, es efectiva en la eliminación del modo común del ruido. Sin embargo, algún modo normal de ruido puede todavía alcanzar la carga debido al magnetismo y al condensador acoplado.

La característica principal del transformador de aislamiento es aislar eléctricamente la carga del sistema de transitorios y ruidos de alta frecuencia. Por consiguiente, transitorios o ruidos de alta frecuencia impiden alcanzar la carga, y transitorios o ruidos generados por la carga impide alcanzar al resto del sistema. Voltaje notching debido a maniobras electrónicas de potencia es un ejemplo del problema que puede ser resuelto por un transformador de aislamiento.

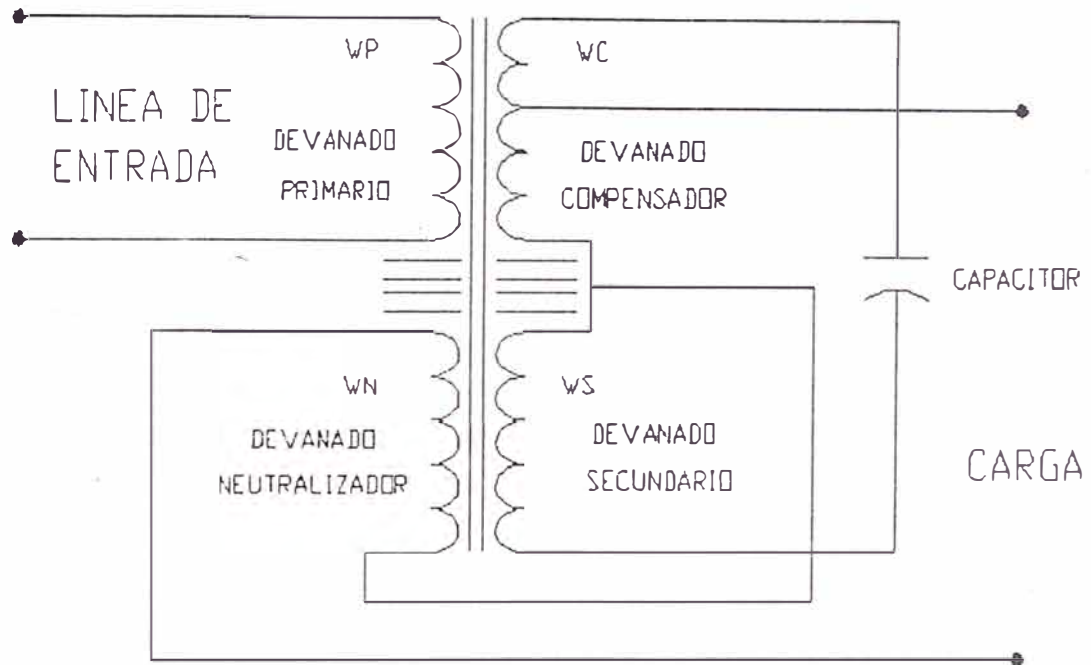


**Figura 2.15 Transformador de aislamiento con pantalla electrostática**

### 2.4.3 Transformadores Ferroresonantes

También llamados transformadores de voltaje constante, puede ocuparse de mas condiciones de voltaje sag. Transformadores ferroresonantes son atractivos especialmente para cargas constantes de baja potencia. Cargas variables, especialmente con alta corriente inrush, presenta mas de un problema para estos porque el circuito esta sintonizado en la salida. Transformadores ferroresonantes son básicamente transformadores de relación 1:1, que son sobreexcitados en su curva de saturación, proporcionando un voltaje de salida que no se afecta significativamente por las variaciones de voltaje de entrada. Generalmente son especificados con una capacidad de cuatro veces la

carga. Si es sobrecargado se colapsa el voltaje a cero. Un circuito ferroresonante típico es mostrado en la figura 2.16.



**Figura 2.16 Transformador Ferroresonante**

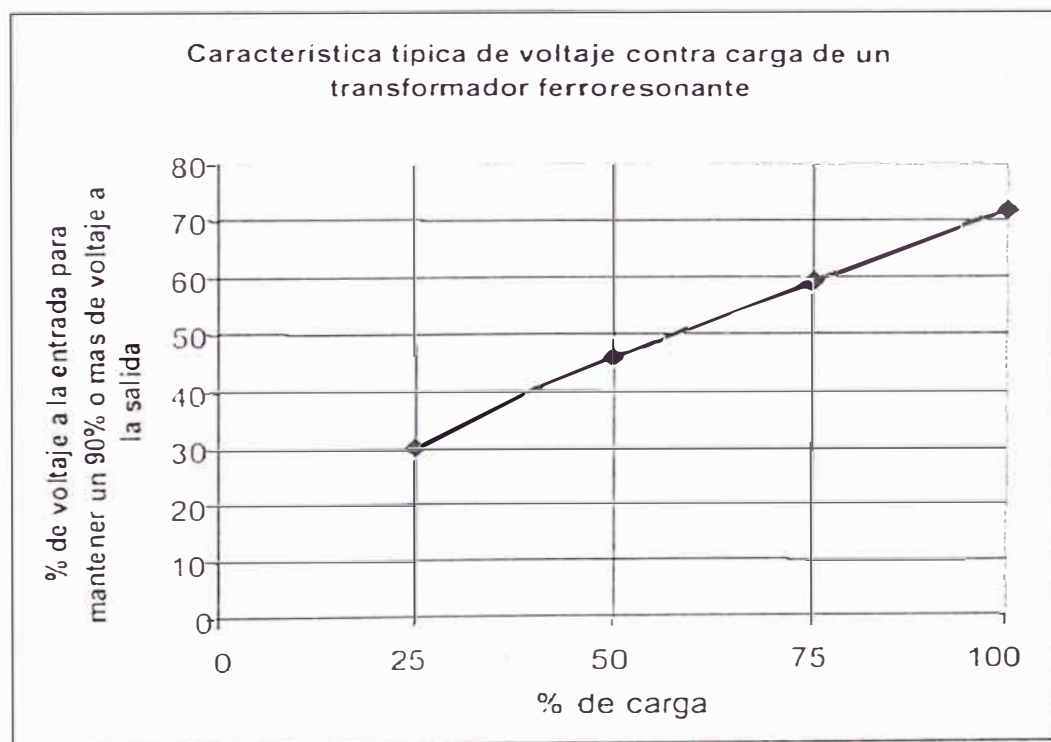
Con un 25 % de carga un transformador puede resistir sags hasta de 30 % del voltaje nominal, con un 100 % de carga un transformador solo puede resistir sags de 70 % del voltaje nominal, por eso es necesario sobredimensionar los transformadores ferroresonantes. Esto se puede apreciar en la figura 2.17.

#### **2.4.4 Fuentes ininterrumpibles de poder(UPS)**

Son equipos que por su concepción autónoma, permiten realizar suministro aún cuando no exista suministro de red. Para ello incorporan baterías, cargador de baterías y ondulator, la finalidad de

este último, es convertir la corriente continua procedente de los acumuladores, en corriente alterna, de iguales características que la red, pero exenta de problemas de ruidos y variaciones que la afectan. Las prestaciones más generales que deben aportar dichos equipos son:

- Aislar la carga que se alimenta de la red.
- Estabilizar el voltaje y la frecuencia de salida.
- Evitar picos y efectos parásitos de la red eléctrica.
- Almacenar energía en las baterías, las cuales la suministrarán por un periodo fijo de tiempo, cuando exista un corte de energía.



**Figura 2.17** Voltaje sag versus carga en el transformador ferroresonante.

Dentro de los principales tipos de UPS tenemos:

- **En línea**

Inmunidad a disturbios en la línea, puede ser muy costoso e ineficiente.

- **Fuera de línea**

Tiempo de respuesta entre 4 y 8 ms, normalmente no protegen contra disturbios en la línea ni regulación.

- **Híbrido**

Tienen la misma configuración que los de fuera de línea, el transformador ferroresonante de salida protege contra disturbios y regulación en la alimentación.

#### **2.4.5 Compensadores estáticos**

Pueden ser aplicados a sistemas de utilización o a sistemas industriales. Ayudan a regular el voltaje respondiendo muy rápidamente a suministrar o consumir energía reactiva. Actúa con la impedancia del sistema a levantar o bajar el voltaje en una base de ciclo por ciclo.

Dos tipos principales de compensadores estáticos de uso común, son mostrados en la figura 2.18. El tiristor controlado por reactor (TCR) es probablemente el más común. Emplea un banco de condensadores fijo para proporcionar llevando la energía reactiva y una inductancia controlada por tiristor que sirve para cancelar todo o parte del efecto del condensador. Los condensadores son frecuentemente configurados como filtros para eliminar la distorsión armónica causada por los tiristores. El tiristor controlado por condensador opera rápidamente en múltiples pasos para emparejar los requisitos de carga tan cuidadosamente como sea posible.

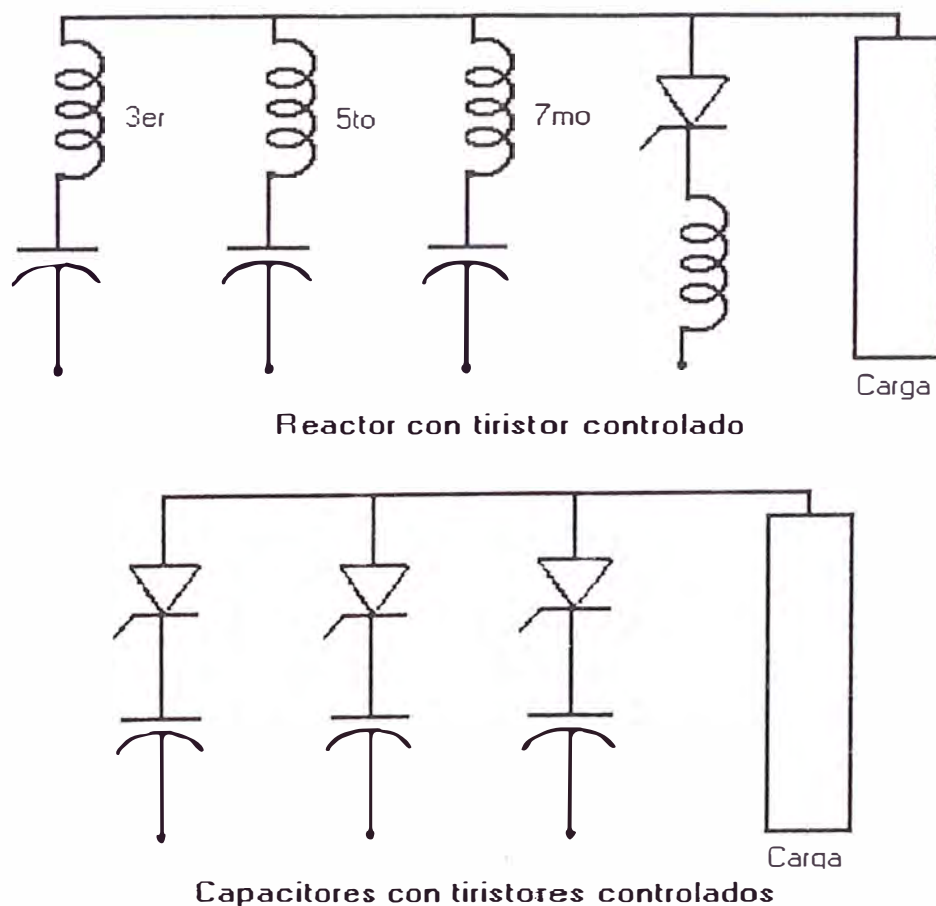


Figura 2.18 Configuración de compensadores estáticos comunes.



## 2.5 Problemas de calidad de energía eléctrica y sus soluciones

Fenómenos	Causas Típicas	Efectos Típicos y problemas	Soluciones Típicas
Impulso Transitorio	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Descargas Atmosféricas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fallas en transformadores.</li> <li>- Fallas en pararrayos.</li> <li>- Daños en equipos del Cliente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pararrayos.</li> </ul>
Transitorio Oscilatorio	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ferroresonancia de un transformador.</li> <li>- Apertura de condensadores.</li> <li>- Inducción de descargas atmosféricas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fallas en equipos del Cliente.</li> <li>- Aumento de voltaje en los condensadores del cliente.</li> <li>- Salida de equipos sensibles.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Transformadores de Aislamiento.</li> <li>- Acondicionadores de Línea.</li> </ul>
Voltaje Sags	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Falla simple línea a tierra.</li> <li>- Energización de grandes cargas.</li> <li>- Arranque de grandes motores.</li> <li>- Desenergizar condensadores.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Salida de equipos sensibles.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estabilizadores de Voltaje.</li> <li>- Transformadores Ferroresonantes.</li> <li>- Acondicionadores de Línea.</li> </ul>
Voltaje Swell	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Desenergizar grandes cargas.</li> <li>- Energizar condensadores.</li> <li>- Falla simple línea a tierra.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sobrevoltaje en equipos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estabilizadores de Voltaje.</li> <li>- Transformadores Ferroresonantes.</li> <li>- Acondicionadores de Línea.</li> </ul>
Sobre Voltaje	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rechazo de carga.</li> <li>- Puesta en servicio de condensadores.</li> <li>- Sistemas de regulación de voltaje.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Problemas en equipos que requieren voltaje constante.</li> <li>- Sobrecarga de motores.</li> <li>- Apertura de circuitos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estabilizadores de Voltaje.</li> <li>- Transformadores Ferroresonantes.</li> </ul>
Bajo Voltaje	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conexión de cargas.</li> <li>- Desconexión de condensadores.</li> <li>- Sistemas de regulación de voltaje.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Problemas en equipos que requieren voltaje constante.</li> <li>- Reducción del torque del motor.</li> <li>- Apertura de circuitos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estabilizadores de Voltaje.</li> <li>- Transformadores Ferroresonantes.</li> </ul>
Interrupciones	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fallas temporales.</li> <li>- Descargas atmosféricas.</li> <li>- Fallas que no pueden ser despejadas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pérdida de datos.</li> <li>- Pérdida de producción.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fuentes de potencia ininterrumpibles.</li> </ul>
Desbalance de voltaje	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas monofásicas no balanceadas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Reducción de eficiencia del motor.</li> <li>- Incremento de pérdidas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Reordenamiento de cargas monofásicas.</li> </ul>
Armónicos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas no lineales.</li> <li>- Variadores de velocidad.</li> <li>- Resonancia del sistema.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No operación de equipos sensibles.</li> <li>- Fallas en condensadores o apertura de fusibles.</li> <li>- Interferencia telefónica.</li> <li>- Sobrecarga en el cable neutro.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Filtros armónicos.</li> <li>- Transformadores Ferroresonantes.</li> </ul>
Notching	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Operación normal de equipos electrónicos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No operación de equipos sensibles.</li> <li>- Falla de equipos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estabilizadores de Voltaje.</li> <li>- Transformadores Ferroresonantes.</li> <li>- Transformadores de Aislamiento.</li> </ul>
Ruido	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tierra impropia.</li> <li>- Operación normal de equipos electrónicos.</li> <li>- Dispositivos de arco.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Problemas en computadoras.</li> <li>- Problemas en controles programables.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estabilizadores de Voltaje.</li> <li>- Transformadores Ferroresonantes.</li> <li>- Transformadores de Aislamiento.</li> </ul>
Voltaje Flicker	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cambiador de taps.</li> <li>- Apertura de cargas.</li> <li>- Variaciones de Cargas.</li> <li>- Hornos de arco.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Parpadeo.</li> <li>- Ruido en transformadores.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estabilizadores de Voltaje electrónico.</li> <li>- Transformadores Ferroresonantes.</li> </ul>
Variaciones de frecuencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mala regulación de velocidad de generación local.</li> <li>- Desconexión de grandes cargas.</li> <li>- Desconexión de una fuente grande de generación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fallas en equipos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Reguladores de velocidad adecuados.</li> <li>- Buena coordinación del centro de control.</li> </ul>

### 3.

## PROBLEMAS DE ARMÓNICOS

Las cargas no lineales generan altos niveles de corrientes armónicas, por ejemplo la corriente armónica que es generada por un rectificador de potencia estático es definido mediante la siguiente formula:

$$h = np \pm 1$$

Donde:

h = Harmónico generado.

n = Algún número entero (1, 2, 3, etc.)

p = Número de pulsos del rectificador.

Un simple rectificador de seis pulsos ( $p = 6$ ) es mostrado en la figura N° 3.1, el cual genera de acuerdo a la formula el 5to y 7mo armónico, el 11avo y 13avo se presentan pero en un nivel mas bajo.

Para realizar mediciones de energía donde existan armónicos se deben tener instrumentos que midan el valor eficaz verdadero, ya que estos indican el valor rms sin importar la forma de la onda, por lo general aparece la leyenda "true rms" en dicho instrumento. Existen instrumentos que dan el valor eficaz sobre la base del promedio de la sinusoidal rectificada, la escala no indica el valor promedio sino el valor rms que corresponde a una sinusoidal.

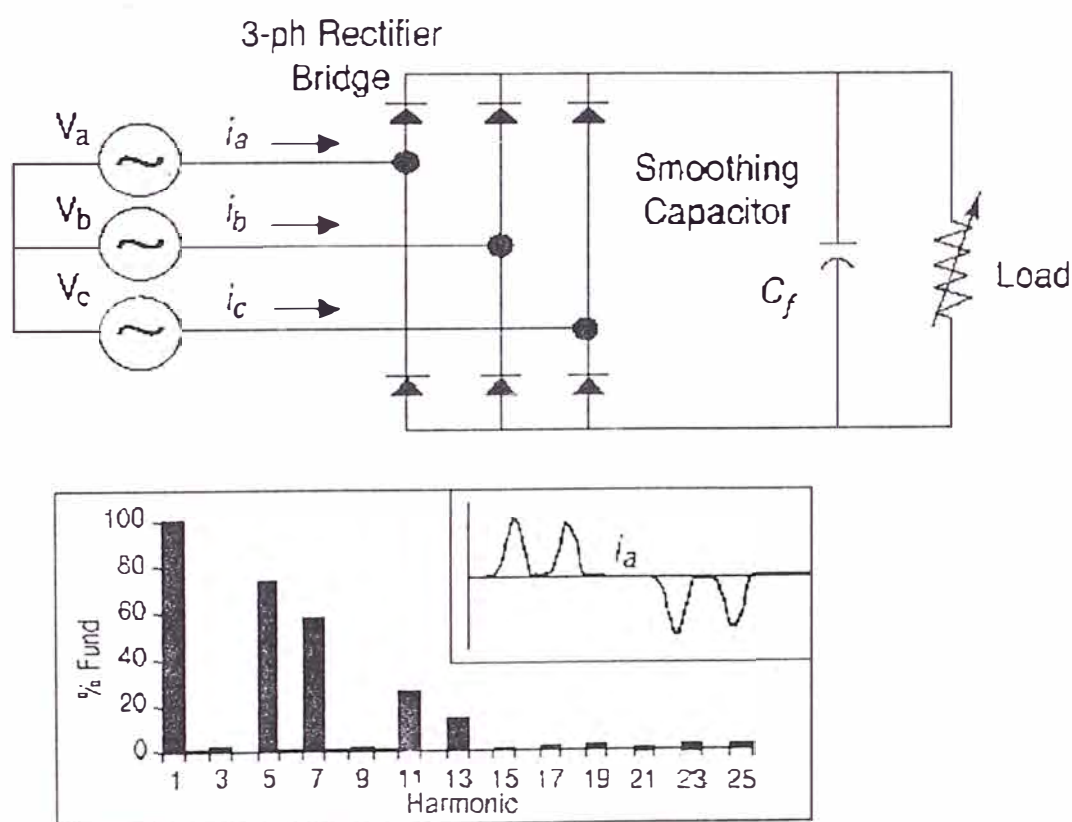


Figura 3.1 Rectificador trifásico de seis pulsos

### 3.1 Factor de potencia

La expresión  $\cos \theta$  ( $\theta$  es el ángulo entre la tensión y la corriente), es comúnmente llamado factor de potencia, la distorsión armónica complica el cálculo del factor de potencia, ya que conceptualmente resulta al dividir la

potencia promedio (W) entre la potencia aparente (VA) al que le denominaremos factor de potencia total o verdadero:

$$fP = \frac{P}{S} = \frac{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T V(t) \cdot i(t) \cdot dt}{\sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T [V(t)]^2 \cdot dt} \cdot \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T [i(t)]^2 \cdot dt}}$$

Para simplificar esta expresión, se define el factor de potencia de desplazamiento y el factor de potencia de distorsión. El factor de potencia de desplazamiento es la componente de desplazamiento del factor de potencia (desfasamiento entre las componentes fundamentales de voltaje y corriente), es la relación entre la potencia activa de la onda fundamental (W), a la potencia aparente de la onda fundamental (VA):

$$fP_{desp} = \frac{V_1 \cdot I_1 \cdot \cos(\theta)}{V_1 \cdot I_1} = \cos(\theta)$$

El factor de potencia de distorsión es la relación entre el factor de potencia total o verdadero, al factor de potencia de desplazamiento:

$$fP_{dist} = \frac{fP}{fP_{desp}} = \frac{\frac{P}{S}}{\frac{P_1}{S_1}} = \frac{P \cdot S_1}{S \cdot P_1} = \frac{P \cdot (V_1 \cdot I_1)}{(V \cdot I) \cdot (V_1 \cdot I_1 \cdot \cos(\theta))}$$

$$fP_{dist} = \frac{P}{V \cdot I \cdot \cos(\theta)}$$

Asumiendo un voltaje sinusoidal:

$$fp_{dist} = \frac{V \cdot I_1 \cdot \cos(\theta)}{V \cdot I \cdot \cos(\theta)} = \frac{I_1}{I} = \frac{I_1}{I_1 \cdot \sqrt{1 + THD_i^2}}$$

$$fp_{dist} = \frac{1}{\sqrt{1 + THD_i^2}}$$

A mayor distorsión de corriente (THD), menor el factor de potencia verdadero.

### 3.2 Efectos de las armónicas en cables y conductores

Aumento de las pérdidas joule, esto se debe a que cuando la frecuencia es mayor las pérdidas joule aumentan, la corriente tiende a ir mas cerca al contorno (efecto piel), en el cuadro siguiente se puede apreciar este efecto:

Tamaño del conductor	Resistencia AC / Resistencia DC	
	60 Hz	300 Hz
300 MCM	1,01	1,21
450 MCM	1,02	1,35
600 MCM	1,03	1,50
750 MCM	1,04	1,60

### 3.3 Efectos de las armónicas en transformadores

Aumento de las pérdidas por efecto joule, corrientes de eddy y adicionales.

En conexiones delta estrella que alimenten cargas no lineales monofásicas se puede tener, sobrecalentamiento del neutro por la circulación de armónicas triples y sobrecalentamiento del devanado conectado en delta.

En caso de que alimenten cargas no lineales que presenten componente directa es posible un aumento ligero en las pérdidas del núcleo, un aumento en el nivel de sonido audible o un incremento sustancial de la corriente de magnetización.

Es recomendable para los transformadores que alimenten a cargas no lineales disminuir su capacidad nominal.

### **3.4 Efectos de las armónicas en motores**

Calentamiento excesivo por el aumento de todas sus pérdidas:

- Pérdidas joule en el estator, por el aumento de la corriente de magnetización y por el efecto piel.
- Pérdidas joule en el rotor, por el aumento en la resistencia efectiva del rotor y por el efecto piel.
- Pérdidas en el núcleo, aumentan relativamente debido al aumento en las densidades de flujo pico alcanzado.
- Pérdidas adicionales, aumentan pero son extremadamente complejas de cuantificar y varían con cada máquina.

Dependiendo del voltaje aplicado puede haber una reducción en el par promedio de la máquina.

Se producen torques pulsantes por la interacción de las corrientes del rotor con los campos magnéticos en el entrehierro.

Menor eficiencia y reducción de la vida útil de la máquina.

### 3.5 Efectos de las armónicas en otros equipos

#### a) Barras de neutros

Calentamiento por la circulación de corrientes de secuencia cero (armónicas triples).

#### b) Interruptores

Los fusibles e interruptores termomagnéticos protegen en forma efectiva contra sobrecargas por corrientes armónicas. Su capacidad interruptiva no se ve afectada por armónicas.

#### c) Bancos de condensadores

Se pueden tener problemas de resonancia serie o paralelo al instalar bancos de condensadores en presencia de armónicas, lo que ocasiona la operación de dispositivos de protección y el daño o envejecimiento prematuro de los bancos.

#### d) Equipos de medición de energía

Valores erróneos en la medición.

#### 4.

### **NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS**

El objetivo de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos es establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos y las obligaciones de las empresas de electricidad y los clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Su aplicación es obligatoria para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y aplicable a suministros sujetos al régimen de libertad de precios, en todo aquello que las partes no hayan acordado o no hayan pactado en contrato. En las figuras 4.1 y 4.2 se muestra los sistemas eléctricos tanto físico como comercial en los cuales se desarrollan los servicios de electricidad.



## SISTEMA FÍSICO

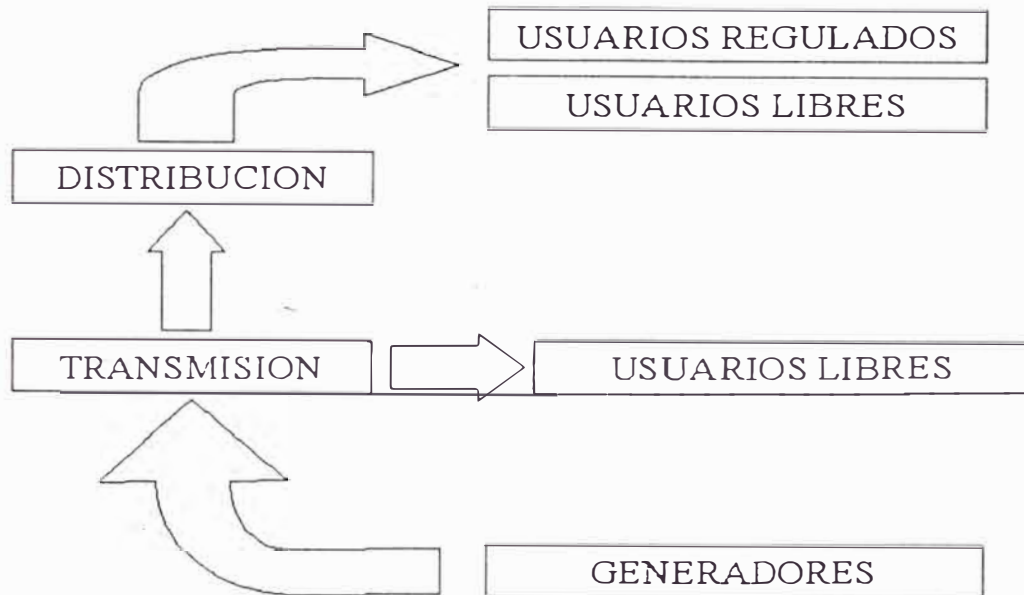


Figura 4.1 Sistema Físico

## SISTEMA COMERCIAL

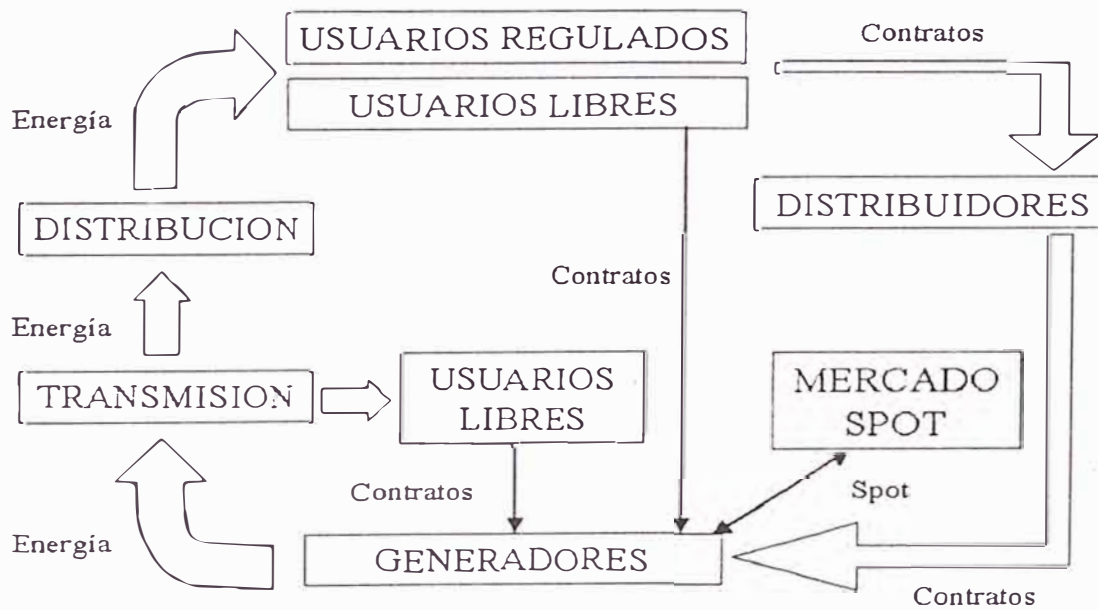


Figura 4.2 Sistema Comercial

#### **4.1 Principios**

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos tiene los siguientes principios:

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

#### **4.2 Etapas**

La adecuación de las entidades involucradas en la prestación del servicio eléctrico, se lleva a cabo en tres (3) etapas consecutivas en las que las compensaciones y/o multas por incumplimiento se incrementan gradualmente, las cuales son las siguientes:

### 1) Primera etapa

Tuvo su inicio el 12/10/97 y culminó el 11/04/99 (18 meses), fue una etapa de preparación en la cual no existían compensaciones.

### 2) Segunda etapa

Tuvo su inicio el 12/04/99 y culminara el 31/12/01 (aproximadamente 32,5 meses), el inicio de las mediciones empezaron el 12/10/99 a partir del cual se iniciaron las compensaciones correspondientes a la segunda etapa.

### 3) Tercera etapa

Iniciara a partir del 01/01/02, en la cual se inician las compensaciones correspondientes a la tercera etapa.

## 4.3 Aspectos controlados

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

### a) Calidad de Producto

- Tensión
- Frecuencia
- Perturbaciones (Flícker y Tensiones Armónicas)

**b) Calidad de Suministro**

- Interrupciones

**c) Calidad de Servicio Comercial**

- Trato al cliente
- Medios de Atención
- Precisión de Medida

**d) Calidad de Alumbrado Público**

- Deficiencias del Alumbrado

**4.4 Excepciones a su aplicación**

Se tienen las siguientes excepciones a la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos:

**a) Se suspende su aplicación para:**

- Sistemas Aislados Menores, se considera como Sistema Aislado Menor a todo sistema eléctrico cuya potencia instalada, en generación, no supere los 5 MW.
- Todas las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por el Organismo supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) como Sector de Distribución Típico 3 y 4.

- Las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por el Organismo supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) como Sector de Distribución Típico 2 cuya máxima demanda no excedan los 500 kW.
  
- b) Se suspende el pago de compensaciones por emisión de perturbaciones hasta que el Ministerio de Energía y Minas conforme una comisión para el análisis integral de las perturbaciones y su eficaz aplicación en nuestro mercado eléctrico.
  
- c) Aplicación gradual de las compensaciones por mala calidad del servicio eléctrico a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la Norma.
  - Calidad de Producto: 30 % del monto calculado para el primer trimestre de la Tercera Etapa, 60 % del monto calculado para el segundo trimestre de la Tercera Etapa, y 100 % del monto calculado a partir del tercer trimestre de la Tercera Etapa.
  
  - Calidad de suministro:
    - Zona de concesión de Lima: 50 % del monto calculado para los dos primeros semestres de la Tercera Etapa, 100 % del monto calculado a partir del tercer semestre de la Tercera Etapa.
    - Zona de concesión fuera de Lima: 30 % del monto calculado para el primer semestre de la Tercera Etapa, 60 % del monto calculado para el segundo y tercer semestre de la Tercera Etapa, 100 % a partir del cuarto semestre de la Tercera Etapa.

- Calidad de Alumbrado Público: 50 % del monto calculado para el primer semestre de la Tercera Etapa, y 100 % del monto calculado a partir del segundo semestre de la Tercera Etapa.

#### **4.5 Aspectos controlados por Electroandes S.A.**

Electroandes S.A. como empresa generadora solamente esta afecto al control de la Calidad de Producto y Calidad de Suministro:

##### **4.5.1 Calidad de Producto**

Se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega, el control de la Calidad de Producto se lleva a cabo en períodos mensuales, denominados "Periodos de Control".

##### **a) Tensión**

- **Período de Medición**

Es el lapso mínimo de medición, el cual es de 7 días calendarios continuos.

- **Indicador de Calidad**

Para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición de quince minutos de duración, es la diferencia entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos en el punto de entrega y el valor de la tensión nominal del mismo punto. Este

indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$\Delta V_K(\%) = (V_K - V_N) / V_N \cdot 100 \%$$

- **Tolerancia**

Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las etapas y en todos los niveles de tensión, son de hasta  $\pm 5,0 \%$  de las tensiones nominales de tales puntos. Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas, por un tiempo superior al cinco por ciento (5 %) del período de medición.

- **Compensaciones**

Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface las tolerancias establecidas.

Las compensaciones se calculan, para el Período de Medición, en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad en ese período, a través de la siguiente fórmula:

$$C_T = \sum_p a \cdot A_p \cdot E(p)$$

Donde:

$C_T$       Compensación por mala calidad de tensión.

**p** Es un Intervalo de Medición.

**a** Es la compensación unitaria por violación de tensiones:

Primera Etapa:  $a = 0,00$

Segunda Etapa:  $a = 0,01$  US\$/kWh

Tercera Etapa:  $a = 0,05$  US\$/kWh

**$A_p$**  Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador  $\Delta V_p$  (%), medido en el intervalo  $p$ , de acuerdo a la siguiente tabla:

Indicador $\Delta V_p$ (%)	Todo Servicio $A_p$
$5.0 <  \Delta V_p  \leq 7.5$	1
$7.5 <  \Delta V_p  \leq 10.0$	$2 + ( \Delta V_p  - 7.5)$
$10.0 <  \Delta V_p $	$2 + ( \Delta V_p  - 7.5)$

$A_p$  se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

**$E(p)$**  Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición  $p$ .

- **Control**

Se realiza a través de mediciones y registros monofásicos o trifásicos, según corresponda al tipo de Cliente, llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la Autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas:

- Una de cada doce de los puntos de entrega a clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.



- Una de cada tres mil de los puntos de entrega a clientes en baja tensión atendidos por la empresa distribuidora, con un mínimo de doce.

## b) Frecuencia

- **Período de medición**

Es el lapso mínimo de medición, el cual es permanente durante todo el período de control.

- **Indicadores de calidad**

El indicador principal para evaluar la frecuencia de entrega, en un intervalo de medición de quince minutos de duración es la diferencia entre la media de los valores instantáneos de la frecuencia medidos en un punto cualquiera de la red no aislado del punto de entrega en cuestión y el valor de frecuencia nominal del sistema; este indicador es denominado Variaciones Sostenidas de Frecuencia, el cual es expresado como un porcentaje de la frecuencia nominal del sistema:

$$\Delta f_k (\%) = (f_k - f_N) / f_N \cdot 100\%$$

Adicionalmente, se controlan las Variaciones Súbitas de Frecuencia (VSF) por intervalos de un minuto, y la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF); ambos indicadores

se definen en función de la frecuencia instantánea  $f(t)$  de la siguiente manera:

$$VSF = \sqrt{[(1/1 \text{ minuto}) \int_0^{1 \text{ minuto}} f^2(t) dt] - f_N}; \text{ (Expresada en Hz)}$$

$$IVDF = \Gamma + \int_0^{24\text{Hrs}} [f(t) - f_N] dt; \text{ (expresada en: Ciclos)}$$

Donde:

$\Gamma$  Es la suma algebraica de los valores de la integral que aparece como segundo término en el miembro derecho, para cada uno de los días del año calendario, anteriores al día en que se evalúa la IVDF.

- **Tolerancias**

Las tolerancias admitidas para variaciones sobre la frecuencia nominal, en todo nivel de tensión son:

- Variaciones Sostenidas ( $\Delta f'_k$  (%)) :  $\pm 0.6 \%$ .
- Variaciones Súbitas (VSF') :  $\pm 1.0 \text{ Hz}$ .
- Variaciones Diarias (IVDF') :  $\pm 600 \text{ Ciclos}$ .

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si las variaciones sostenidas de frecuencia se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo acumulado superior al uno por ciento del período de medición, si en un período de

medición se produce más de una variación súbita excediendo las tolerancias, o si en un período de medición se producen violaciones a los límites establecidos para la integral de variaciones diarias de frecuencia.

- **Compensaciones**

Los suministradores deben compensar a sus clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la frecuencia supere las tolerancias establecidas en el párrafo anterior.

Las compensaciones por variaciones sostenidas de frecuencia, por variaciones súbitas de frecuencia y por variaciones diarias de frecuencia se evalúan para el período de medición, a través de las fórmulas que aparecen a continuación, las mismas que están expresadas en función a la potencia contratada o energía entregada en condiciones de mala calidad.

$$\text{Compensaciones Por Variaciones Sostenidas} = \sum_q b \cdot B_q \cdot E(q)$$

Donde:

**q** Es un intervalo de medición de quince minutos de duración en el que se violan las tolerancias en los niveles de frecuencia.

**b** Es la compensación unitaria por violación de frecuencias:

Primera Etapa:  $b = 0,00$

Segunda Etapa:  $b = 0,01$  US\$/kWh

Tercera Etapa:  $b = 0,05$  US\$/kWh

**B<sub>q</sub>** Es un factor de proporcionalidad definido en función de la magnitud del indicador  $\Delta f_q$  (%), medido en el intervalo  $q$ , de acuerdo a la siguiente tabla:

$\Delta f_q$ (%)	<b>B<sub>q</sub></b>
$0.6 <  \Delta f_q  \leq 1.0$	1
$1.0 <  \Delta f_q $	$2 + ( \Delta f_q  - 1)/0.1$

**B<sub>q</sub>** Se calcula con dos decimales de aproximación

**E(q)** Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición  $q$ .

**Compensaciones Por Variaciones Súbitas =  $b' \cdot B_m \cdot P_m$**

Donde:

**b'** Es la compensación unitaria por variaciones súbitas de frecuencia:

Primera Etapa:  $b = 0,00$

Segunda Etapa:  $b = 0,01$  US\$/kWh

Tercera Etapa:  $b = 0,05$  US\$/kWh

$B_m$  Es un factor de proporcionalidad que está definido en función del Número de Variaciones Súbitas de Frecuencia ( $N_{VSF}$ ) que transgreden las tolerancias durante el Período de Medición, de acuerdo a la siguiente tabla:

$N_{VSF}$	$B_m$
$1 < N_{VSF} \leq 3$	1
$3 < N_{VSF}$	$2 + (N_{VSF} - 3)$

Una Variación Súbita de Frecuencia está definida como la violación de las tolerancias en un intervalo de medición de un minuto.

$P_m$  Es la máxima potencia entre las registradas, expresada en kW, tomadas por intervalo de 15 minutos, dentro de los cuales se producen variaciones súbitas transgrediendo las tolerancias. Si por estas condiciones no es posible tener dichos registros, se tomará el correspondiente al intervalo inmediato anterior a la falla.

$$\text{Compensaciones Por Variaciones Diarias} = \sum_{d \in \text{mes}} b'' \cdot B_d \cdot P_d$$

Donde:

$d$  Es un día del mes en consideración en el que se violan las tolerancias.

**b''** Es la compensación unitaria por variaciones diarias de frecuencia:

Primera Etapa:  $b''=0,00$

Segunda Etapa:  $b''=0,01$  US\$/kW

Tercera Etapa:  $b''=0,05$  US\$/kW

**B<sub>d</sub>** Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de Magnitud de la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia ( $M_{VDF}$ ) evaluada para el día d, de acuerdo a la siguiente tabla:

$M_{VDF}$ (ciclos)	$B_d$
$600 <  M_{VDF}  \leq 900$	1
$900 <  M_{VDF} $	$3 + ( M_{VDF}  - 900)/100$

$B_d$  Se calcula con dos decimales de aproximación

**P<sub>d</sub>** Es la potencia máxima suministrada durante el día d, expresada en kW.

- **Control**

Se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la autoridad.

Durante todo el período de medición, el coordinador de la operación en tiempo real, en el caso de sistemas interconectados, y el encargado de la operación en tiempo real,

en el caso de sistemas aislados, están obligados a realizar las mediciones necesarias que garanticen el registro de la frecuencia de todo el sistema y/o de aquellas de sus partes que podrían operar temporalmente de manera separada, y de entregar esta información a la autoridad y a los integrantes del sistema.

### c) Perturbaciones

- **Período de Medición**

Es el lapso mínimo de medición, el cual es de 7 días calendarios continuos.

- **Indicadores de Calidad**

Se consideran los siguientes indicadores de calidad:

#### a) Para FLÍCKER

El Índice de Severidad por Flícker de corta duración ( $P_{st}$ ) definido de acuerdo a las Normas IEC.

#### b) Para ARMÓNICAS

Las Tensiones Armónicas Individuales ( $V_i$ ) y el Factor de Distorsión Total por Armónicas (THD).

Estos indicadores ( $P_{st}$ ,  $V_i$ , THD) se evalúan separadamente para cada Intervalo de Medición de diez (10) minutos durante el Período de Medición de perturbaciones.

- **Tolerancias**

- a) **Flícker**

El Índice de Severidad por Flícker ( $P_{st}$ ) no debe superar la unidad ( $P_{st} \leq 1$ ) en Muy Alta, Alta, Media ni Baja Tensión.

Se considera el límite:  $P_{st}'=1$  como el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de población.

- b) **Tensiones Armónicas**

Los valores eficaces (RMS) de las Tensiones Armónicas Individuales ( $V_i$ ) y los THD, expresado como porcentaje de la tensión nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite ( $V_i'$  y THD') indicados en la siguiente tabla. Para efectos de esta Norma, se consideran las armónicas comprendidas entre la dos (2°) y la cuarenta (40°), ambas inclusive.



ORDEN (n) DE LA ARMÓNICA ó THD	TOLERANCIA  Vi'  ó  THD'  (% con respecto a la Tensión Nominal del punto de medición)	
	Alta y Muy Alta Tensión	Media y Baja Tensión
(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/n	0.2 + 12.5/n
(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

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

$$THD = \left( \sqrt{\sum_{i=2...40} (V_i^2 / V_N^2)} \right) \cdot 100\%$$

Donde:

$V_i$  Es el Valor eficaz (RMS) de la tensión armónica “i”  
(para  $i=2 \dots 40$ ) expresada en Voltios.

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

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si los indicadores de las perturbaciones medidas se encuentran fuera del rango de tolerancias establecidas en este numeral, por un tiempo superior al 5% del Período de Medición. Cada tipo de perturbación se considera por separado.

- **Compensaciones**

Los suministradores deben compensar a sus clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que las perturbaciones superen las tolerancias establecidas en el párrafo anterior.

Aquellos Clientes que excedan las tolerancias de emisión de perturbaciones establecidas para ellos individualmente, no son compensados por aquellos parámetros de la calidad a cuyo deterioro han contribuido durante el período de control respectivo.

Las compensaciones que se pagan a los Clientes alimentados desde el punto de medición donde se verifica la mala calidad,

se calculan para el Período de Medición a través de las fórmulas que aparecen a continuación, las mismas que están expresadas en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad:

$$\text{Compensaciones por Flícker} = \sum_r c \cdot C_r \cdot E(r)$$

Donde:

**r** Es un intervalo de medición en el que se violan las tolerancias por Flícker.

**c** Es la compensación unitaria por Flícker:

Primera Etapa:  $c=0,00$

Segunda Etapa:  $c=0,10$  US\$/kWh

Tercera Etapa:  $c=1,10$  US\$/kWh

**C<sub>r</sub>** Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud de la Distorsión Penalizable por Flícker DPF(r) calculado para el intervalo de medición “r” como:

$$DPF(r) = P_{st}(r) - P_{st}'$$

Si:  $DPF(r) \geq 1$ ;  $C_r = 1$

Si:  $DPF(r) < 1$ ;  $C_r = DPF(r) \cdot DPF(r)$

**E(r)** Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición “r”.

$$\text{Compensaciones por Armónicas} = \sum_s d \cdot D_s \cdot E(s)$$

Donde:

**s** Es un intervalo de medición en el que se violan las tolerancias por armónicas.

**d** Es la compensación unitaria por armónicas:

Primera Etapa:  $d=0,00$

Segunda Etapa:  $d=0,10$  US\$/kWh

Tercera Etapa:  $d=1,10$  US\$/kWh

**D<sub>s</sub>** Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud de la Distorsión Penalizable por Armónicas DPA(s) calculado para el intervalo de medición “s” como:

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

(Sólo se consideran los términos positivos de esta expresión).

Si:  $DPA(s) \geq 1$ ;  $D_s = 1$

Si:  $DPA(s) < 1$ ;  $D_s = DPA(s) \cdot DPA(s)$

**E(s)** Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición “s”.

- **Control**

El control se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la Autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas:

- Un punto de medición por cada 50 puntos de medición a clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.
- De tres a dieciocho puntos de medición a clientes con suministros en baja tensión.

#### **4.5.2 Calidad de Suministro**

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir de acuerdo a las interrupciones de servicio.

Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas; lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

#### **a) Interrupciones**

- **Indicadores de calidad**

La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes dos indicadores que se calculan para Períodos de Control de un semestre.

##### **a) Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)**

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$N$  = Número de Interrupciones; (expresada en: interrupciones / semestre).

El número de interrupciones programadas por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50 %).

**b) Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)**

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$$D = \sum(K_i * d_i); \text{ (expresada en horas)}$$

Donde:

$d_i$  Es la duración individual de la interrupción  $i$ .

$K_i$  Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento ( $K_i = 0,25$ ).
- Interrupciones programadas por mantenimiento ( $K_i = 0,50$ ).
- Otras ( $K_i = 1,00$ ).

El término “Interrupciones programadas” se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la Autoridad y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos.

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D) se considera, para dicha diferencia de tiempo ( $\Delta$ ):

$K_i = 0$ ; si la duración real es menor a la programada.

$K_i = 1$ ; si la duración real es mayor a la programada.

- **Tolerancias**

Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para Clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

**Número de Interrupciones por Cliente (N')**

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 02 *Inter. / semestre*
- Clientes en Media Tensión : 04 *Inter. / semestre*
- Clientes en Baja Tensión : 06 *Inter. / semestre*



### **Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')**

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 04 Horas / semestre
- Clientes en Media Tensión : 07 Horas / semestre
- Clientes en Baja Tensión : 10 Horas / semestre

- **Compensaciones**

Los suministradores deben compensar a sus clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que los indicadores de calidad de suministro superen las tolerancias establecidas en el párrafo anterior.

Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía teóricamente No Suministrada (ENS), el Número de interrupciones por Cliente por semestre (N) y la duración total acumulada de interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Compensaciones Por Interrupciones} = e \cdot E \cdot \text{ENS}$$

Donde:

e Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyos valores son:

Primera Etapa:  $e=0,00$

Segunda Etapa:  $e=0,05 \text{ US\$/kWh}$

Tercera Etapa:  $e=0,35 \text{ US\$/kWh}$

**E** Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D']$$

Las cantidades sin apóstrofe representan los indicadores de calidad; mientras que las que llevan apóstrofe representan los límites de tolerancia para los indicadores respectivos. El segundo y/o tercer término del miembro derecho de esta expresión serán considerados para evaluar las compensaciones, solamente si sus valores individuales son positivos. Si tanto N y D están dentro de las tolerancias, el factor **E** no se evalúa y asume el valor cero.

**ENS** Es la Energía teóricamente No Suministrada a un Cliente determinado, y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = ERS / (NHS - \sum d_i) \cdot D; \text{ (expresada en kWh)}$$

Donde:

ERS : Es la Energía Registrada en el Semestre.

NHS : Es el Número de Horas del Semestre.

$\sum d_i$  : Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

- **Control**

Se evalúa la calidad de suministro para todo punto de entrega, debiendo registrarse en la correspondiente base de datos, toda falta de fluido eléctrico, cuya causa es conocida o desconocida por el Cliente y programada o no por el Suministrador. La duración se calcula desde el momento de la interrupción hasta el restablecimiento del suministro de manera estable. Las compensaciones se calculan, en todos los casos, para cada Cliente.

## 5.

### ADECUACIÓN A LA NTCSE

Con la finalidad de cumplir lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, se hizo necesario la implementación de equipos de medición y registro que midan la tensión eficaz (RMS) incluyendo armónicas hasta a lo menos la 40va, así como el establecimiento de un Sistema de Información que almacenen los valores medidos y permitan reportar al OSINERG los valores e índices requeridos.

Se adquirieron tres equipos analizadores de calidad de energía marca Unipower modelo Unilyzer 900 F (Figura 5.1) con adaptadores de voltaje de 0 - 275 voltios AC / DC (Figuras 5.2, 5.3 y 5.8) y adaptadores de corriente de 50 miliamperios - 10 amperios AC (Figuras 5.4, 5.5, 5.6 y 5.8), debido a que la salida en nuestros transformadores de medida (potencial y corriente) son de 100 a 120 voltios AC para los de transformadores de potencial y 5 amperios para los transformadores de corriente; adicionalmente se adquirió adaptadores de corriente de 10 - 2000

amperios AC (Figuras 5.7 y 5.8) para la medición de corriente en baja tensión y en algunos circuitos en media tensión sin la necesidad de transformadores de corriente. Cada uno de los adaptadores del equipo tiene su certificado de calibración entregados por la empresa UNIPOWER y son mostrados en las figuras 5.11, 5.12 y 5.13. Estos equipos tienen la facilidad de registrar simultáneamente parámetros de tensión y perturbaciones (flícker y tensiones armónicas) en el mismo intervalo de medición, motivo por el cual se realiza las mediciones en intervalos de 5 minutos, la comunicación del equipo registrador de calidad de energía se hacen a través de una computadora portátil mediante el software del equipo tal como se puede apreciar en las figuras 5.9 y 5.10, después de completada la medición los datos son transferidos a una computadora personal para ser evaluados, siendo integrados luego en 3 intervalos de medición (15 minutos) para tensión y dos intervalos de medición (10 minutos) para perturbaciones.

