

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



**“METODOLOGIA PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA
NORMA TECNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS
ELÉCTRICOS REFERENTE A LA TENSIÓN EN LAS
EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN”**

INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:
BERNABÉ OSCCO LEÓN

PROMOCIÓN 1 996 – II

LIMA – PERÚ

2 003

Un agradecimiento eterno a mis padres y a mi esposa por el apoyo y la confianza incondicional que siempre me brindan, así también a la UNI por darme la oportunidad y los conocimientos para mi desarrollo profesional.

**“METODOLOGÍA PARA EL CUMPLIMIENTO
DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE
LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS REFERENTE
A LA TENSIÓN EN LAS EMPRESAS
ELECTRICAS DE DISTRIBUCION”**

SUMARIO

La presente metodología consiste en evaluar la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos referente a la tensión y establecer procedimientos para el cumplimiento de la norma, utilizando mediciones de suministros y subestaciones, sistema eléctrico de media y baja tensión y equipos registradores de una empresa distribuidora de electricidad.

Se explica el grado de implementación con que debe contar una suministradora típica, análisis de las mediciones y tipos de mejoramiento de tensión. Además se presenta métodos de evaluación técnica y económica, para el mejoramiento de la tensión a mínimo costo.

Asimismo, se explica alcances generales de gestión moderna para el cumplimiento de la norma.

ÍNDICE

	Pag.
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	
OBJETIVO, JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE	
1.1 Objetivo	2
1.2 Justificación	2
1.3 Alcance	3
CAPITULO II	
CONCEPTOS RELACIONADOS A LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS	
2.1 Generalidades	4
2.2 Calidad	5
2.3 Productividad – Calidad – Seguridad	6
2.4 Objetivo de un sistema eléctrico	9
2.5 Normalización	9
2.6 Objetivos de la norma	11
2.7 Base de la norma	11
2.8 Contrato de concesión	12
2.9 Suministrador	12
2.10 Cliente	12
2.11 Terceros	12

2.12	Responsabilidades del suministrador	13
2.13	Responsabilidades del cliente	13
2.14	Responsabilidades de terceros	14
2.15	Facultades de la autoridad (Osinerg)	14
2.16	Tensión eléctrica	16
2.17	Tensión nominal	16
2.18	Caída de tensión	17
2.19	Formula para el cálculo de la caída de tensión en función de la potencia	18
2.20	Mediciones eléctricas	19
2.21	Calibración de equipos registradores	21
2.22	Sugerencias para seleccionar equipos o sistemas de medición	22

CAPITULO III

RESUMEN DE LOS REGLAMENTOS TÉCNICOS DEL PERÚ

3.1	Generalidades	23
3.2	Código nacional de electricidad suministro	23
3.3	Ley de concesiones eléctricas y su reglamento	25
3.4	Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos	27
3.5	Base metodológica para la aplicación de la NTCSE	34
3.6	Relación de la NTCSE con el código nacional de electricidad y reglamento de la ley de concesiones eléctricas	47

CAPITULO IV**IMPLEMENTACIÓN PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA NTCSE**

4.1	Generalidades	48
4.2	Organización y distribución del personal técnico	48
4.3	Infraestructura y equipamiento	52
4.4	Características del personal operativo (propios y/o contratistas)	52
4.5	Equipos de medición	54
4.6	Herramientas e implementos de seguridad	67
4.7	Software administrador de las mediciones	68
4.8	Sistema CAD; administrador geográfico de redes eléctricas en media y baja tensión	70
4.9	Guía	72

CAPITULO V**PROCEDIMIENTOS PARA REALIZAR MEDICIONES**

5.1	Generalidades	73
5.2	Aplicación de la base metodológica	73
5.3	Información periódica a los usuarios	74
5.4	Identificación y consideraciones de las zonas de trabajo	77
5.5	Mediciones periódicas en subestaciones de distribución - baja tensión	78
5.6	Mediciones periódicas en subestaciones de transformación - media tensión	80