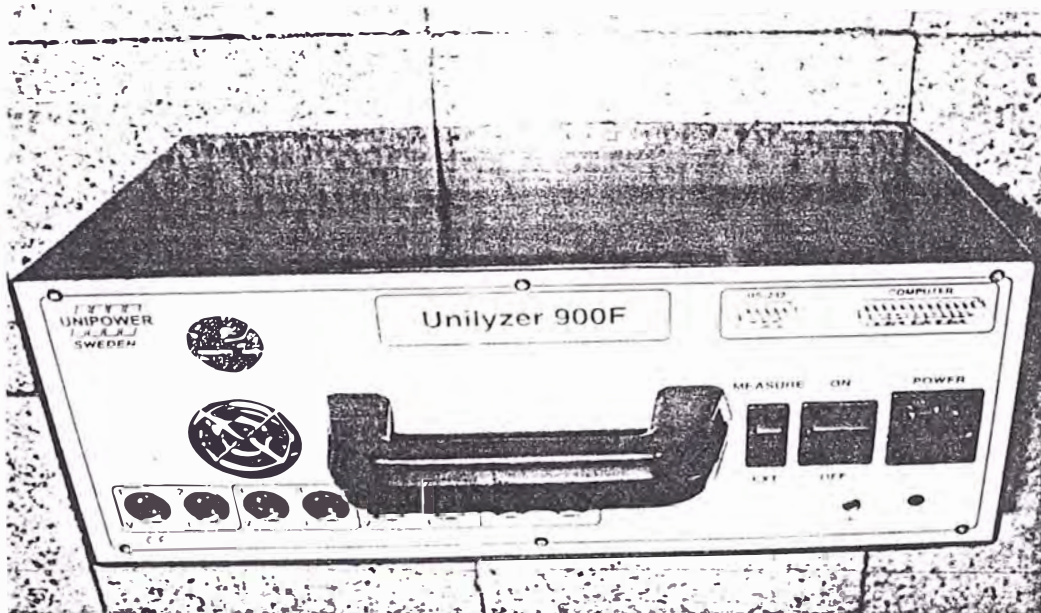


Figura 5.1 Equipo Unilyzer 900 F

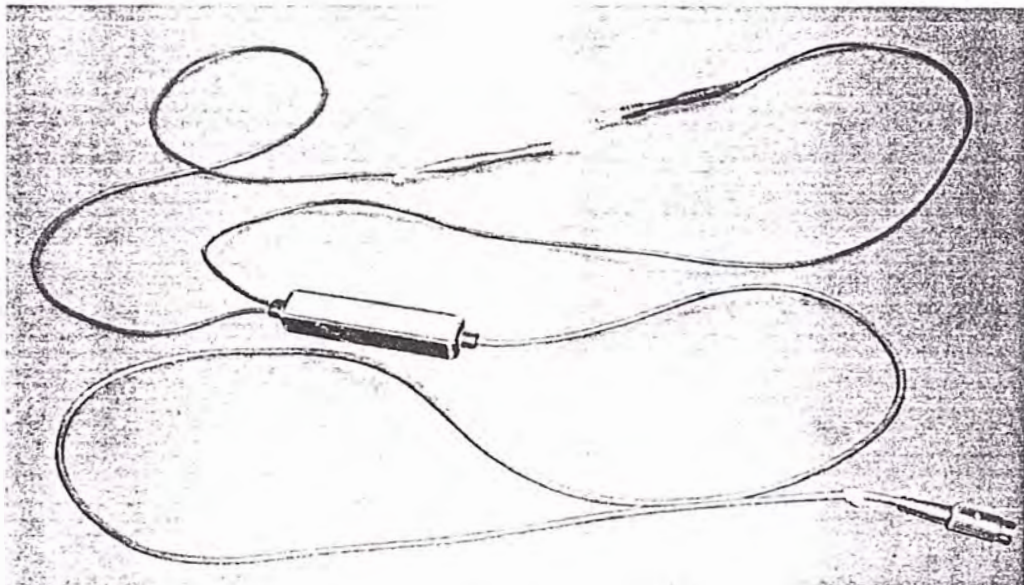


Figura 5.2 Adaptador de Tensión

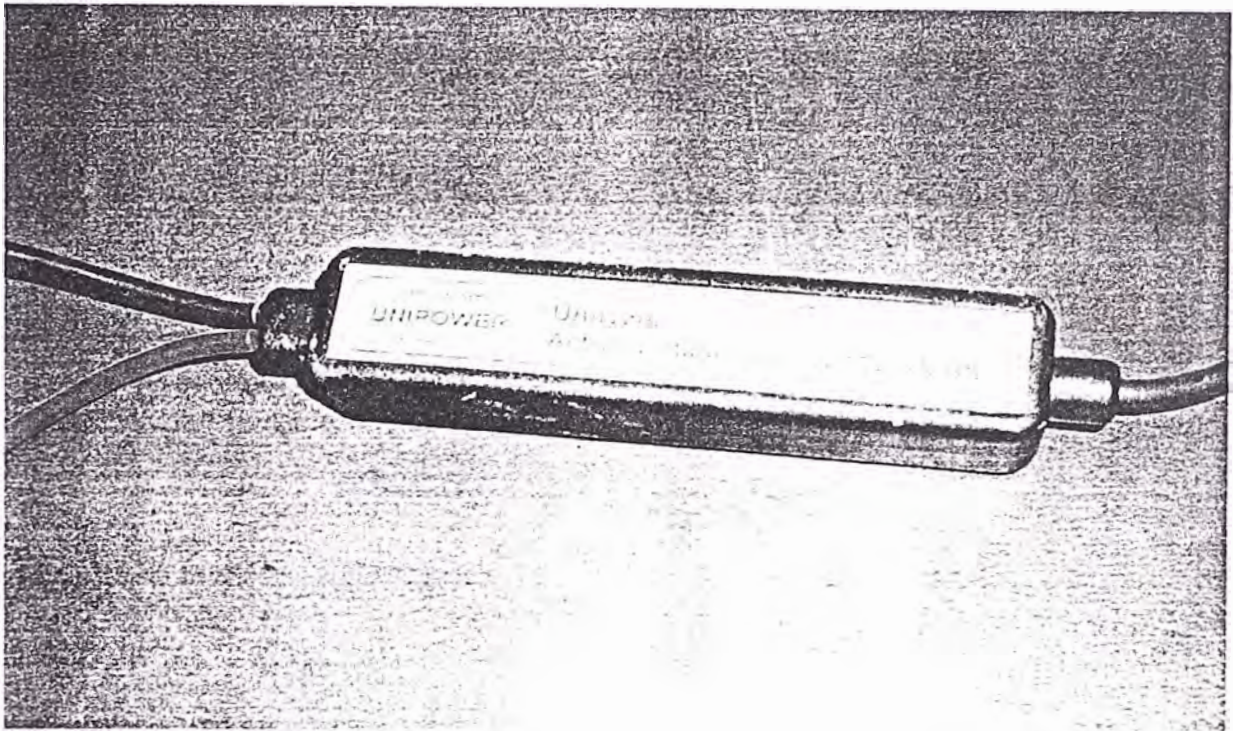


Figura 5.3 Transductor de Tensión

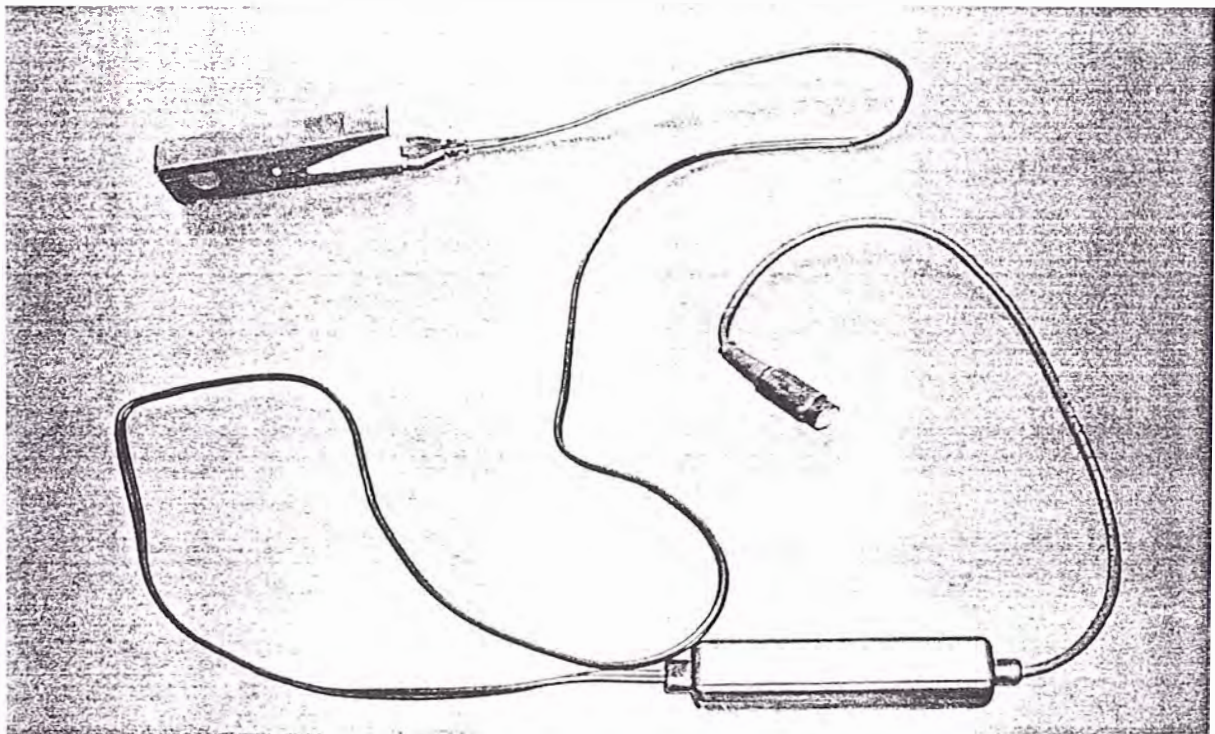
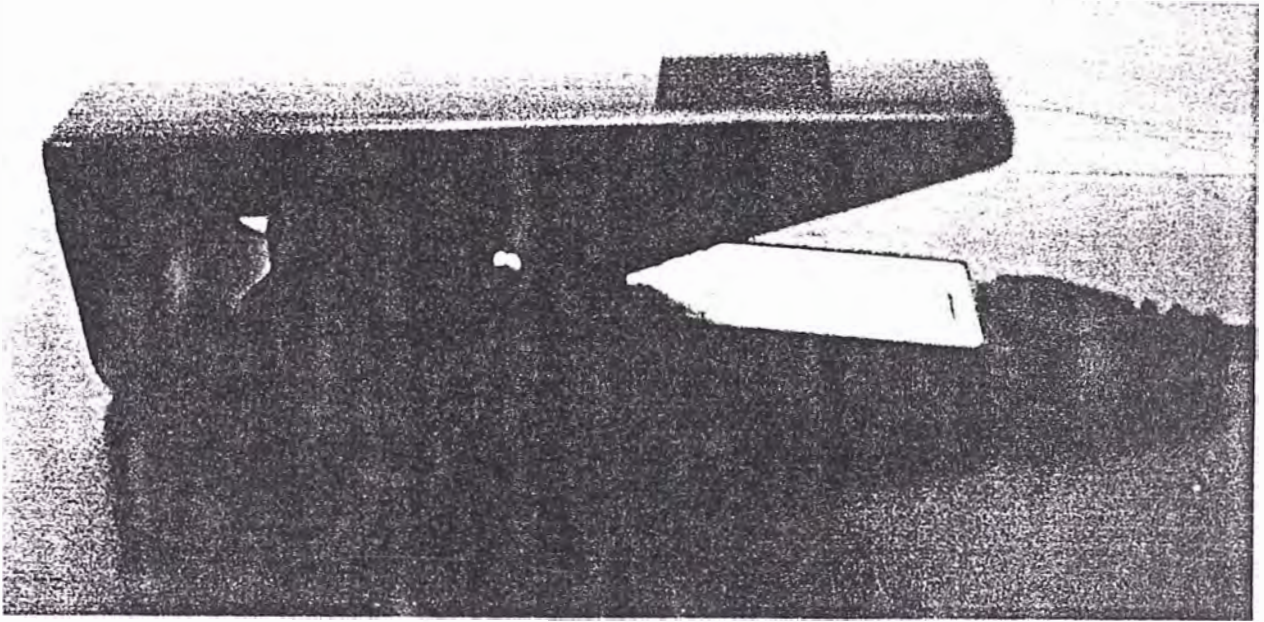
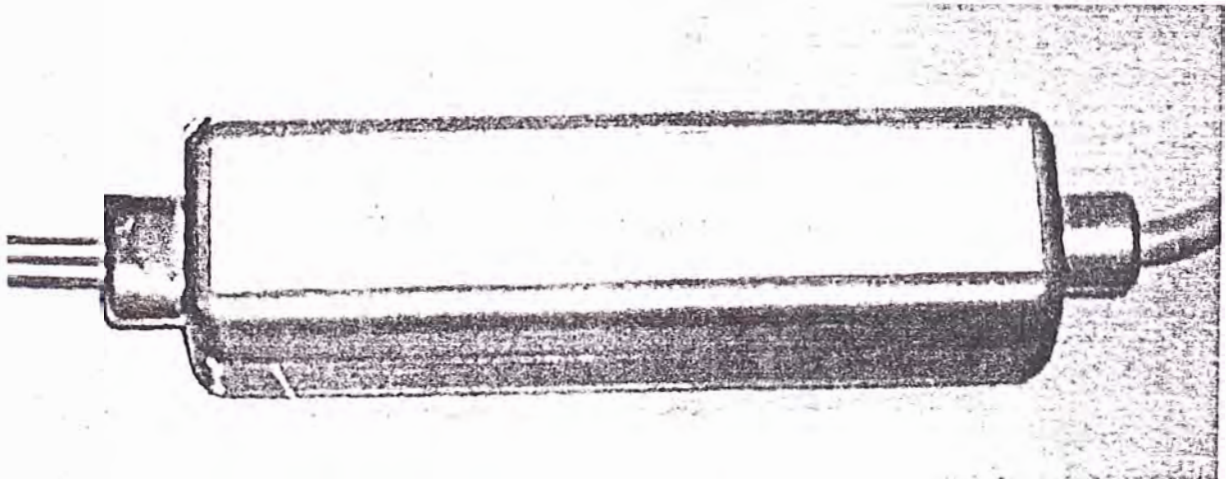


Figura 5.4 Adaptador de Corriente (Pinza)



**Figura 5.5 Pinza de Corriente**



**Figura 5.6 Transductor de Corriente**



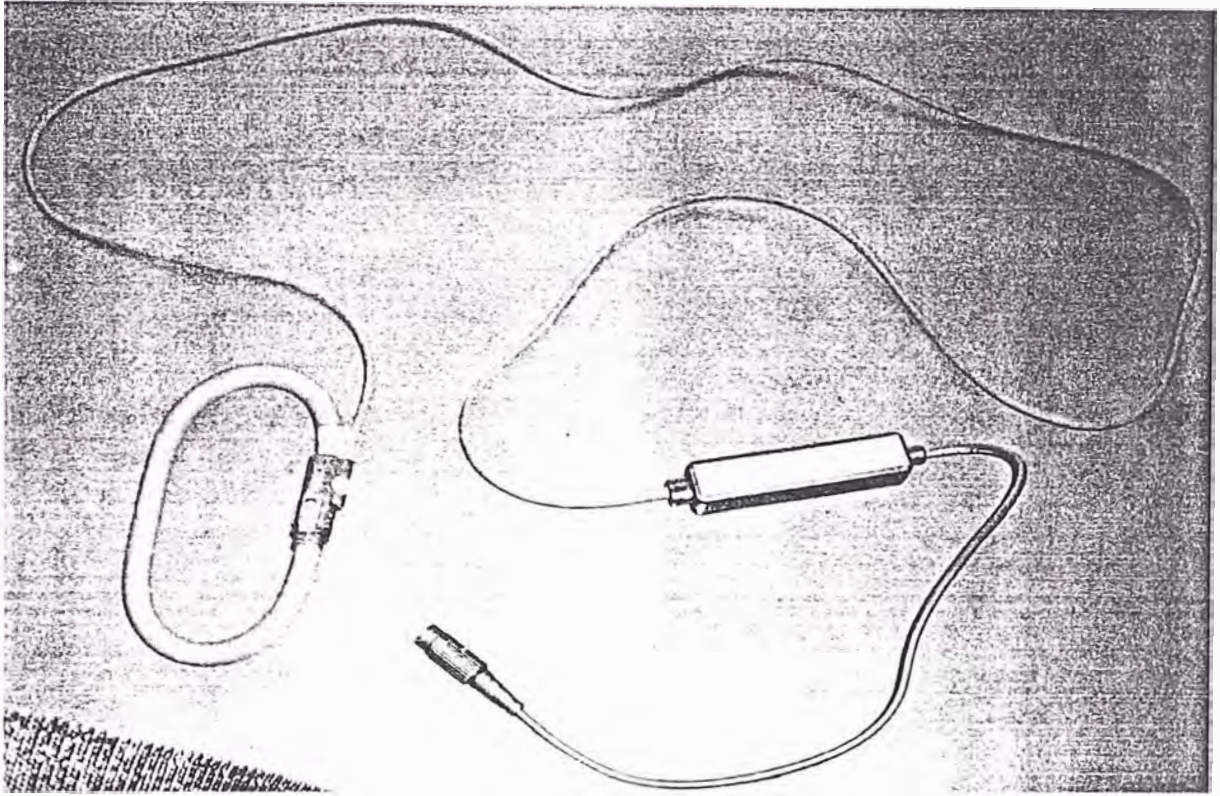


Figura 5.7 Adaptador de Corriente (Uniflex)

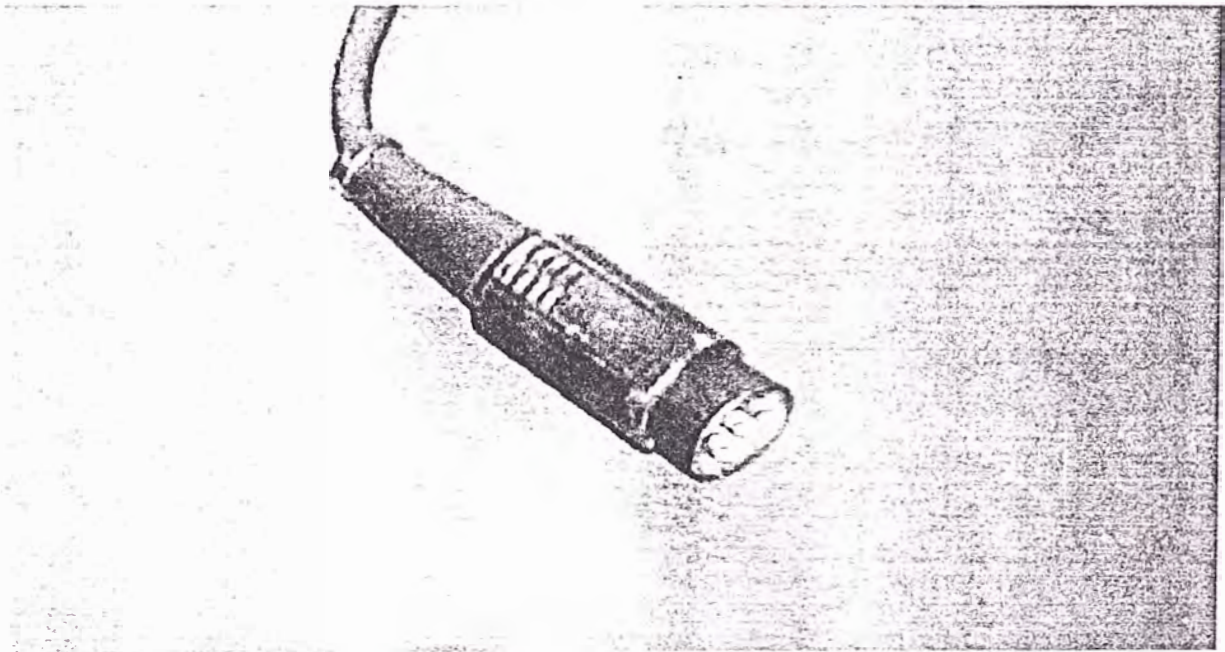
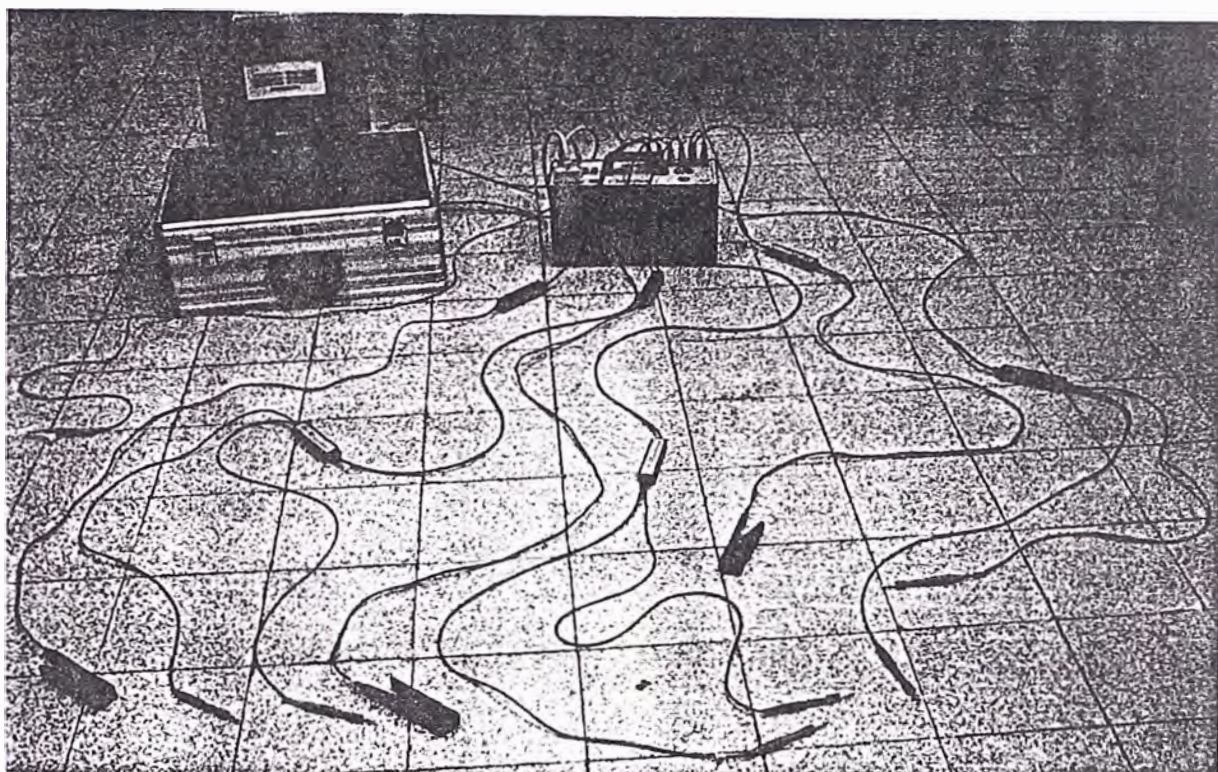
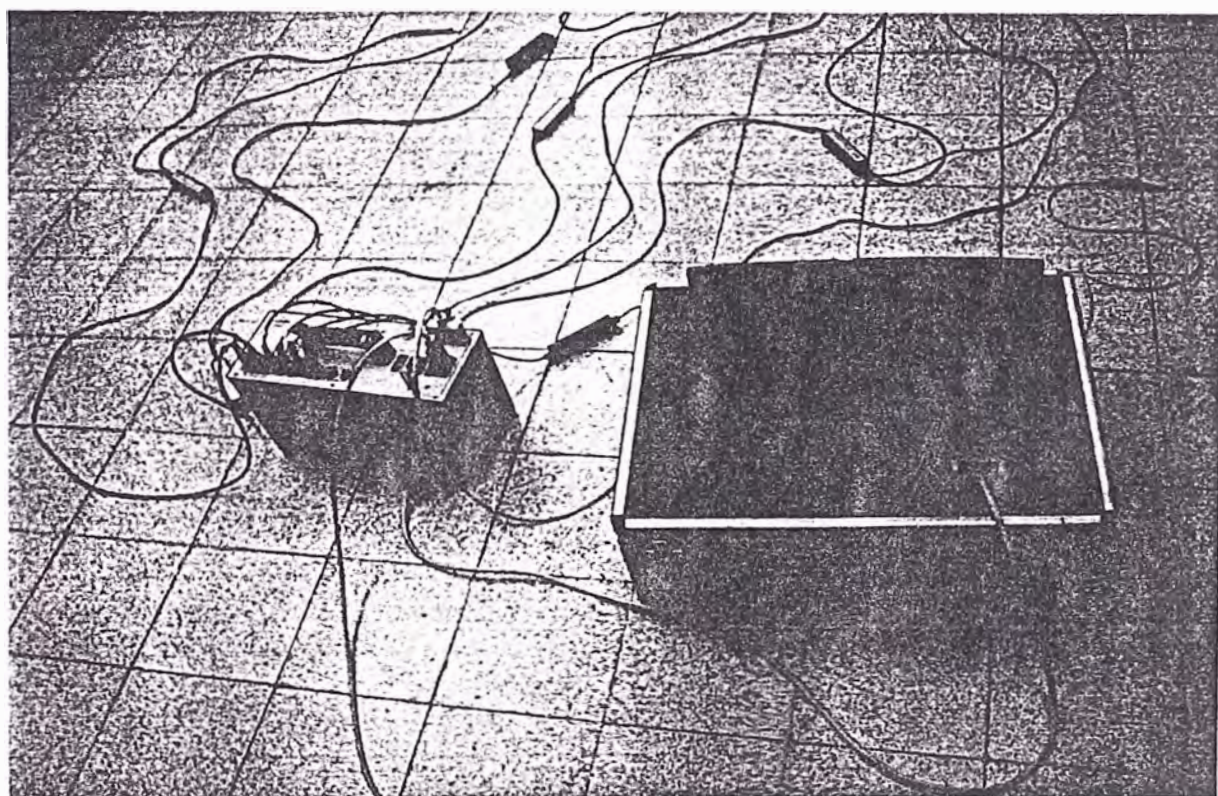


Figura 5.8 Terminal de Tensión o Corriente



**Figura 5.9 Comunicación con equipo Unilyzer 900 F (Vista Frontal)**



**Figura 5.10 Comunicación con equipo Unilyzer 900 F (Vista Posterior)**



## Certificate of Calibration

Calibrated transducer: Unilyzer Voltage transducer 275V AC/DC  
 Serial No: 10100001

Reference level	Min	Actual result	Max
<u>275.0V</u>	<u>273.4V</u>	<u>274.1V</u>	<u>274.4V</u>
	<u>-0.58%</u>	<u>0.09%</u>	<u>0.2%</u>

Calibrated by: 10/20/2012 Serial No: 10266

UNIPOWER S.A.  
 Calle 100 No. 100-100  
 San José, Costa Rica

UNIPOWER S.A.

UNIPOWER S.A.



Figura 5.11 Certificado de Calibración (Transductor de Tensión)



## Certificate of Calibration

Calibrated transducer: Unilyzer Current adapter 10A AC  
 Serial No: 10200004

<i>Reference level</i>	<i>Min</i>	<i>Actual result</i>	<i>Max</i>
<u>8.430A</u>	<u>8.413A</u>	<u>8.440A</u>	<u>8.447A</u>
	<u>-0.2%</u>	<u>0.12%</u>	<u>0.2%</u>

Calibrated by: Jonny Kronberg Serial No: 10266

Unipower AB  
 Box 411  
 S-441 28 ALINGSÅS  
 SWEDEN

Validas October 17, 2015

Jonny Kronberg



Figura 5.12 Certificado de Calibración (Transductor de Corriente - Pinza)



## Certificate of Calibration

Calibrated transducer: Unilyzer Uniflex 10-2000A AC  
 Serial No: 10110005

<i>Reference level</i>	<i>Min</i>	<i>Actual result</i>	<i>Max</i>
<u>505.0A</u>	<u>504.0A</u>	<u>505.3A</u>	<u>506.0A</u>
	<u>-0.2%</u>	<u>0.06%</u>	<u>0.2%</u>

Calibrated reference instrument: Gamma 3001 Serial No: 10266

Unipower AB  
 Box 411  
 S-441 28 ALINGSÅS  
 SWEDEN

Alingsås October 11<sup>th</sup> 1996

Jonny Kronberg



Figura 5.13 Certificado de Calibración (Transductor de Corriente - Uniflex)

Con la finalidad de llevar un registro histórico de los valores medidos de cada parámetro para los puntos de entrega a nuestros clientes, fue necesario tener un sistema de información que la NTCSE los señala como obligatorio, los cuales se detallan a continuación:

a) Base de datos para el control de calidad del servicio eléctrico.

Contiene el esquema de alimentación a cada uno de nuestros clientes en muy alta tensión, alta tensión y media tensión. Se actualiza en forma semestral o cuando lo requiera el OSINERG.

b) Registro de cronogramas de mediciones para el control de calidad del producto.

Contiene los cronogramas de puntos de medición elegidos aleatoriamente (denominados básicos), los requeridos por el OSINERG o remediciones para levantar la mala calidad detectada en una medición anterior. Cada cronograma es realizado una semana antes del mes programado y actualizado en el registro histórico.

c) Registro de reportes de mediciones efectuadas para el control de calidad del producto.

Contiene los reportes de mediciones efectuadas, además contiene los archivos de la medición en formato del propio equipo (información primaria sin procesar). Cada reporte es realizado dentro de las dieciocho horas de finalizada la medición o retirado el registrador de cada punto medido y actualizado en el registro histórico.

d) Registro de reportes de mediciones fuera de rango.

Contiene los reportes de puntos con mediciones y/o remediciones fuera de tolerancias. Cada reporte es realizado dentro de los siguientes 20 días de finalizado el mes y actualizado en el registro histórico.

e) Registro de reportes de compensaciones.

Contiene los reportes de compensaciones. Cada reporte es realizado dentro de los siguientes 20 días de finalizado el mes y actualizado en el registro histórico.

f) Registros de reportes de interrupciones programadas.

Contiene los reportes de interrupciones programadas. Cada reporte es realizado cuarenta y ocho horas antes del inicio de la interrupción y actualizado en el registro histórico.

g) Registros de reportes de detalle de interrupciones.

Contiene los reportes de detalle de interrupciones. Cada reporte es realizado dentro de los siguientes 20 días de finalizado el mes y actualizado en el registro histórico.

h) Registro de compensación semestral por mala calidad de suministro.

Contiene los reportes de compensaciones a pagarse. Cada reporte es realizado dentro de los siguientes 20 días de finalizado el semestre controlado y actualizado en el registro histórico.

A fin de transferir al OSINERG los diferentes reportes de calidad de producto y calidad de suministro, se tuvo la necesidad de contar con un sistema FTP (File Transfer Protocol), el cual es un programa que se utiliza para transferir información, almacenada en ficheros, de una máquina remota a la que nos conectamos para transferir la información (OSINERG) a otro local desde donde nos conectamos para hacer la transferencia, es decir donde ejecutamos el FTP.



## 6.

### REPORTE DE INFORMACIÓN A OSINERG

#### 6.1 Calidad de Producto

##### 6.1.1 Cronograma mensual de mediciones

Al primer día útil de la segunda semana del mes enviar a OSINERG el cronograma de mediciones del mes siguiente, el cual contiene lo siguiente:

- Carta dirigido a OSINERG indicando el cronograma de mediciones a realizar.
- Cronograma bajo la estructura de las tablas informáticas que se detallan en el anexo N° 5 de la Base Metodológica, el cual es remitido vía FTP.
- Cuadro resumen de la cantidad de puntos por cada tipo de medición.

- Esquema en formato A3 ubicando los puntos de medición seleccionados.

### **6.1.2 Información al cliente**

Una vez enviado el cronograma mensual de mediciones a OSINERG, se envía al cliente con carta, el cronograma de mediciones.

### **6.1.3 Instalación y retiro del equipo de calidad de energía**

La instalación del equipo registrador de calidad de energía se realiza en delta normal, conectadas a las señales de los transformadores de medida (Figuras 6.1 y 6.2) ubicadas en un tablero de medición en donde se encuentran instalados los equipos de medición de energía (Figuras 6.3 y 6.4), una vez terminada la instalación del equipo se debe llenar una planilla de medición con la presencia del Cliente y el OSINERG. Se admite una demora no mayor de un (01) día para la instalación del equipo registrador, con respecto a la fecha programada para su instalación, en caso el registrador sea instalado antes de la fecha programada, la validez de los intervalos registrados se considera desde las 00:00 horas del día programado. La energía es tomada de los medidores de energía electrónicos, los cuales son utilizados para la facturación.

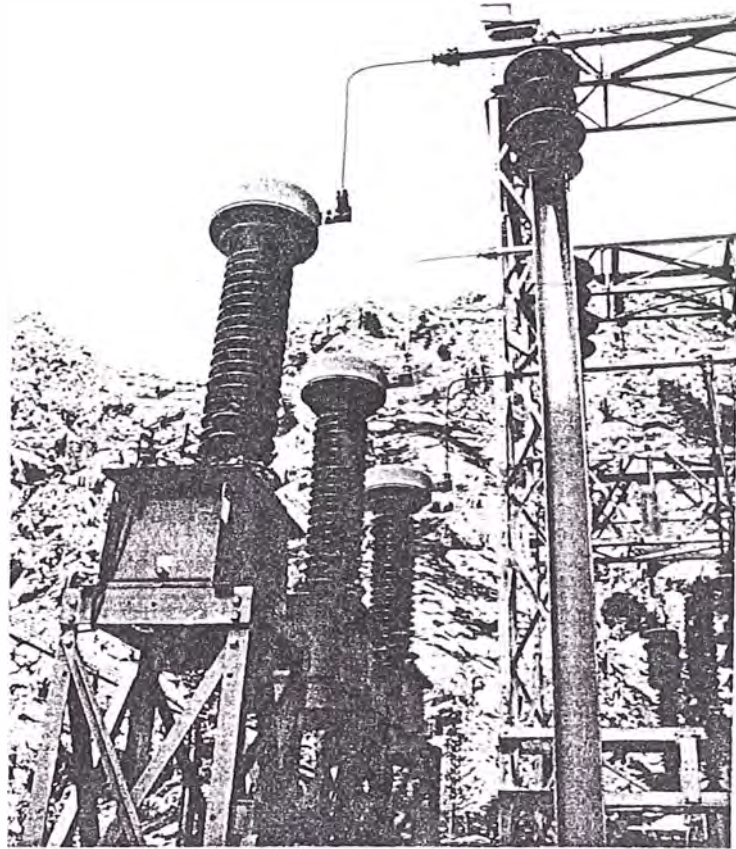
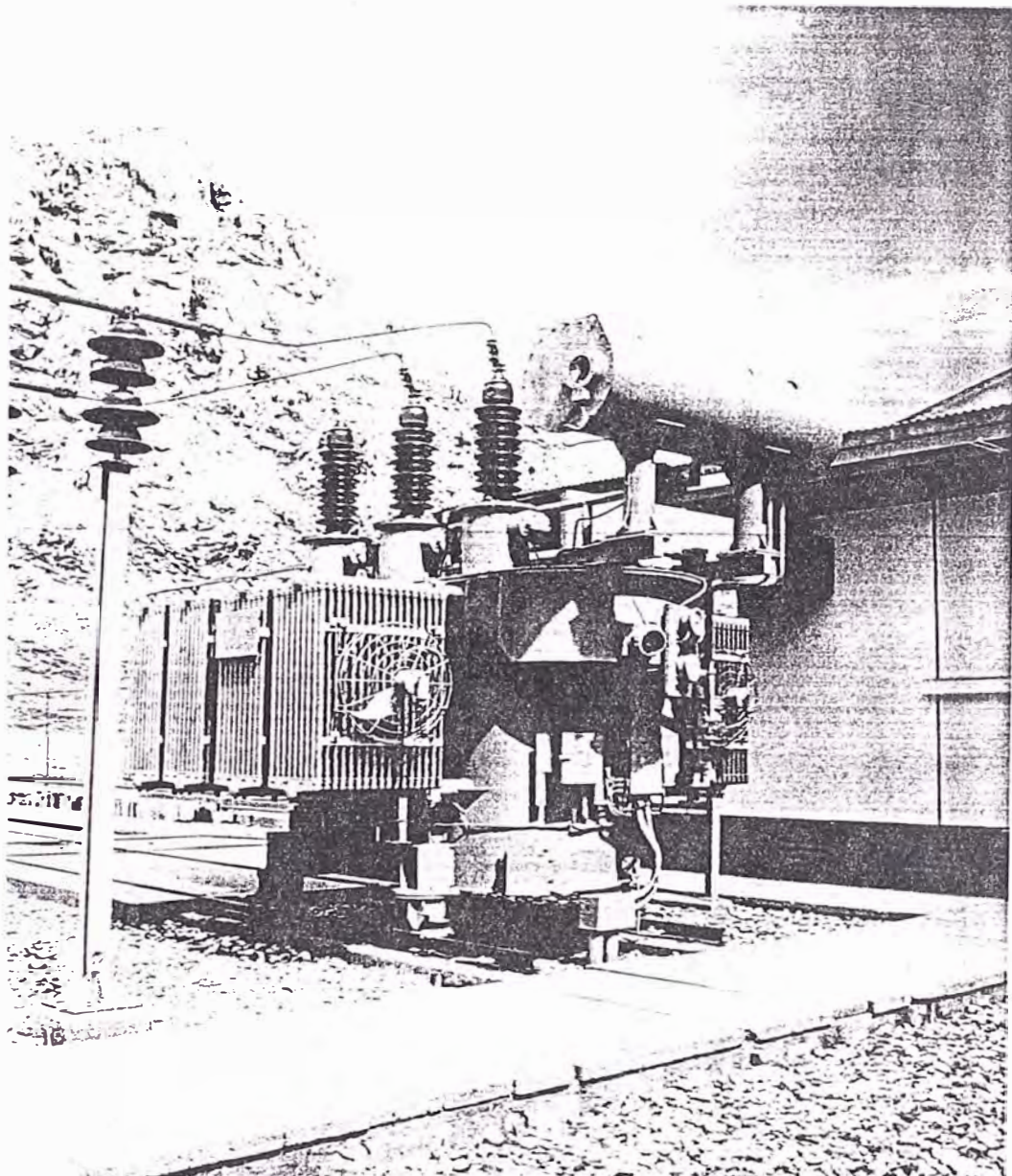
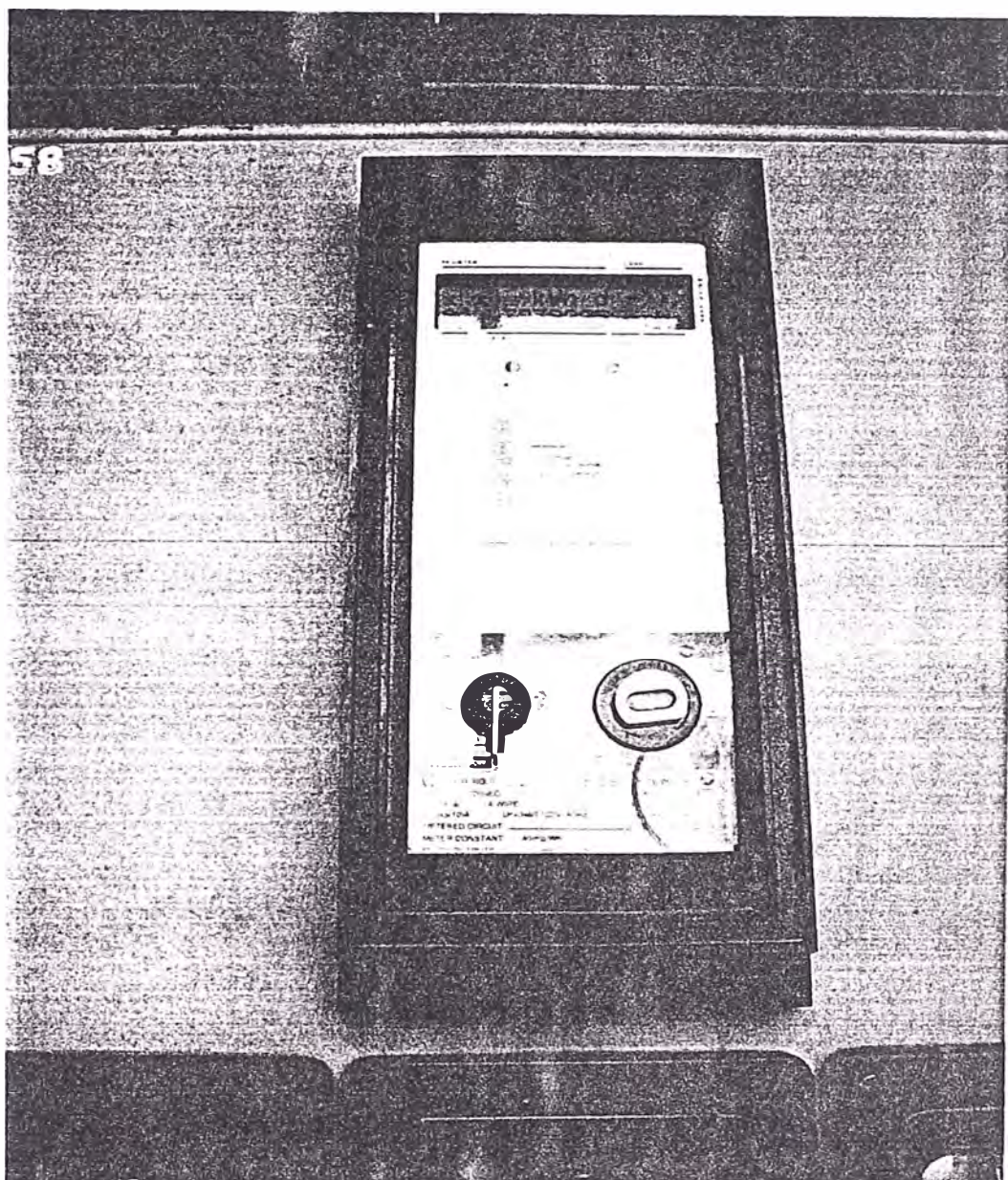


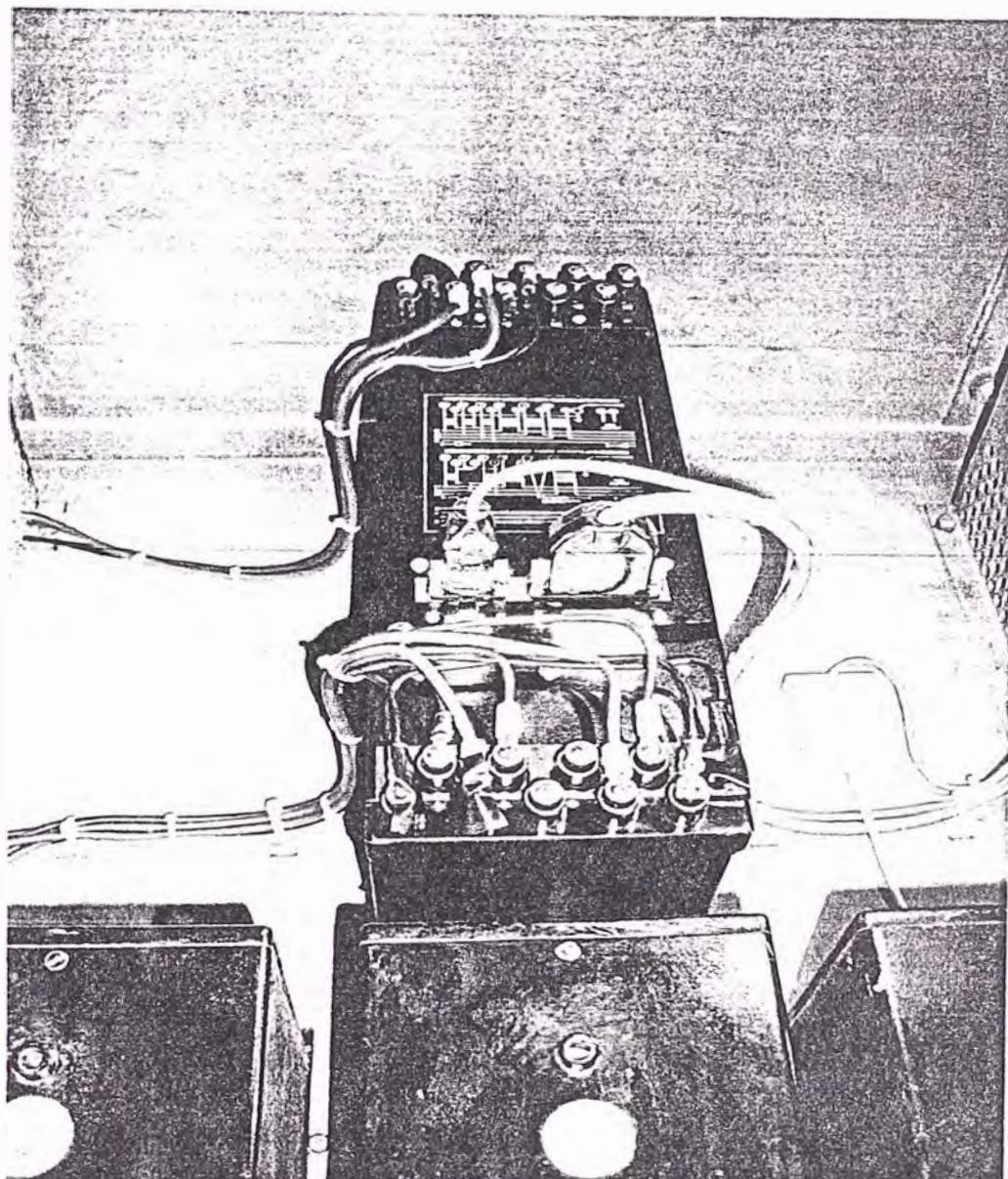
Figura 6.1 Transformadores de Tensión Capacitivos



**Figura 6.2 Transformadores de Corriente Ubicados en los Bushings del Transformador**



**Figura 6.3 Medidor de Energía Ubicado en el Tablero de Medición**



**Figura 6.4 Medidor de Energía con las Señales de los Transformadores de Medida**

#### **6.1.4 Envío de medición**

Dentro de las 18 horas de finalizada la medición o retirado el registrador del punto medido, remitir a OSINERG vía **ftp**, el archivo de la medición (aún sea fallida) en formato del propio equipo (información primaria sin procesar), conjuntamente enviar el reporte de mediciones efectuadas, según las dos tablas informáticas que se detallan en el anexo N° 6 de la Base Metodológica.

#### **6.1.5 Procesamiento de la medición**

Se procede a realizar el análisis de la medición, de los cuales obtenemos como resultado los indicadores de calidad de energía y las compensaciones en el caso que los indicadores excedan las tolerancias.

#### **6.1.6 Envío de informe consolidado de mediciones para el control de calidad de producto**

Al primer día útil de la segunda semana del siguiente mes (antes del día 20) de la medición, se envía al OSINERG los resultados de las mediciones de calidad de producto realizadas, el cual contiene lo siguiente:

- Carta dirigido a OSINERG.
- Reporte de los puntos con mediciones y/o remediciones fuera de tolerancias y el reporte de compensaciones, según tablas

informáticas que se detallan en el anexo N° 7 y N° 8 de la Base Metodológica, los cuales son enviados vía FTP.

- Informe consolidado de mediciones para el control de calidad del producto, conteniendo información sobre los puntos programados y los no considerados, puntos medidos, explicación de las causas que originaron cada caso de mediciones fallidas.
- Dos esquemas en formato A3, uno para ubicar las mediciones de tensión efectuadas y otro para ubicar las mediciones de perturbaciones efectuadas.
- Copia de las planillas de medición debidamente firmadas y llenadas con todos los datos requeridos.
- Cuadro resumen por cada uno de los tipos de mediciones efectuadas.
- Cuadro resumen de perturbaciones, sobre distorsión por armónicas de tensión agrupadas por bandas de un punto porcentual y perturbaciones por flícker agrupadas por bandas de 0,1 por unidad del índice de severidad.
- En caso existan compensaciones, adjuntar el cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un cliente elegido aleatoriamente.
- Enviar vía ftp los archivos en excel utilizados para el procesamiento de la información.



## **6.2 Calidad de Suministro**

### **6.2.1 Programación de interrupciones**

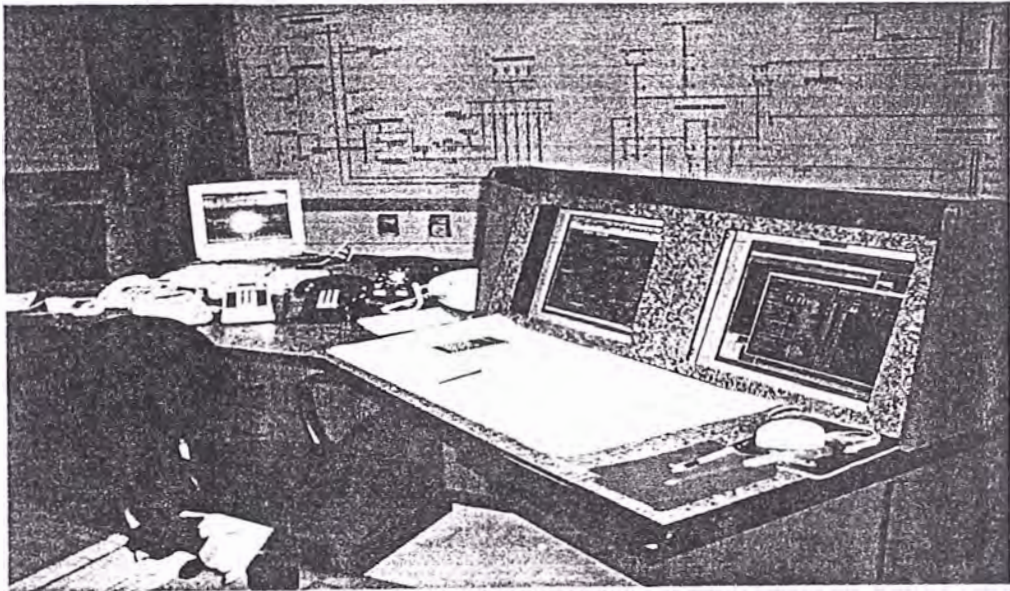
Con anticipación no menor a cuarenta y ocho (48) horas se hace llegar al OSINERG, la sustentación de la programación de interrupción del servicio para i) expansión o reforzamiento de redes o ii) mantenimiento de redes, precisando la ubicación de las instalaciones donde efectuará las maniobras de interrupción, el resumen de actividades a desarrollar y el responsable de tales actividades, utilizando el formato del anexo N° 9 de la Base Metodológica, archivo con extensión PIN. Se acompaña a tal archivo el documento que sustente la notificación a los clientes por afectarse con la interrupción. El suministrador entregará a requerimiento del fiscalizador, en un período no mayor de 24 horas, copia del plano del proyecto, además toda la información relacionada al trabajo detallado.

La empresa generadora deberá notificar por escrito a su cliente distribuidor las interrupciones programadas en un tiempo no menor de setenta y dos (72) horas; para tal efecto el Área de Operaciones debe informar al Área comercial los mantenimientos a realizarse.

### **6.2.2 Registro de interrupciones**

En el Centro de Control de Electroandes (Figuras 6.5, 6.6 y 6.7) se registran todos los eventos ocurridos en el sistema eléctrico, cada vez

que ocurra una interrupción el operador del centro de control deberá actualizar la base de datos de interrupciones.



**Figura 6.5 Centro de Control**

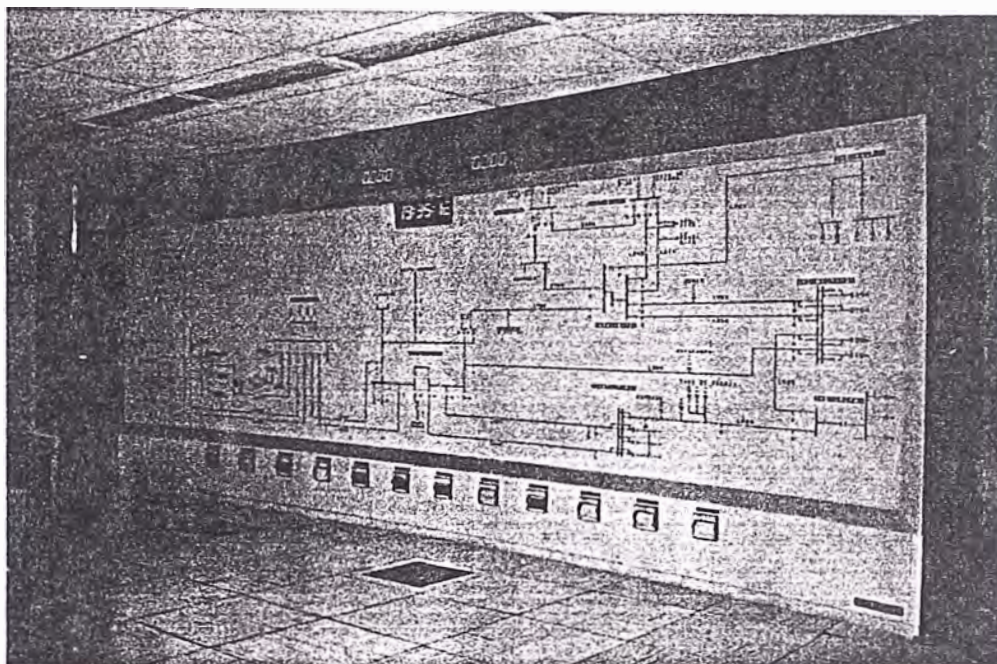


Figura 6.6 Panel Mímico

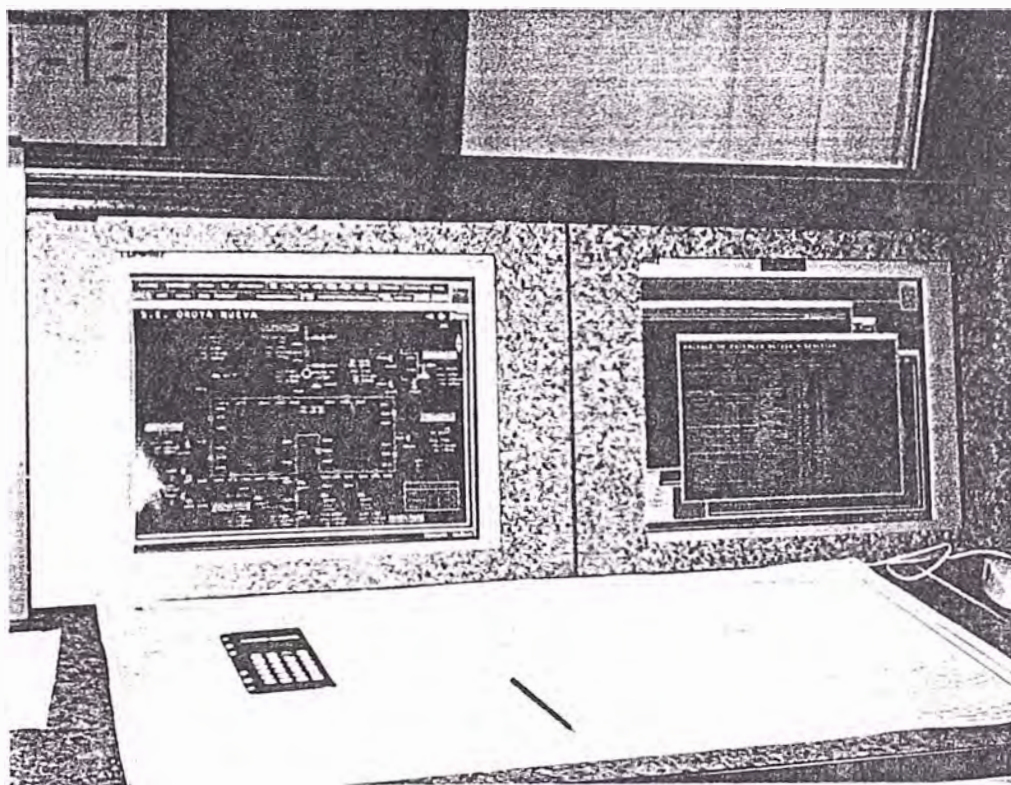


Figura 6.7 Consolas

### **6.2.3 Reporte de interrupciones**

Dentro de los siguientes 20 días calendario de finalizado el mes, el suministrador remite vía FTP el reporte de detalle de las interrupciones según el formato del archivo con extensión RDI que se detalla en el anexo N° 9 de la Base Metodológica.

Asimismo dentro de los 20 días calendario de finalizado cada trimestre el suministrador remite vía FTP el reporte de interrupciones de todos los suministros afectados según el formato del archivo con extensión RIN que se detalla en el anexo N° 9 de la base metodológica en cada registro se consigna la hora y fecha reales de inicio y fin de la interrupción, de cada suministro afectado. Para tal efecto el Área de Operaciones debe informar al Área comercial las interrupciones que afecten a nuestro cliente Electrocentro en la barra de suministro ubicada en la S.E. Yaupi (Electrocentro) en 13,2 kV.

### **6.2.4 Procesamiento de la información**

Se procede a realizar el análisis de la medición, de los cuales obtenemos como resultado los indicadores de calidad de energía y las compensaciones en el caso que los indicadores excedan las tolerancias.

### **6.2.5 Reporte de resultados**

Dentro de los 20 días siguientes al semestre controlado, se remite a OSINERG lo siguiente:

- Copia de los registros automáticos de interrupciones del semestre controlado, vía FTP o en medio magnético.
- Se remite el reporte de compensaciones a pagarse a cada suministro afectado por mala calidad de suministro según el formato del archivo que se detalla en el anexo N° 11 de la Base Metodológica. Se excluye los casos cuyas solicitudes de calificación como causal de fuerza mayor haya sido aprobada por el OSINERG o no haya agotado la vía administrativa.
- Conjuntamente con estos reportes, se presenta un informe impreso sobre:
  - 1) Resumen de las interrupciones acontecidas en el semestre.
  - 2) La relación de las interrupciones donde se solicitó la calificación de fuerza mayor.
  - 3) Un resumen de las compensaciones a ser pagadas a sus clientes con montos totalizados y separados por clientes y nivel de tensión.
  - 4) Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un cliente elegido aleatoriamente entre todos los afectados. Para el caso de transmisoras, el detalle de los resarcimientos a efectuar.

5) Cuando se tenga compensaciones en el cual se tengan además otros suministradores en el mismo semestre de control, remitir calculo detallado de la compensación a un cliente.

Estos reportes se presentarán también en medio magnético.

## 7.

### REPORTE DE INFORMACIÓN A CLIENTES LIBRES

#### 7.1 Calidad de Producto

##### 7.1.1 Cronograma de mediciones

El mes de enero de cada año se realiza el cronograma de mediciones de calidad de energía del año (una medición por punto de suministro al cliente). Enviar al área de Equipos de Protección y Medición (EPM) el cronograma inicial, para que lo revisen y puedan proporcionar para las fechas programadas un personal de su área a la instalación y retiro de los medidores de calidad de energía, en caso exista alguna objeción con el cronograma se coordinará con su área para obtener el cronograma definitivo.

### **7.1.2 Información al cliente**

Un mes antes de realizar la medición, enviar al cliente el cronograma de mediciones. Dos días antes del inicio de cada medición confirmar al cliente telefónicamente el inicio de la medición. En caso exista algún percance y no se pueda realizar la medición, comunicar lo sucedido al cliente telefónicamente y por carta.

### **7.1.3 Instalación y retiro del equipo de calidad de energía**

La instalación del equipo registrador de calidad de energía se realiza en delta normal, conectadas a las señales de los transformadores de medida (Figuras 6.1 y 6.2) ubicadas en un tablero de medición en donde se encuentran instalados los equipos de medición de energía (Figuras 6.3 y 6.4), una vez terminada la instalación del equipo se debe llenar una planilla de medición con la presencia del Cliente y el OSINERG. Se admite una demora no mayor de un (01) día para la instalación del equipo registrador, con respecto a la fecha programada para su instalación.

### **7.1.4 Procesamiento de la medición**

Se procede a realizar el análisis de la medición, tomando como dato el archivo de medición exportado a texto (\*.txt), de los cuales obtenemos como resultado los indicadores de calidad de energía que se encuentran fuera de tolerancias.



### **7.1.5 Reporte de resultados**

Se prepara un informe utilizando los resultados obtenidos en el procesamiento de medición, el informe es enviado al cliente con carta.

## **7.2 Calidad de Suministro**

### **7.2.1 Registro de interrupciones**

Cada vez que ocurra una interrupción el operador del centro de control deberá actualizar la base de datos de interrupciones.

### **7.2.2 Información al Cliente**

Proceder según se denota en el cuadro "Coordinaciones operativas contractuales - Suministro Eléctrico" (Figura N° 7.1).

**COORDINACIONES OPERATIVAS CONTRACTUALES  
SUMINISTRO ELECTRICO**

Cliente	Punto de entrega	Tensión Nominal (kV)	Interrupciones Programadas		Interrupciones No Programadas	Calificación de Fuerza Mayor
			Electroandee	Cliente		
Doe Run Perú S.R.L. (Oroya)	S E Casa de Fuerza	50,00				Contractual (1)
	S E Planta de Zinc (Zinc 1)	50,00				
	S E Planta de Zinc (Zinc 2)	50,00				
	S E Alambión	50,00				
	S E Mayupampa	50,00				
	C H Oroya (Local 1)	2,40				
	C H Oroya (Local 2)	2,40				
Doe Run Perú S.R.L. (Cobriza)	S E Cobriza I	220,00	(2)	(3)		(4) y (5)
Volcan S.A.A. (Cerro de Pasco)	S E Paragsha I Concentradora Paragsha	12,80	(6)	(6)		Contractual (1)
	S E Paragsha I, Mina, Tajo, San Juan	12,80				
	S E Excelsior Casa de Piedra, Mina Tajo	12,80				
	S E San Juan, Bombas Ocroyoc	10,70				
	S E Excelsior, Concentradora San Expedito	2,40				
	S E Excelsior, S E N° 2 Excelsior	2,525				
	S E San Juan - Bombas San Juan (Yurag)	2,525				
	S E Huicra - Bombas Huicra	2,48				
Volcan S.A.A. (Yaull)	S E Pachachaca	50	(2)	(3)		(4)
Volcan S.A.A. (Ticlio)	S E Ticlio	50	(2)	(3)		(4)
Centromin Perú S.A. (Morococha)	S E Morococha, Concentradora	48	(7)	(3)		(4)
	S E Morococha, Compresoras	2,4				
Centromin Perú S.A. (Yauricocha)	S E Chumpe, circuito interruptor 7002	12,6	(7)	(3)		(4)
	S E Chumpe, circuito interruptor 7007	2,4				
Atacocha S.A.A.	S E Paragsha I	49	(6)	(6)		Contractual (1)
El Brocal S.A.	S E Smeller	48,5	(2)	(3)		(4)
Huaron S.A.	S E Shelby	48,5	(2)	(3)		(4)
Aurex S.A.	L T Yurajhuanca - Ocroyoc estructura N° 7	11	(2)	(3)		(4)
Minera Casapalca S.A.	S E Anluquito	47,5	(2)	(3)		Contractual (5)
Skanska Cosapi- Chizaki	S E Yaupi (Electrocentro)	22,9	(2)	(3)		(4)
	S E Caihuamayo (Electrocentro)	22,9				
Electrocentro S.A.	Barra de salida de C H Yaupi en 13,8 kV	13,2	(8)		(9)	(4)
Qulparacra	Barra de salida de C H Yaupi en 13,8 kV	13,2	(8)		(9)	(4)

(1) La parte afectada debe dar aviso por escrito a la otra parte, a la brevedad posible y con los detalles del hecho de fuerza mayor

(2) Comunicación de El Generador a El Cliente con una anticipación mínima de 10 días

(3) El Cliente comunicará a El Generador, con no menos de tres (3) días de anticipación, la ejecución de los trabajos de mantenimiento preventivo que programe en sus instalaciones

(4) La calificación de un hecho como uno de fuerza mayor corresponde a OSINERG. Cuando El Generador considere que el deterioro de la calidad de energía suministrada en un período, ha sido producto de un caso de fuerza mayor, éste debe informar a la autoridad

(5) La parte afectada debe dar aviso por escrito a la otra en un plazo no mayor de 72 horas contadas a partir de la ocurrencia del caso de fuerza mayor

(6) La programación del mantenimiento preventivo anual deberá ser coordinada entre El Generador y El Cliente durante el mes de octubre, y será válido para todo el año siguiente. La Parte ejecutante del mantenimiento deberá confirmar a la otra Parte con por lo

(7) Comunicación de El Generador a El Cliente con una anticipación mínima de 48 horas, señalando horas exactas de inicio y conclusión de los trabajos

(8) Comunicación de El Generador a OSINERG con una anticipación mínima de 48 horas, sustentando la programación de interrupción del servicio, precisando la ubicación de las instalaciones donde se efectuarán las maniobras de interrupción, el resumen de actividad

(9) Dentro de los siguientes 20 días calendario de finalizado cada mes, el Generador remite vía FTP el reporte de detalle de las interrupciones según el formato del archivo con extensión RDI que se detalla en el Anexo N° 9 de la Base Metodológica Asimismo de

**FIGURA N° 7.1**

### 7.2.3 Procesamiento de la información

Se procesa de acuerdo a tres formas de compensación:

- *Duración de la interrupción:* Afecta a nuestros clientes Doe Run Perú Oroya y Cobriza. Se identifica mensualmente las interrupciones causadas por situaciones fuera del ámbito operacional y de control del suministrador y fuerza mayor, luego se hará un descuento en el cargo fijo por potencia contratada, proporcional al número de horas interrumpidas y al número de horas totales del mes.
  
- *IIT:* Afecta a nuestros clientes Doe Run Perú (Cobriza), Volcan (*Yauli* y Ticlio), Aurex, Minera Casapalca y Skanska Cosapi Chizaki. Durante el mes de enero de cada año, se determinará si se excedió el Índice de Disponibilidad de Transmisión (IIT) de los últimos cuatro años, se considera interrupciones ocasionadas por situaciones dentro del ámbito operacional y de control del suministrador excepto mantenimientos programados. Si el IIT resultase mayor que la tolerancia (0,5 % anual), se procederá a devolver, dentro del mes de febrero, un monto equivalente a la potencia contratada correspondiente al tiempo de exceso sobre la tolerancia, valorizada al doble de la tarifa.

$$IIT = ( TEI * 100 ) / HT \quad (\%)$$

$$TEI = \sum (P_i * T_i) / DM \quad (\text{Horas})$$

Donde:

TEI	=	Tiempo equivalente de indisponibilidad.
HT	=	Horas totales del período.
$P_i$	=	Potencia de suministro interrumpido (MW).
$T_i$	=	Tiempo de interrupción (Horas).
DM	=	Demanda máxima del suministro (MW).

- *NTCSE*: Afecta a nuestros clientes Volcan (Cerro), Centromin (Morococha y Yauricocha), Atacocha, Brocal y Huarón. Se realiza semestralmente de acuerdo a la NTCSE, excepto Volcan (Cerro) y Atacocha que además incluye que las interrupciones deben ser atribuibles exclusivamente a EL GENERADOR, no se le responsabiliza por fallas en el SEIN ocasionas por fuerza mayor, racionamiento y mantenimiento programado o por emergencia.

#### **7.2.4 Reporte de resultados**

- Carta dirigida al Cliente indicando los montos a compensar si lo hubiera.
- Si hubiera compensación se enviara una nota de crédito con el monto a compensar.

## 8.

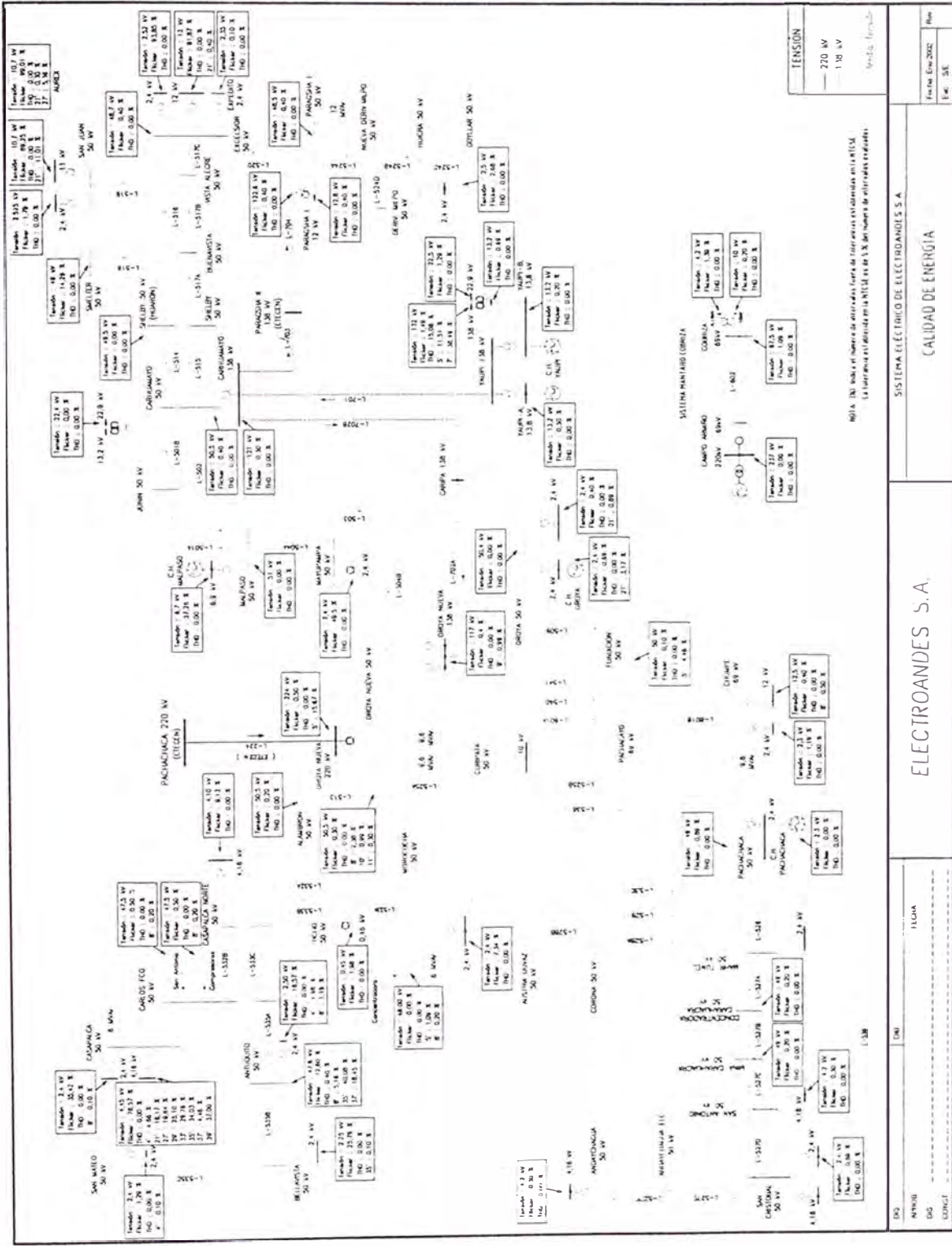
### RESULTADOS

En las mediciones realizadas en el sistema eléctrico de Electroandes, no se ha encontrado problemas de tensión, se ha encontrado diferentes problemas en lo que se refiere a perturbaciones, para realizar un análisis de perturbaciones se han realizado mediciones en otras barras del sistema de Electroandes, los resultados se muestran en el gráfico 8.1, de los cuales los problemas más saltantes son los que se denotan a continuación:

- En la medición realizada a nuestro cliente regulado Electrocentro S.A., cuyo punto de suministro es en la Subestación Yaupi en 13,8 kV barra "B" de generación, la cual alimenta a las poblaciones de Oxapampa y Villa Rica, se encontró tercer armónico de tensión en las mediciones fase a tierra.

Como se sabe el tercer armónico es de secuencia cero, lo que quiere decir que si fase a tierra existe un tercer armónico de tensión, fase a fase no va a existir debido a que este tercer armónico se eliminará al sumarse con el tercer

armónico de la otra fase. Para demostrar lo dicho anteriormente se realizaron mediciones fase a fase, en la cual se demostró que el tercer armónico de tensión se eliminó. El tercer armónico de tensión medido fase a tierra, no afecta a nuestro cliente Electrocentro, debido a que el suministro de energía es en delta.



NOTA: Este plano de redes de energía forma parte de los estudios realizados en el ITCM. La información contenida en él es válida en el momento de elaborarse el mismo.

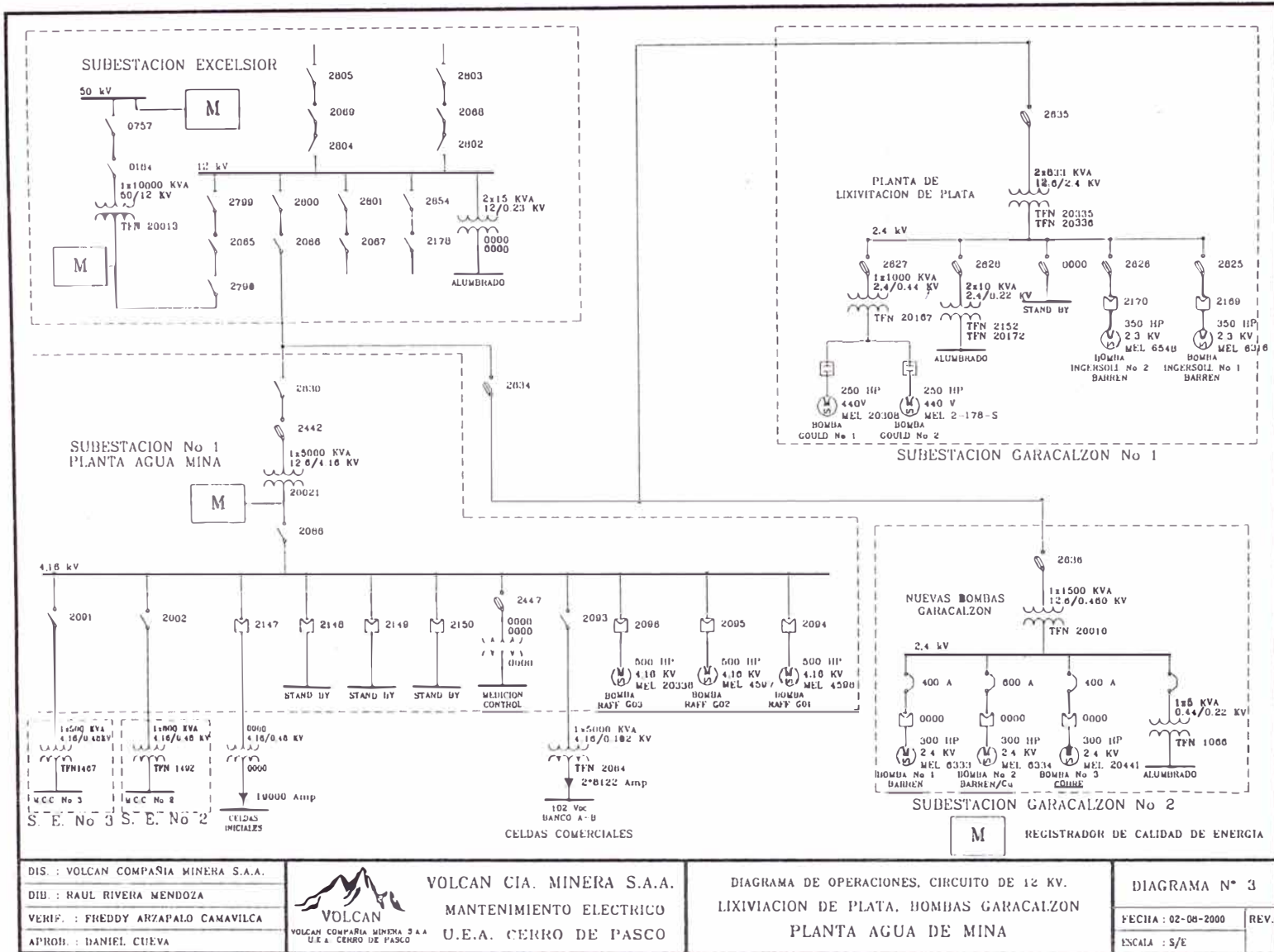
ELECTROANDES S.A.		SISTEMA ELÉCTRICO DE ELECTROANDES S.A.	
CALIDAD DE ENERGÍA		ELECTROANDES S.A.	
EPS	ENI	ELCOSA	
MTR/30			
505			
CONDIC.			
		Fecha: Ene 2002	
		Escala: 1:100	

FIGURA N° 8.1

- En la medición realizada a nuestro cliente libre Compañía Minera Volcan S.A.A., en dos de los puntos de suministro ubicado en la subestación Excelsior, salida a casa de piedra, mina en 12,6 kV y salida a la subestación Excelsior N° 2 en 2,4 kV se encontró problemas de perturbaciones por flícker. El problema era encontrar quien estaba generando esta perturbación, para lo cual realizamos las mediciones que se describen a continuación.

Para el punto de suministro ubicado en la subestación Excelsior, salida a casa de piedra, mina en 12,6 kV; realizamos mediciones simultáneas con los tres equipos de calidad de energía, uno lo ubicamos en la subestación Excelsior en 50 kV, otro en la subestación Excelsior en 12,6 kV y el tercero lo ubicamos en la subestación Agua Mina en 4,16 kV, esto se puede apreciar en la figura N° 8.2. El resultado de este trabajo se puede apreciar en la figura N° 8.3, en el cual se aprecia que el Índice de Severidad por Flícker, se va atenuando notablemente a medida que nos alejamos de la subestación Agua Mina, esto demuestra fehacientemente que la fuente perturbadora son las cargas de la Compañía Minera Volcan S.A.A. que se alimentan de este punto de suministro.





DIS. : VOLCAN COMPANIA MINERA S.A.A.  
 DIB. : RAUL RIVERA MENDOZA  
 VERIF. : FREDDY ARZAPALO CAMAVILCA  
 APROB. : DANIEL CUEVA

**VOLCAN CIA. MINERA S.A.A.**  
 MANTENIMIENTO ELECTRICO  
 U.E.A. CERRO DE PASCO

DIAGRAMA DE OPERACIONES, CIRCUITO DE 12 KV.  
 LIXIVIACION DE PLATA, BOMBAS GARACALZON  
 PLANTA AGUA DE MINA

DIAGRAMA N° 3  
 FECHA : 02-08-2000  
 ESCALA : S/E

FIGURA N° 8.2

INDICE DE SEVERIDAD POR FLICKER (P<sub>st</sub>) EN LA S.E. EXCELSIOR EN 50 Y 12,6 kV Y LA S.E. AGUA MINA EN 4,16 kV

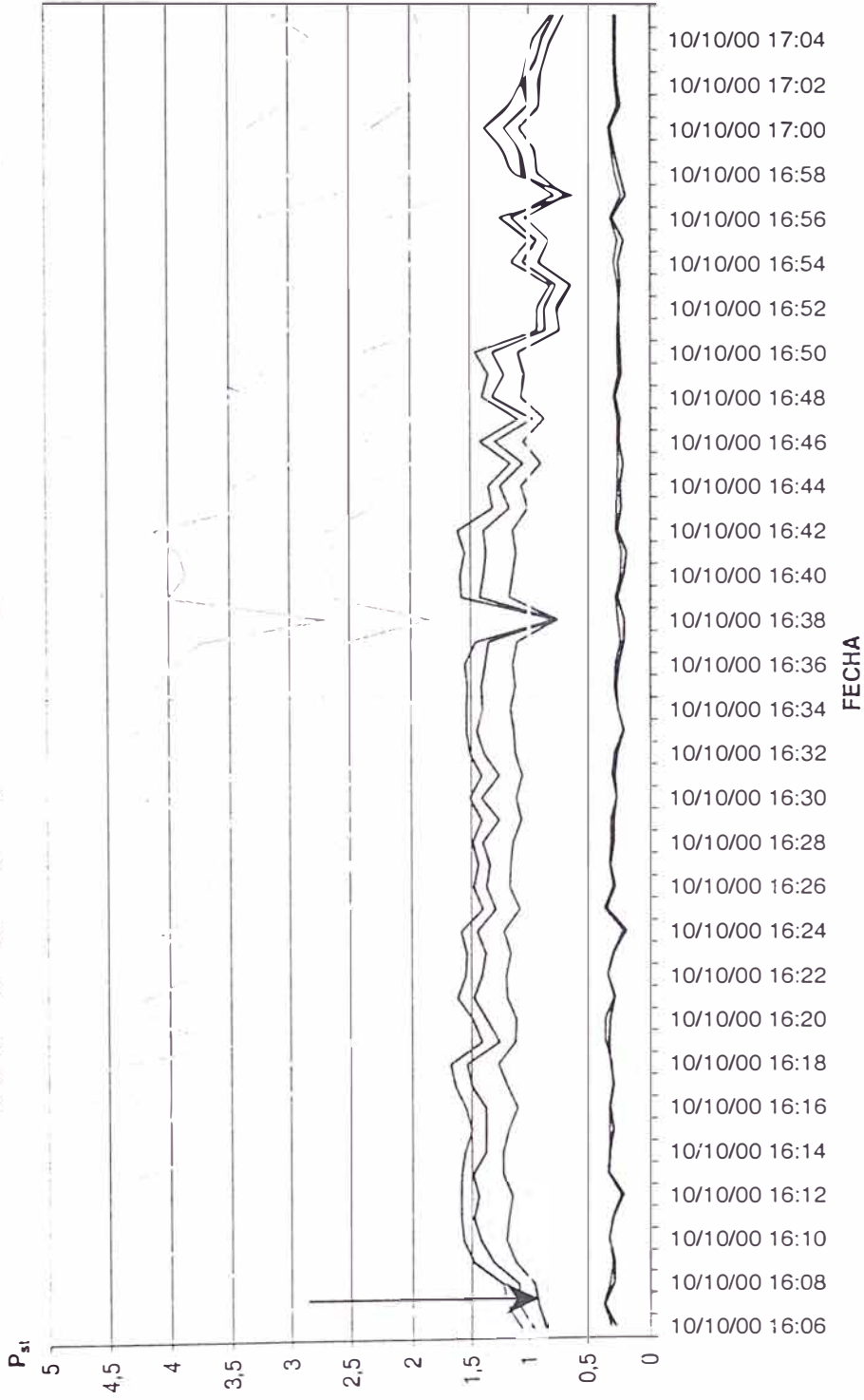


FIGURA N° 8.3

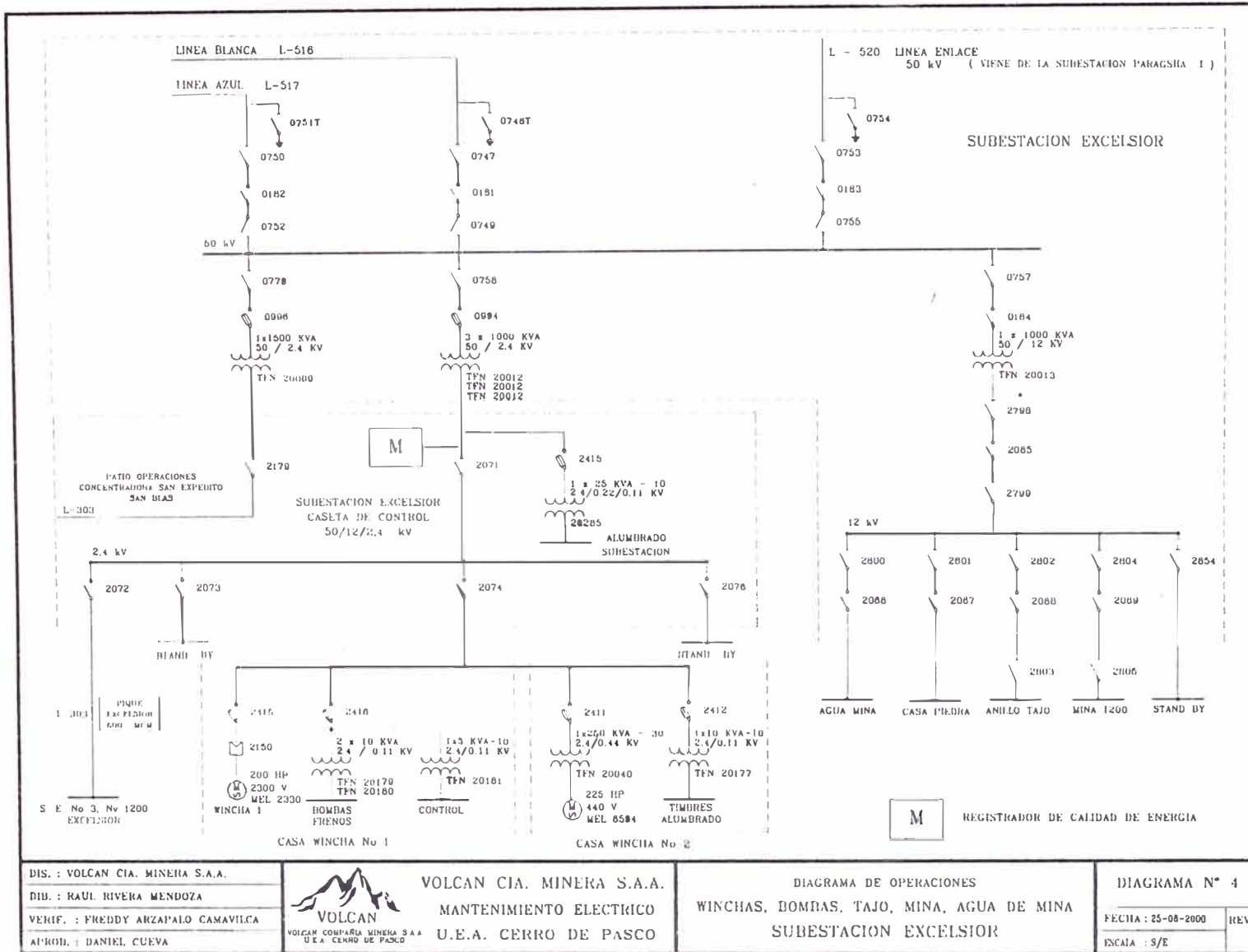


FIGURA N° 8.4

DIS. : VOLCAN CIA. MINERA S.A.A.  
 DIB. : RAUL RIVERA MENDOZA  
 VERIF. : FREDDY ARZAPALO CAMAVILCA  
 APROB. : DANIEL CUEVA

**VOLCAN**  
 VOLCAN CIA. MINERA S.A.A.  
 U.E.A. CERRO DE PASCO

DIAGRAMA DE OPERACIONES  
 WINCHAS, BOMBAS, TAJO, MINA, AGUA DE MINA  
 SUBESTACION EXCELSIOR

DIAGRAMA N° 4  
 FECHA : 25-08-2000  
 ESCALA : S/E  
 REV.

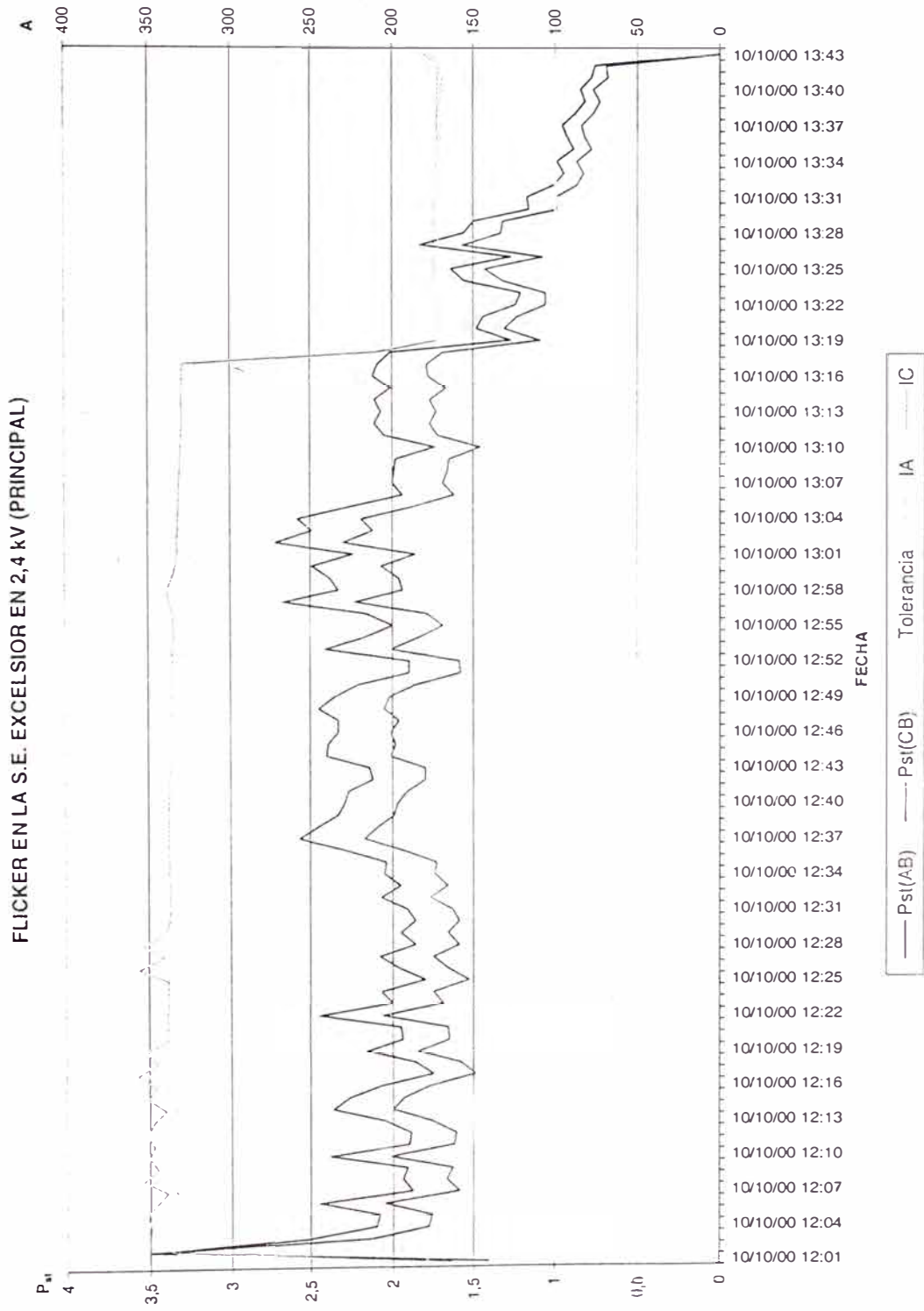


FIGURA N° 8.5

Para el punto de suministro ubicado en la subestación Excelsior, salida a subestación Excelsior N° 2 en 2,4 kV; utilizamos un equipo de calidad de energía, ubicado en la barra principal en 2,4 kV; esto se puede apreciar en la figura N° 8.4. El resultado de este trabajo se puede apreciar en la figura N° 8.5 en el cual se puede apreciar que el Índice de Severidad por Flícker varía conforme aumenta o disminuye la carga, esto demuestra fehacientemente que la fuente perturbadora son las cargas de la Compañía Minera Volcan S.A.A. que se alimentan de este punto de suministro.

Los resultados obtenidos para calidad de suministro son analizados de la base de datos de interrupciones. Tomando como ejemplo para la Empresa Minera Yauliyacu S.A. en el año 2000, se obtuvieron los eventos mostrados en la tabla que sigue:

**INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO A LA EMPRESA MINERA YAULIYACU S.A.  
AÑO 2000**

INICIO		FIN		DURACION (HORAS)	DESCRIPCION
FECHA	HORA	FECHA	HORA		
14/01/00	11:36	14/01/00	16:23	4,7833	Reparación en cable en 4,16 kV en la S.E. Casapalca Norte.
02/03/00	08:09	02/03/00	08:10	0,0167	Descarga atmosférica en las líneas de transmisión L-530 y L-535 en 50 kV Morococha - Casapalca - San Mateo.
03/03/00	17:19	03/03/00	17:20	0,0167	Descarga Atmosférica en las Líneas de Transmisión L-529, L-533 y L-535 en 50 kV Pachachaca - Morococha - Casapalca - San Mateo.
21/03/00	03:05	21/03/00	03:15	0,1667	Descarga atmosférica en las Líneas de Transmisión L-529, L-533 y L-535 en 50 kV Pachachaca - Morococha - Casapalca - San Mateo.
30/03/00	15:01	30/03/00	15:02	0,0167	Descarga atmosférica en las Líneas de Transmisión L-528, L-529, L-530, L-532, L-533 y L-535 en 50 kV Pachachaca - Morococha - Casapalca - San Mateo.
30/03/00	15:07	30/03/00	15:08	0,0167	Descarga atmosférica en las Líneas de Transmisión L-529, L-530, L-532, L-533 y L-535 en 50 kV Pachachaca - Morococha - Casapalca - San Mateo.
31/03/00	14:52	01/04/00	02:23	11,5167	Caída de dos estructuras de las Líneas de Transmisión L-532 y L-533 en 50 kV, Pachachaca - Morococha - San Mateo, por nevada intensa lo cual debilito el terreno.
11/06/00	07:30	11/06/00	17:57	10,4500	Mantenimiento de las Líneas de Transmisión L-529, L-530, L-532, L-533.
13/06/00	04:21	13/06/00	04:22	0,0167	Salida de las Líneas de Transmisión L-525, L-538 y L-529 en 50 kV Oroya Nueva - Pachachaca - Morococha - Casapalca, por caída de cable de guarda de L-529 en 50 kV.
26/11/00	14:51	26/11/00	14:52	0,0167	Descarga Atmosférica en las Líneas de Transmisión L-532 y L-533 en 50 kV Morococha - Casapalca.
31/12/00	18:05	01/01/01	00:00	5,9167	Apertura de las Líneas de Transmisión L-530 y L-533 en 50 kV Pachachaca - Morococha - Casapalca por intensa nevada en la zona.

De los eventos mencionados en la tabla anterior se obtienen los indicadores de gestión que se muestran en las tablas que siguen, tanto como para las líneas involucradas como para el suministro eléctrico:

## DISPONIBILIDAD DE LINEAS DE TRANSMISION QUE AFECTAN AL SUMINISTRO DE YAULIYACU S.A.

AÑO 2000

Código Línea	Subestación		Longitud km	Disponibilidad (%)	Indisponibilidad (%)		DMF (horas)	N° Fallas / 100 km-año
	Salida	Llegada			Mantto	Falla		
L-529	S.E. Pachachaca	S.E. Morococha	13,54	99,88%	0,12%	0,00%	0,0467	36,93
L-530	S.E. Pachachaca	S.E. Morococha	13,59	99,81%	0,12%	0,07%	1,4917	29,43
L-532 A	S.E. Morococha	S.E. Casapalca Norte	13,02	99,75%	0,12%	0,13%	2,8917	30,72
L-532 B	S.E. Casapalca Norte	S.E. Casapalca	1,24	99,75%	0,12%	0,13%	2,8917	322,58
L-532 C	S.E. Casapalca	S.E. Antuquito	1,56	99,75%	0,12%	0,13%	2,8917	256,41
L-533 A	S.E. Morococha	S.E. Tíclio	6,53	99,68%	0,12%	0,20%	2,5238	107,20
L-533 B	S.E. Tíclio	S.E. Casapalca	7,72	99,68%	0,12%	0,20%	2,5238	90,67
L-533 C	S.E. Casapalca	S.E. Antuquito	1,56	99,68%	0,12%	0,20%	2,5238	448,72
L-535 A	S.E. Antuquito	S.E. Bellavista	3,91	100,00%	0,00%	0,00%	0,0467	127,88
L-535 B	S.E. Bellavista	S.E. San Mateo	7,00	100,00%	0,00%	0,00%	0,0467	71,43
			69,67	99,81%	0,10%	0,09%	1,7878	74,64

DMF : Duración media por fallas.

## DISPONIBILIDAD DEL SUMINISTRO DE YAULIYACU S.A.

AÑO 2000

Punto de Suministro	Tensión kV	Disponibilidad (%)	Indisponibilidad (%)		N° Interrupciones		DMF (horas)
			Mantto	Falla	Mantto	Falla	
S.E. Carlos Francisco	47,50	99,68%	0,12%	0,20%	1	9	1,1611
S.E. Casapalca Norte	4,20	99,63%	0,12%	0,26%	1	10	1,0450
S.E. Casapalca; mina	4,50	99,68%	0,12%	0,20%	1	9	1,1611
S.E. Casapalca; concentradora	2,40	99,68%	0,12%	0,20%	1	9	1,1611
S.E. Antuquito	2,55	99,68%	0,12%	0,20%	1	9	1,1611
S.E. Bellavista	2,25	99,68%	0,12%	0,20%	1	9	1,1611
S.E. San Mateo	2,40	99,68%	0,12%	0,20%	1	9	1,1611
<b>Media Tensión</b>		<b>99,67%</b>	<b>0,12%</b>	<b>0,21%</b>	<b>1</b>	<b>9</b>	<b>1,1464</b>
<b>Alta Tensión</b>		<b>99,68%</b>	<b>0,12%</b>	<b>0,20%</b>	<b>1</b>	<b>9</b>	<b>1,1611</b>
<b>Total</b>		<b>99,67%</b>	<b>0,12%</b>	<b>0,21%</b>	<b>1</b>	<b>9</b>	<b>1,1511</b>

DMF : Duración Media por Fallas.

Según contrato las compensaciones por calidad de suministro deben hacerse si el Índice de Indisponibilidad de Transmisión (IIT) excede el 0,5 %. Se realiza el análisis correspondiente y se obtienen los resultados que se muestran en la tabla que sigue:

**COMPENSACIONES CALIDAD DE SUMINISTRO (IIT)**  
**AÑO 2000**

Punto de Suministro	Tensión kV	TEI	IIT	Compensación US \$
S.E. Carlos Francisco	47,50	11,517	0,1307%	0
S.E. Casapalca Norte	4,20	11,517	0,1307%	0
S.E. Casapalca; mina	4,50	11,517	0,1307%	0
S.E. Casapalca; concentradora	2,40	11,517	0,1307%	0
S.E. Antuquito	2,55	11,517	0,1307%	0
S.E. Bellavista	2,25	11,517	0,1307%	0
S.E. San Mateo	2,40	11,517	0,1307%	0
<b>Compensación Total (US \$)</b>				<b>0</b>

Se puede apreciar que el IIT no excede la tolerancia establecida en el contrato (0,5 %), por lo tanto no existe ninguna compensación por calidad de suministro. Haciendo una comparación, si en el contrato se hubiese descrito que las compensaciones son según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, se obtendría las compensaciones mostradas en los cuadros que siguen:

**COMPENSACIONES CALIDAD DE SUMINISTRO**  
**PRIMER SEMESTRE AÑO 2000**

Compensación unitaria: 0,05 US\$/kWh

Punto de Suministro	Tensión kV	Duración (Horas)		N° Interrupciones		N (Int./Sem.)	ERS	Compensación US \$
		d	D	Mantto	Falla			
S.E. Carlos Francisco	47,50	22,13	16,91	1	2	3	11 966 318	11 004
S.E. Casapalca Norte	4,20	26,92	21,69	1	3	4	1 618 010	1 253
S.E. Casapalca; mina	4,50	22,13	16,91	1	2	3	993 596	467
S.E. Casapalca; concentradora	2,40	22,13	16,91	1	2	3	11 596 872	5 449
S.E. Antuquito	2,55	22,13	16,91	1	2	3	53 694	25
S.E. Bellavista	2,25	22,13	16,91	1	2	3	929 710	437
S.E. San Mateo	2,40	22,13	16,91	1	2	3	511 966	241
<b>Compensación Total (US \$)</b>								<b>18 875</b>



COMPENSACIONES CALIDAD DE SUMINISTRO  
SEGUNDO SEMESTRE AÑO 2000

Compensación unitaria: 0,05 US\$/kWh

Punto de Suministro	Tensión kV	Duración (Horas)		N° Interrupciones		N (Int/Sem.)	ERS	Compensación US \$
		d	D	Manejo	Falla			
S.E. Carlos Francisco	47,50	5,92	5,92	0	1	1	12 576 409	1 262
S.E. Casapalca Norte	4,20	5,92	5,92	0	1	1	1 334 225	0
S.E. Casapalca; mina	4,50	5,92	5,92	0	1	1	1 088 889	0
S.E. Casapalca; concentradora	2,40	5,92	5,92	0	1	1	12 403 567	0
S.E. Artuquito	2,55	5,92	5,92	0	1	1	51 344	0
S.E. Bellavista	2,25	5,92	5,92	0	1	1	914 068	0
S.E. San Mateo	2,40	5,92	5,92	0	1	1	351 577	0
<b>Compensación Total (US \$)</b>								<b>1 262</b>

Lo cual hace un total para el año 2000 de U.S. \$ 20 137 que se deberían haber pagado a la Empresa Minera Yauliyacu, si no se establecía la forma de compensar por calidad de suministro en el contrato.

## 9.

**CONCLUSIONES**

- ELECTROANDES S.A. brinda un suministro de energía eléctrica a sus clientes con la calidad adecuada, sin exceder las tolerancias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).
- Las mediciones de tensión de los puntos de suministro a nuestros Clientes realizadas en el año 2001, se encuentran dentro de las tolerancias establecidas en la NTCSE. Según la NTCSE se dispone por excepción que la referencia para el cálculo de los indicadores de calidad de tensión en instalaciones en Alta y Muy Alta Tensión será la tensión de operación estipulada en los contratos entre suministradores y clientes, esta excepción rige por diez años a partir del 10/04/1999, luego de este plazo será la tensión nominal.