5.7	Procedimientos para la instalación y retiro de los equipos registradores	84
5.8	Aplicación del sistema CAD, para la atención de nuevos suministros ó ampliación de la potencia contratada a clientes	93
5.9	Catastro y control de la posición de tap de los transformadores de distribución	94
5.10	Contrastación y/o calibración de los equipos de medición	98

CAPITULO VI

EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LAS MEDICIONES

6.1	Generalidades	101
6.2	Mediciones en suministros – NTCSE	101
6.3	Mediciones en colas de las redes de media y baja tensión	103
6.4	Mediciones de tensión y carga de baja tensión en barras de salida del transformador de distribución	105
6.5	Mediciones de tensión y carga en las salidas de las subestaciones de transformación (60 ó 30) /10 kV	107
6.6	Mediciones fallidas	107

CAPITULO VII

TIPOS DE MEJORAMIENTOS DE LA CALIDAD DE PRODUCTO

7.1	Generalidades	109
7.2	Reforma y balance de cargas en las redes en media y baja tensión	110

7.3	Regulación de tap's en transformadores de distribución	111
7.4	Reemplazo de transformadores de relación elevada de transformación	114

CAPITULO VIII

EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE PRODUCTO

8.1	Generalidades	115
8.2	Compensación por mala calidad de producto	115
8.3	Clasificación de las mediciones penalizables	119
8.4	Selección del tipo de mejoramiento	119
8.5	Inversión	119
8.6	Calculo de la rentabilidad	138
8.7	Programación para la ejecución del mejoramiento	146

CAPITULO IX

CONSECUENCIAS Y BENEFICIOS DEBIDO A LA EXISTENCIA DE LA NTCSE

9.1	Generalidades	147
9.2	Nivel de exigencia de la NTCSE	147
9.3	Aplicación de la NTCSE en las condiciones encontradas del sistema eléctrico de distribución	148
9.4	Perdidas económicas a las suministradoras	149
9.5	Mejoramiento de la calidad de producto	150
9.6	Reducción de las perdidas de energía	150

9.7	Incremento del valor de las acciones de las suministradoras	150
-----	---	-----

CAPITULO X

GESTIÓN PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA NTCSE

10.1	Generalidades	151
10.2	Importancia de la gestión	151
10.3	Síntomas de una deficiente gestión	152
10.4	Objetivos de la gestión	153
10.5	Evolución de la gestión	153
10.6	Rendimiento de una organización	154
10.7	Requerimiento para implantar gestión	154
10.8	Fases de desarrollo de gestión	154
10.9	Control de gestión	156
10.10	Características de gestión	157
10.11	Determinación del óptimo nivel de gestión que permita la operación económica de la empresa	158
10.12	Resultados de una buena gestión	158
10.13	Planificación estratégica de la gestión	159
10.14	Indicadores de gestión	160
10.15	Ejemplos de indicadores de gestión relacionados con la presente metodología	162
10.16	Informes de gestión	166

CONCLUSIONES	167
RECOMENDACIONES	169
ANEXOS	
ANEXO A	
NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS	171
ANEXO B	
BASE METODOLÓGICA PARA LA APLICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS	225
BIBLIOGRAFÍA	310

INTRODUCCIÓN

Según las últimas publicaciones informativas de OSINERG, las suministradoras presentan grandes cantidades de suministros que reciben una tensión deficiente y de las averiguaciones hechas el mejoramiento de la misma se encuentra en proceso de crecimiento y madurez debido al aumento gradual de las compensaciones, actualmente la norma se encuentra en la tercera etapa.

En la actualidad las empresas, en general, están dando inicio a una administración moderna y con gran énfasis en la optimización de sus procesos, con el objeto de maximizar su productividad, calidad y seguridad.

De lo mencionado, la presente metodología representa una alternativa de gestión óptima para el cumplimiento de la norma y para el mejoramiento de la tensión en las empresas eléctricas de distribución.

CAPITULO I

OBJETIVO, JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE

En este capítulo se describe el objetivo, justificación y alcance de la presente metodología.

1.1 Objetivo

El presente informe, tiene por objetivo establecer procedimientos óptimos, para el cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y mejoramiento de la calidad de producto referente a la tensión en las empresas eléctricas de distribución.