En la actualidad las redes de transmisión a 138 kV y 50 kV de Electroandes tienen una tensión de operación de 125 kV y 48 kV respectivamente, por lo que

la adecuación mencionado en el párrafo anterior requerirá de inversión en reemplazo de equipamiento.

- En las mediciones de frecuencia realizadas por el Coordinador de la Operación en Tiempo Real, en el mes de junio se excedieron las tolerancias de la NTCSE en el indicador de Variaciones Súbitas de Frecuencia (2 variaciones súbitas). Se ha encontrado que un punto importante en el control de la frecuencia es la reserva rotante, cuyo criterio de operación económica vigente, es monitoreada y remunerada solo en horas punta, bajo las exigencias de la NTCSE, los criterios de operación podrían replantearse, pero incurriéndose en costos adicionales y que deberían ser reconocidas en los precios y tarifas.
- En las mediciones de perturbaciones realizadas, se han encontrado problemas de flícker ocasionados por la Compañía Minera Volcan S.A.A., en nuestros contratos de suministro de energía eléctrica se ha especificado un plazo de mejora de emisión de perturbaciones de 60 días a partir del inicio del pago de compensaciones por perturbaciones, además si existieran compensaciones a terceros por perturbaciones ocasionadas por el cliente, el Cliente pagaría dicha compensación.

## 10. BIBLIOGRAFÍA

*Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.*

*Electrical Power Systems Quality* Roger C. Dugan, Mark F. McGranaghan y H. Wayne Beaty

*IEEE Standard 519 - 1992 Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, IEEE, 1993.*

*Manual del Registrador de Calidad de Energía, marca Unipower modelo Unilyzer 900F.*

*Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y sus modificatorias.*



***ELECTROANDES S.A.***  
EMPRESA DE ELECTRICIDAD DE LOS ANDES S.A.

***NORMA TÉCNICA***

***DE CALIDAD***

***DE LOS SERVICIOS***

***ELÉCTRICOS***

Actualizado al 27 de julio de 2001  
Área Comercial

# ÍNDICE

I. OBJETIVO .....	1
II. BASE LEGAL .....	1
III. ALCANCES .....	1
IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS .....	1
<b>TÍTULO PRIMERO</b> .....	<b>1</b>
1. <i>DISPOSICIONES GENERALES</i> .....	1
<b>TÍTULO SEGUNDO</b> .....	<b>1</b>
2. <i>ETAPAS DE APLICACIÓN DE LA NORMA</i> .....	1
<b>TÍTULO TERCERO</b> .....	<b>2</b>
3. <i>OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR, DEL CLIENTE Y DE TERCEROS</i> .....	2
<b>TÍTULO CUARTO</b> .....	<b>3</b>
4. <i>COMPETENCIA DE LA AUTORIDAD</i> .....	3
<b>TÍTULO QUINTO</b> .....	<b>3</b>
5. <i>CALIDAD DE PRODUCTO</i> .....	3
5.1 TENSIÓN .....	3
5.2 FRECUENCIA .....	4
5.3 PERTURBACIONES .....	5
5.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR .....	6
5.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD .....	7
<b>TÍTULO SEXTO</b> .....	<b>7</b>
6. <i>CALIDAD DE SUMINISTRO</i> .....	7
6.1 INTERRUPCIONES .....	7
6.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR .....	9
6.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD .....	10
<b>TÍTULO SÉTIMO</b> .....	<b>10</b>
7. <i>CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL</i> .....	10
7.1 TRATO AL CLIENTE .....	10
7.2 MEDIOS DE ATENCIÓN .....	11
7.3 PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA .....	12
7.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR .....	12
7.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD .....	13
<b>TÍTULO OCTAVO</b> .....	<b>13</b>
8. <i>CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO</i> .....	13
8.1 DEFICIENCIAS DEL ALUMBRADO .....	13
8.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR .....	13
8.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD .....	14
DISPOSICIONES FINALES .....	14

## NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

### I. OBJETIVO

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

### II. BASE LEGAL

- Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 29°, 31°, 34°, 36°, 102° y aquéllos que resulten aplicables.).
- Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 6°, 55°, 95°, 183°, 201°, 239° y aquéllos que resulten aplicables.)
- Resolución Ministerial N° 405-96-EM/VME que aprueba la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 sobre Alumbrado de Vías Públicas.
- Resolución Ministerial N° 365-95-EM/VME que aprueba la Escala de Multas y Penalidades a aplicarse en caso de incumplimiento a la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y demás normas complementarias.
- Resolución Directoral N° 012-95-EM/DGE que aprueba la Directiva N° 001-95-EM/DGE que regula la solución de reclamos de usuarios del Servicio Público de Electricidad.

### III. ALCANCES

La presente norma es de aplicación imperativa para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y 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. En este último caso, las partes relevantes de la Norma que no estén contempladas expresamente en contratos de suministro de servicios serán aplicadas supletoriamente.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

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

#### a) Calidad de Producto:

- Tensión;
- Frecuencia;
- Perturbaciones (Flicker y Tensiones Armónicas).

#### b) Calidad de Suministro:

- Interrupciones.

#### c) Calidad de Servicio Comercial:

- Trato al Cliente;
- Medios de Atención;
- Precisión de Medida.

#### d) Calidad de Alumbrado Público:

- Deficiencias del Alumbrado.

Cuando en el texto de esta norma se empleen los términos "Ley", "Reglamento", "Norma" y "Autoridad" se deberá entender que se refieren a la Ley de Concesiones Eléctricas, a su Reglamento, a la presente Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y al Organismo Supervisor de Inversión en Energía -OSINERG-, respectivamente.

## IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

### TÍTULO PRIMERO

#### 1. DISPOSICIONES GENERALES

1.1 En la presente Norma se establecen los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la Calidad del Servicio de la Electricidad. Se especifica la cantidad mínima de puntos y condiciones de medición. Se fijan las tolerancias y las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimiento. Asimismo, se establecen las obligaciones de las entidades involucradas directa o indirectamente en la prestación y uso de este servicio en lo que se refiere al control de la calidad.

1.2 Se entiende por Suministrador a la entidad que provee un servicio o un suministro de energía a otra entidad o a un usuario final del mercado libre o regulado; y se entiende por Cliente a todo usuario o entidad que recibe un servicio o un suministro de energía para consumo propio o para la venta a terceros. Se entiende por Terceros a todos aquéllos que, sin participar directamente de un acto particular de compraventa de un servicio eléctrico, están conectados al sistema, participan en las transferencias de energía o influyen en la calidad de ésta.

1.3 Los indicadores de calidad evaluados de acuerdo a la Norma, miden exclusivamente la calidad de producto, suministro, servicio comercial y alumbrado público que entrega un Suministrador a sus Clientes. Éstos no son indicadores de performance de los actores del sector eléctrico. De requerirse indicadores de performance de un Suministrador, éstos se calculan excluyendo los efectos de las fallas que no le sean imputables.

### TÍTULO SEGUNDO

#### 2. ETAPAS DE APLICACIÓN DE LA NORMA

Se fijan estándares de calidad para el servicio de la electricidad y el alumbrado público que rigen desde la fecha de entrada en vigencia de la Norma. La adecuación de las entidades involucradas en la prestación de este servicio, se lleva a cabo en tres (3) etapas consecutivas en las que las compensaciones y/o multas por incumplimiento se incrementan gradualmente.

**2.1. Primera Etapa.-** Tiene una duración de un (1) año y seis (6) meses y comienza al entrar en vigencia la Norma. En esta etapa, las entidades involucradas en la prestación del servicio están obligadas a:

a) Adquirir equipos e instalar la infraestructura necesaria para la medición y registro de los parámetros de la Calidad de Producto, Calidad de Suministro, Calidad de Servicio Comercial y Calidad de Alumbrado Público a controlar; excepto en aquellos casos que, por mandato explícito de la Norma, puedan implementarse en etapas posteriores.

b) Implementar todos los medios necesarios para garantizar la calidad del servicio comercial que les compete.

c) Implementar todos los medios de registro necesarios y organizar todos los mecanismos de procesamiento de la información:

- Para el cálculo de los indicadores;
- Para la comparación con los estándares de calidad; y
- Para la transferencia, a la Autoridad, de la información requerida por ella.

Esto incluye las bases de datos especificadas por la Norma. Tratándose exclusivamente de la base de datos que contenga

el esquema de alimentación de un Suministrador a cada uno de sus Clientes en baja tensión, como se detalla más adelante, su implementación puede prolongarse hasta antes de finalizar la Segunda Etapa. En este caso, se debe probar, al finalizar la primera etapa, que se ha logrado un avance mínimo real del 30% en su implementación, con lo que se dará por autorizado.

- d) Efectuar una campaña piloto de medición y registro de las variables que intervienen en el cálculo de los indicadores de calidad; calcular los indicadores; y actuar sobre ellos para mejorar la calidad, de ser necesario.
- e) Presentar, dentro de los primeros seis (6) meses, un Programa de Adecuación a la Norma que comprenda los puntos mencionados en los párrafos anteriores. La duración de estos programas queda circunscrita a esta Primera Etapa. La Autoridad debe pronunciarse dentro de los quince (15) días calendario de presentado el programa. En caso contrario, se tendrá por aprobado. Las observaciones de la Autoridad deben ser subsanadas en un plazo máximo de quince (15) días calendario.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad no dan lugar a compensaciones y/o multas durante esta etapa.

**2.2 Segunda Etapa.-** Tiene una duración de un (1) año y seis (6) meses calendario y comienza inmediatamente después de finalizada la Primera.

El incumplimiento con los plazos y Programas de Adecuación planteados en la Primera Etapa da lugar a las sanciones establecidas en la Ley, su Reglamento y normas complementarias.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma.

**2.3 Tercera Etapa.-** Tiene una duración indefinida y comienza inmediatamente después de finalizada la Segunda.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma.

## **TÍTULO TERCERO**

### **3. OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR, DEL CLIENTE Y DE TERCEROS**

**3.1** El Suministrador es responsable de prestar, a su Cliente, un servicio con un nivel de calidad satisfactorio de acuerdo a las exigencias establecidas en la Norma. Son obligaciones del Suministrador:

- a) Para el caso de entidades que suministran o comercializan electricidad, realizar las inversiones y cubrir los costos de adquisición e instalación de equipos, mediciones y registros. Las entidades que provean el servicio de transmisión o sean propietarios de redes de acceso libre, utilizarán las mediciones y registros que les deben ser entregados por quienes suministran o comercializan electricidad a través de sus redes.
- b) Cubrir los costos que demande el cálculo de indicadores de calidad, cálculo de compensaciones y los mecanismos de transferencia de información a la Autoridad;
- c) Proporcionar a la Autoridad, con veracidad, toda la información, procesada o no, que ella solicite para el control de la calidad, así como brindar las facilidades y los medios necesarios que le permitan la verificación de la misma, y cualquier actividad necesaria para determinar el nivel de calidad del servicio eléctrico que suministre;
- d) Pagar a su Cliente, dentro de los plazos establecidos, las compensaciones respectivas por incumplimiento en la calidad

del servicio eléctrico, independientemente de que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor y otras situaciones debidamente justificadas y sustentadas ante la Autoridad; estos casos serán tratados conforme a la Tercera Disposición Final de la presente Norma;

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

- e) Abonar el importe de las multas que la Autoridad le aplique;
- f) Informar sobre las obligaciones de sí mismo, como Suministrador, a todos sus Clientes en nota adjunta a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio de cada año.

**3.2** Todo Suministrador es responsable ante otros Suministradores por las interrupciones y perturbaciones que él o un Cliente suyo inyecte en la red afectando los intereses de los otros Suministradores, los mismos que serán compensados según la Norma.

**3.3** Los Suministradores que por mandato de los Artículos 33° y 34° de la Ley están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, son responsables ante sus Clientes, con respecto a este servicio, por el deterioro que la operación de sus instalaciones origina en la calidad de la electricidad del sistema, en lo referente a interrupciones y/o perturbaciones, imputables a ellos. Dichos Suministradores son responsables ante aquellos Clientes por las compensaciones que estos últimos efectúen a terceras partes; compensaciones cuya causa probada sea estrictamente las interrupciones y la emisión de perturbaciones que excedan las tolerancias establecidas en la Norma.

*Modificado por el D.S. N° 009-99-EM*

Ante una falla en el sistema de transmisión, no se considerarán durante un intervalo de 10 minutos, las transgresiones por calidad del producto en lo referente a tensión y frecuencia, que origine dicha falla. Si vencido el período de tiempo indicado, estos parámetros sobrepasan las tolerancias establecidas, la responsabilidad por el período siguiente a los 10 minutos de tolerancia será de los generadores.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**3.4** La calidad del servicio eléctrico a Clientes libres, los límites de emisión de perturbaciones de estos Clientes y las compensaciones a que hubiere lugar deben ser fijados por contrato. Los contratos de suministro de energía, para el mercado libre y para el mercado del Servicio Público de Electricidad, deben incluir condiciones que permitan al Suministrador controlar las perturbaciones propias y aquéllas que un Cliente suyo pudiera introducir en el sistema y por las cuales, el Suministrador es responsable. Los contratos para la utilización de instalaciones de transmisión, transformación, distribución y/o compensación, también deben incluir condiciones equivalentes. Supletoriamente se aplican las especificaciones de la Norma.

**3.5** En caso de transferencias de energía, en condiciones de mala calidad, desde un Comité de Operación Económica del Sistema (COES) o entre integrantes de un COES, este Comité está obligado a investigar e identificar, a través de un análisis estrictamente técnico, a los integrantes del sistema responsables por el incumplimiento con la calidad de producto y suministro; y, en quince (15) días calendario de ocurrido el hecho elevará a la Autoridad el respectivo informe, técnicamente sustentado, para que los integrantes del sistema responsables efectúen las retribuciones respectivas a los Suministradores afectados para resarcirlos de las compensaciones pagadas a sus Clientes por faltas ajenas. La Autoridad fiscalizará el fiel cumplimiento de este plazo en función de su competencia, definida en el Título Cuarto de la presente Norma y aplicando otros numerales que crea conveniente. Tratándose de casos en los que: i) El coordinador de la Operación en Tiempo Real del sistema resulte responsable, asume responsabilidad el encargado de dicha función; ii) Sea difícil o imposible identificar a los responsables, todos los miembros del COES asumen la responsabilidad solidaria, a



excepción de aquellos cuya intervención en la deficiencia sea manifiestamente imposible.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**3.6** Todo Cliente es responsable ante su Suministrador por aquellas perturbaciones que inyecte en la red excediendo las tolerancias establecidas de acuerdo a la Norma. El Cliente será notificado de este hecho por su Suministrador, luego que éste haya comprobado fehacientemente la falta del Cliente. El hecho será simultáneamente comunicado a la Autoridad debiendo adjuntar prueba sustentatoria.

**3.7** A partir de la Segunda Etapa, los Clientes tienen un plazo máximo de sesenta (60) días calendario contados desde la notificación, por parte de su Suministrador, para mejorar sus niveles de emisión de perturbaciones. Al cabo de este plazo, su Suministrador queda facultado a suspenderle el servicio.

**3.8** Durante el plazo a que se hace referencia en el numeral anterior, el Cliente es responsable ante su Suministrador por las compensaciones que éste efectúe a terceras partes, y cuya causa probada sea estrictamente la emisión de perturbaciones que excedan las tolerancias establecidas para el Cliente.

**3.9** Se considera como prueba fehaciente de la emisión de perturbaciones por parte de un Cliente a los resultados de un proceso de medición tal como lo establece la Norma.

## TÍTULO CUARTO

### 4. COMPETENCIA DE LA AUTORIDAD

**4.1** Fiscalizar el fiel cumplimiento de lo establecido en la Norma.

**4.2** Proponer ante los organismos normativos competentes, normas complementarias o modificatorias a la presente Norma y expedir sus Bases Metodológicas.

*Modificado por el D.S. N° 009-99-EM*

**4.3** Resolver los pedidos, reclamos o controversias presentadas por las Empresas de Electricidad o los Clientes, respecto al cumplimiento de la Norma, de acuerdo a las instancias y procedimientos establecidos en el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM o la norma que lo sustituya.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**4.4** Verificar el pago de las compensaciones a los Clientes y Suministradores en concordancia con la Norma.

**4.5** Imponer multas por incumplimiento de lo establecido en la Norma.

## TÍTULO QUINTO

### 5. CALIDAD DE PRODUCTO

**5.0.1** La Calidad de Producto suministrado al Cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega. El control de la Calidad de Producto se lleva a cabo en períodos mensuales, denominados "Períodos de Control".

**5.0.2** De acuerdo a lo especificado en cada caso, con equipos de uso múltiple o individuales, se llevan a cabo mediciones independientes de cada parámetro de la Calidad de Producto. El lapso mínimo de medición de un parámetro es de siete (7) días calendario continuos, con excepción de la frecuencia cuya medición es permanente durante el Período de Control. A estos períodos se les denomina "Períodos de Medición".

**5.0.3** En cada Período de Medición, los valores instantáneos de los parámetros de la Calidad de Producto son medidos y promediados por intervalos de quince (15) minutos para la tensión y frecuencia, y diez (10) minutos para las perturbaciones. Estos períodos se denominan "Intervalos de Medición". En el caso de las variaciones instantáneas de frecuencia los "Intervalos de Medición" son de un (1) minuto.

**5.0.4** Si en un Intervalo de Medición se comprueba que el indicador de un determinado parámetro está fuera de los rangos tolerables, entonces la energía o potencia entregada durante ese intervalo se considera de mala calidad. En consecuencia, para el cálculo de compensaciones se registran los valores medidos de los parámetros de control y se mide o evalúa la energía entregada en cada Intervalo de Medición separadamente.

**5.0.5** Las compensaciones se calculan en función a la potencia contratada o energía entregada al Cliente por su Suministrador en condiciones de mala calidad.

**5.0.6** Cuando se detecten deficiencias en la Calidad del Producto, en una Etapa, y éstas persistan en una posterior, las compensaciones se calculan en función a las compensaciones unitarias y potencias contratadas o cantidades de energía suministradas en condiciones de mala calidad correspondientes a cada Etapa.

**5.0.7** Las compensaciones se aplican separadamente para diferentes parámetros de control de la calidad sobre el mismo producto entregado, si este fuera el caso; y se siguen aplicando mensualmente hasta que se haya subsanado la falta y a través de un nuevo Período de Medición, se haya comprobado que la Calidad de Producto satisface los estándares fijados por la Norma.

### 5.1 TENSIÓN

**5.1.1 Indicador De Calidad.-** El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia ( $\Delta V_k$ ) entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega ( $V_k$ ) y el valor de la tensión nominal ( $V_N$ ) del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$\Delta V_k (\%) = (V_k - V_N) / V_N \cdot 100\%; \text{ (expresada en: \%)} \text{ (Fórmula N° 1)}$$

**5.1.2 Tolerancias.-** Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, son de hasta el  $\pm 5.0\%$  de las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el  $\pm 7.5\%$ .

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al cinco por ciento (5%) del período de medición.

*Modificado por el D.S. N° 009-99-EM*

**5.1.3 Compensaciones por mala calidad de tensión.-** Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface los estándares fijados en el numeral 5.1.2 de la Norma.

Las compensaciones se calculan, para el Período de Medición, en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad en ese período, a través de las fórmulas que aparecen a continuación.

$$\text{Compensaciones Por Variaciones De Tensión} = \sum_p a \cdot A_p \cdot E(p) \dots \dots \dots \text{ (Fórmula N° 2)}$$

Donde:

p.- Es un Intervalo de Medición en el que se violan las tolerancias en los niveles de tensión.

a.- Es la compensación unitaria por violación de tensiones:  
 Primera Etapa:  $a=0.00$   
 Segunda Etapa:  $a=0.01$  US\$/kWh  
 Tercera Etapa:  $a=0.05$  US\$/kWh

$A_p$ - Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador  $\Delta V_p$  (%), medido en el intervalo p, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 1

Indicador $\Delta V_p$ (%)	Todo Servicio $A_p$	Red Sec. Rural* $A_p$
$5.0 <  \Delta V_p  \leq 7.5$	1	NA
$7.5 <  \Delta V_p $	$2 + ( \Delta V_p  - 7.5)$	NA
$7.5 <  \Delta V_p  \leq 10.0$	NA	1
$10.0 <  \Delta V_p $	NA	$2 + ( \Delta V_p  - 10)$

$$VSF = \sqrt{\left(\frac{1}{1 \text{ minuto}}\right) \int_0^{1 \text{ minuto}} f^2(t) dt - f_N^2}; \text{ (expresada en: Hz)} \text{ (Fórmula N° 4)}$$

$$IVDF = \Gamma + \int_0^{24 \text{ Hrs}} [f(t) - f_N] dt; \text{ (expresada en: Ciclos)} \text{ (Fórmula N° 5)}$$

Donde:

$\Gamma$  Es la suma algebraica de los valores de la integral que aparece como segundo término en el miembro derecho de la Fórmula N° 5, para cada uno de los días del año calendario, anteriores al día en que se evalúa la IVDF.

Modificado por el D.S. N° 009-99-EM

**5.2.3 Tolerancias.-** Las tolerancias admitidas para variaciones sobre la frecuencia nominal, en todo nivel de tensión, son:

- Variaciones Sostenidas ( $\Delta f_k$  (%)) :  $\pm 0.6 \%$ .
- Variaciones Súbitas (VSF') :  $\pm 1.0 \text{ Hz}$ .
- Variaciones Diarias (IVDF') :  $\pm 600 \text{ Ciclos}$ .

Modificado por el D.S. N° 009-99-EM

**5.2.4** Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, en cada caso: i) si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo acumulado superior a uno por ciento (1%) del Período de Medición; ii) si en un Período de Medición se produce más de una Variación Súbita excediendo las tolerancias; o iii) si en un Período de Medición se producen violaciones a los límites establecidos para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia.

Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM

**5.2.5 Compensaciones por mala calidad de frecuencia.-** Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface los estándares fijados en los numerales 5.2.3 y 5.2.4 de la Norma.

**5.2.6** Las compensaciones por Variaciones Sostenidas de Frecuencia, por Variaciones Súbitas de Frecuencia y por Variaciones Diarias de Frecuencia se evalúan para el Período de Medición, a través de las fórmulas que aparecen a continuación, las mismas que están expresadas en función a la potencia contratada o energía entregada en condiciones de mala calidad.

$$\text{Compensaciones Por Variaciones Sostenidas} = \sum_q b \cdot B_q \cdot E(q) \text{ (Fórmula N° 6)}$$

Donde:

- q.- Es un intervalo de medición de quince (15) minutos de duración en el que se violan las tolerancias en los niveles de frecuencia.
- b.- Es la compensación unitaria por violación de frecuencias:  
Primera Etapa:  $b=0.00$   
Segunda Etapa:  $b=0.01 \text{ US\$}/\text{kWh}$   
Tercera Etapa:  $b=0.05 \text{ US\$}/\text{kWh}$
- $B_q$ - Es un factor de proporcionalidad definido en función de la magnitud del indicador  $\Delta f_q$  (%), medido en el intervalo q, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 2

$\Delta f_q$ (%)	$B_q$
$0.6 <  \Delta f_q  \leq 1.0$	1
$1.0 <  \Delta f_q $	$2 + ( \Delta f_q  - 1)/0.1$

$B_q$  Se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

E(q).- Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición q.

\* Se refiere a las redes secundarias (Baja Tensión) en los servicios calificados como Urbano-Rurales y Rurales.

Se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

NA No Aplicable.

E(p).- Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición p.

Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM

**5.1.4 Control.-** El control se realiza a través de mediciones y registros monofásicos o trifásicos, según corresponda al tipo de Cliente, llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la Autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas:

- a) Una (1) por cada doce (12) de los puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.
- b) Una (1) por cada tres mil (3000) de los puntos de entrega a Clientes en baja tensión atendidos por la empresa distribuidora, con un mínimo de doce (12). La Autoridad puede requerir hasta un diez por ciento (10%) de mediciones adicionales con lecturas válidas sobre esta cantidad. En la selección de puntos se considera la proporción de mediciones monofásicas y trifásicas equivalente a la proporción de tales suministros en baja tensión que atiende el Suministrador.

Modificado por el D.S. N° 013-2000-EM

**5.1.5** La energía entregada a los Clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de quince (15) minutos.

**5.1.6** Las fases de todos los sistemas trifásicos deben estar balanceadas y equilibradas; por lo que, ubicada una deficiencia de voltaje en un punto de medición en baja tensión, sea éste un suministro monofásico o trifásico, son objeto de compensación todos aquellos Clientes con suministros monofásicos y/o trifásicos que se encuentran en la(s) parte(s) del ramal "aguas-arriba" o "aguas-abajo", según sea el caso, desde e incluido el Cliente en cuyo punto de entrega se realizó la medición.

Modificado por el D.S. N° 009-99-EM

## 5.2 FRECUENCIA

**5.2.1 Indicadores De Calidad.-** El indicador principal para evaluar la frecuencia de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la Diferencia ( $\Delta f_k$ ) entre la Media ( $f_k$ ) de los Valores Instantáneos de la Frecuencia, medidos en un punto cualquiera de la red de corriente alterna no aislado del punto de entrega en cuestión, y el Valor de la Frecuencia Nominal ( $f_N$ ) del sistema. Este indicador, denominado Variaciones Sostenidas de Frecuencia, está expresado como un porcentaje de la Frecuencia Nominal del sistema:

$$\Delta f_k (\%) = (f_k - f_N) / f_N \cdot 100\%; \text{ (expresada en: \%)} \text{ (Fórmula N° 3)}$$

**5.2.2** Adicionalmente, se controlan las Variaciones Súbitas de Frecuencia (VSF) por intervalos de un minuto; y la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF). Ambos indicadores se definen en función de la Frecuencia Instantánea f(t) de la siguiente manera:

Compensaciones Por Variaciones Súbitas =  $b' \cdot B_m \cdot P_m$  ..... (Fórmula N° 7)

Donde:

- b'.- Es la compensación unitaria por variaciones súbitas de frecuencia:  
Primera Etapa:  $b'=0.00$   
Segunda Etapa:  $b'=0.01$  US\$/kW  
Tercera Etapa:  $b'=0.05$  US\$/kW

$B_m$ .- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función del Número de Variaciones Súbitas de Frecuencia ( $N_{VSF}$ ) que transgreden las tolerancias durante el Período de Medición, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 3

$N_{VSF}$	$B_m$
$1 < N_{VSF} \leq 3$	1
$3 < N_{VSF}$	$2 + (N_{VSF} - 3)$

Una Variación Súbita de Frecuencia está definida como la violación de las tolerancias en un intervalo de medición de un minuto.

$P_m$ .- Es la máxima potencia entre las registradas, expresada en kW, tomadas por intervalo de 15 minutos, dentro de los cuales se producen variaciones súbitas transgrediendo las tolerancias. Si por estas condiciones no es posible tener dichos registros, se tomará el correspondiente al intervalo inmediato anterior a la falla.

Compensaciones Por Variaciones Diarias =  $\sum_{d \in mes} b'' \cdot B_d \cdot P_d$ .....(Fórmula N° 8)

Donde:

- d.- Es un día del mes en consideración en el que se violan las tolerancias.
- b''.- Es la compensación unitaria por variaciones diarias de frecuencia:  
Primera Etapa:  $b''=0.00$   
Segunda Etapa:  $b''=0.01$  US\$/kW  
Tercera Etapa:  $b''=0.05$  US\$/kW

$B_d$ .- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de Magnitud de la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia ( $M_{VDF}$ ) evaluada para el día d, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 4

$M_{VDF}$ (ciclos)	$B_d$
$600 <  M_{VDF}  \leq 900$	1
$900 <  M_{VDF} $	$3 + ( M_{VDF}  - 900)/100$

$B_d$  Se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

$P_d$ .- Es la potencia máxima suministrada durante el día d, expresada en kW.

Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM

5.2.7 Control.- El control se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la Autoridad.

Durante todo el período de medición, el coordinador de la operación en tiempo real, en el caso de sistemas interconectados, y el encargado de la operación en tiempo real, en el caso de sistemas aislados, están obligados a realizar las mediciones necesarias que garanticen el registro de la frecuencia de todo el sistema y/o de aquellas de sus partes que podrían operar temporalmente de manera separada, y de entregar esta información a la Autoridad y a los integrantes del sistema. El Período de Medición es de (1) un mes calendario, coincidiendo con el Período de Control y se registran los niveles instantáneos de frecuencia.

Segunda modificación D.S. N° 013-2000-EM

5.2.8 La energía entregada a los Clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de quince (15) minutos.

### 5.3 PERTURBACIONES

5.3.1 La Autoridad propicia el control de todo tipo de perturbaciones. Inicialmente, sin embargo, sólo se controla el Flícker y las Tensiones Armónicas.

El Flícker y las Armónicas se miden en el voltaje de *Puntos de Acoplamiento Común (PAC)* del sistema, de puntos indicados explícitamente en la Norma o de otros que especifique la Autoridad en su oportunidad.

5.3.2 Indicadores De Calidad.- Se consideran los siguientes indicadores de calidad:

- a) Para FLÍCKER: El Índice de Severidad por Flícker de corta duración ( $P_{st}$ ) definido de acuerdo a las Normas IEC.
- b) Para ARMÓNICAS: Las Tensiones Armónicas Individuales ( $V_i$ ) y el Factor de Distorsión Total por Armónicas (THD).

Estos indicadores ( $P_{st}$ ,  $V_i$ , THD) se evalúan separadamente para cada Intervalo de Medición de diez (10) minutos durante el Período de Medición de perturbaciones, que como mínimo será de siete (7) días calendario continuos.

#### 5.3.3 Tolerancias:

a) Flícker.- El Índice de Severidad por Flícker ( $P_{st}$ ) no debe superar la unidad ( $P_{st} \leq 1$ ) en Muy Alta, Alta, Media ni Baja Tensión. Se considera el límite:  $P_{st}=1$  como el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de población.

Modificado por el D.S. N° 013-2000-EM

b) Tensiones Armónicas.- Los valores eficaces (RMS) de las Tensiones Armónicas Individuales ( $V_i$ ) y los THD, expresado como porcentaje de la tensión nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite ( $V_i'$  y THD') indicados en la siguiente tabla. Para efectos de esta Norma, se consideran las armónicas comprendidas entre la dos (2°) y la cuarenta (40°), ambas inclusive.

Tabla N° 5

ORDEN (n) DE LA ARMÓNICA ó THD	TOLERANCIA   $V_i'$   ó  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	$0.1 + 2.5/n$	$0.2 + 12.5/n$
(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

Modificado por el D.S. N° 009-99-EM

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

$$THD = \left( \sqrt{\sum_{i=2, \dots, 40} (V_i^2 / V_N^2)} \right) \cdot 100\% \dots\dots\dots(\text{Fórmula N° 9})$$

Donde:

$V_i$ .- Es el Valor eficaz (RMS) de la tensión armónica "i" (para  $i=2 \dots 40$ ) expresada en Voltios.

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

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si los indicadores de las perturbaciones medidas se encuentran fuera del rango de tolerancias establecidas en este numeral, por un tiempo superior al 5% del Período de Medición. Cada tipo de perturbación se considera por separado.

**5.3.4 Compensaciones por exceso de perturbaciones.-** Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad de producto no satisface los estándares fijados en el numeral 5.3.3 de la Norma.

**5.3.5** Aquellos Clientes que excedan las tolerancias de emisión de perturbaciones establecidas para ellos individualmente, no son compensados por aquellos parámetros de la calidad a cuyo deterioro han contribuido durante el periodo de control respectivo.

**5.3.6** Las compensaciones que se pagan a los Clientes alimentados desde el punto de medición donde se verifica la mala calidad, se calculan para el Período de Medición a través de las fórmulas que aparecen a continuación, las mismas que están expresadas en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad:

**Compensaciones por Flícker** =  $\sum_r c \cdot C_r \cdot E(r) \dots(\text{Fórmula N° 10})$

Donde:

$r$ .- Es un intervalo de medición en el que se violan las tolerancias por Flícker.

$c$ .- Es la compensación unitaria por Flícker:

- Primera Etapa:  $c=0.00$
- Segunda Etapa:  $c=0.10$  US\$/kWh
- Tercera Etapa:  $c=1.10$  US\$/kWh

$C_r$ .-Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud de la Distorsión Penalizable por Flícker DPF(r) calculado para el intervalo de medición "r" como:

$DPF(r) = P_{st}(r) - P_{st}$   
 Si:  $DPF(r) \geq 1$ ;  $C_r = 1$   
 Si:  $DPF(r) < 1$ ;  $C_r = DPF(r) \cdot DPF(r)$

$E(r)$ Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición "r".

**Compensaciones por Armónicas** =  $\sum_s d \cdot D_s \cdot E(s) \dots\dots(\text{Fórmula N° 11})$

Donde:

$s$ .- Es un intervalo de medición en el que se violan las tolerancias por armónicas.

$d$ .- Es la compensación unitaria por armónicas:

- Primera Etapa:  $d=0.00$
- Segunda Etapa:  $d=0.10$  US\$/kWh
- Tercera Etapa:  $d=1.10$  US\$/kWh

$D_s$  Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud de la Distorsión Penalizable por Armónicas DPA(s) calculado para el intervalo de medición "s" como:

$DPA(s) = (THD(s) - THD) / THD + (1/3) \sum_{i=2, \dots, 40} ((V_i(s) - V_i) / V_i)$  (Fórmula N° 12)

(Sólo se consideran los términos positivos de esta expresión).

- Si:  $DPA(s) \geq 1$ ;  $D_s = 1$
- Si:  $DPA(s) < 1$ ;  $D_s = DPA(s) \cdot DPA(s)$

$E(s)$ Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición "s".

**5.3.7 Control.-** El control se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la Autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas.

- En uno (1) por cada cincuenta (50) puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.
- En una muestra representativa del número de barras de salida en baja tensión de subestaciones MT/BT que comprenda por lo menos lo siguiente:

Tabla N° 6

Clientes en Baja Tensión por Suministrador	Número de Puntos de Medición Registrados Mensualmente	
	Flícker	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	-	-

Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM

**5.3.8** La energía entregada a los Clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de diez (10) minutos.

**5.3.9** Adicionalmente, con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de flícker y tensiones armónicas especificados en el último párrafo del numeral 5.3.7, se efectúan mediciones de monitoreo de flícker y distorsiones armónicas (THD), considerando armónicas de por lo menos hasta del orden 15, de manera simultánea con las mediciones de voltaje en puntos de entrega en baja tensión; por lo que, los medidores de voltaje para baja tensión deben estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo.

Modificado por el D.S. N° 009-99-EM

**5.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR**

**5.4.1** Adquirir todos los equipos de medición y registro necesarios, y realizar los trabajos de instalación y/o montaje que se requieran, de conformidad con el inciso a) del numeral 3.1 de la Norma.

**5.4.2** Diseñar e implementar los procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recolección de información, la evaluación de indicadores y compensaciones, y la transferencia de información requerida a la Autoridad.

**5.4.3** Entregar a la Autoridad, una semana antes de la finalización de cada mes, el programa propuesto de medición del mes siguiente.

**5.4.4** Tomar las mediciones de todos los parámetros de la calidad de producto en todos los puntos en los que están obligados a hacerlo y en los que sean necesarios, dentro de los plazos establecidos en la Norma para cada caso.

**5.4.5** Llevar un registro histórico de los valores medidos de cada parámetro para todos los puntos de entrega a sus Clientes, correspondientes a por lo menos los cinco (5) últimos años.

**5.4.6** Implementar y mantener actualizadas las bases de datos con toda la información que se obtenga de las mediciones descritas, incluyendo una que permita identificar a todos los Clientes que son alimentados por cada:

- Alimentador de baja tensión
- Subestación de distribución MT/BT

- Alimentador de media tensión
- Subestación de AT/MT
- Red de alta tensión.

5.4.7 Efectuar los cálculos de los indicadores de calidad y de ser el caso de las compensaciones respectivas.

5.4.8 Dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada mes, entregar a la Autoridad, lo siguiente:

- Resumen de los indicadores de calidad calculados;
- Resumen de las compensaciones a ser pagadas a sus Clientes.
- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador entre todos los afectados, por cada parámetro que haya resultado de mala calidad, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones;
- Los registros de las lecturas efectuadas sobre Flícker, Armónicas y Energía Suministrada por cada período de medición, organizados de la siguiente manera:
  - Distorsión por Armónicas agrupadas por bandas de un punto porcentual.
  - Perturbaciones por Flícker agrupadas por bandas de 0.1 por unidad del índice de severidad.

Entregar a la Autoridad dentro de las primeras 18 horas de culminada la medición o retirado el equipo, copia de los registros de dichas mediciones, en formato propio del equipo.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

5.4.9 Compensar a sus Clientes afectados por la deficiente calidad de producto, en la facturación del mes siguiente al mes de ocurrencia o verificación de las deficiencias. Estas compensaciones deben efectuarse sin necesidad de previa solicitud de los Clientes; y no puede postergarse ni condicionarse la obligación de compensar a que se hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros al Suministrador. Se pagan por todos los meses transcurridos desde, e incluido por completo, el mes en que se efectuó la medición con la que se detectó la deficiencia hasta el momento en que se inicia aquella medición con la que se comprueba que la deficiencia ha sido superada.

5.4.10 Entregar a la Autoridad, la información adicional relacionada con la Calidad de Producto que ésta requiera.

5.4.11 Permitir el acceso a la Autoridad, o representantes de ésta, a presenciar cualquier actividad relacionada con la instalación o retiro de equipos, mediciones, captura, procesamiento de información, etc., relacionados con el control de la calidad.

5.4.12 Informar sobre las obligaciones de sí mismo, como Suministrador, a todos sus Clientes en nota adjunta a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio de cada año.

## 5.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

5.5.1 Modificar o sustituir, en cualquier momento, la programación y/o la muestra, debiendo el Suministrador iniciar las mediciones respectivas dentro de las setenta y dos (72) horas de recibida la notificación.

*Modificado por el D.S. N° 013-2000-EM*

5.5.2 Llevar a cabo mediciones de verificación, en los lugares y casos que considere conveniente.

5.5.3 Presenciar la instalación, retiro y/o reinstalación de equipos de medición y registro.

5.5.4 Recabar, in situ, copia de la información obtenida de los equipos de medición y registro del Suministrador.

5.5.5 Verificar los registros de las mediciones.

5.5.6 Verificar los indicadores de calidad obtenidos por el Suministrador.

5.5.7 Verificar el cálculo de las compensaciones.

5.5.8 Solicitar, en cualquier momento, información relacionada con la Calidad de Producto y esta Norma.

## TÍTULO SEXTO

### 6. CALIDAD DE SUMINISTRO

#### 6.1 INTERRUPCIONES

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

6.1.1 Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El Periodo de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

6.1.2 Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas; lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

6.1.3 Indicadores de la Calidad De Suministro.- La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Periodos de Control de un semestre.

a) **Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)**  
Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Periodo de Control de un semestre:

$N =$  Número de Interrupciones; (expresada en: interrupciones / semestre).

El número de interrupciones programadas\* por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50 %).

b) **Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)**  
Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Periodo de Control de un semestre:

$D = \sum(K_i * d_i);$  (expresada en: horas).....(Fórmula N° 13)

Donde:

$d_i$ .- Es la duración individual de la interrupción  $i$ .

$K_i$ .- Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones programadas\* por expansión o reforzamiento:  $K_i = 0.25$
- Interrupciones programadas\* por mantenimiento:  $K_i = 0.50$
- Otras  $K_i = 1.00$

\*El término "Interrupciones programadas" se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la Autoridad y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos.

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D) se considera, para dicha diferencia de tiempo ( $\Delta$ ):

$K_i = 0$  ; si la duración real es menor a la programada.

$K_i = 1$  ; si la duración real es mayor a la programada.

No se considerará para el cálculo de los indicadores N y D, las Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, las cuales se rigen según lo dispuesto en los numerales 6.1.8, 6.1.9 y la Décimo Tercera Disposición Final de la Norma.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**6.1.4 Tolerancias.-** Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para Clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

**Número de Interrupciones por Cliente (N')**

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 02 Interrupciones/semestre
- Clientes en Media Tensión : 04 Interrupciones/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 06 Interrupciones/semestre

**Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')**

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 04 horas/semestre
- Clientes en Media Tensión : 07 horas/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 10 horas/semestre

**6.1.5** Tratándose de Clientes en baja tensión en servicios calificados como Urbano-Rural y rural, incrementar para ambos la tolerancia del Número de Interrupciones por Cliente (N') en 50 % y la tolerancia de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D') en 100% para el servicio urbano-rural y 250%, para el servicio rural.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**6.1.6 Compensaciones por mala calidad de suministro.-** Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del servicio no satisface los estándares fijados en los numerales 6.1.4 ó 6.1.5 de la Norma, según corresponda.

**6.1.7** Las compensaciones establecidas en esta Norma son complementarias a las de los artículos 57° y 86° de la Ley y 131° y 168° del Reglamento. En consecuencia, de los montos de las compensaciones por mala calidad de suministro, calculadas de acuerdo a esta Norma, se descuentan aquellos montos pagados conforme a los artículos 57° y 86° de la Ley y 131° y 168° del Reglamento, abonándose la diferencia, al Cliente, por la mala calidad de suministro eléctrico recibido.

**6.1.8** Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía teóricamente No Suministrada (ENS), el Número de interrupciones por Cliente por semestre (N) y la duración total acumulada de interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

**Compensaciones Por Interrupciones =  $e \cdot E \cdot ENS$**   
 ..... (Fórmula N° 14)

Donde:

- e.-** Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyos valores son:  
 Primera Etapa:  $e=0.00$   
 Segunda Etapa:  $e=0.05$  US\$/kWh  
 Tercera Etapa:  $e=0.35$  US\$/kWh
- E.-** Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D'] \dots$  (Fórmula N° 15)

Las cantidades sin apóstrofe representan los indicadores de calidad; mientras que las que llevan apóstrofe representan los límites de tolerancia para los indicadores respectivos. El segundo y/o tercer término del miembro derecho de esta expresión serán considerados para evaluar las compensaciones, solamente si sus valores individuales son positivos. Si

tanto N y D están dentro de las tolerancias, el factor E no se evalúa y asume el valor cero.

**ENS.-** Es la Energía teóricamente No Suministrada a un Cliente determinado, y se calcula de la siguiente manera:

$ENS = ERS / (NHS - \sum d_i) \cdot D$ , (expresada en kWh) (Fórmula N° 16)

Donde:

**ERS** : Es la Energía Registrada en el Semestre.

**NHS** : Es el Número de Horas del Semestre.

$\sum d_i$  : Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

En el caso específico de un cliente final conectado al mismo nivel de tensión del respectivo punto de compra-venta de energía de su Suministrador, si las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro establecidos en la Norma para estos clientes son superadas, finalizado el semestre correspondiente, el Suministrador que tiene vínculo contractual con este cliente final efectúa la compensación total, conforme a lo establecido anteriormente en este numeral. Asimismo, cada Suministrador responsable de interrupciones que tiene vínculo contractual en el punto de compra - venta correspondiente con el Suministrador del cliente final o Distribuidor, resarce a este Suministrador o distribuidor por las compensaciones efectuadas a su cliente final y por aquellas, según sea el caso, que como Distribuidor le corresponde recibir para ser transferidas a sus demás clientes finales conectados en niveles de tensión inferior al del punto de compra-venta correspondiente, de manera proporcional al número de interrupciones y duración de las mismas, con la que ha contribuido a transgredir las tolerancias de los indicadores para el nivel de tensión de este punto de compra-venta, en función a la siguiente fórmula:

$C_i = C \cdot (E_i / E) \dots$  (Fórmula N° 16-A)

Donde:

**C** : Compensación recibida por el cliente final o Distribuidor, según sea el caso, conforme a fórmula N° 14.

**E<sub>i</sub>** : Factor que toma en consideración la magnitud con la que ha contribuido el suministrador "i", a transgredir las tolerancias de los indicadores establecidas para el nivel de tensión del punto de compra-venta en cuestión. Calculado por la siguiente expresión.

$E_i = 1/2 \cdot (N_i/N + D_i/D) + N_i/N \cdot (N - N')/N' + D_i/D \cdot (D - D')/D'$   
 ..... (Fórmula N° 16-B)

Donde:

- N<sub>i</sub>** : Número ponderado de interrupciones por las cuales es responsable el Suministrador "i", con un decimal de aproximación.
- D<sub>i</sub>** : Duración total ponderada de interrupciones por las cuales es responsable el Suministrador "i", con dos decimales de aproximación.
- N, D** : Son los indicadores de calidad del suministro en el punto de compra-venta correspondiente, en el semestre de control.
- N', D'** : Son las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro para el nivel de tensión del punto de compra-venta correspondiente.

**E** : Es el factor definido mediante la fórmula N° 15.

Las compensaciones por interrupciones originadas por la actuación de los reveladores de protección por mínima frecuencia se calculan por línea o alimentador, según la siguiente fórmula, las mismas que se distribuyen proporcionalmente entre todos los clientes afectados, de acuerdo a su consumo de energía registrado durante el semestre correspondiente.

**Compensaciones Por Rechazo de Carga =  $e \cdot E_f \cdot ENS_f$**   
 ..... (Fórmula N° 16-C)

Donde:

- $e$  : Es la compensación unitaria ya establecida en este mismo numeral.
- $E_f$  : Es el factor de proporcionalidad que está definido en función del Número de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia ( $N_{RCF}$ ) y la Duración Total (expresada en horas) de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia ( $D_{RCF} = \sum d_k$ ) evaluado para una línea o alimentador durante el semestre de control, de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla N° 6-A**

$N_{RCF}$	$E_f$
$1 \leq N_{RCF} \leq 2$	1
$2 < N_{RCF}$	$1 + (N_{RCF} - 2) / 4 + (D_{RCF} - 0.15) / 0.15$ (*)

$E_f$  Se calcula con dos (2) decimales de aproximación.  
 (\*) El tercer término de esta expresión será considerado para evaluar  $E_f$ , solamente si su valor individual resulta positivo.

$N_{RCF}$  y  $D_{RCF}$ , se evalúan para cada línea o alimentador de los datos obtenidos del sistema SCADA.

$ENS_f$ : Es la Energía Teóricamente No Suministrada, durante el semestre, por la línea o alimentador determinado, por causa de las Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, expresada en kWh y se calcula de la siguiente manera:

$ENS_f = \sum (ENS_{f,k})$  ..... (Fórmula N° 16-D)

Tal que:

$ENS_{f,k} = (P_k \cdot d_k / \sum (P_{k,i} \cdot d_{k,i})) \cdot ENST_{f,k}$  .. (Fórmula N° 16-E)

Donde:

$ENS_{f,k}$  : Es la Energía Teóricamente No Suministrada por la línea o alimentador determinado, durante la duración individual ( $d_k$ ) de cada interrupción por rechazo de carga, expresada en kWh.

$P_k$  : Es la potencia suministrada por la línea o alimentador en el momento en que se produjo la interrupción por rechazo de carga y debe ser proporcionada por el sistema SCADA.

$d_k$  : Es la duración individual de la interrupción por rechazo de carga en la línea o alimentador determinado.

Los subíndices:

"k" : Representa a cada interrupción por rechazo de carga.

"i" : Representa a cada línea o alimentador afectado con interrupción por el rechazo de carga, atendidos desde un mismo punto de compra-venta de energía.

$ENST_{f,k}$  : Es la Energía No Suministrada Total por Rechazo de Carga, evaluada en el punto de compra-venta de energía como la comparación del diagrama de carga del día de la interrupción por rechazo de carga con el diagrama de carga del día típico correspondiente.

Toda cadena de pago se iniciará cuando se haya transgredido las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro que la Norma establece para el cliente final, durante el semestre de control. Asimismo, las respectivas compensaciones se efectúan culminado el semestre de control, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que se hagan efectivas las

compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**6.1.9 Control.-** Se evalúa la calidad de suministro para todo punto de entrega, debiendo registrarse en la correspondiente base de datos, toda falta de fluido eléctrico, cuya causa es conocida o desconocida por el Cliente y programada o no por el Suministrador. La duración se calcula desde el momento de la interrupción hasta el restablecimiento del suministro de manera estable. Las compensaciones se calculan, en todos los casos, para cada Cliente.

**6.1.10** La determinación del Numero de Interrupciones (N) y la Duración Total Ponderada de Interrupciones (D) por Cliente se lleva a cabo:

- a) Para todos los puntos de suministro a Clientes en muy alta y alta tensión;
- b) Para todos los puntos de suministro a Clientes en media tensión en función de los alimentadores o secciones de alimentadores a los que están conectados;
- c) Para todos los puntos de suministro a Clientes en baja tensión en función de los alimentadores o secciones de alimentadores a los que están conectados. En este caso, el control se lleva a cabo por fase.

Los equipos necesarios para llevar a cabo automáticamente las mediciones a que se hacen referencia en el punto a) se implementan durante la Etapa I.

Para las mediciones a que se hace referencia en los puntos b) y c), donde no existan o en tanto no se hayan instalado equipos que permitan identificar claramente el inicio y final de las interrupciones, su detección se lleva a cabo: i) A través del registro de llamadas telefónicas de clientes afectados; y/o, ii) A través de la revisión de los registros de parámetros de calidad de producto; y/o, iii) A través del análisis de cualquier otro registro del cliente o suministrador que permita detectarlas inequívocamente.

Los Suministradores y Clientes proveen a la Autoridad, a solicitud de ésta, la información sustentatoria para cada caso.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**6.1.11** Las interrupciones que ocurren en un ramal o sección de línea en media o baja tensión son registradas del siguiente modo:

- a) Si la interrupción fue producida por el Suministrador, se registra la hora de inicio de las maniobras de desconexión;
- b) Si la interrupción fue imprevista, se adopta como hora de inicio: i) El momento en que se produjo la primera llamada telefónica de un Cliente perjudicado con la interrupción; ii) El momento en que el Suministrador toma conocimiento del hecho; o iii) El momento en que realmente se produjo, si queda manifiestamente probado. De las tres alternativas, la que determine el inicio de la interrupción primero en el tiempo.

En todos los casos, se considera como hora final de la interrupción, aquélla en la que se restableció el suministro de manera estable.

El suministrador está obligado a identificar y a compensar a todos los clientes perjudicados con la interrupción.

*Modificado por el D.S. N° 009-99-EM*

**6.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR**

**6.2.1** Adquirir todos los equipos de medición o registro necesarios y realizar los trabajos de instalación y/o montaje que se requieran, de conformidad con el inciso a) del numeral 3.1 de la Norma. Esto consta esencialmente de equipos que permitan medir y registrar confiablemente el Número y la Duración de las interrupciones de servicio en toda la red bajo su responsabilidad, de acuerdo a los requerimientos de la Norma.

**6.2.2** Diseñar e implementar los esquemas, procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recolección de información, la evaluación de indicadores y la transferencia de información requerida a la Autoridad.

**6.2.3** Tomar las mediciones de los parámetros de la Calidad de Suministro en todos los puntos en los que están obligados a hacerlo, y en aquellos otros dispuestos expresamente por la Autoridad.