1.2 Justificación

Debido a la aplicación de la tercera etapa de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en forma indefinida, se propone la presente metodología para que las empresas suministradoras puedan optimizar su gestión en cumplimiento de la norma y mejoramiento de la tensión.

1.3 **Alcance**

El alcance del presente informe, consiste en evaluar la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos referente a la tensión y establecer procedimientos óptimos para el cumplimiento de la norma en mención; utilizando mediciones de suministros, sistema eléctrico de media y baja tensión, equipos registradores de una empresa distribuidora de electricidad. Además se realiza un análisis integral, para el mejoramiento de la tensión a mínimo costo.

CAPITULO II

CONCEPTOS RELACIONADOS A LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

2.1 Generalidades

En esta metodología cuando se empleen los términos “Ley”, “Reglamento”, “Norma o NTCSE” y “Autoridad” se deberá entender que se refieren a la Ley de Concesiones Eléctricas, a su Reglamento, a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y al Organismo Supervisor de Inversión en Energía OSINERG, respectivamente.

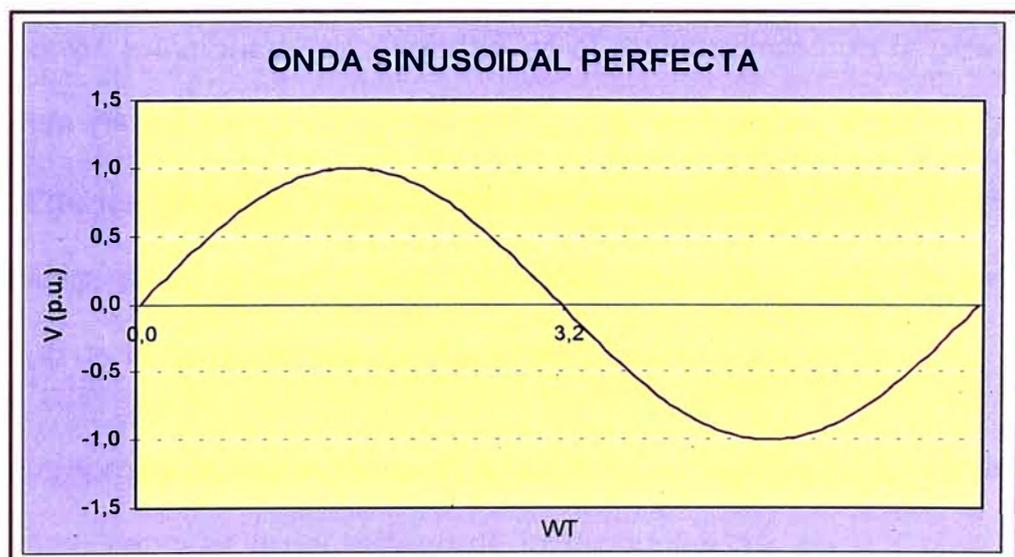
En este capítulo se describe los conceptos básicos relacionados a la NTCSE, que sirve como apoyo para comprender la presente metodología.

2.2 Calidad

- Calidad, representa la mejor elección de muchas alternativas.
- Significa conjunto de cualidades que marcan la superioridad ó excelencia de una cosa.
- En los servicios eléctricos se refiere a los requerimientos que deben satisfacer a los usuarios para evitar:
 - Molestias físicas directas.
 - Insatisfacciones.
 - Perjuicios económicos por producción disminuida.
 - Perjuicios económicos por daños a su infraestructura.
 - Dificultades en el trato con sus suministradores.

Ver gráfico 2.1 como ejemplo de calidad de tensión.

Gráfico 2.1: Calidad de la Tensión



2.3 Productividad - Calidad - Seguridad

Nos encontramos en un mundo “cada vez más pequeño”, más cambiante y que va adoptando la economía de mercado, la forma de relación de sus economías ha puesto como condición de supervivencia a las empresas y actividades, como uno de sus actores principales la **competitividad**.

En el campo de los servicios eléctricos de distribución, llamemos proyectos, obras, mantenimiento y otros que cada día aparecen, son oportunidades de negocios con rentabilidad importante.

Existe un mayor nivel de exigencia del cliente actual, permanentemente está comparando la calidad del servicio que entregamos, con otros servicios que también recibe.

El interés principal de la autoridad es el mejoramiento de la calidad de vida de las personas, pone mucho más énfasis en el campo del valor de los servicios y su relación con la calidad ofrecida. Sin lugar a dudas, si no tenemos una respuesta oportuna y eficiente en el campo de la competencia, perderemos clientes.

Una empresa es competitiva en función de su capacidad de obtener y utilizar ventajas en el terreno de la Productividad, de la Calidad y en ambas la Seguridad es un elemento integrador que se comporta como una amalgama que permita su crecimiento y maximización.

Productividad

Es la relación entre los recursos de todo tipo, que utilizamos para obtener un volumen de producción: un bien, un producto o un servicio, en el momento oportuno.

La productividad es uno de los tres factores claves que nos permitirán ser competitivos, pero es preciso que nuestra producción sea de **Calidad**, ya sea nuestros productos o nuestros servicios, y esto se logrará sólo si nuestra gente es de calidad, si nuestra gestión es de calidad y si nuestros procesos son de calidad.

Productividad y Calidad constituyen hoy dos desafíos claves que deben estar grabados en la mente y voluntad de los empresarios y directivos dispuestos a seguir siendo protagonista.

Deming, artífice de la filosofía de la calidad nos permite visualizar la interdependencia que existe entre Productividad y Calidad diciéndonos; **“El camino hacia una mayor Productividad se logra a través de un mejoramiento continuo de la Calidad.....Mejorar la calidad, a través de procesos mejorados, da como resultado una reducción: de pérdidas, de repeticiones de trabajos, de retrasos y de desechos acumulados”**. Es decir esta reducción, permite tanto el mejoramiento de la Calidad como el de la Productividad.

Análisis de la Calidad y Seguridad

La responsabilidad de la Seguridad y de la Calidad es un deber inherente, intransferible e irrenunciable de cada persona, en todo trabajo y a todo nivel.

Ideal de Calidad = cero defectos

Ideal de Seguridad = cero daños

La Calidad y Seguridad deben procurarse en todas las instancias del proceso, es decir Seguridad y Calidad se obtienen a través de un Sistema de Gestión basado en un Liderazgo que promueve la participación, que es capaz de motivar la iniciativa y la creatividad de todos los integrantes de la organización y a la vez encauce a estos en una senda autocontrol y evaluación permanente que nos permita un mejoramiento continuo en todas las partes del proceso.

Por lo tanto; Seguridad y Calidad tiene mucho en común y es imposible darle importancia a una de ellas y desinteresarse en la otra.

Luego sin Seguridad no hay Productividad, sin Seguridad no hay Calidad y sin Calidad no hay Productividad, es decir concluimos en una Trilogía **para mejorar la competitividad de las empresas**, esto tiene su origen en: La Productividad, la Calidad y la Seguridad.

Si aspiramos a ser mejores que nuestros competidores, debemos ser mejores en:

PROCALSEDAD = Productividad + Calidad + Seguridad

2.4 **Objetivo de un sistema eléctrico**

Es asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos, garantizando a los clientes un servicio con las siguientes características:

- Continuo.
- Adecuado.
- Confiable.
- Oportuno y de calidad.

2.5 **Normalización**

Es una disciplina que trata del establecimiento, aplicación y adecuación de reglas destinadas a conseguir y mantener un ordenamiento, dentro de un campo determinado, con el fin de procurar beneficios para la sociedad acorde con su desarrollo económico y evolución como ser humano.

INDECOPI (Instituto Nacional de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual), define la normalización como la actividad que establece, frente a los problemas reales o potenciales, disposiciones destinadas a un uso común repetido, con el fin de conseguir un grado óptimo de orden en un contexto dado.

La normalización ofrece beneficios importantes, principalmente para una mejor adaptación de los productos, procesos y servicios a los fines para los que han sido asignados, para evitar los obstáculos al comercio y facilitar la cooperación tecnológica internacional.