**6.2.4** Llevar un registro histórico de los valores medidos de cada parámetro para todos los puntos de entrega a sus Clientes, correspondientes a por lo menos los cinco (5) últimos años.

**6.2.5** Implementar y mantener actualizadas bases de datos con toda la información que se obtenga de las mediciones descritas. Éstas incluyen las siguientes dos bases que deben estar permanentemente actualizadas:

- a) La primera debe permitir discriminar claramente los componentes de la red asociados a la alimentación eléctrica de cada Cliente, consignando por lo menos la siguiente información:
  - Identificación del Cliente (Número de suministro)
  - Alimentador de BT y ramal al que está conectado
  - Subestación de distribución MT/BT
  - Alimentador de MT
  - Centro de transformación AT/MT
  - Red de AT
- b) La segunda debe contener la información referida a cada una de las interrupciones que ocurran en la red eléctrica bajo su responsabilidad; consignando por lo menos la siguiente información:
  - Fecha y hora de inicio de cada interrupción;
  - Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción (Ejm.: fase, ramal, alimentador, subestación MT/BT, alimentador MT, centro de transformación AT/MT, red de AT, etc.);
  - Identificación de la causa de cada interrupción;
  - Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, indicando su respectiva potencia nominal;
  - Número de Clientes afectados por cada interrupción;
  - Número total de Clientes del Suministrador, por tipo, de acuerdo a la información estadística más reciente disponible;
  - Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

La interrelación de la información de estas bases de datos, debe poder identificar claramente a todos los Clientes afectados por cada interrupción que ocurra en el sistema eléctrico.

**6.2.6** Efectuar los cálculos de los indicadores de calidad y, de ser el caso, de las compensaciones respectivas para todos los Clientes afectados, sin necesidad de solicitud de parte.

**6.2.7** Dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada semestre, entregar a la Autoridad, la siguiente información:

- Resumen de los indicadores de calidad calculados;
- Resúmenes de las compensaciones a ser pagadas con montos totalizados;
- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador, entre todos los afectados con mala calidad del suministro, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones.

Además, dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada mes, entregar a la Autoridad registros de las interrupciones, en medio magnético.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**6.2.8** Compensar a sus Clientes afectados por la deficiente Calidad de Suministro, en la facturación del mes siguiente de concluido el Período de Control semestral. Estas compensaciones se deben realizar sin necesidad de previa solicitud de los Clientes;

y no puede postergarse ni condicionarse la obligación de compensar a que se hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros al Suministrador. Al realizar la compensación, el Suministrador debe adjuntar al Cliente, un detalle con el número de interrupciones y la duración de cada una de aquéllas consideradas para la compensación. Esto se hace en la factura o en nota adjunta.

**6.2.9** Entregar a la Autoridad, la información adicional relacionada con la Calidad de Suministro que ésta requiera.

**6.2.10** Permitir el acceso a la Autoridad, o representantes de ésta, a presenciar cualquier actividad relacionada con la instalación o retiro de equipos, mediciones, captura, procesamiento de información, etc., relacionados con el control de la calidad.

**6.2.11** Informar sobre las obligaciones de sí mismo, como Suministrador, a todos sus Clientes en nota adjunta a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio de cada año.

## **6.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD**

**6.3.1** Llevar a cabo mediciones de verificación, en los lugares y casos que considere conveniente.

**6.3.2** Presenciar la instalación, retiro y/o reinstalación de equipos de medición o registro.

**6.3.3** Recabar in situ, copia de la información obtenida de los equipos de medición o registro del Suministrador.

**6.3.4** Verificar los registros cruzando información.

**6.3.5** Verificar los indicadores de calidad obtenidos por el Suministrador.

**6.3.6** Verificar el cálculo de las compensaciones.

**6.3.7** Solicitar, en cualquier momento, información relacionada con la calidad de Suministro y esta Norma.

## **TÍTULO SÉTIMO**

### **7. CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL**

**7.0.1** La Calidad del Servicio Comercial se evalúa sobre tres (3) sub-aspectos, los mismos que sólo son de aplicación en las actividades de distribución de la energía eléctrica:

**a) Trato al Cliente**

- Solicitudes de Nuevos Suministros o Ampliación de Potencia Contratada;
- Reconexiones;
- Opciones Tarifarias;
- Reclamos por errores de medición/facturación;
- Otros.

**b) Medios a disposición del Cliente:**

- Facturas;
- Registro de reclamos;
- Centros de atención telefónica/fax;

**c) Precisión de medida de la energía facturada.**

#### **7.1 TRATO AL CLIENTE**

**7.1.1** El Suministrador debe brindar al Cliente un trato razonable, satisfactorio y sin demoras prolongadas o excesivas a sus solicitudes y reclamos.

**7.1.2 Indicadores De La Calidad de Servicio Comercial.-** En todos los casos, los indicadores son Plazos Máximos fijados al Suministrador para el cumplimiento de sus obligaciones.



**7.1.3 Tolerancias:****a) Solicitudes de Nuevos Suministros o Ampliación de la Potencia Contratada**

Cumplidas las condiciones a que están obligados los interesados, los plazos máximos de atención a sus solicitudes son:

- i. Sin modificación de redes:
  - Hasta los 50 kW: 7 días calendario
  - Más de 50 kW: 21 días calendario
- ii. Con modificación de redes (incluyendo extensiones y añadidos de red primaria y/o secundaria que no necesiten la elaboración de un proyecto):
  - Hasta los 50 kW: 21 días calendario
  - Más de 50 kW: 56 días calendario
- iii. Con expansión sustancial y con necesidad de proyecto de red primaria que incluya Nuevas Subestaciones y tendido de red primaria:
  - Cualquier potencia: 360 días calendario.

**b) Reconexiones.- Superada** la causa que motivó el corte del servicio eléctrico, y abonados por el Cliente los consumos, cargos mínimos atrasados, intereses compensatorios, recargos por moras y los correspondientes derechos de corte y reconexión, el Suministrador está obligado a reponer el servicio dentro de un plazo máximo de veinticuatro (24) horas.

**c) Opciones tarifarias:**

- i. La empresa esta obligada a valorizar los consumos con la opción tarifaria solicitada por el Cliente dentro de un plazo máximo de veinte (20) días calendario desde que se presentó la solicitud de cambio, en caso de no requerirse otro equipo de medición; o dentro del plazo máximo de siete (7) días calendario después de cumplidas las condiciones a que está obligado el solicitante.
- ii. Dentro de los siete (7) días calendario de recibida la solicitud, el Suministrador debe notificar al Cliente los requisitos que éste debe satisfacer para atender su solicitud.
- iii. En casos de incumplimiento por parte del Suministrador, los consumos del Cliente son valorizados con los elementos existentes y presunciones que le resulten favorables.
- iv. El Cliente tiene derecho a solicitar el cambio de su opción tarifaria una vez por año y el Suministrador está obligado a concederlo.

**d) Reclamaciones por errores de medición/facturación**

- i. Presentada la reclamación por errores de facturación, el Suministrador está obligado a informar al reclamante sobre la atención de la misma, en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

- ii. Las reclamaciones por posibles errores de facturación, deben quedar resueltos en la próxima factura emitida y el error no debe repetirse en siguientes facturaciones. Si las reclamaciones se hubieran registrado dentro de los quince (15) días calendario anteriores a la fecha de emisión de la factura, el plazo de resolución se amplía a la siguiente facturación.
- iii. El Suministrador debe verificar que el mismo error no se haya producido con otros Clientes. De ser el caso, procederá a resolverlos inmediata y automáticamente a todos los afectados, sin esperar nuevas reclamaciones.
- iv. El mismo error no podrá producirse dentro de los siguientes dos (2) años, lo que se considerará como reincidencia. La reincidencia se penaliza con el doble de la multa establecida para un caso no-reincidente.

**e) Otros**

- i. Cualquier otra reclamación debe recibir una respuesta, por escrito, dentro de los treinta (30) días calendario de presentada, salvo los plazos estipulados para casos específicos en la Norma.

- ii. Las garantías del Cliente respecto a pagos en exceso que hubiera efectuado, su derecho a que no se condicione la atención de su reclamación al pago previo del importe reclamado, a que no se le suspenda el servicio mientras cumpla con sus demás obligaciones, y el procedimiento de reclamación en general, se rige por la Directiva 001-95-EM/DGE aprobada por Resolución Directoral N° 012-95-EM/DGE en lo que no se oponga a la presente Norma.

**7.1.4 Penalidades.-** Los incumplimientos son penalizados, en cada período de evaluación de la Calidad del Servicio Comercial, con multas cuyos importes se establecen en base a la escala de Sanciones y Multas vigente en su oportunidad.

**7.1.5 Control.-** La Autoridad dispone una evaluación semestral en relación con el trato que el Suministrador brinda a sus Clientes.

El Suministrador debe implementar un sistema de recepción de solicitudes y reclamaciones durante la Primera Etapa y lo debe mantener abierto en las etapas posteriores. En éste se debe registrar toda la información referente a la atención del Suministrador.

Los Suministradores deben presentar, a la Autoridad, un informe mensual sobre los pedidos y reclamaciones recibidos, en un plazo máximo de veinte (20) días calendario, después de concluido el mes en el que se produjeron. En este informe debe constar la cantidad de pedidos y reclamaciones del mes correspondiente, diferenciados por causa y de acuerdo a lo requerido por la Autoridad, con los tiempos medios de atención y/o resolución de los mismos. El Suministrador debe presentar conjuntamente con lo anterior, un registro informático detallado, para los casos en los cuales se han excedido los plazos establecidos para la atención o solución del inconveniente, indicando los datos de los Clientes afectados, motivos de las reclamaciones, tiempos transcurridos hasta la solución de los problemas y motivos que originaron las demoras.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**7.2 MEDIOS DE ATENCIÓN**

**7.2.1** La finalidad de estos medios es garantizar que el Suministrador brinde al Cliente una atención satisfactoria y le proporcione toda la información necesaria, de una manera clara, sobre todos los trámites que el Cliente puede realizar ante el Suministrador y la Autoridad, así como los derechos y obligaciones del Cliente y Suministrador.

**7.2.2 Indicadores De Calidad.-** En todos los casos, los indicadores de calidad son los Requerimientos Mínimos exigidos en este aspecto al Suministrador.

**7.2.3 Tolerancias****a) Facturas**

- i. Las Empresas de Electricidad deben emitir facturas claras y correctas, basadas en lecturas reales. Estas facturas deben especificar obligatoriamente, además de lo establecido en el Art. 175° del Reglamento, las magnitudes físicas de consumo y las contratadas, los cargos fijos por potencia y energía, las cargas impositivas desagregadas correspondientes, las fechas de emisión y vencimiento de la factura, la fecha de corte por pagos pendientes de ser el caso, y las estadísticas mensuales de consumo del Cliente correspondientes a los últimos doce (12) meses de manera gráfica. Asimismo, deben especificar de manera clara y desagregada, los rubros y montos de todas las compensaciones pagadas al Cliente.
- ii. En el dorso de la factura, se debe indicar los lugares de pago, la dirección, teléfono y horario de los Locales de Atención al Público, los números de teléfono para la recepción de reclamaciones por falta de suministro, los requisitos y el procedimiento completo y claro que debe seguir el Cliente para presentar una reclamación y para realizar su seguimiento; incluyendo la segunda instancia.

- iii. La Empresa de Electricidad debe estar en condiciones de demostrar, cuando la Autoridad lo requiera, que el reparto de facturas se efectúa oportunamente.
- iv. Adjunto a las facturas correspondientes a los meses de abril y setiembre de cada año, el Suministrador está obligado a remitir una nota explicativa de los derechos de los Clientes con relación a:
  - Marco legal de la actividad eléctrica indicando normas y fechas de publicación;
  - Cambio de opciones tarifarias;
  - Contribuciones reembolsables;
  - Calidad de servicio y compensaciones;
  - Contrastación de equipos;
  - Otros que resulten relevantes.

**b) Registro de reclamaciones.-** El Suministrador debe implementar un sistema informático auditable en el que deben registrarse todos los pedidos, solicitudes, o reclamaciones de los Clientes. Este registro debe permitir efectuar su seguimiento hasta su solución y respuesta final al Cliente. La Autoridad tendrá acceso a este sistema inmediatamente a su solo requerimiento.

Asimismo, el Suministrador debe mantener en cada centro de atención comercial, un "Libro de Observaciones" foliado y rubricado por la Autoridad, donde el Cliente pueda anotar sus observaciones, críticas o reclamaciones con respecto al servicio. A pedido de la Autoridad, el contenido de estos libros debe ser remitidos por el Suministrador, de la manera requerida por elia y con la información ampliatoria necesaria.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**c) Centros de atención telefónica/fax**

- i. Todo Suministrador debe implementar un sistema de atención telefónica/fax para atender reclamaciones por Falta de Suministro. La atención de estas reclamaciones se debe llevar a cabo ininterrumpidamente, las veinticuatro (24) horas, incluyendo días domingos y feriados.
- ii. En centros urbanos que cuentan con más de mil (1,000) Clientes, los Suministradores deben habilitar un sistema para la recepción de reclamaciones por vía telefónica.
- iii. Registrado un reclamo, se debe hacer conocer al Cliente el código del mismo que le posibilite su seguimiento.

**7.2.4 Penalidades.-** Los incumplimientos son penalizados, por cada período de control de la Calidad del Servicio Comercial, con multas cuyos importes se establecen en base a la Escala de Sanciones y Multas vigente.

**7.2.5 Control.-** La Autoridad dispone una evaluación semestral de los Suministradores, en relación con los medios de atención al público, y sanciona a los infractores.

**7.3 PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA**

**7.3.1** La energía facturada para un suministro, no debe incluir errores de medida que excedan los límites de precisión establecidos por norma para los instrumentos de medida de tales suministros.

**7.3.2 Indicador De Calidad.-** El indicador sobre el que se evalúa la calidad del Servicio Comercial, en este aspecto, es el porcentaje de suministros en los que se haya verificado errores de medida superiores a los límites de precisión establecidos por norma para los instrumentos de medida de tales suministros, considerando una muestra semestral de inspección propuesta mensualmente por el Suministrador y aprobada por la Autoridad.

*Modificado por el D.S. N° 013-2000-EM*

**7.3.3 Tolerancias.-** Se considera que la Precisión de Medida de la Energía Facturada por un Suministrador es aceptable, si el porcentaje de suministros de la muestra en los que se hayan verificado errores de medida superiores a los límites de precisión establecidos por norma para los instrumentos de medida de tales suministros, es inferior al cinco por ciento (5%).

**7.3.4 Penalidades.-** Las transgresiones de la tolerancia establecida o incumplimientos de la Norma se sancionan por cada período de control de la Calidad del Servicio Comercial, con multas cuyos importes se establecen en base a la Escala de Sanciones y Multas vigente.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**7.3.5 Control.-** El control se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debidamente certificados por la entidad competente y aprobados por la Autoridad.

La Autoridad dispone una evaluación semestral de la Precisión de Medida de la Energía Facturada. Para ello, se deben programar mediciones de inspección mensuales en una muestra estadística de medidores, divididos en estratos representativos sobre el universo de sus clientes en función a: i) opción tarifaria, ii) marca; y, iii) antigüedad de los medidores. La muestra debe comprender, por lo menos, lo siguiente:

**Tabla N° 7**

Clientes en Baja Tensión por Suministrador	Número de Suministros por Muestra Mensual
Con más de 500,000 Clientes	150
Con 100,001 a 500,000 Clientes	80
Con 10,001 a 100,000 Clientes	36
Con 10,000 clientes o menos	12

Esta muestra es propuesta por el Suministrador ante la Autoridad, pudiendo ésta efectuar las modificaciones que considere necesarias y variar el tamaño de la muestra hasta en un 10 %, a fin de asegurar la representatividad sobre el respectivo estrato.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**7.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR**

**7.4.1** Proporcionar los medios adecuados de contacto para recibir infaliblemente y en la oportunidad debida, toda solicitud o reclamación de sus Clientes.

**7.4.2** Recibir toda solicitud o reclamación de los Clientes, por cualquier deficiencia en la prestación del servicio y en cualquiera de sus aspectos. Al recibirlos, éste debe emitir un comprobante de recepción de la solicitud o reclamación efectuadas. En el comprobante debe constar un código correlativo que permita su identificación, la fecha de recepción, el motivo del mismo, el nombre del Cliente, el número de suministro y una fecha estimada de solución o respuesta. El procedimiento rige también para todas las reclamaciones efectuadas por teléfono, en cuyo caso el Suministrador debe hacer conocer, al Cliente, el código correlativo de registro de la reclamación al instante de su recepción.

**7.4.3** Diseñar e implementar los procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recolección de información, para su evaluación y para la transferencia de información requerida a la Autoridad.

**7.4.4** Entregar a la Autoridad, una semana antes de la finalización de cada mes, el programa de medidas de inspección de la energía facturada del mes siguiente.

**7.4.5** Llevar un registro histórico de los valores medidos de cada parámetro, correspondientes a por lo menos los diez (10) últimos años.

**7.4.6** Dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada semestre, entregar a la Autoridad la siguiente información:

- Copias de los registros del semestre anterior en medio magnético;
- La información requerida por la Autoridad para la evaluación de la calidad del Servicio Comercial.

Además, dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada mes, entregar a la Autoridad un reporte de las inspecciones efectuadas con relación a la precisión de la medida facturada.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**7.4.7** Entregar a la Autoridad, la información relacionada con la Calidad de Servicio Comercial que ésta requiera.

**7.4.8** Permitir el acceso a la Autoridad, o representantes de ésta, a presenciar cualquier actividad relacionada con la instalación o retiro de equipos, mediciones, captura, procesamiento de información, etc., relacionados con el control de la calidad.

**7.4.9** Informar sobre las obligaciones de sí mismo, como Suministrador, a todos sus Clientes en nota adjunta a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio de cada año.

**7.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD**

**7.5.1** Modificar o sustituir, en cualquier momento, la programación y/o la muestra; demandar la realización de inspecciones adicionales en los casos que considere necesario; y variar el número de suministros por muestra si lo considera pertinente.

*Modificado por el D.S. N° 013-2000-EM*

**7.5.2** Llevar a cabo mediciones o actividades de verificación, en los lugares y casos que considere conveniente.

**7.5.3** Presenciar la instalación y/o retiro de equipos.

**7.5.4** Recabar in situ, copia de la información obtenida de los equipos de medición y registro del Suministrador.

**7.5.5** Verificar los resultados obtenidos.

**7.5.6** Solicitar, en cualquier momento, información adicional relacionada con la calidad de Servicio Comercial y esta Norma.

**TÍTULO OCTAVO**

**8. CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO**

**8.1 DEFICIENCIAS DEL ALUMBRADO**

**8.1.1 Indicador de Calidad.-** El indicador principal para evaluar la Calidad del Alumbrado Público es la longitud de aquellos tramos de las vías públicas que no cumplen con los niveles de iluminación especificados en la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 o la que la sustituya. Este indicador denominado Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Deficiente, l(%), está expresado como un porcentaje de la Longitud Total de las Vías con Alumbrado (L) cuyo responsable es el Suministrador, y está definido como:

$l(\%) = (L/L) \cdot 100\%$ ; (expresada en: %)..... (Fórmula N° 17)

Donde

**L** Es la sumatoria de la longitud real de todos los tramos de vías públicas con Alumbrado Deficiente. En la evaluación de este parámetro se deberán tomar en cuenta los correspondientes tipos de revestimiento de calzadas y factores de uniformidad.

*Modificado por el D.S. N° 009-99-EM*

**8.1.2 Tolerancias.-** Las tolerancias admitidas para la Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Deficiente, l(%), es del diez por ciento (10%).

*Modificado por el D.S. N° 009-99-EM*

**8.1.3 Compensaciones.-** Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos servicios de Alumbrado Público en los que se haya comprobado que la calidad no satisface los estándares fijados en el numeral 8.1.2 de la Norma.

**8.1.4** Las compensaciones se calculan en función de la energía facturada al Cliente por concepto de Alumbrado Público durante

el período de control, a través de las fórmulas que aparecen a continuación.

$Compensaciones\ Por\ Alumbrado\ Público\ Deficiente = g \cdot G \cdot EAP$  (Fórmula N° 18)

Donde:

**g.-** Es la compensación unitaria por Alumbrado Público deficiente:

$g = 0.01\ US\$/kWh$

**G.-** Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador l(%), de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla N° 8**

Indicador l (%)		G
10.0 <	l (%) ≤ 12.5	1
12.5 <	l (%) ≤ 15.0	2
15.0 <	l (%) ≤ 17.5	3
17.5 <	l (%) ≤ 20.0	4
20.0 <	l (%) ≤ 25.0	5
	l (%) > 25.0	6

**EAP.-** Es la Energía, o el equivalente en energía expresado en kWh, que el Cliente paga por concepto de Alumbrado Público, en promedio, en un mes del semestre en el que se verifican las deficiencias.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**8.1.5 Control.-** El control se lleva a cabo una vez por semestre. Las mediciones se realizan por muestreo, hasta en un máximo del uno por ciento (1%) de la longitud de las vías que cuentan con este servicio en la concesión de distribución, de acuerdo a la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 o la que la sustituya.

*Modificado por el D.S. N° 009-99-EM*

**8.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR**

**8.2.1** Adquirir todos los equipos de medición y registro necesarios, y realizar los trabajos de instalación y/o montaje que se requieran, de conformidad con el inciso a) del numeral 3.1 de la Norma.

**8.2.2** Diseñar e implementar los procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recolección de información, la evaluación de indicadores y compensaciones, y la transferencia de información requerida a la Autoridad.

**8.2.3** Entregar a la Autoridad, una semana antes de la finalización de cada mes, el programa propuesto de medición del mes siguiente.

*Modificado por el D.S. N° 013-2000-EM*

**8.2.4** Tomar las mediciones de los parámetros de la calidad del Alumbrado Público dentro de los plazos establecidos.

*Modificado por el D.S. N° 009-99-EM*

**8.2.5** Llevar un registro histórico de los valores medidos de cada parámetro para cada sección de todas las vías que cuentan con servicio de Alumbrado Público, correspondientes a por lo menos los cinco (5) últimos años.

**8.2.6** Implementar y mantener actualizadas las bases de datos con toda la información que se obtenga de las mediciones descritas, incluyendo una que permita identificar a todos los Clientes que pagan por servicio de Alumbrado Público en cada Vía.

**8.2.7** Efectuar los cálculos de los indicadores de calidad y, de ser el caso, de las compensaciones respectivas.

**8.2.8** Dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada semestre, entregar a la Autoridad la siguiente información:

- Resumen del cálculo de los indicadores de calidad;
- Resumen de las compensaciones a ser pagadas a sus clientes;
- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador, entre

todos los afectados, donde se muestre paso a paso la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones.

Además, dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada mes, entregar a la Autoridad registros de las mediciones.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**8.2.9** Compensar a sus Clientes afectados por la deficiente calidad del Alumbrado Público, en la facturación del mes siguiente al semestre de ocurrencia o verificación de las deficiencias. Estas compensaciones deben efectuarse sin necesidad de previa solicitud de los Clientes; y no puede postergarse ni condicionarse la obligación de compensar.

**8.2.10** Entregar a la Autoridad, la información adicional relacionada con la Calidad del Alumbrado Público que ésta requiera.

**8.2.11** Permitir el acceso a la Autoridad, o representantes de ésta, a presenciar cualquier actividad relacionada con la instalación o retiro de equipos, mediciones, captura, procesamiento de información, etc., relacionados con el control de la calidad del Alumbrado Público.

**8.2.12** Informar sobre las obligaciones de sí mismo, como Suministrador, a todos sus Clientes en nota adjunta a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio de cada año

### 8.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

**8.3.1** Modificar o sustituir, en cualquier momento, la programación y/o la muestra, debiendo el Suministrador iniciar las mediciones respectivas dentro de las setenta y dos (72) horas de recibida la notificación.

*Modificado por el D.S. N° 013-2000-EM*

**8.3.2** Solicitar, en cualquier momento, mediciones de la Calidad del Alumbrado Público.

**8.3.3** Presenciar la instalación, retiro y/o reinstalación de equipos de medición y registro.

**8.3.4** Recabar, in situ, copia de la información obtenida de los equipos de medición y registro del Suministrador.

**8.3.5** Verificar los registros de las mediciones.

**8.3.6** Verificar los indicadores de calidad obtenidos por el Suministrador.

**8.3.7** Verificar el cálculo de las compensaciones.

**8.3.8** Solicitar, en cualquier momento, información relacionada con la calidad del Alumbrado Público y esta Norma.

### DISPOSICIONES TRANSITORIAS

**Primera.-** Se aplicarán gradualmente las compensaciones por mala calidad de suministro a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la Norma, de la siguiente manera:

Zona de concesión de Lima: 50 % de los montos calculados para los dos primeros semestres, 100 % del monto calculado a partir del tercer semestre.

- Zona de concesión fuera de Lima: 30 % del monto calculado para el primer semestre, 60 % de los montos calculados para el segundo y tercer semestre, 100 % a partir del cuarto semestre.

**Segunda.-** Aplicar gradualmente las compensaciones a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la Norma, de la siguiente manera:

- Calidad de Producto: 30 % de los montos calculados para el primer trimestre de la Tercera Etapa; 60 % del monto calculado para el segundo trimestre de la Tercera Etapa; y, 100 % del monto calculado a partir del tercer trimestre de la Tercera Etapa.

Calidad de Alumbrado Público: 50 % del monto calculado para el primer semestre de la Tercera Etapa; y

100 % del monto calculado a partir del segundo semestre de la Tercera Etapa.

Tercera.- Por el período de un (1) año contado desde la fecha de publicación del presente Decreto Supremo para el factor G a que se refiere el numeral 8.1.4, se aplicará la siguiente Tabla:

**Tabla N° 8-A**

Indicador I (%)	G
10 < I (%) ≤ 15	1
15 < I (%) ≤ 20	2
20 < I (%) ≤ 25	3
25 < I (%) ≤ 30	4
30 < I (%) ≤ 35	5
I (%) > 35	8

Vencido el mencionado período de un (1) año, se aplica la Tabla contenida en el numeral 8.1.4.

**Cuarta.-** En el caso de clientes libres y clientes potenciales emisores de perturbaciones, que antes de la promulgación de la Norma potenciaron sus instalaciones eléctricas contra emisión de perturbaciones bajo estándares diferentes a la IEC pero reconocidos internacionalmente, serán aceptados dichos estándares después de la sustentación ante la Autoridad y verificación respectiva.

*Adicionado por el D.S. N° 040-2001-EM*

### DISPOSICIONES FINALES

**Primera.-** Las compensaciones derivadas de deficiencias en las redes de transmisión, no podrán exceder del diez por ciento (10%) de las ventas semestrales de la respectiva empresa transmisora. En caso de excederse dicho límite, las compensaciones que, exclusivamente, por esas deficiencias se originen en el resto de la cadena de Suministradores y Clientes, se reducen y pagan de la siguiente manera:

- a) Se calculan las compensaciones que un Suministrador debería pagar por todas las deficiencias ocurridas, incluyendo las originadas en el sistema de transmisión;
- b) Se calculan las compensaciones que el mismo Suministrador debería pagar por todas las deficiencias ocurridas, excluyendo las originadas en el sistema de transmisión;
- c) El Suministrador debe pagar como compensación, lo siguiente: i) El monto calculado en el punto b); y, ii) La diferencia resultante de los montos calculados en los puntos a) y b), hasta el límite de las compensaciones recibidas por su o sus Suministradores, producto de las deficiencias originadas en el sistema de transmisión.

*Modificado por el D.S. N° 009-99-EM*

**Segunda.-** En las mediciones relacionadas con la Calidad de Producto que deben llevarse a cabo para verificar o desestimar quejas de Clientes o para comprobar que se haya subsanado una falta detectada en anteriores mediciones, éstas se considerarán como mediciones adicionales a los programas regulares de medición, debiendo efectuarse sin modificar a estos últimos y sin contabilizarlas como puntos de medición de dichos programas. Los períodos de medición derivados de quejas de Clientes relacionados con la Calidad de Producto, tendrán una duración de tres (3) días.

**Tercera.-** Cuando un Suministrador considere que el deterioro de la calidad de la energía suministrada en un período ha sido producto de un caso de fuerza mayor, debe informar a la Autoridad dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de ocurrido el hecho. Dentro de un plazo máximo de quince (15) días calendario de ocurrido el evento, el Suministrador presentará ante la Autoridad, la documentación probatoria, para su calificación respectiva. Cumplido dicho plazo, la Autoridad emitirá su pronunciamiento en un plazo máximo de 30 días calendario caso

contrario la calificación será favorable al Suministrador. Lo resuelto por la Autoridad pone fin a la vía administrativa.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**Cuarta.-** Los nuevos instrumentos que adquieran las empresas de distribución, para la medición de la energía a facturar, después de la publicación de la presente Norma, serán de precisión igual o mejor que las clases definidas en las Normas IEC para los distintos tipos de suministro.

**Quinta.-** Sin perjuicio de las sanciones a que hubiere lugar, en casos de solicitud de cambio de opción tarifaria no atendidos dentro del plazo fijado en la presente norma, en los que existen dificultades por falta de mediciones no imputables al Cliente, el Suministrador debe facturar en función a la opción solicitada desde que estaba obligado a valorizar los consumos con la nueva opción, tomando en cuenta los datos que se tienen registrados con la opción tarifaria antigua y un promedio de los dos primeros meses medidos con la nueva opción tarifaria de aquellos datos de los que se carece. Los reintegros o recuperos resultantes se rigen por lo dispuesto en el Artículo N° 92 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

**Sexta.-** 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.

**Sétima.-** En aquellos casos en los que no se tenga mediciones de la Energía  $E(x)$  entregada en condiciones de mala calidad, a un Cliente en baja tensión, durante un intervalo de medición  $x$ ; ésta se evalúa del siguiente modo:

$$E(x) = \frac{ERM}{(NHM - \sum d_i)} \cdot \Delta t; \text{ (expresada en: kWh)... (Fórmula N° 19)}$$

Donde:

**ERM** Es la Energía Registrada en el Mes en consideración.

**NHM** Es el Número de Horas del Mes en consideración.

**$\sum d_i$**  Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el mes en consideración.

**$\Delta t$**  Es la duración del intervalo de medición  $x$ .

**Octava.-** En un plazo de ciento veinte (120) días calendario contados desde la emisión de la Norma, la Autoridad emitirá las bases metodológicas para el control de la Calidad de Producto, Suministro, Servicio Comercial y Alumbrado Público.

**Novena.-** El pago de compensaciones y/o multas no exime al Suministrador de su responsabilidad por daños y perjuicios por la mala calidad de los servicios eléctricos.

**Décima.-** La Dirección General de Electricidad califica los servicios Urbano-Rurales y Rurales que se toman en cuenta en la Norma para el control de la Calidad de Producto y Suministro.

**Décimo Primera.-** Las disposiciones referentes a compensaciones por racionamiento e interrupciones, así como la Escala de Multas y Penalidades aprobada por Resolución Ministerial N° 365-95-EM/VME o la que la sustituya, permanecen vigentes y en consecuencia son aplicables durante las tres Etapas a que se refiere el título Segundo de la Norma.

**Décimo Segunda.-** El Ministerio de Energía y Minas, previo estudio especializado, podrá variar, mediante Resolución Ministerial, las tolerancias, el número de puntos de medición y las compensaciones unitarias establecidas en la presente norma.

**Décimo Tercera.-** Las interrupciones originadas por la actuación de los relevadores de protección por mínima frecuencia, cuyo ajuste ha sido establecido por los Comités de Operación Económica de los Sistemas (COES) son atribuibles al generador. El COES determinará al miembro responsable de estas

interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia, aplicando lo establecido en el numeral 3.5 de la Norma.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**Décimo Cuarta.-** Durante el tiempo que transcurre entre la selección de un punto o lugar de medición y la finalización de la medición correspondiente, los Suministradores están obligados a suspender y a eximirse de realizar toda labor de expansión, reforzamiento y manipulación temporal y/o permanente de cualquier parte de sus instalaciones que de manera directa o indirecta pueda alterar las tensiones, el contenido de flícker y/o tensiones armónicas, la precisión de medida de la energía y el alumbrado público durante su medición. Tampoco podrán coordinar con sus Clientes ni con Terceros la realización de cualquier acción que conduzca al mismo fin.

Las mediciones deben llevarse a cabo en las condiciones que tenían las instalaciones durante las veinticuatro (24) horas anteriores al momento de selección de los puntos o lugares de medición.

**Décimo Quinta.-** El OSINERG evaluará el efecto que la Regulación Tarifaria implique en la aplicación de la Norma y propondrá las correcciones pertinentes de manera que su aplicación no supere las condiciones de calidad del servicio que se hayan previsto en los estudios de modelamiento que hayan servido de base para la correspondiente regulación.

*Adicionado por el D.S. N° 040-2001-EM*

DECRETO SUPREMO N° 009-99-EM

**Artículo 1°.-** Suspender la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para:

- a) Los Sistemas Aislados Menores;
- b) Todas las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) como Sector de Distribución Típico 3 y 4; y,
- c) Las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) como Sector de Distribución Típico 2 cuya máxima demanda no exceda los 500 kW.

Para efectos de este artículo, se considera como Sistema Aislado Menor a todo sistema eléctrico cuya potencia instalada, en generación, no supere los 5 MW.

No se iniciará la cadena de pago de compensaciones en las localidades afectas a esta suspensión.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**Artículo 2°.-** Disponer que el Ministerio de Energía y Minas, mediante Resolución Ministerial, pueda restituir la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en cualquiera de los sistemas a que se hace referencia en el artículo anterior, que considere conveniente. Los concesionarios involucrados serán notificados con un (1) año de anticipación.

**Artículo 3°.-** Modificar los numerales 3.3, 4.2, 5.1.2, 5.1.6, 5.2.2, 5.2.3, 5.2.5, 5.2.7, 5.3.3, 5.3.9, 6.1.10, 6.1.11, 8.1.1, 8.1.2, 8.1.4, 8.1.5 y 8.2.4, así como la Primera Disposición Final del Decreto Supremo N° 020-97-EM, los cuáles quedarán redactados en los términos siguientes: .....

**Artículo 4°.-** Incrementar en un factor de treinta por ciento (30%) las tolerancias de los indicadores siguientes: Número de Interrupciones por Cliente (N') y Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D') establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para el Sector de Distribución Típico 2.

A partir de la Tercera Etapa, durante el primer semestre, el factor incrementador será de setenta por ciento (70 %), durante el segundo y tercer semestre será de cincuenta por ciento (50 %) y a partir del cuarto semestre el factor incrementador será el treinta por ciento (30 %) ya establecido en el párrafo anterior.

Tales incrementos se redondean al entero superior y son aplicables única y exclusivamente a la actividad eléctrica de distribución del mercado regulado.

Toda cadena de pago se iniciará cuando se hayan transgredido las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro que la Norma establece para el cliente final durante el semestre de control, considerando los incrementos a los cuales hacen referencia los párrafos anteriores. Asimismo, las respectivas compensaciones se efectúan culminado el semestre de control, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**Artículo 5°.-** Incrementar las tolerancias del indicador Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) en un cincuenta por ciento (50%) para todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación sea menor de 1000 MW y mayor o igual a 100 MW, y en cien por ciento (100 %) para los Sistemas Aislados Mayores o para los sistemas eléctricos cuya potencia instalada en generación sea menor de 100 MW. Se incrementan en la misma proporción los límites del parámetro  $M_{VDF}$  contenidos en la tabla N° 4 del numeral 5.2.6 para el cálculo de compensaciones en cada categoría mencionada.

Los incrementos a que se refiere el párrafo anterior se aplican:

a) A las partes de un sistema interconectado mientras permanezcan dentro de cada categoría y operen temporalmente de manera separada; y/o

b) A un sistema independiente hasta que pase a formar parte de uno mayor.

Si, en un día determinado, i) se interconectan dos sistemas, u ii) operan temporalmente de manera separada dos o más partes del sistema, las compensaciones para los clientes de cada sistema o parte se calculan considerando tanto las tolerancias como los límites del parámetro  $M_{VDF}$  que correspondan al sistema de menor tamaño al que estuvieron conectados durante tal día; y el parámetro G a considerarse para el día siguiente es el que corresponde al sistema de mayor tamaño.

Para efectos de este artículo, se considera como Sistema Aislado Mayor a todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación es menor de 100 MW y mayor o igual a 5 MW.

Para Sistemas Aislados Menores, el control de la frecuencia se efectúa sólo con el indicador de variaciones sostenidas de frecuencia.

Para efectos de este artículo se considera como:

- Sistema Aislado Mayor: A todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación es menor de 100 MW y mayor o igual a 5 MW.

Sistema Aislado Menor: A todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación es menor a 5 MW.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**Artículo 6°.-** Suspender la aplicación del Numeral 3.7 y el pago de compensaciones por emisión de perturbaciones a que se refiere el Numeral 5.3 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Para restituir la aplicación de estos numerales, el Ministerio de Energía y Minas conformará una Comisión para el análisis integral de las perturbaciones y su eficaz aplicación en nuestro mercado eléctrico. Para ello se convocará a representantes de empresas eléctricas y de grandes clientes. El referido análisis comprenderá un estudio de las tolerancias, compensaciones respectivas por la transgresión de dichas tolerancias, número de puntos de medición y el plazo de adecuación de los clientes emisores de perturbaciones a los límites establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**Artículo 7°.-** Disponer, por excepción, que la referencia para el cálculo de los indicadores de calidad de tensión establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en instalaciones en Alta y Muy Alta Tensión existentes a la fecha de emitirse el presente Decreto Supremo, será la tensión de operación estipulada en los contratos entre suministradores y clientes. Esta excepción rige por diez (10) años contados desde la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.

Para el caso de Media Tensión, durante un período de 10 años contados a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, la Autoridad podrá disponer, por excepción, el cálculo de indicadores de calidad de tensión en función de la tensión de operación, siempre que se cumpla con un plan de adecuación determinado por la misma autoridad. El plazo para la adecuación no deberá exceder el período de 10 años al que se refiere este párrafo.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

**Artículo 8°.-** Incluir en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos la siguiente Disposición Final:

**“Décimo Tercera.-** Las interrupciones originadas por la actuación de los relevadores de protección por mínima frecuencia, cuyo ajuste ha sido establecido por el coordinador de la operación en tiempo real del sistema, son atribuibles a la generación”.

**Artículo 9°.-** El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) deberá adecuar las Bases Metodológicas para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos al presente decreto Supremo, en un plazo máximo de 30 días contados a partir de la fecha de vigencia de éste.

**Artículo 10°.-** Iniciar las mediciones a que se refiere la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos a partir del 12 de octubre de 1999.

**Artículo 11°.-** El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas. Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los 10 días del mes de abril de mil novecientos noventa y nueve.

## **DECRETO SUPREMO N° 013-2000-EM**

**Artículo 1°.-** Ampliar el plazo de aplicación de la Segunda Etapa de la NTCSE hasta el 31 de diciembre del 2000.

**Artículo 2°.-** Modificar los numerales 5.1.4, 5.2.7, 5.3.3, 5.3.7, 5.5.1, 6.1.3, 7.3.2, 7.3.5, 7.5.1, 8.2.3, y 8.3.1 del Decreto Supremo N° 020-97-EM, los que quedarán redactados en los términos siguientes: .....

**Artículo 3°.-** Disponer que las compensaciones por mala calidad de tensión y por mala calidad de frecuencia, a que da origen la aplicación de la NTCSE en su Segunda Etapa, se calculen mensualmente y se efectúen a través de liquidaciones semestrales.

**Artículo 4°.-** Modificar el Artículo 5° del Decreto Supremo N° 009-99-EM, el que quedará redactado en los términos siguientes: .....

**Artículo 5°.-** Incluir la siguiente Disposición Final en la NTCSE:

**"Décimo Cuarta.-** Durante el tiempo que transcurre entre la selección de un punto o lugar de medición y la finalización de la medición correspondiente, los Suministradores están obligados a suspender y a eximirse de realizar toda labor de expansión, reforzamiento y manipulación temporal y/o permanente de cualquier parte de sus instalaciones que de manera directa o indirecta pueda alterar las tensiones, el contenido de flícker y/o tensiones armónicas, la precisión de medida de la energía y el alumbrado público durante su medición. Tampoco podrán coordinar con sus Clientes ni con Terceros la realización de cualquier acción que conduzca al mismo fin.

Las mediciones deben llevarse a cabo en las condiciones que tenían las instalaciones durante las veinticuatro (24) horas anteriores al momento de selección de los puntos o lugares de medición."

### **DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

**Primera.-** Dejar sin efecto.

*Modificado por el D.S. N° 040-2001-EM*

### **DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS**

**Primera.-** Disponer que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG - adecue las Bases Metodológicas para la Aplicación de la NTCSE al presente Decreto Supremo, en un plazo máximo de treinta (30) días contados a partir de la fecha de su publicación.

**Segunda.-** El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministerio de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, a los veintiséis días del mes de julio del año dos mil.

## DECRETO SUPREMO N° 017-2000-EM

Aprueban Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios y modifican Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

## CONSIDERANDO:

Que, la interconexión física de los Sistemas Interconectados Centro Norte y Sur, así como las modificaciones establecidas en el presente Decreto Supremo, ameritan ampliar el plazo de aplicación de la Segunda Etapa de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM;

De conformidad con los dispositivos legales que anteceden y el inciso 8) del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

## DECRETA:

**Artículo 4°.-** Amplíese hasta el 31 de diciembre del 2001, el plazo de aplicación de la Segunda Etapa de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.

**Artículo 5°.-** Deróguese el Decreto Supremo N° 52-94-EM y déjese sin efecto el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 013-2000-EM.

**Artículo 6°.-** El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministerio de Energía y Minas.

## DECRETO SUPREMO N° 040-2001-EM

**Artículo 1°.-** Modifícase el primer párrafo del numeral III (Alcances), el inciso d) del Artículo 3.1, los Artículos 3.3, 3.5, 4.3, la Tabla N° 1 del Artículo 5.1.3, el ítem i) del Artículo 5.2.4, los Artículos 5.2.6, 5.3.7, 5.4.8, 6.1.3, 6.1.5, 6.1.8, los dos últimos párrafos del Artículo 6.1.10, el Artículo 6.2.7, el ítem i) del inciso d) del Artículo 7.1.3, el Artículo 7.1.5, el inciso b) del Artículo 7.2.3, los Artículos 7.3.4, 7.3.5, 7.4.6, 8.1.4, 8.2.8 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM, los que quedan redactados de la forma siguiente:

**Artículo 2°.-** Adiciónense cuatro Disposiciones Transitorias:

**Artículo 3°.-** Modifícanse la Tercera y Décimo Tercera Disposición Final de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM, las que quedan redactadas de la forma siguiente:

**Artículo 4°.-** Modifícanse los Artículos 1°, 4°, último párrafo del 5°, 6° y 7° del Decreto Supremo N° 009-99-EM, los que quedan redactados de la forma siguiente: .....

**Artículo 5°.-** Déjase sin efecto la Primera Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 013-2000-EM y la Resolución Ministerial N° 607-EM/VME.

**Artículo 6°.-** Incluir en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos la siguiente Disposición Final:

## DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

**Primera.-** Disponer que el OSINERG adecue las Bases Metodológicas para la aplicación de la NTCSE al presente Decreto Supremo, en un plazo máximo de treinta (30) días contados a partir de la fecha de su publicación.

**Segunda.-** El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los dieciséis días del mes de Julio del año dos mil uno.



**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA  
INVERSIÓN EN ENERGÍA  
OSINERG**

**“BASE METODOLÓGICA  
PARA LA APLICACIÓN DE  
LA NORMA TÉCNICA DE  
CALIDAD DE LOS  
SERVICIOS ELÉCTRICOS”**

**NOTA.-**

Los anexos del 1 al 18, T3 y del AP1 al AP4 que forman parte integrante de la presente base se encuentran en la página WEB de OSINERG: [www.osinerg.org.pe](http://www.osinerg.org.pe).

**VERSIÓN ADECUADA AL  
D.S. N° 040-2001-EM**

# BASE METODOLÓGICA PARA LA APLICACIÓN DE LA “NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS”-NTCSE

## 1.- OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo adecuar la Base Metodológica de la NTCSE, publicada el 9 de setiembre de 2000 en el diario El Peruano, al Decreto Supremo N° 040-2001-EM.

Con tal propósito, esta Base Metodológica describe los principios conceptuales y procedimientos para:

- La estructuración de la Base de Datos que permita una efectiva aplicación y control de la NTCSE.
- La transferencia de información a la autoridad.
- La ejecución de las campañas de medición y registro
- La aprobación de especificaciones técnicas del equipamiento a utilizarse para el control de calidad.

## 2.- BASE DE DATOS.

2.1.-Un mes antes de finalizar la primera etapa de adecuación a la NTCSE, los Suministradores entregan al OSINERG en medio magnético, el 100% de la base de datos que contenga el esquema de alimentación a cada uno de sus clientes en muy alta tensión, alta tensión y media tensión.

2.2.-Tratándose exclusivamente del esquema de alimentación a cada uno de sus clientes en baja tensión, los respectivos Suministradores entregan al OSINERG, el 100% de la indicada base de datos a más tardar un (01) mes antes de finalizar la segunda etapa de adecuación a la NTCSE. Al finalizar la primera etapa entregan al OSINERG un avance mínimo real del 30% en su implementación.

2.3.-En principio, esta base de datos se organiza según las Tablas Informáticas detalladas en el ANEXO N° 1 del presente documento, y se actualiza como mínimo en forma semestral o cuando lo requiera el OSINERG, por lo que la empresa debe mantener su base de datos permanentemente actualizada.

2.4.-Para los casos de acometidas con varios suministros (edificaciones multifamiliares) o varias acometidas desde un mismo punto de alimentación (suministros alimentados con red aérea desde un mismo poste); todos los suministros involucrados con uno de estos puntos comunes, serán identificados mediante una misma letra ó número, que se consignará en el campo N° 20 de la tabla informática “Suministros BT” del Anexo I de este documento. Por tanto, cualquiera de este grupo de suministros (pero uno solo) puede escogerse como suministro anterior de un suministro siguiente a especificarse.

2.5.-En el campo 18 de la tabla de Suministros BT, debe consignarse 3N para el caso de suministros trifásicos con neutro de hilo corrido, indicando en el campo 14 la tensión nominal entre fases.

2.6.-Ante el caso especial de tener subestaciones AT/BT, el código de ésta subestación se consignará en el campo 15 de la Tabla de Suministros BT y tal subestación se definirá como una SED, consignando en el campo 13 de la tabla de subestaciones, el código de la línea AT alimentadora.

2.7.-Cada suministrador describe en su Base de Datos sólo las instalaciones bajo su responsabilidad. Si las SET's o Líneas Alimentadoras MAT o AT pertenecieran a otras empresas suministradoras, sólo es suficiente recabar el código asignado a estos componentes por las empresas propietarias, a fin que los consignen en sus respectivas tablas informáticas del Anexo I.

2.8. Para todos los efectos, los rangos de tensión a los que se refiere la NTCSE, D.S. 009-99-EM, D.S. 013-2000-EM y D.S. 040-2001-EM son los fijados en la Resolución 004-2000-P/CTE del 25 de abril de 2000 o la que la sustituya:

MAT (Muy Alta Tensión) : mayor a 100 kV.

AT (Alta Tensión)  
MT (Media Tensión)

igual o mayor que 30 kV y menor o igual a 100kV.  
mayor que 1 kV y menor a 30 kV.

**2.9.** Para el caso de las tablas de suministros, el campo "año de fabricación del medidor" necesariamente debe contener la información correspondiente, de no contarse con ésta, se debe consignar el año de instalación del medidor. Además, para el campo "marca y modelo", de no ser posible la determinación del modelo, se deberá consignar la marca.

Aquellos suministros que tienen medidores que fueron adquiridos después de la publicación de la NTCSE deben contener obligatoriamente la información completa de los campos "marca y modelo" y "año de fabricación del medidor".

### **3.- TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN.**

**3.1.-**La transferencia de información se realiza *mediante* el sistema FTP (File Transfer Protocol) o, eventualmente por motivos debidamente justificados, por correo electrónico a la dirección "calidad@osinerg.org.pe". La justificación de la eventualidad debe incluirse en el mensaje del correo electrónico.

La fecha de cumplimiento en la remisión de la información, es la que queda registrada en el sistema FTP al finalizar la transferencia de la misma. En caso el Suministrador complemente o actualice alguna información, automáticamente se registra la fecha de transferencia de la última información.

**3.2.-**En caso que por razones debidamente sustentadas por el suministrador, el OSINERG le autorice a transferir su información a través de medio magnético (discos compactos, diskettes de alta densidad o diskettes de gran capacidad), éstos se rotulan de acuerdo a lo indicado en el ANEXO N° 2, y en caso de usarse discos compactos se acompaña la relación de archivos contenidos en forma impresa y pegada sobre el estuche.

**3.3.-**En el ANEXO N° 3 se define la forma de nombrar los archivos que se utilizan para la transferencia de información.

**3.4.-** Los modelos matemáticos, procedimientos de cálculo, programas, etc., que se requieran para verificar el cálculo de indicadores y compensaciones se entregan a requerimiento del OSINERG. Ante cualquier cambio de esta información, el suministrador dentro del plazo de treinta (30) días de producida la variación, entrega al OSINERG la información actualizada respectiva.

**3.5.-** La información transferida vía FTP o mediante correo electrónico, de preferencia debe ser remitida de manera comprimida ("zipeada").

### **4.- IMPLEMENTACIÓN DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN.**

#### **4.1.- CALIDAD DEL PRODUCTO.**

##### **4.1.1.- CRITERIOS GENERALES.**

Para la campaña de medición, registro, procesamiento de la información, y determinación de las compensaciones relacionadas con la Calidad del Producto, se toma en cuenta los siguientes criterios generales:

- a) Para la validez de las mediciones, en todos los casos el suministrador llenará la planilla de medición que se muestra más adelante en el Gráfico N°1. La firma del usuario sólo acredita haber tomado conocimiento de la ejecución de las mediciones, por lo que en caso de negativa de firma se deberá anotar la misma en la respectiva planilla. En caso de mediciones en barras BT de SED's no aplica

la firma de usuario.

Si un punto de medición está implementado con equipo registrador fijo, el suministrador remitirá la planilla al cliente para que tome conocimiento de la medición y formule las observaciones que considere pertinente.

- b) Aquellas mediciones de tensión y perturbaciones que resulten fallidas, deben repetirse dentro del siguiente mes, caso contrario se calificará como incumplimiento de la norma, sujeto a sanción. Esta repetición de mediciones no forma parte del tamaño normal de la muestra mensual de mediciones que debe efectuarse según la NTCSE.

Se consideran fallidas las mediciones que por alguna razón, no alcanzan el número de intervalos válidos que complete un período de medición (672 intervalos para el caso de la tensión y 1008 para el caso de perturbaciones) o que el registro muestre irregularidades en la medición.

En caso se registre en la nueva medición una mala calidad del servicio, las compensaciones se efectuarán desde el mes en que se efectuó la primera medición fallida.

- c) La medición es válida, si alcanza a registrar la cantidad de intervalos de medición con valores válidos que completen un período de medición, pudiendo el suministrador, en caso de producirse interrupciones imprevistas, extender el período de medición.
- d) El cálculo de indicadores de calidad, se efectúa en base a los primeros intervalos con valores registrados, que completen el período de medición.
- e) En el caso de mediciones trifásicas, para la determinación de la compensación, se considera como intervalo penalizable a aquél en el cual cualquiera de los tres valores monofásicos supere el límite admisible. Cuando más de uno de éstos tres valores resulte fuera de los límites de tolerancia, se adopta para el cálculo de compensaciones el valor de máximo apartamiento de las tolerancias.
- f) Con relación a la aplicación de la Séptima Disposición Final de la NTCSE, si la medición de algún parámetro de calidad se inicia en los últimos días de un mes determinado culminando la medición en el mes siguiente, la energía a considerarse para el cálculo de las compensaciones es la que corresponde a la campaña de medición, es decir al mes en que se inició el período de medición.
- g) La medición programada debe ser notificada al usuario con anticipación no menor de 48 horas respecto a la fecha prevista para su ejecución.
- h) El tipo de cambio a utilizarse para hacer efectiva las compensaciones debe ser el valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de Norte América, determinado por el valor venta promedio (valor venta) calculado por la Superintendencia de Banca y Seguros, cotización de oferta y demanda – tipo de cambio promedio ponderado o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor correspondiente al último día hábil del mes anterior al mes en que se hace efectiva la compensación, publicado en el diario "El Peruano".
- i) Transcurridos dos años desde el momento en que se compró o se utilizó por primera vez un equipo para las mediciones de Tensión, el suministrador debe efectuar una recalibración del mismo en un plazo máximo de 6 meses. Además con una periodicidad de un año, a partir de la primera recalibración, el suministrador debe proceder a recalibrar nuevamente sus equipos.  
Hasta que no exista en el mercado un empresa calificada para efectuar estas recalibraciones, tal labor podrá ser efectuada por la empresa proveedora de los equipos, si el OSINERG la autoriza, o por el fabricante de los mismos, o por laboratorios que el fabricante recomiende.

#### 4.1.1.1.- PARA LA TENSIÓN

- a) Las mediciones para el control de la tensión en puntos de entrega del suministro a clientes en muy alta, alta o media tensión, se registran con uno o más equipos en forma trifásica y simultánea con la energía integrada en intervalos de quince (15) minutos.
- b) En los puntos de entrega del suministro a clientes en baja tensión, el control de la tensión se realiza en forma trifásica o monofásica (según el tipo de suministro) y la energía entregada en condiciones de mala calidad a cada cliente afectado, se evalúa según lo establecido en la Sétima Disposición Final de la NTCSE.
- c) En intervalos con medición de tensión en BT, inferior a las tolerancias mínimas admitidas, se considera como clientes afectados sujetos a compensación por esta mala calidad de tensión, a todos los suministros monofásicos y/o trifásicos ubicados desde e incluido el cliente donde se hizo la medición hasta el extremo final de todo el alimentador y ramales en BT posteriores al punto medido.
- d) En intervalos con medición de tensión en BT, superior a las tolerancias máximas admitidas, se considera como clientes afectados sujetos a compensación por esta mala calidad de tensión, a todos los suministros monofásicos y/o trifásicos ubicados desde e incluido el cliente donde se hizo la medición hasta el inicio del respectivo alimentador en BT.

#### 4.1.1.2.- PARA LA FRECUENCIA

- a) El coordinador de la operación en tiempo real, en el caso de sistemas interconectados, y el encargado de la operación en tiempo real, en el caso de sistemas aislados, eligen el punto o puntos de medición que garanticen el registro de la frecuencia para el sistema o partes de él, y comunica por escrito al OSINERG, la siguiente información por cada punto donde registrará la frecuencia:
  - Código asignado al punto (máximo 10 posiciones).
  - Ubicación
  - Fecha de instalación del registrador de frecuencia.
  - Marca y modelo del equipo registrador.
  - Número de serie del registrador.

En caso varíe esta ubicación, el respectivo coordinador de la operación en tiempo real del sistema interconectado o encargado de la operación en tiempo real del sistema aislado, lo comunica inmediatamente al OSINERG acompañando la justificación de la variación.

El OSINERG, puede determinar la reubicación de los puntos seleccionados.

- b) Las compensaciones las aplica el suministrador correspondiente, a cada uno de sus clientes pertenecientes al sistema donde se registró la mala calidad de la frecuencia, independientemente que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas.
- c) En caso no se cuente con registros de Potencias Máximas para el cálculo de compensaciones por mala calidad de la frecuencia, la potencia máxima a considerarse para cada cliente, se evalúa de la siguiente manera:

- Para la opción tarifaria BT5, se emplea el algoritmo:  $P_{m\acute{a}x.} = E_{mes} / NHUBT$

Donde:

$P_{m\acute{a}x}$  : Demanda en KW Coincidente en Horas Punta del Conjunto de Clientes de la Opción de Simple Medición BT5.

NHUBT : Número de horas mensuales promedio de utilización de los clientes de la opción

tarifaria BT5, según numeral 6.3 de la Resolución N° 001-98 P/CTE.

$E_{mes}$  : Energía suministrada al cliente durante el mes controlado, expresada en KWH.

- Para otras opciones tarifarias la potencia máxima a considerarse, será la potencia contratada.
- d) Para efectos de aplicación de la norma, y en donde no se registre la potencia máxima diaria, las potencias máximas determinadas según el procedimiento descrito en el párrafo anterior, se considera igual para todos los días del mes. Además si no se registra la potencia cada 15 minutos se considera que la potencia es la misma en todo el día.
- e) En los casos donde se cuente con el registro de potencia, las compensaciones por frecuencia se calculan con la potencia establecida en el numeral 5.2.6 de la NTCSE.
- f) Para el caso de suministros a distribuidores abastecidos simultáneamente por dos o más generadores, la potencia máxima suministrada será asumida en forma proporcional a la potencia máxima cobrada por cada suministrador que participe en el cobro por potencia máxima ya sea en las horas de punta o fuera de punta.
- g) En caso las compensaciones que efectúe la generadora a la distribuidora por mala calidad de la frecuencia, sean diferentes a las calculadas por la distribuidora, esta última efectuará el ajuste correspondiente a fin que resulten exactamente iguales.

El proceso de este ajuste debe efectuarse con valores expresados en moneda nacional, mediante el siguiente procedimiento:

- 1° Se determina la compensación por mala calidad de frecuencia para cada cliente de la distribuidora, según la NTCSE y lo indicado en lo anterior del presente numeral. Luego se determina el total de compensaciones.
- 2° Se determina el factor de ajuste que resulta de dividir el total de compensaciones calculadas en 1° entre las compensaciones calculadas por el generador.
- 3° Los valores de compensación de cada cliente se corrigen con el indicado factor de ajuste y se fijan a dos decimales de aproximación. Luego se determina el nuevo total de compensaciones sumando sólo los valores significativos con los dos decimales de aproximación.
- 4° Se calcula la diferencia entre el total calculado por la generadora y el nuevo total calculado en 3°.
- 5° Se divide esta diferencia entre 0.01 para determinar el número de clientes (n) a los que se debe agregar o disminuir 0.01 soles, para que finalmente no quede ningún saldo por distribuir. Este ajuste final de 0.01 soles se efectúa para los "n" clientes ordenados de mayor a menor compensación individual calculada en 3°.

Los resultados finales expresados en dólares americanos con cuatro (4) cifras de aproximación, y con el mismo tipo de cambio monetario utilizado, son los que se reportan mensualmente al OSINERG según las Tablas Informáticas que se especifican más adelante.

#### 4.1.1.3.- PARA LAS PERTURBACIONES

- a) Las mediciones para el control de perturbaciones (flicker y tensiones armónicas) en puntos de entrega a clientes en muy alta, alta y media tensión, se registran con uno o más equipos en

forma trifásica, simultánea y sincronizada con la energía integrada en intervalos de diez (10) minutos.

- b) El control de perturbaciones (flicker y tensiones armónicas) en barras de salida en baja tensión de las subestaciones en MT/BT se registran en forma trifásica, y la energía entregada con perturbaciones que exceden los límites de tolerancia, se evalúa para cada cliente, que pertenece a la subestación MT/BT controlada, según lo establecido en la Sétima Disposición Final de la NTCSE.
- c) Con el fin de brindar información para el análisis del comité al que se refiere el artículo 6 del Decreto Supremo 009-99-EM actualizado por el Decreto Supremo 040-2001-EM, se continuará calculando las compensaciones por perturbaciones.

#### 4.1.2.- CRONOGRAMA DE MEDICIONES.

- a) Cada una de las campañas de mediciones cronogramadas, se identifica en forma unívoca con un código denominado "Número Identificador", cuya formación se describe en el Anexo N° 4.
- b) Cada Suministrador remite al OSINERG vía FTP, el Cronograma de mediciones del mes siguiente, una semana antes de la finalización de cada mes, bajo la estructura de las tablas informáticas que se detallan en el Anexo N°5. Este cronograma debe incluir los puntos de medición elegidos aleatoriamente (denominados básicos), los requeridos por OSINERG, repetición de mediciones fallidas o remediación para levantar la mala calidad detectada en medición anterior.
- c) Complementariamente cada suministrador remite al OSINERG, dentro del mismo plazo y de forma impresa, la siguiente información:

- Un cuadro resumen de la cantidad de puntos por cada tipo de medición, bajo el siguiente formato:

##### c1.- MEDICIONES BÁSICAS SELECCIONADAS ALEATORIAMENTE

Parámetro	Baja Tensión	Media Tensión	Alta Tensión	Total
Tensión				
Perturbaciones				

##### c2.- CANTIDAD DE PUNTOS EXCLUIDOS EN LA SELECCIÓN ALEATORIA

Motivo	Baja Tensión	Media Tensión	Alta Tensión	Total
Mediciones ya efectuadas				
Suministros en corte				
Suministros de baja				

##### c3.- REQUERIDOS POR EL OSINERG

Parámetro	Baja Tensión	Media Tensión	Alta Tensión	Total
Tensión				
Perturbaciones				

##### c4.- REPETICIÓN DE MEDICIONES FALLIDAS DE MES ANTERIOR

Parámetro	Baja Tensión	Media Tensión	Alta Tensión	Total
Tensión				
Perturbaciones				

##### c5.- REMEDIACIONES PARA LEVANTAR MALA CALIDAD

Parámetro	Baja Tensión	Media Tensión	Alta Tensión	Total

Tensión				
Perturbaciones				

- Un mapa en formato A3 de cada localidad sujeta a la aplicación de la NTCSE (sólo un esquema para el caso de generadoras), ubicando sólo los puntos de medición seleccionados aleatoriamente y utilizando los siguientes colores de identificación:

Tensión BT:	Anaranjado
Tensión MT/AT/MAT:	Celeste
Perturbaciones MT/AT/MAT:	Negro
Perturbaciones barras BT:	Verde

Si las localidades son pequeñas se podrán agrupar en un mapa A3 varias localidades, pudiendo el OSINERG solicitar el cambio de agrupación.

- El cronograma de mediciones, sellado y firmado por el funcionario de la Suministradora debidamente designado para el efecto. Los formatos para la remisión de esta información impresa se muestran en el Anexo T1, el cual se dejará de remitir una vez que la base de datos de los suministros en BT sea completada por el Suministrador.
- d) Deberá cuidarse que la selección aleatoria de los puntos de suministro en MAT, AT y MT a medirse, se realice sólo entre puntos no medidos. El Suministrador repite el proceso una vez que haya completado la medición de todos los puntos.
  - e) Para la selección aleatoria de los puntos de medición, debe depurarse los suministros que por alguna razón se encuentren en corte.
  - f) Según la Décimo Cuarta Disposición Final de la NTCSE dada mediante el D.S. 013-2000-EM, las mediciones deben llevarse a cabo en las condiciones que tenían las instalaciones durante las veinticuatro (24) horas anteriores al momento de selección de los puntos o lugares de medición; por lo tanto una vez establecido el cronograma de mediciones, el Suministrador no podrá efectuar cortes de servicio por ningún motivo en los puntos seleccionados para su medición, hasta que ésta haya finalizado.
  - g) Para el caso de baja tensión, el número de puntos de control de la tensión se calcula en base al total de clientes BT sujetos a control atendidos por la empresa distribuidora, luego se prorratea para cada una de las localidades en función al número de sus clientes, para finalmente seleccionarlos aleatoriamente en forma proporcional al tipo de suministro (trifásico/monofásico), excluyendo los alimentadores en BT donde se haya registrado anteriormente un punto de suministro con mala calidad de tensión aún no superada por el Suministrador.
  - h) Los puntos de control de perturbaciones en barras de salida BT de subestaciones MT/BT, se seleccionan aleatoriamente entre todos los alimentadores BT donde mediante monitoreo se haya encontrado presencia de flicker y/o armónicas, completando la muestra en caso de resultar necesario con la selección aleatoria entre los alimentadores BT donde no se haya monitoreado o registrado anteriormente presencia de flicker.
  - i) El OSINERG podrá modificar o sustituir en cualquier momento el cronograma de mediciones y/o la selección de puntos de medición, según lo establecido en el numeral 5.5.1 de la NTCSE.
  - j) Sólo en caso de presentarse impedimentos en el momento de la instalación de un registrador en un punto de suministro en BT, el Suministrador puede proceder a instalarlo en un punto



alternativo próximo y que pertenezca al mismo alimentador en BT al que pertenece el punto originalmente seleccionado en forma aleatoria. En casos que no sea posible identificar o ubicar un suministro alternativo en el mismo alimentador, se podrá seleccionar un suministro de otro alimentador de la misma subestación.

- k) Seleccionados los puntos a medirse, las coordinaciones y los trabajos de instalación y/o montaje que se requieran para llevar a cabo la medición, son de exclusiva responsabilidad del Suministrador.
- l) El concepto de puntos alternativos no es aplicable para mediciones en MT o SED, repetición de mediciones fallidas o remediones para levantar la mala calidad detectada en anterior medición, las que deben efectuarse de todas maneras en los puntos seleccionados. Cuando por razones excepcionales no puedan efectuarse estas mediciones por negativa expresa del cliente se deberá declarar tal medición como fallida y comunicar de inmediato al OSINERG lo sucedido, vía correo electrónico o fax. El OSINERG establecerá contacto con el usuario a fin de que permita realizar la medición, de no lograr su cometido asignará a un fiscalizador a fin que él determine en el campo el suministro o punto en la red donde se efectuará la medición, tal medición suplirá para todos sus efectos a la medición no efectuada.
- m) Las remediones se realizan en los puntos donde mediante mediciones efectuadas en campañas anteriores se haya detectado mala calidad del producto, y tienen como fin verificar la correcta solución al problema detectado con la anterior medición y consiguiente suspensión de las compensaciones mensuales. Estas se consideran como mediciones adicionales a los programas regulares de medición, conforme lo especificado en la Segunda Disposición Final de la NTCSE.
- n) Para los casos de repetición de mediciones fallidas o remediones para levantar mala calidad detectada en medición anterior, en las posiciones 4/5 y 6/7 del número identificador se mantiene respectivamente los dos últimos dígitos del año y los dos dígitos del mes en que se cronogramó originalmente la medición.
- o) En la posición 13 del número identificador deberá consignarse el código "F" para identificar una repetición de medición "fallida" (ver Anexo N° 4 de la Base Metodológica). Si la medición fallida corresponde a una remedición para levantar la mala calidad, deberá mantenerse el código "X".
- p) En la posición 13 del número identificador deberá consignarse el código "X" para identificar la REMEDICIÓN en un punto donde se detectó "mala calidad" mediante medición anterior. Cuando una medición resulte fallida, tal medición, para todos sus efectos, seguirá siendo considerada como remedición, por lo tanto, el código "X" deberá mantenerse hasta que se supere la mala calidad. En la posición 14 se consigna un "1" si es la primera remedición, "2" para la segunda, etc. (ver Anexo N° 4 de la Base Metodológica).
- q) Mientras no se realice la calificación del tipo de servicio (urbano-rurales y/o rurales) según lo establece la NTCSE, el tipo de servicio a consignarse a los puntos seleccionados se realiza en concordancia a lo establecido en la R.D. N° 101-97 EM/DGE y Resolución N° 022-97 P/CTE.
- r) Toda medición debe ser debidamente cronogramada, para ser considerada válida o fallida, según el respectivo anexo especificado en la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE; ya sea que se trate de puntos básicos (seleccionados aleatoriamente), requeridas por OSINERG, repetición de mediciones fallidas de la campaña anterior o remediones para levantar una mala calidad detectada en medición anterior. Toda medición que se reporte sin haber sido debidamente cronogramada, excepto los puntos alternativos, será desestimada.
- s) Si se desea realizar mediciones adicionales, éstas también deben estar incluidas en el cronograma y reciben el mismo tratamiento que cualquier otra medición. Es decir todas deben ser reportadas, y

por las que resulten de mala calidad se efectuarán las compensaciones a todos los suministros afectados.

- t) Las mediciones en proceso o pendientes que, al cierre de la entrega de los cronogramas regulares de mediciones de TENSIÓN Y PERTURBACIONES para el siguiente período de control, resulten "FALLIDAS" deben cronogramarse en un archivo informático adicional y las que resulten de "MALA CALIDAD" podrán incluirse en este cronograma adicional.

Dicho cronograma adicional se remitirá en dos tablas informáticas (una para la tensión y otra para las perturbaciones) que deben guardar las siguientes condiciones:

- Los nombres de los archivos para las mediciones "FALLIDAS" y/o "REMEDIACIONES POR MALA CALIDAD" detectadas con posterioridad al cierre de la entrega de los cronogramas regulares, serán:

xxxAaamm.ATE → para TENSIÓN

xxxAaamm.APE → para PERTURBACIONES

donde:

xxx.... código de identificación de la empresa.

A..... siempre la letra A

aa.....dos últimos dígitos del año

mm.....identificación del mes, según orden del mes: 01, 02, 03,.....,12

- Cada uno de estos archivos adicionales podrá enviarse una sola vez para cada campaña de medición y podrán incluirse aquellas mediciones que resultaron fallidas o de "mala calidad" detectadas anteriormente.
  - La fecha de cierre de recepción de dichas tablas adicionales, será el día diez (10) de cada mes. Además se adjuntará el respectivo anexo T1.
- u) Se admite una demora no mayor a un (01) día para la instalación del equipo registrador, con respecto a la fecha programada para su instalación especificada en el campo 3 del anexo N° 5 de la presente Base Metodológica. En caso el registrador sea instalado antes de la fecha programada, la validez de los intervalos registrados se considera desde las 00:00 horas del día programado.

#### 4.1.3.- REPORTE DE RESULTADOS.

- a) Con excepción de la frecuencia, el suministrador dentro de las siguientes dieciocho (18) horas de finalizada la medición o retirado el registrador de cada punto medido, remite al OSINERG vía FTP, el archivo de la medición en formato del propio equipo (información primaria sin procesar), conjuntamente con el reporte de mediciones efectuadas, según las dos Tablas Informáticas que se detallan en el Anexo N° 6. Estas Tablas se actualizan durante la campaña de mediciones, cada vez que se remite archivos de mediciones en formato propio de equipo.
- b) Los archivos en formato propio de equipo, podrán ser recabados nuevamente de los propios equipos de medición por el fiscalizador del OSINERG, en la oportunidad del retiro o instalación del equipo de un siguiente punto medido. El suministrador no debe borrar la memoria del equipo utilizado para la medición salvo razones justificadas las cuales deben, caso por caso, ser informadas a la autoridad.
- c) Los registros de medidores que de manera sincronizada con el equipo registrador, sean utilizados para el cálculo de compensaciones, también deben *remitirse vía FTP* dentro del mismo plazo de finalizada la medición o retirado el equipo del punto medido. Para lo cual será necesario remitan con anticipación el software del *respectivo* medidor.

Cuando la medición genere compensación y la determinación de la energía suministrada requiera más de un medidor, el generador debe enviar el archivo con los registros resultantes de dicha determinación conjuntamente con el informe consolidado.

- d) Las mediciones que resulten fallidas, también son remitidas al OSINERG, vía FTP, en formato propio de equipo y dentro del mismo plazo de finalizada la medición o retirado el equipo del punto controlado.
- e) El coordinador de la operación en tiempo real del sistema interconectado o encargado de la operación en tiempo real del sistema aislado, dentro de las siguientes dieciocho (18) horas de finalizado cada día, remite vía FTP al OSINERG la trama de medición de la frecuencia de cada uno de los puntos de control previamente designados en el respectivo sistema.
- f) El coordinador de la operación en tiempo real del sistema interconectado o encargado de la operación en tiempo real del sistema aislado, dentro de los siguientes tres días de finalizado el mes controlado, remite al OSINERG y a los integrantes del respectivo sistema, el reporte del control de la frecuencia (los archivos con extensión FFR y FCR del Anexo N° 7), en base a lo cual los suministradores elaboran y remiten al OSINERG su reporte de compensaciones (archivo con extensión CFR del Anexo N° 8). Dentro de los primeros 10 días calendario de finalizado el mes de control el generador debe comunicar en forma escrita a sus clientes el monto de la compensación.
- g) Dentro de los siguientes 20 días de finalizado el mes, el Suministrador hace llegar a OSINERG vía FTP o en medio magnético, lo siguiente:
  - g1) El reporte de los puntos con mediciones y/o remediciones fuera de tolerancias, según las Tablas Informáticas que se detallan en el Anexo N° 7.
  - g2) El reporte de compensaciones según la estructura de las Tablas Informáticas que se detalla en el Anexo N° 8.
    - Este reporte debe incluir las compensaciones a todos los suministros que hayan resultado afectados con mala calidad del servicio eléctrico detectada mediante las mediciones del mes recientemente controlado y a todos los suministros afectados con mala calidad detectada en mediciones de campañas anteriores y que aún no haya sido superada.
    - Las compensaciones por mala calidad detectada mediante medición o remediación anterior y que aún no haya sido superada, se actualizan en función de la energía correspondiente al mes último a compensarse; pero en base a los intervalos de mala calidad registrados en la respectiva medición o última remediación.
    - Las compensaciones por mala calidad detectada, por una repetición de una medición fallida anterior, se calcularán desde el primer mes que resultó fallida, en base a los intervalos de mala calidad registrados y la energía correspondiente a cada mes por compensar, debiendo también reportarse en el Anexo N° 8.
    - Las compensaciones por tensión y frecuencia se reportan mensualmente según las Tablas Informáticas especificadas en el Anexo N° 8 consignando el monto de compensación en cada punto de entrega de suministro expresado en dólares y con cuatro decimales de aproximación.
    - Los archivos especificados en el Anexo N° 8 siempre deben ser remitidos al OSINERG, teniendo presente que en caso no exista mala calidad para alguna de las variables controladas, el respectivo archivo debe remitirse vacío. Para el caso específico de la tabla de

resarcimientos sólo deben ser enviadas por las empresas que efectúen el resarcimiento en la oportunidad que se produzca tal resarcimiento.

- Sólo durante la segunda etapa de aplicación de la NTCSE, dentro de los 20 días de finalizado el semestre cronológico respectivo, presentan un informe adicional sobre la liquidación semestral de compensaciones de tensión y frecuencia para cada punto de entrega de suministro, acompañando las respectivas Tablas Informáticas con la misma estructura especificada en el Anexo N° 8.

h) En cumplimiento a lo señalado en el punto 5.4.8 de la NTCSE, dentro del mismo plazo, estos Reportes se complementan con un informe impreso denominado INFORME CONSOLIDADO DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO - MES....., conteniendo fundamentalmente información sobre: los puntos programados y los no considerados en la selección aleatoria, puntos medidos, explicación de las causas que originaron en cada caso la medición en puntos alternativos próximos, explicación de las causas que originaron cada caso de mediciones fallidas, justificación de cada incumplimiento de los plazos fijados para la ejecución de mediciones y la remisión de información al OSINERG, cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un cliente elegido aleatoriamente entre todos los afectados con mala calidad por cada parámetro medido (tensión/frecuencia/flicker/tensiones armónicas), medidas adoptadas por cada caso de remediación efectuada.

i) Debe incluirse en el informe consolidado un cuadro resumen por cada uno de los tipos de mediciones efectuadas, bajo el siguiente formato:

i1) MEDICIONES TIPO BÁSICAS

Parámetro	Baja Tensión	Media Tensión	Alta Tensión	Total
Tensión				
Perturbaciones				

NUMERO DE MEDICIONES DE TENSIÓN EN \*BT\*EN PUNTOS PRÓXIMOS ALTERNATIVOS:

i2) MEDICIONES REQUERIDAS POR OSINERG

Parámetro	Baja Tensión	Media Tensión	Alta Tensión	Total
Tensión				
Perturbaciones				

i3) REPETICIÓN DE MEDICIONES FALLIDAS

Parámetro	Baja Tensión	Media Tensión	Alta Tensión	Total
Tensión				
Perturbaciones				

i4) REMEDIACIONES PARA LEVANTAR MALA CALIDAD

Parámetro	Baja Tensión	Media Tensión	Alta Tensión	Total
Tensión				
Perturbaciones				

j) La información sobre distorsión por armónicas de tensión agrupadas por bandas de un punto porcentual y perturbaciones por flicker agrupadas por bandas de 0.1 por unidad del índice de severidad, pero correspondiente a cada medición fuera de estándares, se presenta según las Tablas Informáticas con extensión BAR y BFL respectivamente, que se especifican en el Anexo N° 6 de este documento.

k) Deben formar parte del informe consolidado mensual, dos (2) mapas en formato A3 de cada localidad sujeta a la aplicación de la NTCSE (sólo un esquema para el caso de las generadoras), uno para ubicar las mediciones de tensión efectuadas y otro para ubicar las mediciones de perturbaciones efectuadas. En cada uno de estos mapas, las mediciones fallidas deberán ubicarse con puntos de color rojo, las de buena calidad de color verde y los de mala calidad de color amarillo. Si las localidades son pequeñas se podrán agrupar en un mapa A3 varias localidades, pudiendo

el OSINERG solicitar el cambio de agrupación.

- l) Debe anexarse al informe consolidado mensual, copia de las planillas de medición debidamente firmadas y llenadas con todos los datos requeridos en el Gráfico N° 1 de esta Base Metodológica.
- m) En caso una solicitud de calificación de fuerza mayor se mantenga pendiente hasta después del respectivo reporte mensual de compensaciones por mala calidad del producto; agotada la vía administrativa declarándose infundada o improcedente, el Suministrador procede a efectuar las compensaciones pendientes, en la siguiente facturación. Asimismo actualiza de inmediato el respectivo reporte mensual de compensaciones incluyendo los clientes involucrados con estos casos, según la misma estructura de las Tablas Informáticas especificadas en el Anexo N°8.
- n) Para el caso de la compensación Generador – Distribuidor, el COES dentro de los siguientes 15 días calendario de finalizada cada medición donde se demuestra la existencia de una mala calidad del producto, y en base al respectivo análisis, informa al OSINERG y a las empresas involucradas, de manera sustentada y documentada, sobre la identificación del responsable de la mala calidad. Esta información será utilizada para efectos del resarcimiento correspondiente. En la tabla del anexo 8 con extensión RCP se registrará tales resarcimientos.

#### **4.1.4.-EQUIPAMIENTO PARA EL CONTROL DE CALIDAD DEL PRODUCTO**

##### **4.1.4.1.- REQUISITOS MÍNIMOS**

- a) Los equipos registradores deberán ser de fácil traslado, y permitir el almacenamiento de la información en memoria no volátil por un lapso no menor a dos períodos de medición, sin descargas intermedias.
- b) Los equipos registradores y su instalación deberán adecuarse a las normas referidas a la seguridad eléctrica, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad de los usuarios, como a la intemperie. Asimismo, deberán contar con un sistema que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición, y deberán estar identificados en forma indeleble con sus respectivos números de serie.
- c) La medición debe ser permanente y con seguimiento de la tensión a través de una constante de tiempo de muestreo apropiada para el registro de cada parámetro.
- d) Los registradores deberán disponer de Interfase óptica, serial o paralela para computadora, que permita mediante software de trabajo inherente al equipo, obtener el/los archivo/s de la medición en formato del propio equipo y posterior exportación a formato ASCII.
- e) Los valores representativos de los respectivos intervalos de medición podrán ser obtenidos por postprocesamiento, mediante software externo.
- f) Cuando sea necesario, el empleo de transformadores o transductores de tensión o de corriente, estos deberán tener características acordes con las del registrador, a fin que la precisión de la medición de energía/potencia del equipo incluyendo transformadores y/o pinzas, sea por lo menos correspondiente a la Clase de Precisión del sistema de medición empleado para la facturación comercial.
- g) Los diferentes modelos de equipos de medición y registro, deberán contar con la certificación de los siguientes ensayos tipo realizados por reconocidos laboratorios de prestigio y según normas IEC:
  - Ensayos de aislamiento.
  - Ensayos de Compatibilidad electromagnética
  - Ensayos climáticos.

- Ensayos mecánicos.
- Ensayo de Clase de Precisión.

h) Los ensayos climáticos tipo, deben comprobar que el equipo de medición y registro puede funcionar bajo las siguientes condiciones ambientales:

Rango de temperatura de operación: 0°C a +55°C, para la costa y selva.

-20°C a + 45°C, para la sierra.

Rango de humedad de operación: 45 a 98%

Rango de presiones barométricas: 0.76 a 1.08 Bar, para la costa y selva.

0.45 a 0.76 Bar, para la sierra.

i) Previo al uso de los equipos registradores, se realizarán sobre cada uno de ellos los ensayos de contraste y funcionamiento, los cuales deberán repetirse periódicamente según indicaciones del fabricante, o a solicitud del OSINERG.

Debe notificarse al OSINERG fehacientemente con 5 (cinco) días de anticipación: el lugar, fecha y hora de realización de estos ensayos a fin que su representante asista a los mismos. En caso de no asistencia del representante del OSINERG, los ensayos se realizarán igualmente levantando el acta correspondiente.

#### **4.1.4.1.1.- PARA EL CONTROL DE LA TENSIÓN...**

La variable medida es el valor eficaz verdadero (con armónicas incluidas) de la tensión en cada una de las tres fases. Sólo si la instalación elegida para medir es monofásica, se medirá esa sola fase.

La exactitud del sistema de medición de la tensión deberá ser igual o mejor a la definida como Clase 0.5 según normas IEC o equivalente.

#### **4.1.4.1.2.- PARA EL CONTROL DE LA FRECUENCIA...**

El equipo debe contar con un reloj interno síncrono controlado por satélite, tal que la precisión de la hora solar tomada como referencia, sea del orden hasta de los  $10^{-7}$  segundos.

#### **4.1.4.1.3.- PARA EL CONTROL DEL FLICKER...**

Las características del equipo de medida del Flicker para verificar los Niveles de Referencia definidos en la NTCSE, deberán seguir las recomendaciones dadas por la norma IEC-868 o la que la actualice. El equipo debe medir el flicker en cada fase.

#### **4.1.4.1.4.- PARA EL CONTROL DE LAS TENSIONES ARMÓNICAS...**

Las características del equipo de medición de las tensiones armónicas para verificar los niveles de referencia definidos en la NTCSE, deben estar de acuerdo a las recomendaciones dadas por la norma IEC 1000-4-7 o la que la actualice. El equipo debe medir las tensiones armónicas individuales por fase hasta del orden 40° inclusive.

### **4.1.4.2.- PROCEDIMIENTO DE APROBACIÓN DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS**

a) El proveedor presentará al OSINERG una solicitud de aprobación de especificaciones técnicas declarando en la misma el cumplimiento de cada uno de los requisitos mínimos establecidos en el numeral 4.1.4 de esta Base Metodológica, acompañando copia del respectivo manual, de

los certificados de ensayos tipo y el software de trabajo inherente al equipo.

- b) El OSINERG podrá requerir al proveedor que ponga a disposición un equipo, cuyas especificaciones técnicas estén en proceso de aprobación, para someterlo a una prueba de funcionamiento de por lo menos dos períodos de medición.
- c) En caso el equipo de medición y registro califique, el OSINERG procederá de ser el caso a la devolución del equipo sometido a prueba y notificará al proveedor para que éste ceda a título gratuito el software de trabajo inherente al equipo, entregando la respectiva licencia de uso y manual de usuario, acompañados de una carta mediante la cual el proveedor se comprometa a mantenerlos actualizados.
- d) En caso el proveedor tenga autorización de la casa matrix para efectuar las recalibración de sus equipos, deben entregar copia de tal autorización al Osinerg, además de permitir una visita a sus instalaciones con la finalidad de verificar la infraestructura, personal, maquinaria y/o herramientas con que cuenta para esta recalibración.
- e) Cumplidos los pasos anteriores, la Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERG procederá a emitir la respectiva resolución de aprobación de especificaciones técnicas y de ser el caso de la aprobación temporal para que la empresa efectúe el servicio de recalibración.

El Suministrador antes de adquirir algún modelo de registrador, debe asegurarse que el proveedor del equipo cuente con la resolución de aprobación de especificaciones técnicas por parte del OSINERG, debiendo exigir copia de la misma.

## **4.2.- CALIDAD DEL SUMINISTRO.**

### **4.2.1.- CRITERIOS GENERALES.**

Se indican a continuación algunos criterios que el suministrador tomará en cuenta en el registro, procesamiento de la información y determinación de las compensaciones relacionadas con la calidad del suministro eléctrico:

#### **4.2.1.1.- Interrupciones Monofásicas**

De producirse interrupciones monofásicas y mientras que la suministradora no cuente con la vinculación usuario-red que permita identificar la fase real a la cual se haya relacionado cada uno de sus clientes, se considerará para los efectos del cómputo, que las citadas interrupciones involucran a la totalidad de los usuarios asociados a la red afectada, independientemente de las fases a las que estén conectados, quedando a cargo de la Suministradora la consecución de pruebas necesarias a fin de identificar en cada caso particular, los usuarios que no hubieran resultado comprometidos por la interrupción a efectos de su exclusión del cálculo de las compensaciones.

#### **4.2.1.2.- Interrupciones por morosidad u otras causas**

Las interrupciones relacionadas con domicilios de usuarios en situación de corte del suministro ordenado por la propia Suministradora como consecuencia de su estado de morosidad o de otras causas autorizadas por Ley, no serán computadas para el cálculo de los indicadores de calidad del suministro.

#### **4.2.1.3.- Clientes con antigüedad menor a un semestre o dados de baja durante el semestre**

La estimación de la energía a emplear por las Suministradora como base de cálculo para la determinación de la compensación por incumplimiento en los niveles de Calidad del Suministro prestada a usuarios con una antigüedad inferior a un semestre, será definida en función del consumo habido, proyectado para un periodo semestral.

Para el caso de suministros dados de baja se computará las interrupciones hasta la fecha en que

se produce efectivamente dicha circunstancia. La energía semestral necesaria para el cálculo de la eventual compensación correspondiente, se determinará proyectando los valores de energía facturados con anterioridad a la fecha de baja del servicio.

#### **4.2.1.4.- Cuando un cliente cambia de suministrador de energía dentro de un semestre de control**

Cada suministrador de energía, el antiguo y el nuevo, calculará por separado las compensaciones por calidad de suministro tomando las tolerancias de los indicadores respectivos en forma proporcional al número de meses en que suministraron el servicio eléctrico. En caso las tolerancias resultantes sean fracciones, se redondearán al entero superior. El antiguo suministrador compensará por su parte correspondiente en la última facturación que corresponda.

En caso los suministradores que atendieron al cliente en el semestre de control se pongan de acuerdo en compartir la compensación calculada como si el cliente hubiera sido abastecido por un único suministrador durante el período de control, el procedimiento del párrafo anterior podrá ser obviado.

#### **4.2.1.5.- Sistema de recepción de reclamos**

Al ser una de las alternativas que el inicio de las interrupciones sea determinado por el sistema telefónico de reclamos, el suministrador deberá asegurar que los usuarios tengan la posibilidad de acceso telefónico inmediato durante las 24 horas del día, y que la fecha y hora de recepción del reclamo por interrupción del suministro eléctrico quede registrado en forma automática, permitiendo que en cualquier momento sea auditado por el OSINERG. El suministrador deberá proporcionar, en el plazo más breve posible, copia de los registros a requerimiento del fiscalizador de OSINERG.

#### **4.2.1.6.- Modalidad de Compensación de Generador a Distribuidor por Mala Calidad de Suministro en un punto de entrega**

Para los casos de compensación por interrupciones en un punto de entrega de suministro, de un generador o generadores a un distribuidor, donde son varios actores los responsables de la mala calidad del suministro; se procede de la siguiente manera:

- a) El COES dentro de los siguientes 15 días calendario de finalizada cada interrupción, y en base al respectivo análisis de falla, informa al OSINERG y a las empresas involucradas, de manera sustentada y documentada la identificación del integrante del sistema responsable de la indicada interrupción. Cuando una interrupción sea responsabilidad de más de un integrante del sistema, el COES determinará las responsabilidades, las que serán utilizadas para el cálculo del resarcimiento de las compensaciones que corresponda a dicha interrupción.
- b) Finalizado el semestre correspondiente, el generador o generadores responsables del suministro en el punto en cuestión, proceden a calcular la compensación por mala calidad del suministro y efectúan el pago de manera proporcional a lo estipulado en sus respectivos contratos, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que se hagan efectivos los resarcimientos que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones.

De acuerdo a lo especificado en la NTCSE, esta compensación se calcula mediante el siguiente algoritmo:

$$C = e \cdot [ERS / (NHS - \sum di)] \cdot D \cdot [1 + (N - N') / N' + (D - D') / D']$$

Siendo:

C:	Compensación total del semestre por mala calidad del suministro
e:	Compensación unitaria especificada en la NTCSE.
$(ERS / NHS - \sum di)$ :	Potencia horaria promedio entregada en el semestre
ERS:	Energía registrada durante el semestre en el punto de entrega Generador – Distribuidor sin tomar en cuenta los clientes finales de las distribuidoras que son atendidos en el mismo nivel de tensión que el respectivo punto de entrega Generador – Distribuidor.
NHS:	Número de horas en el semestre



$\sum d_i$ :	Total de horas de interrupción.
D:	Duración ponderada total en el semestre
N:	Número ponderado de interrupciones del semestre
$[1 + (N - N')/N' + (D - D')/D']$ :	Factor de proporcionalidad que determina la compensación en el punto de suministro, por transgresión de los estándares de calidad en el semestre.

c) El resarcimiento de la compensación descrita en el párrafo anterior, debe ser asumido por el responsable debidamente identificado por el COES en función del número de interrupciones y la duración de las mismas que le corresponda. Este resarcimiento (Ci) se calcula según el siguiente algoritmo:

$$C_i = C * [1/2 * (N_i/N + D_i/D) + N_i/N * (N - N')/N' + D_i/D * (D - D')/D'] / [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D']$$

Siendo:

C:	Compensación total del semestre por mala calidad del suministro
$[1 + (N - N')/N' + (D - D')/D']$ :	Factor de proporcionalidad que determina la compensación en el punto de suministro, por transgresión de los estándares de calidad en el semestre.
$[1/2 * (N_i/N + D_i/D) + N_i/N * (N - N')/N' + D_i/D * (D - D')/D']$ :	Factor que toma en consideración la magnitud con la que ha contribuido el suministrador "i" a transgredir las tolerancias de los indicadores.
N <sub>i</sub> :	Número ponderado de interrupciones por las cuales es responsable el Suministrador "i", con un decimal de aproximación.
D <sub>i</sub> :	Duración total ponderada de interrupciones por las cuales es responsable el Suministrador "i", con dos decimales de aproximación.
N, D:	Son los indicadores de calidad del suministro en el punto de entrega Generador - Distribuidor, en el semestre de control.
N', D':	Son las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro para el nivel de tensión del punto de entrega Generador - Distribuidor.

Cuando una interrupción sea responsabilidad de varios integrantes del sistema, primero se determinará el monto de resarcimiento que le corresponde a la interrupción utilizando la fórmula anterior y asumiendo que el responsable es un suministrador ficticio. Luego, se prorrateará el monto obtenido de acuerdo a las responsabilidades establecidas por el COES a que se refiere el párrafo "a)" del presente numeral.

A los diez días calendario de finalizado el semestre, el Suministrador que será resarcido deberá entregar a los responsables de la interrupción el cálculo detallado de la energía no suministrada, con copia al OSINERG. Cuando alguna interrupción se produzca en la última semana del semestre controlado el plazo final para entregar la información será a los dieciocho (18) días calendario de finalizado el semestre, en este caso el plazo para la entrega del anexo 11-2 se extenderá por 5 días más.

#### 4.2.1.7.- Modalidad de Compensación de Generador a Distribuidor por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia

Para los casos de compensación por interrupciones asociadas a un rechazo de carga por mínima frecuencia, de un generador o generadores a distribuidor, se procede de la siguiente manera:

- a) El COES dentro de los siguientes 15 días calendario de finalizada cada interrupción, y en base al respectivo análisis de falla, informa al OSINERG y a las empresas involucradas, de manera sustentada y documentada sobre la identificación del responsable de la indicada interrupción.
- b) Finalizado el semestre correspondiente, el generador o generadores responsables del suministro afectado por este tipo de interrupciones en algún o algunos puntos de su red, proceden a calcular la compensación por mala calidad del suministro y efectúan el pago de manera proporcional a lo estipulado en sus respectivos contratos, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que se hagan efectivos los resarcimientos que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones.

De acuerdo a lo especificado en la NTCSE, esta compensación se calcula mediante el siguiente algoritmo:

$$C_{RC} = e \cdot E_f \cdot ENS_f$$

Siendo:

- e: Compensación unitaria especificada en la NTCSE.
- $E_f$ : Factor de proporcionalidad definido por la Tabla 6-A de la NTCSE.
- $ENS_f$ : Energía teóricamente no suministrada definido por las formulas 16-D y 16-E de la NTCSE.

A los cinco (5) días calendario de finalizado el mes, la Distribuidora afectada por el rechazo de carga entregará a la generadora la información, proporcionada por el sistema SCADA, de la duración individual de la interrupción ( $d_k$ ) por rechazo de carga en la línea o alimentador y la potencia suministrada ( $P_k$ ) por la línea o alimentador en el momento en que se produjo la interrupción por rechazo de carga. A los diez (10) días de finalizado el semestre, la generadora entregará al distribuidor, con copia al OSINERG, el monto de la compensación por rechazo de carga ( $C_{RC}$ ).

- c) La compensación por cada interrupción, debe ser asumida por el responsable debidamente identificado por el COES mediante un resarcimiento. Este resarcimiento ( $C_i$ ) se calcula según el siguiente algoritmo:

$$C_i = C_{RC} \cdot [(1/N_{RCF}) + (d_k/D_{RCF})] / 2$$

Siendo:

- i: Interrupción i
- $C_{RC}$ : Compensación Total por rechazos de carga
- $C_i$ : Resarcimiento por cada interrupción i
- $N_{RCF}$ : Número total de interrupciones
- $d_k$ : Duración de la interrupción i (con dos cifras decimales de aproxim.)
- $D_{RCF}$ : Duración Total de interrupciones por rechazo de carga

#### 4.2.1.8.- Modalidad de Compensación del Distribuidor por las interrupciones asociadas al rechazo de carga por mínima frecuencia

La compensación a cada usuario por interrupciones asociadas a uno mas rechazos de carga por mínima frecuencia durante el semestre controlado, se calcula según el siguiente algoritmo

$$C_{U_i} = C_{RC} \cdot E_{U_i} / E_{TU}$$

Siendo:

- $C_{UI}$ : Compensación al usuario  $i$
- $C_{RC}$ : Compensación Total por uno o mas rechazos de carga
- $E_{UI}$ : Energía suministrada al usuario durante el semestre controlado
- $E_{TU}$ : Energía suministrada a todos los usuarios afectados durante el semestre controlado

Se debe efectuar un ajuste a este valor a fin que el integro de las compensaciones efectuadas por el generador al distribuidor sean trasladadas a los usuarios de la distribuidora. El proceso de este ajuste debe efectuarse con valores expresados en moneda nacional, mediante el siguiente procedimiento:

- 1° Se determina la compensación  $C_{UI}$  para cada cliente de la distribuidora, según la NTCSE y lo indicado en lo anterior del presente numeral. Luego se determina el total de compensaciones.
- 2° Se determina el factor de ajuste que resulta de dividir el total de compensaciones calculadas en 1° entre las compensaciones calculadas por el generador.
- 3° Los valores de compensación de cada cliente se corrigen con el indicado factor de ajuste y se fijan a dos decimales de aproximación. Luego se determina el nuevo total de compensaciones sumando sólo los valores significativos con los dos decimales de aproximación.
- 4° Se calcula la diferencia entre el total calculado por la generadora y el nuevo total calculado en 3°.
- 5° Se divide esta diferencia entre 0.01 para determinar el número de clientes ( $n$ ) a los que se debe agregar o disminuir 0.01 soles, para que finalmente no quede ningún saldo por distribuir. Este ajuste final de 0.01 soles se efectúa para los " $n$ " clientes ordenados de mayor a menor compensación individual calculada en 3°.

Los resultados finales expresados en dólares americanos con cuatro (4) cifras de aproximación, y con el mismo tipo de cambio monetario utilizado, son los que se reportan semestralmente al OSINERG según las Tablas Informáticas que se especifican más adelante.

#### **4.2.1.9.- Modalidad de Resarcimiento de las Transmisoras a las Generadoras ante interrupciones imputables a las primeras.**

Cuando una interrupción afecte a uno o más puntos de entrega, si la transmisora es responsable por la interrupción, ésta deberá resarcir la compensación efectuada por el suministrador o suministradores en el(los) punto(s) de entrega afectados, tal y como se establece en el numeral 4.2.1.6, c).

#### **4.2.1.10.- Tipo de Cambio a Emplearse.**

El tipo de cambio a utilizarse para hacer efectiva las compensaciones debe ser el valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de Norte América, determinado por el valor venta promedio (valor venta) calculado por la Superintendencia de Banca y Seguros, cotización de oferta y demanda – tipo de cambio promedio ponderado o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor correspondiente al último día hábil del mes anterior al mes en que se hace efectiva la compensación, publicado en el diario "El Peruano".

#### **4.2.2.- PROGRAMACIÓN DE INTERRUPCIONES.**

- a) Con anticipación no menor a cuarenta y ocho (48) horas el Suministrador hace llegar al OSINERG, la sustentación de la programación de interrupción del servicio para i) expansión o reforzamiento de redes o ii) mantenimiento de redes, precisando la ubicación de las instalaciones donde efectuará

las maniobras de interrupción, el resumen de actividades a desarrollar y el responsable de tales actividades, utilizando el formato del Anexo N° 9, archivo con extensión PIN. Se acompaña a tal archivo el documento que sustente la notificación a los clientes por afectarse con la interrupción.

El suministrador entregará a requerimiento del fiscalizador, en un periodo no mayor a 24 horas, copia del plano del proyecto, además de toda la información relacionada al trabajo detallado.

- b) A fin de que las Distribuidoras puedan cumplir con el plazo de cuarenta y ocho (48) horas de notificación previa a sus clientes, la empresa Generadora debe notificar por escrito a su cliente Distribuidor de interrupciones programadas en un plazo anterior, no menor a setenta y dos (72) horas.  
Cuando una Transmisora es la causante de la interrupción programada, ella debe notificar a los generadores afectados en el plazo de noventa y seis (96) horas.
- c) Cuando el suministrador tenga que suspender la interrupción programada debe avisar a los usuarios de tal suspensión con anticipación. Caso contrario se considerará, para el cálculo de indicadores y compensaciones, como efectuada la interrupción programada, salvo aquellos eventos de naturaleza excepcional sustentados al OSINERG.
- d) En caso la duración de la interrupción resulte mayor a la programada, se considera como una sola interrupción (N=1) pero con dos periodos de duración: el primero correspondiente al periodo programado con su ponderación respectiva (50% ó 25% según sea el caso) y el segundo por el periodo en exceso a lo programado como interrupción imprevista (100% de ponderación).
- e) La duración de las interrupciones programadas debe corresponder al trabajo o labor a realizar.
- f) Para efectos de la calificación de interrupciones, se considera como expansión o reforzamiento de redes, los trabajos que necesariamente requieran corte de servicio para la incorporación de nuevas instalaciones o cambio de componentes existentes cuya finalidad sea incrementar la capacidad original de las instalaciones de acuerdo a los requerimientos de la demanda.  
También se considera como reforzamiento de redes los cambios de tecnología cuya finalidad sea incrementar la confiabilidad original del sistema, siempre que a juicio de OSINERG merezca esta calificación.

#### **4.2.3.- REPORTE DE INTERRUPCIONES.**

- a) Dentro de los siguientes 20 días calendario de finalizado cada mes, el Suministrador remite vía FTP el reporte de detalle de las interrupciones según el formato del archivo con extensión RDI que se detalla en el Anexo N° 9, indicando la causa de la interrupción con el código correspondiente que figura en el ANEXO N° 10.  
Asimismo dentro de los siguientes 20 días calendario de finalizado cada trimestre el Suministrador remite vía FTP el reporte de las interrupciones de todos los suministros afectados según el formato del archivo con extensión RIN que se detalla en el Anexo N° 9, en cada registro se consigna la hora y fecha reales de inicio y fin de la interrupción, de cada suministro afectado.
- b) Dentro de los 20 días siguientes al semestre controlado, el Suministrador remite al OSINERG lo siguiente:
  - b1) Copia de los registros automáticos de interrupciones del semestre controlado, vía FTP o en medio magnético. Además del reporte semestral de las interrupciones por rechazo de carga según el formato del archivo con extensión RIM que se detallan en el Anexo N° 9.
  - b2) Mediante la Tabla Informática cuya estructura se describe en el ANEXO N° 11, el suministrador remite el Reporte de compensaciones a pagarse, a cada suministro afectado por mala Calidad del Suministro. Se excluye los casos cuyas solicitudes de calificación como causal

de fuerza mayor haya sido aprobada por el OSINERG o no haya agotado la vía administrativa.

b3) Conjuntamente con estos reportes, el Suministrador presenta un informe *impreso* sobre:

1. Resumen de las interrupciones acontecidas en el semestre de acuerdo, al siguiente formato:

Localidad*	Suministros MAT,AT,MT			Suministros BT		
	"N" Promedio*	"D" Promedio*	Nº Sum. Afect.	"N" Prom.	"D" Prom.	Nº Sum. Afect.

(\*) Para el caso de Generadoras estos campos corresponden a cada punto de entrega de sus Clientes

2. La relación de las interrupciones donde se solicitó la calificación de fuerza mayor, bajo el siguiente formato:

Item	Nro. oficio	Fecha del Oficio	Código Interrupción	Estado	Nº Resolución
1					
2					
.					
.					
N					

Donde :

Nro. Oficio : Número del oficio mediante el cual se solicitó la calificación.

Fecha del Oficio : Fecha de recepción del oficio.

Código de Interrupción : Código con el cual fue registrado en el anexo 9

Estado : Si esta "Con Resolución" o "Pendiente de Resolución"

Resolución : N° de Resolución de OSINERG donde se calificó la solicitud.

3. Un resumen de las compensaciones a ser pagadas a sus clientes con montos totalizados y separados por localidades y nivel de tensión, bajo el siguiente formato:

Localidades*	Compensaciones Por NTCSE			Compensaciones Por LCE		
	BT	MT	AT/MAT	BT	MT	AT/MAT

(\*) Para el caso de Generadoras estos campos corresponden a cada punto de entrega de sus Clientes. Para el caso de Transmisoras corresponde a cada suministrador resarcido.

4. Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un cliente elegido aleatoriamente entre todos los afectados. Para el caso de las Transmisoras, el detalle de los resarcimientos a efectuar.

5. Cuando se tenga compensaciones del tipo especificado en el numeral 4.2.1.4 de la presente Base Metodológica, remitir el cálculo detallado de la compensación a un Cliente.

Estos reportes se presentarán también en medio magnético, nombrando el archivo de acuerdo al siguiente formato: eeeEaaSx\_Ci.xls. Donde:

eee : Código de la empresa

aa : Código del año

x : Identificador del semestre (1 ó 2)

c) En caso una solicitud de calificación de fuerza mayor se mantenga pendiente hasta después del

respectivo reporte semestral de compensaciones por mala calidad del suministro y agotada la vía administrativa declarándose infundada o improcedente, el Suministrador procede a efectuar las compensaciones pendientes, en la siguiente facturación y envía al fin del trimestre correspondiente, el o los archivo(s) de compensaciones, conteniendo la información actualizada sólo de los suministros afectados. Los nombres de los archivos son los que figuran en el anexo N° 9 para la información trimestral.

Asimismo envía un informe impreso donde contenga la relación de solicitudes de fuerza mayor que fueron declaradas como infundadas o improcedentes durante el trimestre que se actualiza.

El plazo para la entrega de los archivos de actualización vence el día 20 del mes siguiente de finalizado el trimestre.

#### **4.2.4.- EQUIPAMIENTO PARA EL REGISTRO AUTOMÁTICO DE INTERRUPCIONES**

- a) Debe permitir registrar el inicio y final de cada interrupción en cada una de las fases del punto controlado, en memoria circular no volátil capaz de almacenar por lo menos 5,000 eventos
- b) En lo posible la identificación de las interrupciones debe ser independiente de niveles o umbrales de tensión, a fin de evitar se registren deficiencias en la calidad de la tensión como si se trataran de interrupciones.
- c) El equipo debe tener la facultad de operar con un reloj-calendario interno de precisión o sincronizado con equipos GPS; cuando su operación es con reloj-calendario el equipo debe permitir a través de su software actualizar la hora sin variar los registros almacenados en la memoria.
- d) Debe poseer puerto de comunicaciones para computadora o adaptabilidad de modem, que permita extraer los datos con alto nivel de inviolabilidad, ya sea localmente o remotamente respectivamente.

### **4.3.- CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL.**

#### **4.3.1. TRATO AL CLIENTE.**

Dentro de los 20 días calendario, posteriores a la finalización de cada mes evaluado, el Distribuidor presenta al OSINERG un reporte mensual, impreso y en hoja Excel, sobre "Estadística de Reclamos y Requerimientos / Consultas que no son Reclamos", donde se resumen los reclamos y requerimientos / consultas por rubros, según se detalla en el Anexo N° 12. El nombre del archivo Excel a transferirse será: eeeEaamm\_ANX12.xls, donde: eee= código de la empresa, aa= dos últimos dígitos del año, mm= mes.

Dentro de los 20 días calendarios posteriores a la finalización de cada semestre evaluado, el Distribuidor presenta al OSINERG un reporte impreso y en hoja Excel el "Resumen Semestral de Calidad del Servicio Comercial" donde debe constar la cantidad de solicitudes sobre nuevos suministros, cambios de opción tarifaria, reconexiones y tiempos de atención complementado con información adicional de centros de atención, libros de observaciones y precisión de medida, de acuerdo al formato que se detalla en el Anexo n° 12A. El nombre del archivo Excel a transferirse será: eeeEaaSx\_ANX12A.xls, donde: eee= código de la empresa, aa= dos últimos dígitos del año, x= n° de semestre.

Así mismo dentro del mismo plazo, el Distribuidor remite al OSINERG vía **FTP** o mediante medio magnético, los registros informáticos que se detallan a continuación y que se refieren sólo a los casos que excedieron los plazos establecidos en la NTCSE, para la atención de solicitudes por:

##### **4.3.1.1. Nuevas conexiones o ampliación de la potencia Contratada.**

Una tabla informática de acuerdo al formato que se detalla en el ANEXO N° 13, con información de las solicitudes de Nuevos Suministros o Ampliación de la Potencia Contratada, que excedieron los plazos máximos de atención que se precisan a continuación:

El Suministrador elabora y proporciona al Solicitante para su aceptación, el respectivo presupuesto de la conexión con información detallada del costo por materiales e instalación; o de ser el caso, se pronuncia sobre el proyecto y presupuesto presentado por el Solicitante, en los plazos máximos contados a partir de la fecha de recepción de la solicitud, que se indican a continuación:

Sin modificación de redes.

	Entrega del Presupuesto	Ejecución (según NTCSE)
Hasta los 50 Kw	5 días calendario	7 días calendario
Más de 50 Kw	7 días calendario	21 días calendario

Con modificación de redes incluyendo extensiones y añadidos de red primaria y/o secundaria que no necesiten la elaboración de un proyecto.

	Entrega del Presupuesto	Ejecución (según NTCSE)
Hasta los 50 Kw	10 días calendario	21 días calendario
Más de 50 Kw	15 días calendario	56 días calendario

Con expansión sustancial y necesidad de proyecto de red primaria que incluya nuevas subestaciones y tendido de red primaria.

	Entrega del Presupuesto, elabora el proyecto y/o aprueba el proyecto	Ejecución (según NTCSE)
Cualquier potencia	25 días calendario	360 días calendario

Conjuntamente con el presupuesto, el Suministrador precisa los requisitos y condiciones que debe cumplir el interesado para proceder a la ejecución de obras para el nuevo suministro o ampliación de potencia.

#### 4.3.1.2. Reconexiones

Una tabla informática según formato que se detalla en el ANEXO N° 14, de todas las reposiciones de servicio que excedieron el "plazo máximo" señalado en el numeral 7.1.3 b) de la NTCSE, indicando la justificación del incumplimiento o retraso.

#### 4.3.1.3. Opciones tarifarias

Una tabla informática de acuerdo al formato que se detalla en el ANEXO N° 15, de todas las solicitudes que excedieron los plazos máximos de atención, señalados en el numeral 7.1.3 c) de la NTCSE por "cambio de opción tarifaria", indicando la justificación del retraso o incumplimiento.

#### 4.3.1.4. Reclamos por Errores de medición/facturación y Otros reclamos

Un reporte en forma de tabla informática según formato que se detalla en el ANEXO N° 16, de todos los reclamos por Errores de medición/facturación y Otros reclamos que no han sido resueltos dentro de los treinta (30) días hábiles contados a partir de la recepción del reclamo, de acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo N° 033-99-EM.

El Suministrador mantiene un registro informático de todos los suministros corregidos por similitud con el error de medición/facturación reclamado, para ser mostrados al OSINERG cuando este organismo lo requiera.

## **4.3.2.- MEDIOS A DISPOSICIÓN DEL CLIENTE**

### **4.3.2.1. Libro de Observaciones**

El suministrador remite al OSINERG hasta cuatro meses antes de finalizar la primera etapa de adecuación a la NTCSE, los respectivos "Libros de Observaciones" debidamente foliados e indicando en cada uno de ellos el Nombre y Código del "centro de atención comercial" donde estarán disponibles para que los clientes anoten sus observaciones, críticas o reclamaciones con respecto al servicio. El nombre y código indicados, deben ser concordantes a los consignados en la Tabla de Sucursales o Centros de Atención, especificada en el Anexo I de ésta Base Metodológica.

Estos libros luego de ser rubricados por el profesional que designe para el efecto la autoridad, serán devueltos al Suministrador a fin que entren en funcionamiento tres meses antes de finalizar la primera etapa de adecuación a la NTCSE.

### **4.3.2.2. Facturas**

El Suministrador prepara en forma mensualizada la información sobre su sistema de reparto de facturas, determinando los porcentajes de entrega a los 3, 6, 9, 12 y más de 12 días de la emisión, así como el tiempo promedio de entrega. Esta información conjuntamente con el(los) modelo(s) de facturas emitidas en el mes de enero y abril o julio y setiembre según el semestre que corresponda, y un ejemplar de las notas explicativas sobre los derechos de los usuarios y sus obligaciones como suministrador que fueron remitidas a los usuarios en cumplimiento de los numerales 3.1 f) y 7.2 a) iv de la NTCSE, se remite al OSINERG dentro de los siguientes 20 días del semestre evaluado.

### **4.3.2.3. Registro de reclamos**

El sistema informático definido en el numeral 7.2.3 b) de la NTCSE deberá estar diseñado y permanentemente actualizado para que, además de generar los reportes definidos en el numeral anterior 4.3.1 "Trato al Cliente" de esta base metodológica, permita mediante consultas y/o reportes efectuar el seguimiento de un pedido, solicitud o reclamo en particular, su solución y/o respuesta final al Cliente.

### **4.3.2.4. Centros de atención telefónica / fax**

Complementando lo establecido en el numeral 7.2.3 c) de la NTCSE, el sistema de atención telefónica / fax para atender reclamaciones por falta de suministro deberá estar capacitado para registrar la hora de inicio de una interrupción en concordancia con lo señalado en el numeral 6.1.11 de la misma norma. Este sistema de atención podrá ser auditado por el OSINERG en cualquier momento que lo requiera.

## **4.3.3.- PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA.**

### **4.3.3.1. Cronograma de Mediciones**

Una semana antes de cada mes el Suministrador planteará al OSINERG para su aprobación, modificación y/o sustitución, el cronograma de inspección mensual de "precisión de medida de la energía facturada". Toda inspección cronogramada debe ser efectuada y será tomada en cuenta para el cálculo de los indicadores correspondientes.

Cuando por razones excepcionales no pueda efectuarse una inspección, el suministrador debe sustentar ante la autoridad la causa que motivó el impedimento, dentro de un plazo máximo de 48 horas pasada la fecha cronogramada. De ser aceptado el sustento, el OSINERG determinará el



suministro de reemplazo, el mismo que deberá ser inspeccionado dentro de las 96 horas siguientes a la recepción de la comunicación enviada por el OSINERG.

El cronograma debe establecer un número de inspecciones diarias no menor a seis(6).

Este cronograma será presentado al OSINERG vía FTP o en su defecto, debidamente justificado en medio magnético, según el formato que se detalla en el ANEXO N° 17.

Complementariamente, durante la segunda etapa de adecuación de la NTCSE, los Suministradores del servicio de distribución en BT remiten al OSINERG el cronograma de inspección mensual de precisión de la medida en forma impresa, sellado y firmado por el funcionario de la Suministradora debidamente designado para el efecto, según detalle mostrado en el Anexo T2. Este anexo se deja de usar cuando la base de datos de los suministros en BT sea completada y remitida al OSINERG.

Las fechas cronogramadas deben ser respetadas. En casos debidamente sustentados ante la autoridad, se admite una demora no mayor a un (01) día para la realización de la inspección, con respecto a la fecha programada. Cuando por solicitud expresa del cliente, se determine una fecha para la inspección que exceda la tolerancia de la fecha programada, se efectuará la inspección y se reportará el caso de manera sustentada en un informe mensual que será enviado en el mismo plazo que el establecido para el Anexo 18.

#### **4.3.3.2. Elección de la muestra**

El Suministrador selecciona aleatoriamente la muestra de inspección mensual de "precisión de medida de la energía facturada", de cada sistema eléctrico bajo su responsabilidad. De acuerdo a su parque de medidores, el Suministrador presentará al OSINERG una propuesta anual de estratificación de la muestra en función a: opción tarifaria, marca y modelo del medidor, y antigüedad del mismo. Esta propuesta será evaluada por el OSINERG quien propondrá las modificaciones que considere necesarias. En base a la estratificación aprobada se efectuará la selección aleatoria.

Deberá cuidarse que las inspecciones mensuales se seleccionen exceptuando los medidores inspeccionados en los cinco años anteriores; excepto en pequeñas localidades donde la totalidad de los medidores puedan inspeccionarse en un período menor, en cuyo caso se repite el proceso.

#### **4.3.3.3. De la Inspección**

Se informará al usuario con un mínimo de cuarenta y ocho (48) horas de anticipación, el día y la hora de la inspección.

La inspección consta de la contrastación del equipo de medición y revisión de los elementos complementarios del mismo, tales como: reductores o transductores, dispositivos horarios, etc.

El suministrador llevará a cabo estas inspecciones en su concesión, a través de una o más empresas contrastadoras, debidamente autorizadas por el INDECOPI; ante la imposibilidad de contar con empresas contrastadoras, lo cual debe previamente sustentarse por escrito para la aprobación del OSINERG, el Suministrador podrá efectuar directamente con su personal y equipos certificados por el INDECOPI, la inspección y contrastación a que se contrae este numeral, sólo mientras subsista esta carencia de empresas contrastadoras autorizadas.

La contrastación del medidor instalado se realiza con un medidor patrón, cumpliendo para las pruebas de contrastación de equipo de medición en el campo y verificación de su funcionamiento dentro del error porcentual admisible, lo establecido en la Directiva N° 001-97-EM/DGE "Contrastación de Medidores de Energía Activa y Reactiva", aprobada con Resolución Directoral N° 311-97-EM/DGE, las prescripciones aplicables de la normas metroológicas peruanas y a falta de éstas según las normas IEC (International Electrotechnical Commission). El medidor patrón y el equipo portátil de carga fantasma deberán estar debidamente certificados por el INDECOPI.

En puntos de suministro donde se aplica opciones tarifarias polinómicas, se contrasta por separado

cada aparato de medición.

Por cada prueba realizada el Suministrador elabora un protocolo de inspección, según formato que se detalla en el Gráfico N° 2. Este protocolo debe ser firmado por el Cliente en señal de conocimiento, por lo que en caso de negativa se debe dejar constancia en el mismo protocolo.

Sólo para el caso de medidores electrónicos de alta precisión, el proceso de contrastación puede sustituirse mediante la instalación de un analizador de redes que registre la potencia activa, energía activa y/o reactiva durante un período de medición de siete (7) días continuos, considerándose para este caso una tolerancia permitida de error en la precisión de la medida de energía facturada, no mayor a la del medidor electrónico. Asimismo se debe verificar como parte de la inspección de este tipo de medidores, que el período de integración este programado para 15 minutos.

Los resultados de estas mediciones serán remitidos al OSINERG vía FTP o en su defecto, debidamente sustentado, mediante medio magnético; dentro de los primeros 20 días del mes siguiente al semestre controlado, en forma de la tabla informática que se detalla en el ANEXO N° 18.

## **4.4.- CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO.**

### **4.4.1.- CRITERIOS GENERALES.**

- a) Para efectos de aplicación de la NTCSE, Vía Pública se refiere a todo lugar por el que pueden transitar vehículos motorizados, no motorizados y/o peatones sin ninguna restricción. Incluye las zonas especiales (intersecciones y derivaciones, paso para peatones, curvas, plazas, etc.)
- b) En lo referente al control de calidad del Alumbrado Público, debe tenerse presente que una vía pública puede estar conformada por una o más calzadas y, de ser el caso, la calzada puede incluir una o dos aceras.
- c) A su vez la calzada puede estar conformada por uno o más carriles de circulación vehicular de un solo sentido.
- d) Un vano de alumbrado público, es la longitud de calzada con sus correspondientes aceras, comprendida entre dos puntos luminosos dispuestos longitudinalmente. Cada uno de estos vanos se identificará con el código del poste inicial y el código del poste final del vano.
- e) La calidad del Alumbrado Público se evalúa por cada vano de calzada, es decir si alguno de los parámetros medidos, en la calzada o en las aceras, está fuera de estándares; se considera que el alumbrado público en dicho vano de calzada, es deficiente.
- f) El indicador denominado Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Público Deficiente  $\lambda(\%)$  se calcula para cada sistema eléctrico de la Concesión de Distribución, como la relación de la longitud total de vanos con alumbrado público deficiente y la longitud total de vanos medidos en el semestre
- g) Para el cálculo de compensaciones, el equivalente en energía expresado en KWH, que el cliente paga en promedio por concepto de Alumbrado Público, al que hace referencia la norma, se determina mediante el siguiente algoritmo:

$$EAP = \sum PAP / \sum PMAP$$

donde:

- EAP : Equivalente en energía expresado en KWH  
 $\sum PAP$  : Sumatoria de los pagos mensuales por concepto de alumbrado público, que efectúa el cliente, durante el semestre en el que se verifican las deficiencias.

$\Sigma$ PMAP: Sumatoria de los precios medios mensuales del alumbrado público, aplicados durante el semestre en el que se verifican las deficiencias.

#### 4.4.2.- CRONOGRAMA DE MEDICIONES.

- a) El Suministrador entrega al OSINERG una semana antes de cada mes correspondiente al semestre a controlar, el Programa de Mediciones Mensuales para el Control de la Calidad del Alumbrado Público, según la tabla informática que se detalla en el Anexo N° AP1.
- b) Mientras el suministrador no complete la base de datos correspondiente a las vías (ver parte final del Anexo N° 1) y la remita al OSINERG, complementariamente envía en forma impresa, sellado y firmado, el cronograma según lo detallado en el Anexo T3. Esta base de datos debe ser remitida al OSINERG en forma completa, a más tardar un mes antes de finalizar la segunda etapa de adecuación a la NTCSE.
- c) En tanto no se determine estadísticamente la muestra representativa para el control de calidad del alumbrado público en su Concesión de Distribución, el suministrador selecciona mensualmente y aleatoriamente, la muestra a controlar en cada sistema eléctrico de su Concesión sujeto a la aplicación de la NTCSE, cuidando de abarcar en un mes no menos de 1/6% de la Longitud Total de las vías que cuentan con servicio de alumbrado público en cada Sistema Eléctrico.

La longitud mensual medida no debe desviarse en más de  $\pm 10\%$  del tamaño de la muestra mensual. Finalmente, en el semestre debe completarse como mínimo el control del 1% de la Longitud Total de las Vías que cuentan con alumbrado público en la Concesión de Distribución.

- d) La muestra mensual se selecciona en función de la longitud total de cada tipo de vía, y en un sólo tramo continuo por vía, debiendo cuidar que en la selección aleatoria se excluyan los tramos medidos en los dos últimos años.

#### 4.4.3.- EJECUCIÓN DE LAS MEDICIONES.

- a) En caso se realice el control de la calidad de Alumbrado Público con equipamiento que implique obstrucción del tránsito vehicular, la suministradora tomará las previsiones de seguridad y efectuará con una anticipación no menor a tres (3) días las coordinaciones del caso con las autoridades locales para garantizar una correcta ejecución de las mediciones.
- b) La prueba técnica de medición propiamente se realizará en concordancia con la Norma DGE 016-T-2/1996, o la que la sustituya, y se elaborará un protocolo de medición donde conste por lo menos, la altura del poste, tipo de pastoral, tipo de luminaria, potencia de la lámpara, la identificación y ubicación de la vía, el tipo de alumbrado, tipo de vía, tipo de calzada, vano medido, hora y fecha de la medición, y los valores de los parámetros medidos.  
Para el control de la Norma, el suministrador entregará a requerimiento del fiscalizador, en un periodo no mayor a 48 horas, el flujo luminoso de la lámpara, marca de fábrica del artefacto, las vistas de planta y de corte de cada vano medido, además de toda la información que se requiera relacionada al tramo medido.
- c) Cuando no se puedan efectuar las mediciones en el tramo de vía seleccionado, el suministrador dentro de los dos (2) días de verificado el impedimento deberá solicitar al OSINERG la aprobación de la medición en un tramo de vía alternativo, adjuntando un informe sustentatorio donde se incluya el plano de ubicación geográfica y prueba fotográfica del tramo donde no se puede efectuar la medición, así como la ubicación y fecha prevista de medición en el tramo de vía alternativo, que debe ser de las mismas características del tramo originalmente cronogramado. OSINERG en un plazo máximo de tres (3) días de presentado el informe dará respuesta, vía correo electrónico, a la solicitud

del suministrador, caso contrario el Suministrador efectuará la medición en el tramo alternativo.

#### **4.4.4.- REPORTE DE RESULTADOS.**

- a) Las suministradoras remitirán vía FTP dentro de los siguientes 20 días del mes controlado, un reporte según la Tabla Informática que se detalla en el Anexo N° AP2.
- b) Las suministradoras remitirán vía FTP dentro de los siguientes 20 días del semestre evaluado:
  - Un reporte en forma de tabla informática conteniendo para cada Sistema Eléctrico, un sólo registro con la longitud total de los tramos medidos en el semestre, la longitud total de los vanos con mala calidad de alumbrado público y el indicador  $\lambda(\%)$ , según formato que se detalla en el Anexo N° AP3.
  - Un reporte informático conteniendo las compensaciones a todos los usuarios del sistema eléctrico donde se comprobó la mala calidad del servicio de alumbrado público. La estructura de esta tabla informática se detalla en el Anexo N° AP4.
- c) El Suministrador complementa estos reportes con un informe escrito denominado INFORME DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO-SEMESTRE....., que contenga los puntos complementarios indicados en el numeral 8.2.8 de la NTCSE.

#### **4.4.5.- MÉTODO DE MEDICIÓN.**

- a) El procedimiento de medición y evaluación de los parámetros de iluminancia y luminancia, debe seguir las recomendaciones estipuladas en las publicaciones: CEI N° 30-2 (TC-4.6) 1982 "Calculation and Measurement of Luminance and Illuminance in Road Lighting", IES LM-50/ 1985 "Guide for Photometric Measurement in Roadway Lighting Installations", y ANSI-IES RP-8 1990 "Standard for Public Lighting".
- b) Mientras el método de medición a utilizar para la evaluación del alumbrado público, no se determine mediante alguna Norma, las empresas utilizarán el método cuyos resultados sean más aproximados al método que estuvo vigente antes de la publicación del D.S. 040-2001-EM.

#### **4.4.6.- REQUISITOS MÍNIMOS QUE DEBE CUMPLIR EL EQUIPAMIENTO PARA EL CONTROL DE CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO.**

- a) Los equipos de medición de la iluminancia deben cumplir los siguientes requisitos:
  - Alta sensibilidad
  - Corrección efectiva del coseno hasta un ángulo de 80°.
  - Corrección efectiva de color según la curva de eficiencia espectral de la CEI  $V(\lambda)$  (Comisión Internacional de Electricidad).
  - El coeficiente de sensibilidad con la temperatura, deberá ser despreciable dentro del rango de operación normal de temperatura.
  - Suspensión que permita ajustar la horizontalidad.
  - Precisión no menor del  $\pm 2\%$ .
- b) La medición de la luminancia debe efectuarse con un luminancímetro, cuyo ángulo de medición no sea mayor de 2 minutos vertical y entre 2 y 20 minutos horizontalmente. El instrumento debe ser sensible a mediciones de luminancia de cerca de 0.1 cd/m<sup>2</sup> con un error no mayor de  $\pm 2\%$ .

## ANEXO N° 1

### ESTRUCTURA DE LAS TABLAS DE LA BASE DE DATOS PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

#### SUMINISTROS BT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE SUCURSAL O CENTRO DE ATENCIÓN
4	ALFANUMÉRICO	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZÓN SOCIAL DE LA EMPRESA SEGÚN CORRESPONDA
5	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO
6	ALFANUMÉRICO	06		CÓDIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
7	ALFANUMÉRICO	09		TELÉFONO (si tuviera)
8	ALFANUMÉRICO	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO
9	ALFANUMÉRICO	05		OPCIÓN TARIFARIA
10	ALFANUMÉRICO	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
11	ALFANUMÉRICO	10		NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
12	ALFANUMÉRICO	04		AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR
13	NUMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
14	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL (KV)
15	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SUBESTACIÓN MT/BT o AT/BT
16	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO ALIMENTADOR BT
17	ALFANUMÉRICO	02		TIPO DE SERVICIO: U= urbano; R=rural; UR=urbano-rural
18	ALFANUMÉRICO	03		FASES DE ALIMENTACIÓN: RN, SN, TN, RS, ST, RT, RST, 3N
19	ALFANUMÉRICO	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO INMEDIATO ANTERIOR
20	ALFANUMÉRICO	01		LETRA O NÚMERO, DEL PUNTO DE SUMINISTRO COMUN

Nombre del archivo: SUMINBT.XXX

XXX → Cód. Empresa Suministradora

INEI: Instituto Nacional de Estadística e Informática.

#### SUMINISTROS MT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMÉRICO	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZÓN SOCIAL DE LA EMPRESA SEGÚN CORRESPONDA
4	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO
5	ALFANUMÉRICO	06		CÓDIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
6	ALFANUMÉRICO	09		TELÉFONO (si tuviera)
7	ALFANUMÉRICO	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO
8	ALFANUMÉRICO	05		OPCIÓN TARIFARIA
9	ALFANUMÉRICO	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
10	ALFANUMÉRICO	10		NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
11	ALFANUMÉRICO	04		AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR
12	NUMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
13	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL (KV)
14	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SET
15	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE SECCIÓN DE LÍNEA o ALIMENTADOR MT
.	.	.	.	CÓDIGO DE SECCIÓN DE LÍNEA o ALIMENTADOR MT
n	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE SECCIÓN DE LÍNEA o ALIMENTADOR MT

Nombre del archivo: SUMINMT.XXX

XXX → Cód. Empresa Suministradora

## SUMINISTROS AT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMÉRICO	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZÓN SOCIAL DE LA EMPRESA SEGÚN CORRESPONDA
4	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO
5	ALFANUMÉRICO	06		CÓDIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
6	ALFANUMÉRICO	09		TELÉFONO (si tuviera)
7	ALFANUMÉRICO	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO
8	ALFANUMÉRICO	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
9	ALFANUMÉRICO	10		NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
10	ALFANUMÉRICO	04		AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR
11	NUMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
12	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN DE ENTREGA (KV)
13	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SET
14	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LINEA AT ALIMENTADORA
n	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LINEA AT ALIMENTADORA

Nombre del archivo: SUMINAT.XXX

XXX → Cód. Empresa Suministradora

## SUMINISTROS MAT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMÉRICO	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZÓN SOCIAL DE LA EMPRESA SEGÚN CORRESPONDA
4	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO
5	ALFANUMÉRICO	06		CÓDIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
6	ALFANUMÉRICO	09		TELÉFONO (si tuviera)
7	ALFANUMÉRICO	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO
8	ALFANUMÉRICO	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
9	ALFANUMÉRICO	10		NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
10	ALFANUMÉRICO	04		AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR
11	NUMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
12	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN DE ENTREGA (KV)
13	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SET
14	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LINEA MAT ALIMENTADORA
n	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LINEA MAT ALIMENTADORA

Nombre del archivo: SUMINMAT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

## ALIMENTADORES BT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SUBESTACIÓN MT/BT
4	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DEL ALIMENTADOR BT
5	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL (KV)

Nombre del archivo: ALIME\_BT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

## SUBESTACIÓN (SED) MT/BT o AT/BT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE SUCURSAL O CENTRO DE ATENCIÓN EN CUYA AREA SE ENCUENTRA LA SUB ESTACION
4	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SUB ESTACION MT/BT
5	ALFANUMÉRICO	35		NOMBRE DE LA SUBESTACIÓN MT/BT
6	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCIÓN DE LA SUB ESTACIÓN
7	ALFANUMÉRICO	06		CÓDIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
8	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL BT(KV)
9	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL MT(KV)
10	NUMÉRICO	04	2	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN (MVA)
11	NUMÉRICO	08	3	COORDENADA NORTE (UTM)
12	NUMÉRICO	08	3	COORDENADA ESTE (UTM)
13	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SECCIÓN DE LÍNEA o ALIMENTADOR MT, o Línea AT

Nombre del archivo: SED\_MBTB.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

### SECCIONES DE LÍNEA o ALIMENTADORES MT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SET
4	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SECCIÓN DE LÍNEA o ALIMENTADOR MT
5	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL MT (KV)

Nombre del archivo: ALIME\_MT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

### SUBESTACIONES SET

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SET
4	ALFANUMÉRICO	35		NOMBRE DE LA SET
5	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCIÓN DE LA SET
6	ALFANUMÉRICO	06		CÓDIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
7	ALFANUMÉRICO	09		TELÉFONO (si tuviera)
8	NUMÉRICO	04	2	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN (MVA)
9	NUMÉRICO	08	3	COORDENADA NORTE (UTM)
10	NUMÉRICO	08	3	COORDENADA ESTE (UTM)
11	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL DE BARRA 1 ( KV )
12	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL DE BARRA 2 ( KV )
N	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL DE BARRA n ( KV )

Nombre del archivo: SET.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

Agregar campos cuantas barras existan en la SET.

### LINEAS AT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA LÍNEA AT
3	ALFANUMÉRICO	35		NOMBRE DE LA LÍNEA AT
4	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SET DE SALIDA
5	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SET DE LLEGADA
6	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL DE LA LÍNEA AT (KV)

Nombre del archivo: LINEA\_AT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

### LINEAS MAT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA LÍNEA MAT
3	ALFANUMÉRICO	35		NOMBRE DE LA LÍNEA MAT
4	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SET DE SALIDA
5	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SET DE LLEGADA
6	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL DE LA LÍNEA MAT (KV)

Nombre del archivo: LINE\_MAT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

### SISTEMAS ELÉCTRICOS

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DEL SISTEMA ELÉCTRICO
3	ALFANUMÉRICO	20		NOMBRE DEL SISTEMA ELÉCTRICO
4	ALFANUMÉRICO	04		Tipo de sistema: AMAY: Aislado Mayor (Pot. Inst. Generación > 5 MW) AMEN: Aislado Menor (Pot. Inst. Generación ≤ 5 MW) SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado
5	ALFANUMÉRICO	01		Código Sector Típico de Distribución : 1, 2, 3 ó 4
6	NUMÉRICO	5	2	Demanda Máxima en MW

Nombre del archivo: SISTEMAS.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

### SUCURSALES O CENTROS DE ATENCIÓN

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE SUCURSAL O CENTRO DE ATENCIÓN
4	ALFANUMÉRICO	20		NOMBRE DE LA SUCURSAL O CENTRO DE ATENCION

Nombre del archivo: SUC\_CEAT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

### TABLA DE LOCALIDADES

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DEL SISTEMA ELÉCTRICO
3	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE LOCALIDAD
4	ALFANUMÉRICO	20		NOMBRE DE LOCALIDAD
5	NUMÉRICO	07		Máxima Demanda en KW

Nombre del archivo: LOCALI.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora



## TABLA DE UBICACIÓN RELEVADORES DE MÍNIMA DE FRECUENCIA

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	3		CÓDIGO DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA SEGÚN ANEXO N° 3.
2	ALFANUMÉRICO	10		CÓDIGO QUE IDENTIFICA AL RELEVADOR
3	ALFANUMÉRICO	7		CÓDIGO DE LA SET, DONDE SE INSTALA EL RELEVADOR
4	ALFANUMÉRICO	7		CÓDIGO DE LINEA O ALIMENTADOR ASOCIADO AL RELEVADOR
5	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCIÓN DEL SET

Nombre del archivo: RELEVAD.XXX

XXX → Cód. Empresa Distribuidora

## TABLA DE VÍAS

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	3		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA VÍA (ASIGNADO POR LA DISTRIBUIDORA)
4	NUMÉRICO	01	0	NÚMERO DE CARRILES: 1, 2, 3....., N
5	ALFANUMÉRICO	02		DENOMINACIÓN DE LA VÍA: AL = Alameda, AU = Autopista, AV = Avenida, CA = Calle, CR = Carretera, JR = Jirón, MA = Malecón, PS = Pasaje, PQ = Parque, OV = Ovalo, PL = Plaza, VE = Vía Expresa, OT = Otros
6	ALFANUMÉRICO	35		NOMBRE DE LA VÍA
7	ALFANUMÉRICO	20		LOCALIDAD DONDE COMIENZA LA VÍA
8	ALFANUMÉRICO	06		CÓDIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA (UBIGEO) SEGÚN INEI
9	NUMÉRICO	02	3	LONGITUD TOTAL DE LA VÍA EN KM (sólo el tramo comprendido dentro de la zona urbana)
10	NUMÉRICO	10	0	CANTIDAD DE PUNTOS LUMINOSOS
11	ALFANUMÉRICO	03		Clase de zona: UMA = Urbano Mayor ; UM = Urbano Menor UR1 = Urbano Rural – Zona A ; UR = Urbano Rural – Zona B UR1 = Urbano RURAL – Zona A-Subzona 2
12	ALFANUMÉRICO	02		CÓDIGO DE TIPO DE VÍA (ver tabla de códigos de tipos de vía)
13	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE TIPO DE ALUMBRADO

Nombre del archivo: VIASAP.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

### CÓDIGOS DE TIPOS DE VÍA

CÓDIGOS	DESCRIPCIÓN
RE	Regional
SR	Subregional
EX	Expresa
AR	Arterial
CO	Colectora
LR	Local residencial
LC	Local comercial
LU	Local rural
PP	Pasaje peatonal y otros

### CÓDIGOS DE TIPOS DE ALUMBRADO

I
II
III
IV
V

## CLIENTES LIBRES QUE PAGAN ALUMBRADO PÚBLICO(\*)

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO N° 3, QUE BRINDA EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO
2	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE LA LOCALIDAD DONDE SE UBICA EL SUMINISTRO
3	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO N° 3, QUE BRINDA EL SUMINISTRO AL CLIENTE LIBRE
4	ALFANUMÉRICO	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZÓN SOCIAL DE LA EMPRESA SEGÚN CORRESPONDA
5	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO
6	ALFANUMÉRICO	20		LOCALIDAD
7	ALFANUMÉRICO	06		CÓDIGO UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
8	ALFANUMÉRICO	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO

Nombre del archivo: CLILIBRE.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora que brinda el servicio de alumbrado público

(\*) Para control de compensaciones por concepto de Alumbrado Público

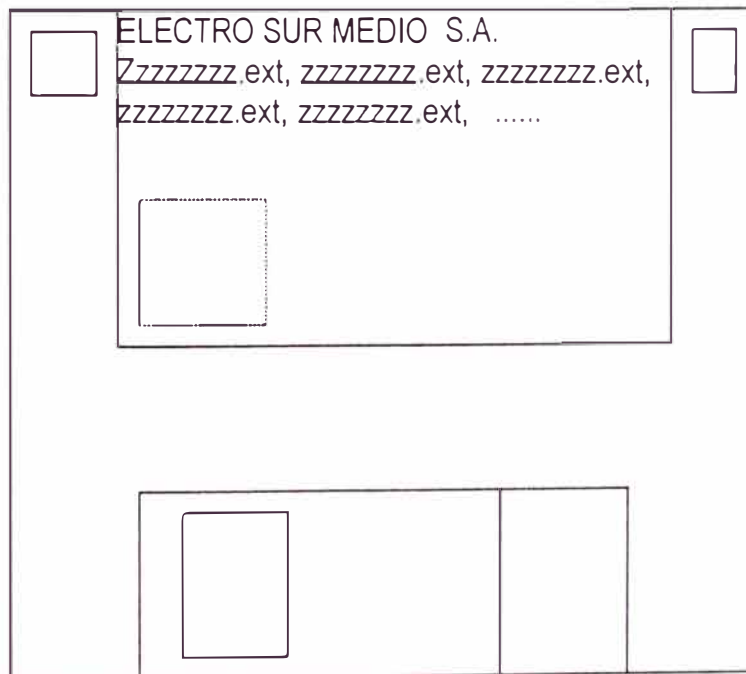
## ANEXO N° 2

# Rotulación de Diskettes

En caso de usarse diskettes para la transferencia de información, se define a continuación algunas reglas a seguir por parte los Suministradores, para la rotulación de los mismos.

- 1) Con el diskette colocado en la posición tal que la ventana de acceso a la parte magnética este dirigida hacia abajo, escribir en la parte superior izquierda el nombre de la empresa suministradora.
- 2) El resto de etiqueta se deberá usar para colocar los nombres de archivos que contiene, incluir el punto decimal y la extensión (12 caracteres: xxxxxxxx.ext ), separados por comas.
- 3) Queda reservada la esquina inferior izquierda para uso interno del OSINERG.

Se muestra esquemáticamente un ejemplo:



## ANEXO N° 3

### Nombre de archivo a utilizar en los intercambios de datos

A efectos de uniformizar criterios para la transferencia de la información, ésta en principio se remite codificada en formato ASCII y el nombre de los archivos en la forma:

XXXAXXXX.EXT

**Posiciones 1 al 3** Identificación de la **Empresa suministradora**

<b>ELP</b>	Electroperú	<b>EDN</b>	Edelnor	<b>EMP</b>	Emp. Mun. Paramonga
<b>EDG</b>	Edegel	<b>EDS</b>	Luz del Sur	<b>YAU</b>	Serv. Yauli-La Oroya
<b>ETV</b>	Etevensa	<b>ECA</b>	EDE Cañete	<b>ALB</b>	Albaco Ings. (Chao)
<b>EGN</b>	Duke Energy (Egenor)	<b>ESM</b>	Electro Sur Medio	<b>MPA</b>	Emp. Mun. Padre Abab
<b>EEP</b>	Emp. Eléctrica de Piura	<b>HID</b>	Hidrandina	<b>PAN</b>	Emp. Electro Pangoa
<b>EGM</b>	Egamsa	<b>ENO</b>	Electro Nor Oeste	<b>MAT</b>	Mun. Alto Trapiche
<b>EGA</b>	Egasa	<b>ELN</b>	Electro Norte	<b>MCV</b>	Mun. Campo Verde
<b>ENS</b>	Enersur	<b>SEA</b>	Soc. Eléc. Arequipa	<b>OYO</b>	Mun. de Oyón
<b>EGS</b>	Egesur	<b>ELS</b>	Electro Sur	<b>ETC</b>	Etecen
<b>TER</b>	Termoselva	<b>ESE</b>	Electro Sur Este	<b>ETS</b>	Etesur
<b>CNP</b>	Cem. Norte Pacasmayo	<b>ELC</b>	Electro Centro	<b>TRM</b>	Transmantaro
<b>CAH</b>	Emp.Gen. de Cahua	<b>EUC</b>	Electro Ucayali	<b>RDS</b>	Redes del Sur
<b>SHO</b>	Shougesa	<b>EOR</b>	Electro Oriente	<b>DEP</b>	Depolti
<b>EAN</b>	Electroandes	<b>RIO</b>	Serv. Eléct. Rioja	<b>SOU</b>	Southern Peru Limited
<b>SGB</b>	San Gaban	<b>EMU</b>	Emp.Munic.Utcubamba	<b>EPU</b>	Electro Puno
<b>CUR</b>	Curumuy	<b>CEV</b>	Cons. Eléct.Villacurí	<b>TRS</b>	Eteselva
<b>ATC</b>	G.E. Atocongo	<b>ETO</b>	Electro Tocache		

**Posición 4**

Siempre A

**\*Posición 5 y 6**

Identificación del año - los dos últimos dígitos del año: 98,99,00,01,.....

**\*Posición 7 y 8**

Identificación del período:

Para información mensual - Dos dígitos según orden del mes: 01, 02,...,11 y 12.

Para información trimestral - Identificación del trimestre: T1 , T2, T3 ó T4

Para información semestral - Identificación del semestre: S1 o S2

**Posición 9**

Punto decimal ( . )

**Posiciones 10-12**

Extensión: Tipo de información que contiene el archivo. Según extensión del nombre de archivo que se indica en cada Tabla Informática definidas más adelante.

\* Para el caso de la programación de interrupciones, formato con extensión **.PIN**, las posiciones 5 a la 8 se utilizarán para indicar la secuencia anual del reporte de programación, iniciándose desde 0001 hasta 9999.

**EMPRESA:**

<b>PLANILLA DE MEDICIÓN</b>	N° IDENTIFICADOR:
	ARCHIVO:

LOCALIDAD/SUC:	DEPARTAMENTO:	PROVINCIA :	DISTRITO:
----------------	---------------	-------------	-----------

**COLOCACIÓN - FECHA Y HORA:**

<b>DATOS DEL USUARIO</b>	
NOMBRE:	
DIRECCIÓN:	
CÓDIGO POSTAL:	
TELÉFONO:	
N° DE SUMINISTRO:	
TARIFA:	
TENSIÓN DE SUMINISTRO:	

<b>TIPO DE PUNTO</b>		
SELECCIONADO	REMEDIACIÓN	RECLAMO
REPET. MEDICIÓN FALLIDA	REQUERIDO POR OSINERG	
ALTERNATIVO, REEMPLAZA A:		

<b>TIPO DE SUMINISTRO</b>	MONOFÁSICO	TRIFÁSICO	
<b>PARÁMETRO A MEDIR</b>	TENSIÓN	FLICKER	ARMÓNIC.

<b>TIPO DE SERVICIO:</b>				
URBANO		URB-RURAL		RURAL

<b>REGISTRADOR INSTALADO:</b>
MARCA:
NÚMERO:

<b>OBSERVACIONES DE INSTALACIÓN:</b>
--------------------------------------

.....  
 INTERVINO POR EL OSINERG  
 FIRMA Y ACLARACIÓN

.....  
 USUARIO  
 FIRMA Y ACLARACIÓN  
 (No aplica para mediciones en Barras BT de SED's)

.....  
 INTERVINO POR EL SUMINISTRADOR  
 FIRMA Y ACLARACIÓN

**RETIRO - FECHA Y HORA:**

<b>OBSERVACIONES DE RETIRO:</b>
---------------------------------

.....  
 INTERVINO POR EL OSINERG  
 FIRMA Y ACLARACIÓN

.....  
 USUARIO  
 FIRMA Y ACLARACIÓN  
 (No aplica para mediciones en Barras BT de SED's)

.....  
 INTERVINO POR EL SUMINISTRADOR  
 FIRMA Y ACLARACIÓN

Nota: La firma del Usuario solo acredita haber tomado conocimiento de la medición

## Anexo N° 4

### Formación del N° IDENTIFICADOR

La siguiente codificación identifica cada una de las campañas de mediciones en forma unívoca, con excepción de los campos 13 y 14 que variaran según corresponda:

POSICIÓN	TEMA	DESCRIPCIÓN DETALLADA
1 a 3	Empresa	Identificación de la Empresa Suministradora (según Anexo N° 3).
4 y 5	Año	Los dos últimos dígitos del año
6 y 7	Período	Dos dígitos según orden del mes: 01,02,.....,12 Para información semestral: S1 y S2
8	Tipo de medición	Identificación del tipo de medición ( un ALFANUMÉRICO ) 1...Medición de TENSION en puntos en MAT, AT, MT 2...Medición de TENSION en puntos en BT 3...Medición de PERTURBACIONES en puntos en MAT, AT, MT 4...Medición de PERTURBACIONES en BARRAS BT de SED 5...Mediciones de FRECUENCIA 6...Mediciones de PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA 7...Mediciones de ALUMBRADO PÚBLICO
9 a 12	LOCALIDAD	Código de Localidad.
13	Tipo de punto de medición	B ... seleccionado o básico A ...alternativo R ...reclamo F ...repetición de medición fallida O ...solicitado por OSINERG X...remediación
14	N° Medición	0 para primera medición 1, 2, 3,.....,8, 9, A, B, C,....., Z para sucesivas mediciones en el mismo punto hasta que la calidad sea aceptable

Ejemplo: ESM01032 NAZCX5

Donde:

ESM: Electro Sur Medio  
01: año 2,001  
03: mes de marzo  
2: medición de TENSION en BT  
NAZC: Código de Localidad  
X: remediación  
5: Quinta remediación.

## ANEXO "T1"

# CRONOGRAMA DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO

### TENSIÓN

NOMBRE EMPRESA:

MES: MMMMMMMM / AA

PAG. XXX

#### CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE TENSIÓN : MAT, AT, MT

NÚMERO IDENTIFIC	NOMBRE DE LOCALIDAD	TENSIÓN ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	NÚMERO SUMINIST	OPC TAR	NOMBRE/RAZON SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado: Distrito, Provincia, departamento.	CÓDIGO LÍNEA	CÓDIGO SET	TELF. USUA.	FECHA DE INSTALACION
← 14pos →	← 10 pos →	← 8 pos →	< 1 >	< 10 pos >	< 5 >	20 pos	30 pos	< 7pos >	< 7pos >	< 9 pos >	DD/MM/AAAA
TOTAL MEDICIONES DE TENSIÓN MA, AT, MT: .....9999											

#### CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE TENSIÓN : BT

NÚMERO IDENTIFIC	NOMBRE DE LOCALIDAD	TENSIÓN ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	NÚMERO SUMINIST	OPC TAR	TIP SER	TIP SUM	NOMBRE/RAZON SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado: Distrito, Provincia, departamento.	CÓDIGO ALIM	CÓDIGO SED	TELF. USUA.	FECHA DE INSTALACION
← 14pos →	← 10 pos →	← 8 pos →	< 1 >	< 10 pos →	< 5 >	< 2 >	< 2 >	20 pos	30 pos	< 7pos >	< 7pos >	< 9 >	DD/MM/AAAA
TOTAL MEDICIONES DE TENSIÓN BT: .....9999													

### PERTURBACIONES

NOMBRE EMPRESA:

MES: MMMMMMMM / AA

PAG. XXX

#### CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE FLICKER Y ARMÓNICAS : MAT, AT, MT

NÚMERO IDENTIFIC	NOMB. DE LOCALIDAD	TENSIÓN ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	PAR MED	NÚMERO SUMINIST	OPC. TAR	NOMBRE/RAZON SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado: Distrito, Provincia, departamento.	CÓDIGO LÍNEA	CÓDIGO SET	TELF. USUA.	FECHA DE INSTALACION
← 14 pos →	← 10 pos →	← 8 pos →	< 1 >	< 2 >	< 10 pos →	< 5 →	20 pos	30 pos	< 7 pos >	< 7 pos >	< 9 pos >	DD/MM/AAAA
TOTAL MEDICIONES DE FLICKER Y ARMÓNICAS MAT,AT,MT:.....9999												

#### CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE FLICKER Y ARMONICAS EN BARRAS BT DE S.E. MT/BT

NÚMERO IDENTIFIC	NOMBRE DE LOCALIDAD	TENSIÓN MT(VOLT)	TENSIÓN BT(VOLT)	TIPO PUNTO	PAR MED	SUBESTACIÓN MT/ BT (SED)		FECHA DE INSTALACIÓN
						CÓDIGO	Dirección, distrito, provincia, dpto	
← 14 pos →	← 10 pos →	← 8 pos →	← 8 pos →	< 1 >	< 2 >	< 7Pos >	30 pos	DD/MM/AAAA
TOTAL MEDICIONES DE FLICKER Y ARMONICAS EN BARRAS BT DE S.E. MT/BT:.....999								

## ANEXO N° 5

### DISEÑO DE REGISTROS DE LOS CRONOGRAMAS DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE CALIDAD DEL PRODUCTO

#### TENSIÓN :

- Nombre del archivo: XXXAXXXX.MTE
- Nombre del archivo: XXXAXXXX.ATE (para las mediciones adicionales)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente	10	ALF	
3	Fecha de instalación del equipo registrador	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
4	Código de Tipo de trabajo para levantar la mala calidad (el más importante)	2	ALF	Sólo para casos de REMEDIACIÓN: TP= Modificación topología RF= Reforzamiento de redes BA= Balance de cargas NC= Creación de Nuevos Centros de carga RT= Regulación de taps OT= Otros

#### PERTURBACIONES: FLICKER Y ARMONICAS

- Nombre del archivo: XXXAXXXX.MPE
- Nombre del archivo: XXXAXXXX.APE (para las mediciones adicionales)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente o Código de la Subestación de Distribución (SED)	10	ALF	Según el caso
3	Parámetro a medir: F ; A ; FA	2	ALF	F=flicker; A=armónicas; FA= flicker y armónicas
4	Fecha de instalación del equipo registrador	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)

## ANEXO N° 6

### DISEÑO DE REGISTROS DE LOS REPORTES DE MEDICIONES EFECTUADAS PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO

- Nombre del archivo: xxxAxxxx.CCT → para Tensión
- Nombre del archivo: xxxAxxxx.CCP → para Perturbaciones

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número secuencial de la medición remitida en el MES	3	NUM	001, 002, ....., n
2	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
3	Nombre del Archivo que contiene la Información Fuente	25	ALF	Ej. XXXXXX XXXX XXXX .XXX
4	Número del Suministro medido o código de la S.E. de Distribución	10	ALF	Número del suministro MEDIDO o código de la SED
5	Tipo de Alimentación: MO, DN, DA, YA, YT	2	ALF	MO= monofásico, DN= Delta Normal DA= Delta Abierto, YA= Estrella neutro Aislado YT= Estrella neutro a Tierra YN= Estrella con neutro corrido
6	Número de Suministro al que REEMPLAZA	10	ALF	Sólo para casos de mediciones de TENSIÓN BT en punto alternativo
7	Parámetro medido: TE, TP, FL, AR, FA o EN Para casos de archivos de medición independiente de la Energía)	2	ALF	TE= Tensión, TP= Tensión y Perturbaciones, FL= Flicker, AR= Armónicas, FA= Flicker y Armónicas o EN= Energía
8	Tensión de suministro(voltios)	7	NUM	BT → nominal; MT, AT y MAT → según contrato
9	Marca y modelo del equipo registrador	25	ALF	
10	Número de Serie del equipo registrador	15	ALF	
11	Factor de corrección: TENSIÓN	4.3	NUM	Por transformador de medición de TENSIÓN, Este factor multiplicará a lo registrado por el equipo para la evaluación del indicador de tensión, el cual guardará relación con la tensión de suministro (campo8).

12	Factor de corrección: CORRIENTE	4.3	NUM	Por transformador de medición de CORRIENTE, Este factor multiplicará a lo registrado por el equipo para la evaluación de la compensación.
13	Fecha de instalación del equipo registrador	8	ALF	Ddmmaaaa (dia, mes y año)
14	Fecha de retiro del equipo registrador	8	ALF	Ddmmaaaa (dia, mes y año)
15	Hora de retiro del equipo registrador	4	ALF	HHmm
16	Resultado de la medición	1	ALF	V= Válida F= Fallida
17	Presencia de Flicker (PST>1) sólo para el caso de mediciones de tensión BT	02	ALF	Si o No (dejar en blanco en caso de mediciones de perturbaciones o tensiones MT/AT/MAT)
18	Presencia de Armónicas (THD>5%) sólo para el caso de mediciones de tensión BT	02	ALF	Si o No (dejar en blanco en caso de mediciones de perturbaciones o tensiones MT/AT/MAT)
19	Observaciones de instalación / retiro	60	ALF	

## ANEXO N° 7

### DISEÑO DE REGISTROS DE LOS REPORTES DE MEDICIONES FUERA DE RANGO

#### TENSIÓN

- Nombre del archivo: XXXAXXXX.FTE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Cód. o número de suministro
3	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_1	3	N	Para V → 5% < ΔV ≤ 7.5%
4	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_2	3	N	Para V → 7.5% < ΔV ≤ 10%
5	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_3	3	N	Para V → 10% < ΔV ≤ 12.5%
6	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_4	3	N	Para V → 12.5% < ΔV ≤ 15%
7	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_5	3	N	Para V → 15% < ΔV ≤ 17.5%
8	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_6	3	N	Para V → ΔV > 17.5%
9	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_7	3	N	Para V → -7.5% ≤ ΔV < -5%
10	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_8	3	N	Para V → -10% ≤ ΔV < -7.5%
11	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_9	3	N	Para V → -12.5% ≤ ΔV < -10%
12	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_10	3	N	Para V → -15% ≤ ΔV < -12.5%
13	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_11	3	N	Para V → -17.5% ≤ ΔV < -15%
14	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_12	3	N	Para V → ΔV < -17.5%

#### PERTURBACIONES: FLICKER Y ARMÓNICAS

- Nombre del archivo: XXXAXXXX.FPE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente o Código de la Subestación de Distribución (SED)	10	ALF	Según sea el caso
3	FLICKER: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias para DPF ≥ 1	4	N	Es decir cuando Pst ≥ 2
4	FLICKER: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias para DPF < 1	4	N	Es decir cuando Pst < 2
5	ARMÓNICAS: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias cuando DPA ≥ 1	4	N	
6	ARMÓNICAS: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias cuando DPA < 1	4	N	

#### Nombre del archivo: xxxAxxxx.BAR (Reporte de Armónicas por Bandas de un Punto Porcentual)

Campo	Descripción	Long	Tipo	Observaciones
1	Número Identificador	14	ALF	Ver anexo N° 4
2	Código de suministro o SED	10	ALF	Número de suministro del cliente o código de la SED
3	Armónica Individual i o THD que excede las tolerancias	3	ALF	Un registro por cada Vi o "THD" que exceda tolerancias
4	Energía Total de la medición	10.3	N	Energía total suministrada kWh
5	Energía de intervalos exceden la tolerancia	10.3	N	Referido a la Armónica Individual i o THD
6	Cantidad de intervalos en rango 0% < Vi ≤ 1%	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia



7	Cantidad de intervalos en rango $1% < Vi \leq 2%$	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia
8	Cantidad de intervalos en rango $2% < Vi \leq 3%$	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia
9	Cantidad de intervalos en rango $3% < Vi$ o THD $\leq 4%$	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia
10	Cantidad de intervalos en rango $4% < Vi$ o THD $\leq 5%$	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia
N	Cantidad de intervalos en $(n-6)% < Vi$ o THD $\leq (n-5)%$	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia

Nombre del archivo: **xxxAxxxx.BFL** (Reporte de Flicker en Bandas de 0.1 por unidad)

Campo	Descripción	Long	Tipo	Observaciones
1	Número Identificador	14	ALF	Ver anexo N° 4
2	Código de suministro o SED	10	ALF	Número de suministro del cliente o código de la SED
3	Energía total de la medición	10.3	N	Energía total suministrada kWh
4	Energía de intervalos con $pst > 1$	10.3	N	Energía de mala calidad kWh
5	Cantidad de intervalos con $1.0 < Pst \leq 1.1$	3	N	
6	Cantidad de intervalos con $1.1 < Pst \leq 1.2$	3	N	
7	Cantidad de intervalos con $1.2 < Pst \leq 1.3$	3	N	
8	Cantidad de intervalos con $1.3 < Pst \leq 1.4$	3	N	
9	Cantidad de intervalos con $1.4 < Pst \leq 1.5$	3	N	
n	Cantidad de intervalos con $n/10 + .5 < Pst \leq n/10 + .6$	3	N	

## FRECUENCIA

• Nombre del archivo: **XXXAxxxx.FFR**

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Código del punto controlado asignado por el respectivo COES o por el respectivo Encargado de la Operación en tiempo real del sistema aislado.	10	ALF	
3	Cantidad de Intervalos con VARIACIONES SOSTENIDAS en Rango_1	4	N	Rango_1 $\rightarrow 0.6 <  \Delta f_q(\%)  \leq 1.0$
4	Cantidad de Intervalos con VARIACIONES SOSTENIDAS en Rango_2	4	N	Rango_2 $\rightarrow 1.0 <  \Delta f_q(\%) $
5	Número de VARIACIONES SÚBITAS	5	N	En el mes
6	Cantidad de VARIACIONES DIARIAS $M_{VDF}$ (ciclos) en Rango_1 según corresponda:	2	N	* SEIN $\rightarrow 600 < M_{VDF} \leq 900$ * Sist. Eléc. Pot. Ins.Gen. entre 100 y 1000 MW $\rightarrow 900 < M_{VDF} \leq 1350$ * Sist. Eléc. Pot. Ins. Gen menor a 100 MW $\rightarrow 1200 < M_{VDF} \leq 1800$ * Sist. Aisl. Mayor $\rightarrow 1200 < M_{VDF} \leq 1800$
7	Cantidad de VARIACIONES DIARIAS $M_{VDF}$ (ciclos) en Rango_2 según corresponda:	2	N	* SEIN $\rightarrow 900 < M_{VDF}$ * Sist. Eléc. Pot. Ins.Gen. entre 100 y 1000 MW $\rightarrow 1350 < M_{VDF}$ * Sist. Eléc. Pot. Ins. Gen menor a 100 MW $\rightarrow 1800 < M_{VDF}$ * Sist. Aisl. Mayor $\rightarrow 1800 < M_{VDF}$

• Nombre del archivo: **XXXAxxxx.FCR**

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Código del punto controlado	10	ALF	

3	Tipo de Indicador	1	ALF	I=IVDF; S=Súbita; T= Sostenida
4	Fecha	10	DATE	Aaaa-mm-dd
5	Intervalo	8	TIME	HH:mm:ss HH: <15:00, 30:00, 45:00, 00:00 > para sostenida HH:mm:59 para súbita 23:59:59 para IVDF
6	Valor del Indicador	6.4	N	Transgresiones según D.S 013-2000-EM IVDF en ciclos Sostenidas en % Súbitas en Hz.

## ANEXO N° 8

### DISEÑO DE LOS REGISTROS DE REPORTE DE COMPENSACIONES

#### TENSIÓN

- Nombre del archivo: XXXAXXXX.CTE para reporte mensual
- Nombre del archivo: XXXAXXSX.CTE para reporte semestral (sólo en segunda etapa)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador respectivo	14	ALF	Correspondiente a la medición, según Anexo 4
2	Número del Suministro medido	10	ALF	Suministro medido fuera de tolerancias, que origina la compensación
3	Número de suministro del Cliente a compensar	10	ALF	Código o número del suministro del cliente a compensar.
4	Tipo de Energía: M= medida o E= evaluada	1	ALF	M; E ( E según 7ª. Disposición Final-NTCSE)
5	Energía Suministrada kWh	10.3	N	La energía corresponde al mes por el cual se compensa
6	Energía total medida o evaluada en kWh dentro del Rango Absoluto_A1	10.3	N	Rango_A1 $\rightarrow 5.0 <  \Delta V_p(\%)  \leq 7.5$ (caso: Todo servicio) Rango_A1 $\rightarrow 7.5 <  \Delta V_p(\%)  \leq 10.0$ (caso: Red Sec.Rural BT)
7	Energía total medida o evaluada en kWh dentro del Rango Absoluto_A2	10.3	N	Rango_A2 $\rightarrow 7.5 <  \Delta V_p(\%) $ (caso: Todo servicio) Rango_A2 $\rightarrow 10.0 <  \Delta V_p(\%) $ (caso: Red Sec.Rural BT)
8	Número de intervalos dentro del rango A1.	10	N	Rango_A1 $\rightarrow 5.0 <  \Delta V_p(\%)  \leq 7.5$ (caso: Todo servicio) Rango_A1 $\rightarrow 7.5 <  \Delta V_p(\%)  \leq 10.0$ (caso: Red Sec.Rural BT)
9	Número de intervalos dentro del rango A2.	10	N	Rango_A2 $\rightarrow 7.5 <  \Delta V_p(\%) $ (caso: Todo servicio) Rango_A2 $\rightarrow 10.0 <  \Delta V_p(\%) $ (caso: Red Sec.Rural BT)
10	Sumatoria de todos los valores de AP (cada valor de tensión con 2 decimales de aproximación)	10.2	N	
11	Monto de compensación al Cliente	7.4	N	En U.S. dólares.
12	Año	4	ALF	Año a que corresponde la compensación.
13	Mes	2	ALF	Mes a que corresponde la compensación (01, 02, ..., 11, 12) ó Semestre al que corresponde la compensación en el caso del reporte SEMESTRAL.

# PERTURBACIONES: FLICKER Y ARMÓNICAS

- Nombre del archivo: XXXAXXXX.CPE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador respectivo	14	ALF	Correspondiente a la medición, según Anexo 4
2	Número de Suministro medido o Código de Subestación de Distribución (SED) controlada	10	ALF	Número o código del punto medido fuera de tolerancias, que origina la compensación
3	Número de suministro del Cliente a compensar	10	ALF	Código o número de suministro del cliente a compensar.
4	Total energía entregada con FLICKER fuera de tolerancia cuando $DPF(r) \geq 1$	10.3	N	En kWh
5	Total energía entregada con FLICKER fuera de tolerancia cuando $DPF(r) < 1$	10.3	N	En kWh
6	Monto de compensación al Cliente por Flicker fuera de tolerancias	7.4	N	En U.S dólares ( por Flicker )
7	Total energía entregada con ARMÓNICAS fuera de tolerancia cuando $DPA(s) \geq 1$	10.3	N	En kWh
8	Total energía entregada con ARMÓNICAS fuera de tolerancia cuando $DPA(s) < 1$	10.3	N	En kWh
9	Monto de compensación al Cliente por Armónicas fuera de tolerancias.	7.4	N	En U.S dólares ( por Armónicas )

## FRECUENCIA

- Nombre del Archivo: XXXAXXXX.CFR para reporte mensual
- Nombre del Archivo: XXXAXXSX.CFR para reporte semestral (sólo en segunda etapa)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador respectivo	14	ALF	Correspondiente a la medición, según Anexo 4
2	Código del punto controlado asignado por el respectivo COES o por el respectivo Encargado de la Operación en tiempo real del sistema aislado.	10	ALF	Código del punto con mediciones fuera de tolerancias, que origina la compensación
3	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número de suministro del cliente a compensar
4	Energía Suministrada kWh	10.3	N	La energía corresponde al mes por el cual se compensa
5	Potencia Máxima suministrada Kw	10.3	N	La potencia corresponde al mes por el cual se compensa
6	Potencia máxima asociada a los intervalos donde se transgredió la tolerancia (V. SÚBITAS)	10.3	N	Solo aplicable para las generadores
7	Monto_1 : Compensación al Cliente por Variac. Sostenidas	7.4	N	En U.S dólares ( por Variaciones sostenidas )
8	Monto_2 : Compensación al Cliente por Variaciones Súbitas	7.4	N	En U.S dólares ( por Variaciones súbitas )
9	Monto_3 : Compensación al Cliente por Variac. Diarias	7.4	N	En U.S dólares ( por Variaciones diarias )
10	Monto total de compensación al Cliente por mala calidad de Frecuencia (Monto_1 + Monto_2+ Monto_3)	7.4	N	En U.S. dólares.

## TABLA DE RESARCIMIENTOS POR MALA CALIDAD DE PRODUCTO

- Nombre del archivo: XXXAXXXX.RCP para reporte mensual
- Nombre del archivo: XXXAXXSX.RCP para reporte semestral (sólo en segunda etapa)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
-------	-------------	------	------	---------------

1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo No. 3
2	Año al que corresponde el resarcimiento	4	ALF	Formato AAAA
3	Mes ó Semestre al que corresponde el resarcimiento	2	ALF	01, 02, 03,.....11, 12 → para el reporte mensual S1 o S2 → para el reporte semestral
4	Código del suministrador que recibirá el resarcimiento	3	ALF	Código según anexo N° 3 de la Base Metodológica
5	Resarcimiento al suministrador por mala calidad en Tensión	10.4	N	En U.S. dólares.
6	Resarcimiento al suministrador por mala calidad en Frecuencia	10.4	N	En U.S. dólares

## ANEXO N° 9

### DISEÑO DE REGISTROS SOBRE LA CALIDAD DEL SUMINISTRO

#### DISEÑO DE REGISTRO DE INTERRUPCIONES PROGRAMADAS

Nombre de archivo: xxxAxxxx.PIN (donde Axxxx se usará para secuencia de las interrupciones en un semestre)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código de la Empresa Suministradora	3	ALF	Según ANEXO 3
2	Código de Interrupción	10	ALF	Código o número asignado a la interrupción
3	Fecha programada de inicio de la interrupción	8	ALF	Formato : ddmmaaaa
4	Hora programada de inicio de la interrupción	6	ALF	Formato : hhmmss
5	Código Tipo de Programación	1	ALF	M: Mantenimiento, E: Expansión o Reforzamiento de Redes.
6	Fecha programada de término de la interrupción	8	ALF	Formato : ddmmaaaa
7	Hora programada de término de la interrupción	6	ALF	Formato : hhmmss
8	Aviso_1 de notificación al cliente	1	ALF	C= por Carta , P= por Periódico , T= por Televisión R= por radio , V= por volantes , O= por Otros medios
9	Fecha de la notificación al cliente	8	ALF	Formato : ddmmaaaa
10	Aviso_2 de notificación al cliente (si se notificó usando más de un medio)	1	ALF	C= por Carta , P= por Periódico , T= por Televisión R= por radio , V= por volantes , O= por Otros medios
11	Fecha de la notificación al cliente	8	ALF	Formato : ddmmaaaa
12	Ubicación de punto de interrupción programado	60	ALF	Dirección, localidad y denominación de la instalación en donde se efectuará el trabajo
13	Nombre del responsable	60	ALF	Responsable de los trabajos programados
14	Resumen de actividades	200	ALF	Ser lo más conciso posible teniendo en cuenta que se debe indicar las características de las instalaciones nuevas y de las que serán cambiadas
15	Sustentación Expansión/Reforzamiento	150	ALF	Detalle de las razones por las que consideran que tal interrupción es Expansión o Reforzamiento de redes

#### REPORTE TRIMESTRAL DE INTERRUPCIONES

Nombre del archivo: xxxAxxTx.RIN

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código de la Empresa Suministradora	3	ALF	Según ANEXO 3
2	Código de Interrupción	10	ALF	Código o número asignado a la interrupción
3	Código de Subestación SET o SED	7	ALF	Código SET → cuando el suministro es MAT/AT/MT Código SED → cuando el suministro es BT
4	Número del suministro	10	ALF	Número del suministro del cliente afectado.
5	Tensión	3	ALF	MAT, AT, MT o BT
6	Fecha real de inicio de la interrupción	8	ALF	Formato : ddmmaaaa
7	Hora real de inicio de la interrupción	6	ALF	Formato : hhmmss
8	Fecha real de término de la interrupción	8	ALF	Formato : ddmmaaaa
9	Hora real de término de la interrupción	6	ALF	Formato : hhmmss
10	Código Ubicación Geográfica (UBIGEO) del suministro	6	ALF	Según tabla INEI

# REPORTE MENSUAL DE DETALLES DE INTERRUPCIONES

Nombre del archivo: xxxAxxxx.RDI

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código de la Empresa Suministradora	3	ALF	Código de la empresa suministradora según ANEXO 3
2	Código de Interrupción	10	ALF	Código de la interrupción (unívoca para cada interrupción).
3	Modalidad de detección	1	ALF	1 : Llamada telefónica 2: Revisión de registros de Calidad del Producto 3: Análisis de otro registro ( del cliente o suministrador ) T: Más de una modalidad A : Registro automático P : Cuando la interrupción es programada.
4	Código de tipo de interrupción	1	ALF	M: Mantenimiento, E: Expansión o Reforzamiento de Redes, P= Programado, N= No programado, R: Rechazo de carga
5	Con solicitud de Fuerza Mayor	1	ALF	En blanco = No se solicitó ; F= se solicitó Fuerza Mayor
6	Código de causa de interrupción	1	ALF	Ver tabla de Códigos de causa de interrupción
7	Fecha Inicio interrupción	8	ALF	DDMMAAAA
8	Hora de Inicio de la interrupción	6	ALF	Formato : hhmmss
9	Fecha Término interrupción	8	ALF	DDMMAAAA
10	Hora de Término de la interrupción	6	ALF	Formato : hhmmss
11	Fase o fases interrumpidas	3	ALF	R, S, T, RS, RT, ST o RST
12	Potencia Interrumpida Estimada	4.3	N	En Mw
13	Energía no suministrada Estimada	8.3	N	En Mwh
14	Número de Suministros regulados afectados	8.0	N	
15	Número de Clientes Libres afectados	5.0	N	
16	Código de localidad donde se originó la falla	7	ALF	No aplicable a generadoras ni transmisoras
17	Motivo señalado de la falla	50	ALF	Describir motivo de la falla
18	Localización de la falla	50	ALF	La SET, alimentador, etc

## TABLA SEMESTRAL INTERRUPCIONES POR MÍNIMA FRECUENCIA

Nombre del Archivo: XXXAXXSx.RIM

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo No. 3
2	Año	4	ALF	Formato AAAA
3	Semestre	2	ALF	S1 o S2 (primer o segundo semestre)
4	Código del relevador	10	ALF	Código asignado al relevador
5	Energía Teóricamente No Suministrada (ENSr)	15.3	N	
6	Número de Interrupciones por rechazo de carga en el semestre	4	N	
7	Duración Total de Interrupciones por rechazo de carga en el semestre	6.2	N	

## ANEXO N° 10

### TABLA DE CAUSAS DE INTERRUPCIONES

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
T	Terceros
S	Propias del suministrador
C	Fenómenos climáticos
B	Internas propias del usuario, (no compensables)
O	Otras causales

## ANEXO N°11-1

### TABLA DE COMPENSACIÓN SEMESTRAL POR MALA CALIDAD DEL SUMINISTRO

#### Por interrupciones en el punto de entrega

Nombre del Archivo: xxxAxxSx.CI1

Nombre del Archivo: xxxAxxTn.CI1 Para reporte trimestral (n= 1, 2, 3 ó 4) por actualizaciones de compensaciones

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo No. 3
2	Año al que corresponde la compensación	4	ALF	Formato AAAA
3	Semestre al que corresponde la compensación	2	ALF	S1 o S2 (primer o segundo semestre)
4	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número del suministro afectado
5	Código Ubicación Geográfica (UBIGEO) del suministro	6	ALF	Según tabla INEI
6	Tensión de suministro (muy alta/alta, media o baja tensión)	2	ALF	MA; MT; BT
7	No. de interrupciones NO PROGRAMADAS	4	N	No. De interrupciones en el semestre, sin ponderar
8	No. de interrupciones PROGRAMADAS POR MANTENIMIENTO	4	N	
9	No. de interrupciones PROGRAMADAS POR EXPANSIÓN O REFORZAMIENTO DE REDES	4	N	
10	Duración de interrupciones NO PROGRAMADAS	6.2	N	DURACIONES REALES en el semestre (en horas y decimales de hora), sin ponderar
11	Duración de interrupciones PROGRAMADAS POR MANTENIMIENTO	6.2	N	
12	Duración de interrupciones PROGRAMADAS POR EXPANSIÓN O REFORZAMIENTO DE REDES	6.2	N	
13	Energía registrada en el semestre (ERS)	15.3	N	Expresada en kWh.
14	Monto de compensación al Cliente por interrupciones en el punto de entrega	10.4	N	En U.S. dólares.
15	Monto de compensación por Ley de Concesiones	10.4	N	En U.S. dólares, acumulado en el semestre.

#### Por rechazo de carga

Nombre del Archivo: xxxAxxSx.CI2

Nombre del Archivo: xxxAxxTn.CI2 Para reporte trimestral (n= 1, 2, 3 ó 4) por actualizaciones de compensaciones.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo No. 3
2	Año al que corresponde la compensación	4	ALF	Formato AAAA
3	Semestre al que corresponde la compensación	2	ALF	S1 o S2 (primer o segundo semestre)
4	Código del relevador	10	ALF	Código o número del relevador
5	Código del Suministro a compensar o código de distribuidora a compensar.	10	ALF	Distribuidoras: Código del suministro Generadoras: Código de Distribuidora (Llenar solo las 3 primeras posiciones)
6	Energía registrada en el semestre (ERS) del suministro	15.3	N	Solo para el caso de distribuidoras
7	Monto de compensación al Cliente por interrupciones por rechazo de carga.	10.4	N	En U.S. dólares.

## ANEXO N°11-2

### TABLA DE RESARCIMIENTOS POR MALA CALIDAD DEL SUMINISTRO

Nombre del Archivo: xxxAxxSx.CI3

Nombre del Archivo: xxxAxxTn.CI3 Para reporte trimestral (n= 1, 2, 3 ó 4) por actualizaciones de compensaciones

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo No. 3
2	Año al que corresponde la compensación	4	ALF	Formato AAAA
3	Semestre al que corresponde la compensación	2	ALF	S1 o S2 (primer o segundo semestre)
4	Código del suministrador que recibirá el resarcimiento	3	ALF	Código según anexo N° 3 de la Base Metodológica
5	Resarcimiento al generador por interrupciones en un punto de entrega generador/distribuidor	10.4	N	En U.S. dólares.
6	Resarcimiento al generador afectado por Interrupciones por RECHAZO DE CARGA	10.4	N	En U.S. dólares.
7	Resarcimiento al suministrador por Interrupciones a Clientes con el mismo nivel de tensión del punto de entrega generador/distribuidor	10.4	N	En U.S. dólares.

## ANEXO N° 12

### ESTADÍSTICA MENSUAL DE RECLAMOS Y REQUERIMIENTOS / CONSULTAS QUE NO SON RECLAMOS

**AÑO:**

**MES:**

**EMPRESA:**

**1.-) POR FORMA DE PRESENTACIÓN :**

N° DE RECLAMOS PRESENTADOS				N° DE REQUERIMIENTOS / CONSULTAS QUE NO SON RECLAMOS			
ORALES	ESCRITOS	TELEFÓNICOS	TOTAL	ORALES	ESCRITOS	TELEFÓNICOS	TOTAL

**2.) POR TIPIFICACIÓN**

**2.A.-) NÚMERO DE RECLAMOS**

RUBROS	PENDIENTES MES ANTERIOR	PRESENTADOS EN EL MES	TOTAL MES PEND+PRESENT	CONCILIADOS			CON RESOLUCIÓN					PENDIENTES / EN PROCESO	
				y/o ATENDIDOS DENTRO DE 3 DÍAS HÁBILES	DENTRO DE 11 DÍAS HÁBILES	ANTES DE RESOLUCIÓN	INADMISIBLE	FUNDADO	FUNDADO EN PARTE	INFUNDADO	IMPROCEDEN TE		
CORTE Y RECONEXIÓN													
COMPENSACIONES													
CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES													
CONSUMO EXCESIVO / EXCESO FACTURACIÓN													
DEUDA DE TERCEROS													
MEDIDOR MALGRADO / DEFECTUOSO													
NUEVOS SUMINISTROS O MODIF. EXISTENTES													
RECUPERO													
POR COBRO REEMPLAZO MEDIDOR													
POR ALUMBRADO PÚBLICO													
CALIDAD DE PRODUCTO Y/O SUMINISTRO													
RETIRO Y/O REUBICACIÓN INSTALACIONES													
INSTALACIONES DEFECTUOSAS / PELIGROSAS													
OTROS_1: .....													
OTROS_2: .....													
OTROS_3: .....													
OTROS													
TOTALES :													



2B.- NÚMERO DE REQUERIMIENTOS / CONSULTAS QUE NO SON RECLAMOS

RUBROS	PENDIENTES MES ANTERIOR	PRESENTADOS EN EL MES	TOTAL MES PEND+PRESENT.	SOLUCIONADOS DENTRO DE LAS 24 HORAS	SOLUCIONADOS ENTRE 24 Y 72 HORAS	SOLUCIONADOS MÁS DE 72 HORAS	RESPUESTA NEGATIVA/ ANULADOS	PENDIENTES
LÁMPARA APAGADA / ROTA / NO EXISTE								
POSTE/ LUMINARIA / PASTORAL DAÑADOS								
FALTA DE SERVICIO EN EL PREDIO								
FALTA DE SERVICIO EN EL SECTOR								
EMERGENCIAS								
SERVICIOS								
MODIFICACIÓN BASE DE DATOS								
PRESUPUESTOS								
SOBRE EL PROCESO DE FACTURACIÓN								
CONSULTAS / INFORMACIÓN								
OTROS_1: .....								
OTROS_2: .....								
OTROS_3: .....								
OTROS								
<b>TOTALES:</b>								

**ANEXO N° 12 A**  
**RESUMEN SEMESTRAL DE CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL**

**NOMBRE EMPRESA:**  
**TRATO AL CLIENTE**

**SEMESTRE: NN / AAAA**

	CASOS	PENDIENTES DEL SEMESTRE ANTERIOR	TOTAL RECIBIDOS	ATENDIDOS FAVORABLEMENTE				NO ATENDIDOS FAVORABLEMENTE					EN TRÁMITE	
				DENTRO DEL PLAZO MÁXIMO	EXCEDIDO EL PLAZO MÁXIMO	TIEMPO MEDIO DE ATENCIÓN	TOTAL	CLIENTE DESISTIÓ	CLIENTE NO CUMPLIÓ OBLIGACIONES	DESESTIMADOS	OTROS MOTIVOS	TOTAL		EN RECLAMO
1	NUEVOS SUMINISTROS O MODIFICACIÓN DE LA POTENCIA CONTRATADA:													
	- Sin modific. De redes, hasta 50 Kw					(en días)								
	- Sin modific. De redes, más de 50 Kw					(en días)								
	- Con modific. de redes, hasta 50 Kw					(en días)								
	- Con modific. de redes, más de 50 Kw					(en días)								
	- Con expansión sustancial y con necesidad de proyecto de red primaria...													
	<b>TOTAL :</b>													
2	CAMBIO OPCIÓN TARIFARIA:					(en días)								
	- Sin requerirse otro equipo de medición													
	- Que requiere otro equipo de medición					(en días)								
	<b>TOTAL :</b>													
3	RECONEXIONES					(en horas)								

### CENTROS DE ATENCIÓN TELEFÓNICA / FAX PARA RECLAMOS POR FALTA DE SUMINISTRO

NÚMEROS TELEFÓNICOS / FAX, DE CADA CENTRO DE ATENCIÓN	NÚMERO DE LLAMADAS	TIEMPO MEDIO DE ATENCIÓN
(número_teléfono1; número_teléfono2; .....; número_teléfono_n)		(en minutos)

### LIBROS DE OBSERVACIONES

No.	CENTRO DE ATENCIÓN COMERCIAL	DIRECCIÓN	No. Observ/Critic/Recl **
1	(nombre de cada centro o sucursal)		
.			?
.			
.			
N			

\*\* Número de Observaciones, críticas y/o reclamos anotados por los Clientes.

### PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

No. MES	MES	NÚMERO DE MEDICIONES	NÚMERO DE MEDICIONES QUE NO SUPERAN LÍMITES	NÚMERO DE MEDICIONES QUE SUPERAN LÍMITES	PORCENTAJE DE MEDICIONES QUE SUPERAN LÍMITES
1					
2					
3					
4					
5					
6					
<b>TOTALES:</b>					

## ANEXO N° 13

**DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE SOLICITUDES ATENDIDAS, QUE EXCEDIERON LOS PLAZOS MÁXIMOS DE ATENCIÓN POR: INSTALACIÓN DE NUEVOS SUMINISTROS O AMPLIACIÓN DE POTENCIA CONTRATADA**

**Nombre del archivo: xxxAxxSx.SCN**

CAMPO	DESCRIPCIÓN	Long.	Tipo	Observaciones
1	Código de Identificación de la Empresa	3	ALF	Ver ANEXO No. 3
2	Nombre del solicitante	35	ALF	
3	Dirección del predio	50	ALF	
4	Fecha de recepción de la solicitud (FECHA1)	8	ALF	DDMMAAAA
5	Tipo de solicitud: NUEVO Suministro (N) o AMPLIACIÓN de la Potencia Contratada (A)	1	ALF	N o A
6	Código de la solicitud, asignado por la distribuidora	10	ALF	
7	Calificación de la solicitud: Sin modificación de redes (S), Con Modificación (C) o con Expansión sustancial (E)	1	ALF	Según 7.1.3 a) de la NTCSE.
8	Potencia: nuevos suministros o ampliación ≤ 50 KW ..... (1) Para > 50 KW ..... (2)	1	ALF	1 ó 2
9	Fecha de notificación al Cliente de los requisitos para la instalación o ampliación (FECHA2)	8	ALF	DDMMAAAA
10	Fecha de cumplimiento de requisitos por el interesado (FECHA3)	8	ALF	DDMMAAAA
11	Fecha de puesta en servicio (FECHA4)	8	ALF	DDMMAAAA
12	Número de días en exceso sobre el plazo máximo de elaboración del presupuesto y proyecto (NDEP) NDEP=(FECHA2-FECHA1-Plazo máximo elaboración Ppto y Proy)	4	N	Plazos: ver numeral 4.3.1.1. de las Base Metodológica.
13	Número de días en exceso sobre el plazo máximo de ejecución (NDEE) NDEE=(FECHA4-FECHA3-Plazo máximo de ejecución)	4	N	Plazos: ver numeral 4.3.1.1. de las Base Metodológica
14	Observaciones (obligatorio) :	100	ALF	Indicar motivos del retraso

## ANEXO N° 14

**DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE RECONEXIONES ATENDIDAS, QUE EXCEDIERON EL PLAZO MÁXIMO DE ATENCIÓN**

**Nombre del archivo: xxxAxxSx.SCR**

CAMPO	DESCRIPCIÓN	Long.	Tipo	Observaciones
1	Código de Identificación de la Empresa	3	ALF	Ver ANEXO No. 3
2	Código del suministro	10	ALF	
3	Código del pedido de reconexión, asignado por la suministradora	10	ALF	
4	Fecha que Cliente cumple requisitos para reconexión	8	ALF	DDMMAAAA
5	Hora que Cliente cumple requisitos para reconexión	4	ALF	HHMM
6	Fecha DE RECONEXIÓN del servicio al Cliente	8	ALF	DDMMAAAA
7	Hora de RECONEXION del servicio al Cliente	4	ALF	HHMM
8	Número de horas en que se EXCEDIÓ la tolerancia	5	N	
9	Observaciones (obligatorio) :	100	ALF	Indicar motivos del retraso

## ANEXO N° 15

DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE SOLICITUDES ATENDIDAS, QUE EXCEDIERON LOS PLAZOS MÁXIMOS DE ATENCIÓN POR:

### CAMBIO DE OPCIONES TARIFARIAS

Nombre del archivo: xxxAxxSx.SCC

CAMPO	DESCRIPCIÓN	Long.	Tipo	Observaciones
1	Código de Identificación de la Empresa	3	ALF	Ver ANEXO No. 3
2	Número del suministro	10	ALF	
3	Fecha del anterior cambio de opción tarifaria	8	ALF	DDMMAAAA
4	Fecha que Cliente SOLICITA cambio de opción tarifaria (Fecha1)	8	ALF	DDMMAAAA
5	Código asignado a la solicitud de cambio	10	ALF	
6	Código de la opción tarifa anterior	5	ALF	
7	Código de la opción tarifa que solicita	5	ALF	
8	Si cambio REQUIERE otro equipo de medición, fecha de notificación al Cliente con requisitos para atender su solicitud (Fecha2)	8	ALF	DDMMAAAA
9	Si cambio REQUIERE de otro equipo de medición, FECHA que Cliente cumple las condiciones a que está obligado(Fecha3).	8	ALF	DDMMAAAA
10	Fecha de entrada en vigencia de opción la nueva opción tarifaria solicitada (Fecha4)	8	ALF	DDMMAAAA
11	Número de días en que se EXCEDIÓ el plazo máximo (NDE) -NO requiere otro equipo..NDE= Fecha4 – Fecha1 – Tolerancia1 -Si requiere otro equipo....NDE= (Fecha2 – Fecha1 – Tolerancia2) + (Fecha4 – Fecha3 – Tolerancia3)  Siendo : (Fecha2 – Fecha1 – Tolerancia2)=0 cuando Fecha2 – Fecha1< Tolerancia2 (Fecha4 – Fecha3 – Tolerancia3)=0 cuando Fecha4 – Fecha3< Tolerancia3	4	N	NDE= No. días de exceso. Tolerancia1 = 20 días Tolerancia2 = 7 días Tolerancia3 = 7 días
12	Observaciones (obligatorio) :	100	ALF	Indicar motivos del retraso

## ANEXO N° 16

DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE RECLAMOS CON RESPUESTA, QUE EXCEDIERON EL PLAZO MÁXIMO DE ATENCIÓN POR:

### ERROR DE MEDICIÓN / FACTURACIÓN Y OTROS

Nombre del archivo: xxxAxxSx.SCX

CAMPO	DESCRIPCIÓN	Long.	Tipo	Observaciones
1	Código de Identificación de la Empresa	3	ALF	Ver ANEXO No. 3
2	Número del suministro	10	ALF	
3	Fecha del RECLAMO	8	ALF	DDMMAAAA
4	Forma de presentación del reclamo: personalmente(P), escrito(E), por teléfono (T), fax (F), otros(O)	1	ALF	
5	Código del RECLAMO asignado por la distribuidora	10	ALF	N° asignado al reclamo
6	Tipo de reclamo : E = error de medición/facturación ; O = otros	1	ALF	E o O
7	Descripción resumida del PETITORIO	100	ALF	
8	Fecha de RESOLUCIÓN o RESPUESTA de la Distribuidora al cliente	8	ALF	DDMMAAAA
9	Número de resolución o de documento de respuesta	10	ALF	
10	Observaciones (obligatorio) :	100	ALF	Indicar motivos del retraso

# FORMATO PARA INSPECCIÓN DE MEDIDORES GRÁFICO N° 2

## EMPRESA:

### 1 Datos del cliente

Nombre :	Número de suministro :
Dirección :	Tipo de suministro : <input type="checkbox"/> MO <input type="checkbox"/> TR
Fecha en que se notificó al cliente : dd/mm/aaaa	Teléfono :

### 2 Fecha de realización de las pruebas

Fecha y hora de inicio :	dd/mm/aaaa	hh:mm	Fecha y hora de fin :	dd/mm/aaaa	hh:mm
--------------------------	------------	-------	-----------------------	------------	-------

### 3 Datos del medidor a contrastar

Número del medidor :	Tensión de trabajo :
Marca y modelo :	Tipo de medidor : <input type="checkbox"/> Electromecánico <input type="checkbox"/> electrónico
Constante del medidor (rev/kWh) :	Clase de precisión :
Año de fabricación :	In medidor :

### 4 Datos del medidor patrón

Número del medidor :	Tensión de trabajo :
Marca y modelo :	Tipo de medidor : <input type="checkbox"/> Electromecánico <input type="checkbox"/> electrónico
Constante del medidor (rev/kWh) :	Clase de precisión :

### 5 Resultados de la contrastación del medidor

#### 5.1 Estado actual del medidor

Precintos alterados :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Precintos rotos :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Tapa de medidor roto :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Tapa de medidor opaca :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Luna visor rota :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Luna visor opaca :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Caja sin tapa :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Conexión directa :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Tapa de la caja en mal estado :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Apreciación de conexiones :	<input type="checkbox"/> Buena	<input type="checkbox"/> Mala	<input type="checkbox"/> Regular
Estado del medidor ( Lectura del medidor ) :	9,999,999,999.99		
Parámetros a controlar :	<input type="checkbox"/> Energía Activa	<input type="checkbox"/> Energía activa y reactiva	

#### 5.2 Resultado de la contrastación

Verificación del periodo de integración( en caso de medidores electrónicos )	:	
Verificación de la constante del medidor - rev/Kwh (Mediante el ensayo de la constante del medidor)	:	9,999.999
Verificación de la relación de transformación de los transductores ( en equipos con medición indirecta )	:	9,999.999
Desviación del dispositivo horario en minutos ( en equipos con conmutación horaria )	:	99.9
Verificación del aislamiento en Megohms	:	9,999.999
Verificación de la tensión de alimentación	:	9,999.99

Pruebas de precisión de medida (% de error) :	N° Ensayos			
	Condición	1 <sup>ero</sup>	2 <sup>do</sup>	3 <sup>ero</sup>
5% In				
100% In				
I máx				

Prueba en vacío (0,001 In) :	<input type="checkbox"/> Aprueba	<input type="checkbox"/> Desaprueba
Aprobó la inspección :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO

### 6 OBSERVACIONES: .....

\_\_\_\_\_  
Firma representante  
Concesionaria

\_\_\_\_\_  
Firma representante  
contrastadora

\_\_\_\_\_  
Firma del usuario

\_\_\_\_\_  
Firma representante  
OSINERG (Opcional)

## ANEXO Nº "T2"

### CRONOGRAMA MENSUAL DE INSPECCIONES DE LA PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

**NOMBRE DE LA EMPRESA:**

MMMMMMMMMM/AAAA

PAG.XXX

NUMERO IDENTIFICAD	NOMBRE DE LOCALIDAD	NUMERO SUMINIS.	OPC. TAR	TIP SER	TIP SUM	NOMBRE o RAZON SOCIAL/ USUARIO	DIRECCIÓN, DISTRITO, PROVINCIA, DPTO DEL SUMINISTRO.	TELÉF. USUA	PROGRAM. TENTATIVO	
									FECHA	HORA
XXX.....XXX	XX...XX	XX...XX	XXXX	XX	XX	XXX.....XXXX	XXXXXXXX.....XXXXXX	XX...XX	dd/mm/aa	HH:MM
← 14 pos →	← 10 pos. →	< 10 pos >	<-5->	<-2->	<-2->	← 20 pos →	← 60 pos →	< 8pos >	← 8 pos →	<- 5pos>
TOTAL INSPECCIONES DE PRECISIÓN DE MEDIDA DE ENERGÍA .....999										

## ANEXO Nº 17

### CRONOGRAMA MENSUAL DE INSPECCIONES PARA EL CONTROL DE LA: PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

• Nombre del archivo: XXXAXXXX.MPR

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo No. 4
2	Número de suministro	10	ALF	
3	Fecha tentativa de la inspección	08	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
4	Hora tentativa de la inspección	04	ALF	Hhmm( hora y minuto)

## ANEXO Nº 18

### DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE MENSUAL, DE LAS INSPECCIONES EFECTUADAS PARA EL CONTROL DE LA: PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

Nombre del archivo: XXXAXXXX.RPM

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo Nº 4
2	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número de suministro
3	Fecha de notificación al cliente, de la inspección de precisión	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
4	Fecha de la Inspección	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
5	Tipo de suministro : MO = monofásico ; TR= trifásico	2	ALF	MO o TR
6	Parámetro Controlado en la Inspección de Precisión	2	ALF	Energía Activa: A, Energía Activa y Reactiva: AR
7	CONSTANTE DEL MEDIDOR	10	ALF	Constante del medidor del Cliente
8	MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR	20	ALF	Medidor del Cliente
9	NÚMERO DEL MEDIDOR	10	ALF	Número del medidor del Cliente
10	Año de fabricación del medidor	4	N	En medidores antiguos sin registro de año de fabricación se podrá utilizar el año de instalación, el mismo que deberá concordar con la Base de Datos.
11	Verificación de Constante del medidor	4.3	N	
12	Verificación relación de transformación de Transductores	4.3	N	En equipos con medición indirecta
13	Desviación del dispositivo horario en minutos	2.1	N	En equipos con conmutación horaria
14	Verificación Tensión de alimentación del medidor	4.2	N	Se indica el menor valor
15	Verificación Aislamiento (obligatorio) en megohms	4.3	N	Se indica el menor valor
16	Apreciación Conexiones	1	ALF	B= Buena, M= Mala ; R= Regular
17	Estado del medidor	10.2	N	Lectura del medidor en inicio de prueba
18	CONSTANTE DEL MEDIDOR PATRÓN	10	ALF	
19	MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR PATRÓN	20	ALF	
20	NÚMERO DEL MEDIDOR PATRÓN	10	ALF	
21	Prueba en Vacío, con 0.001 Corriente nominal Med.suministro	1	ALF	S= si aprueba ; N = no aprueba
22	% de Error al 5% del Medidor del suministro	3.2	N	

23	% de Error al 100% del Medidor del suministro	3.2	N	
24	% de Error a l <sub>max</sub> del Medidor del suministro	3.2	N	
25	Aprobó inspección S= si ; N= no	1	ALF	S o N
26	Nombre de la empresa contrastadora	30	ALF	Que participó en la inspección.

## ANEXO N° T3

### CRONOGRAMA MENSUAL DE MEDICIONES DE CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO

NOMBRE EMPRESA:

MES: MM / AAAA

PAG. XXX

DPTO	PROVINCIA	DISTRITO	LOCALIDAD	TIPO VIA	TIPO ALU	DEN. VIA	NOMBRE DE LA VIA	IND. 1er Pto.	CÓDIGO DEL POSTE O SUMINISTRO MAS PRÓXIMO	LONGITUD DEL TRAMO A MEDIRSE(Kms)	FECHA. PROGRAMADA	HORA PROGRAMADA
XX.....XX	XX.....XX	XX.....XX	XX...XX	X.X	X..X	X..X	XX.....XX	x	XX.....XX	999.9	dd/mm/aa	HH:MM
<15 pos >	< 20 pos.>	< 20 pos >	< 20 pos >	<-2->	<-3->	<-5->	< . 30 -- >	<-1->	<- 9 POS->	< -- 7 Pos -- >	< 8 pos -->	<- 5pos>

LONGITUD TOTAL DE MEDICIONES PROGRAMADAS: ..... 9999 mts.

## ANEXO N° AP1

### DISEÑO DE REGISTRO DEL PROGRAMA MENSUAL DE MEDICIONES DE CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

Nombre del archivo: XXXAXXXX.MAP

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Código de la vía	7	ALF	
3	Indicador del primer punto del tramo a medirse	1	ALF	P= código de poste S= código de suministro más próximo
4	Código del poste o código del suministro más próximo al punto inicial del tramo a medirse	09	ALF	Para facilitar la ubicación del tramo a medirse
5	Número de vanos a medirse	04	NUM	
6	Longitud del tramo a medirse (Km)	3.3	NUM	En el mes
7	Fecha programada para inicio de medición	8	ALF	Formato: ddmmaaaa
8	Hora programada para inicio de medición	4	ALF	Formato: hhmm

## ANEXO N° AP2

### DISEÑO DE REGISTRO DEL REPORTE MENSUAL DE MEDICIONES DE CALIDAD DEL ALUMBRADO PUBLICO

Nombre del archivo: XXXAXXXX.RAP

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Código de la vía	7	ALF	
3	Código de poste o punto luminoso inicial del vano	10	ALF	IDENTIFICACIÓN DEL VANO MEDIDO
4	Código de poste o punto luminoso final del vano	10	ALF	
5	Tipo de alumbrado (ver tabla de códigos de tipo alumbrado)	3	ALF	Al final del Anexo N° 1
6	Tipo de calzada: C= clara ; O = oscura	1	ALF	C = clara ; O= oscura
7	Longitud del vano medido( mts. )	3.1	N	
8	Iluminación media en la calzada (lux)	3.2	N	
9	Uniformidad media de Iluminancia	1.2	N	
10	Indice de Control de Deslumbramiento (g)	2.2	N	



11	Iluminación media en la vereda	2.2	N	
12	Luminancia media con revestimiento seco (cd/m <sup>2</sup> )	2.2	N	
13	Uniformidad general	1.2	N	
14	Uniformidad longitudinal	1.2	N	
15	Uniformidad transversal	1.2	N	
16	Uniformidad media	1.2	N	
17	Fecha de la medición	8	ALF	Formato: ddmmaaaa
18	Hora de la medición	4	ALF	Formato: hhmm
19	Tramo cumple con los niveles FOTOMÉTRICOS MÍNIMOS: S= si ; N= no	1	ALF	Para la calzada y para la vereda
20	Altura (mts.)	2.2	N	Información del poste o punto Inicial del Vano
21	Potencia de la lámpara (Watts)	4	N	
22	Tipo de luminaria	20	ALF	
23	Tipo de pastoral	20	ALF	
24	Tipo de lámpara	20	ALF	
25	Altura (mts.)	2.2	N	Información del poste o punto Final del Vano
26	Potencia de la lámpara (Watts)	4	N	
27	Tipo de luminaria	20	ALF	
28	Tipo de pastoral	20	ALF	
29	Tipo de lámpara	20	ALF	
30	Código de la vía originalmente programada	07	ALF	En caso de haber efectuado la medición en vano alternativo
31	En caso el vano no cumpla los niveles fotométricos mínimos: motivo por el cual el vano tiene alumbrado público deficiente	50	ALF	Lámpara apagada, Problemas de diseño, Envejecimiento de lámpara, Otros (Especificar)
32	Dirección del vano en caso éste no cumpla los niveles fotométricos mínimos	80	ALF	Si el vano no aprueba, deben indicar la dirección del vano e información complementaria que facilite su ubicación

### ANEXO N° AP3

#### DISEÑO DE REGISTRO DEL REPORTE SEMESTRAL DE LA LONGITUD DE LAS VÍAS CON ALUMBRADO PÚBLICO DEFICIENTE

- Nombre del archivo: **XXXAxxSx.FAP** (un solo registro por cada Sistema Eléctrico)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo No. 3
2	Código del sistema eléctrico	4	ALF	
3	Año de la medición	4	ALF	Formato AAAA
4	Semestre al que corresponde la medición	2	ALF	S1 ó S2 (primer o segundo semestre)
5	Longitud Total medida en el semestre(L) en el sistema eléctrico	7.3	N	en Kms.
6	Longitud de Vías con Alumbrado Público Deficiente $\lambda$ en el sistema eléctrico	7.3	N	en Kms.
7	Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Público Deficiente $\lambda(\%)$ en el sistema eléctrico.	3.3	N	$\lambda(\%) = (\lambda / L) * 100$

## ANEXO N° AP4

### TABLA SEMESTRAL DE COMPENSACIONES POR MALA CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO

**Nombre del Archivo: xxxAxxSx.CAP**

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo No. 3
2	Código del sistema eléctrico	4	ALF	
3	Año al que corresponde la compensación	4	ALF	formato AAAA
4	Semestre al que corresponde la compensación	2	ALF	S1 ó S2 (primer o segundo semestre)
5	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número del suministro
6	Tipo de tensión (muy alta, alta, media y baja tensión)	3	ALF	MAT; AT; MT; BT
7	Tipo de Localidad ( Urbano, Rural, Urbano-Rural)	2	ALF	U; R ; UR ( R y UR sólo en baja tensión )
8	Monto pagado por el Cliente por ALUMBRADO PÚBLICO en el semestre.	8.2	N	Monto en Soles
9	Energía o equivalente en energía en kWh que el cliente paga en promedio por concepto de Alumbrado Público (EAP)	8.3	N	En KWh.
10	Monto de compensación al Cliente por el semestre	7.4	N	En U.S. dólares

## CRITERIOS ADICIONALES A TOMARSE EN CUENTA PARA EL DISEÑO DE ARCHIVOS, TABLAS Y REPORTES IMPRESOS

### ARCHIVOS Y TABLAS INFORMÁTICAS :

Los valores numéricos se alinearán siempre a la derecha del campo, con tantos decimales como indique el formato respectivo (usar ceros a la derecha si es necesario). No usar punto decimal. Ej.

Si el formato es de 10.3 numérico, el ancho del campo es de 13 posiciones (10 enteros + 3 decimales) los siguientes valores: 80 ; 432.5 ; 1930.05 ; 243845.324, deberán registrarse como se muestra:

								8	0	0	0	0
							4	3	2	5	0	0
						1	9	3	0	0	5	0
			2	4	3	8	4	5	3	2	4	

Los campos tipo Alfanuméricos se alinearán a la izquierda. Ej.

Si el formato del campo es de 2 caracteres y las letras que definen el parámetro de la medición son : **F** → flicker ; **A** → armónicas y **FA** → flicker y armónicas

El campo deberá llenarse de una de las tres maneras siguientes :

F		- si la medición es de sólo flicker
A		- si la medición es de sólo armónicos
F	A	- si la medición es de flicker y armónicos

### REPORTES IMPRESOS :

En el diseño de los campos alfanuméricos sólo se ha considerado las primeras 10, 20, etc. posiciones, truncando el resto debido al tamaño de la hoja de impresión. Se deja a criterio la modificación del ancho de estos campos, a fin que se logre la claridad, facilidad de comprensión y presentación del reporte.

### SIGNIFICADO DE ABREVIATURAS USADAS

ABREVIATURA	SIGNIFICADO
MAT	Muy alta tensión
AT	Alta Tensión
MT	Media Tensión
BT	Baja Tensión
CÓDIGO SET	Código de Subestación de MAT/AT, MAT/MT, AT/MT, MAT/AT/MT, etc.
CÓDIGO SED	Código de Subestación MT/BT o AT/BT
TIPO PUNTO	Tipo de punto de medición. Ver Anexo N°4
PAR. MED.	Parámetro medido → F = flicker ; A = armónicas ; FA = flicker y armónicas
OPC. TAR.	Opción Tarifaria aplicada al suministro
TIP. SER.	Tipo de Servicio → U = urbano , R = rural , UR = urbano-rural
TIP. SUM.	Tipo de suministro → MO = monofásico ; TR = trifásico
DEN. VÍA	DENOMINACIÓN DE LA VÍA: JR= jirón, AV=avenida, VE= via expresa, AU=autopista, CA=calle, CR=carretera, PS=pasaje, OV=ovaló, MA=malecón. PQ=parque, PL=plaza, AL=alameda
TIPO VÍA	Código del Tipo de vía según tabla de Anexo N°1 ( RE, SR, EX, AR, CO, LR, LC, LU, PP )
TIPO ALU	Código del Tipo de alumbrado según tabla de Anexo N° 1 ( I, II, III, IV, V )