Una norma es un documento técnico destinado a servir de referencia para resolver problemas repetitivos. Este documento es accesible al público, establecido con la cooperación y el consenso o aprobación general de todas las partes interesadas, basados en los resultados conjuntos de la ciencia, la tecnología y la experiencia, y que ha sido aprobada por un organismo reconocido a nivel nacional, regional o internacional.

Las normas técnicas en el ámbito eléctrico tienen como objetivo establecer prescripciones para la seguridad de las personas, animales y de las propiedades, frente al peligro derivado del uso de la electricidad. Ninguna norma podrá garantizar un modo absoluto la seguridad contra riesgo eléctrico de las personas, de los animales y de las instalaciones. La tendencia normativa internacional considera que la aplicación de la norma es condición suficiente, pero necesaria para que la instalación o un artefacto se pueda considerar seguro. Tan importante es la normalización hoy en día que puede medirse a través de ella el grado tecnológico de los países.

2.6 **Objetivos de la norma**

- **Establecer:**

- Niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos.
- Obligaciones de las empresas eléctricas.
- Obligaciones de los clientes.

Que operan bajo la Ley de Concesiones Eléctricas.

- **Definido por:**

- Aspectos y manera de efectuar el control.
- Cantidad mínima de puntos de medición.
- Condiciones de medición.
- Definición y cálculo de indicadores de calidad.
- Tolerancias.
- Cálculos de compensaciones o multas por incumplimiento.

2.7 **Base de la norma**

Todo suministrador es responsable de prestar, a su cliente, un servicio con un nivel de calidad "satisfactorio".

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.

2.8 **Contrato de concesión**

El concesionario se obliga a brindar el servicio cuya concesión se le otorga, en las mejores condiciones de calidad, con énfasis en los aspectos que a modo enunciativo, sin ser limitativo, se señalan en la norma.

2.9 **Suministrador**

Entidad que provee servicio / suministro de energía a otra ó a un usuario del mercado libre o regulado G, T, D.

G: Generación.

T: Transmisión.

D: Distribución.

2.10 **Cliente**

Usuario o entidad que recibe un servicio / suministro de energía para consumo propio o para la venta a terceros G, D, CL, CR.

CL: Cliente libre.

CR: Cliente regulado.

2.11 **Terceros**

Todo aquel, que sin participar directamente de un acto particular de compraventa de un servicio eléctrico, está conectado al sistema, participa en las transferencias de energía G, T, D, CL, CR.

2.12 **Responsabilidades del suministrador**

- Prestar un servicio con un nivel de calidad de acuerdo a norma.
- Cubrir costo de adquisición / instalación de equipos de medición y registro.
- Cubrir costos de cálculo indicadores, compensaciones, entrega de información a la autoridad.
- Proporcionar información a la autoridad y brindarle facilidades para verificarla.
- Pagar compensaciones dentro de los plazos, independientemente que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas.
- 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.

2.13 **Responsabilidades del cliente**

- Mejorar sus emisiones de perturbación al ser notificado por su suministrador, luego de comprobada la falta (a través de un proceso de medición tal como lo establece la norma).
- Responder ante su suministrador por las perturbaciones que inyecte en la red excediendo las tolerancias.

2.14 Responsabilidades de terceros

- Propietarios de Transmisión o “Acceso Abierto” responden ante sus clientes por interrupciones y perturbaciones que originan.
- Transferencias de energía en condiciones de mala calidad desde un COES o entre sus integrantes: COES investiga e identifica a los miembros responsables por las deficiencias y garantiza las retribuciones a los suministradores afectados.
- En los casos que es difícil identificar a los responsables, todos los integrantes del COES asumen la responsabilidad solidariamente, excepto aquellos cuya intervención sea manifiestamente imposible.

COES: Comité de Operación Económica del Sistema.

2.15 Facultades de la autoridad (Osinerg)

- Fiscalizar el cumplimiento de la norma.
- Establecer sus bases metodológicas para la aplicación de la norma.
- Resolver en 2da. y última instancia, los pedidos o reclamos relacionados con la norma.
- Verificar mediciones, cálculos de indicadores y el pago de compensaciones.
- Imponer multas por incumplimiento de la norma.

A continuación se presenta, Índices de control de OSINERG; en los gráficos 2.2 y 2.3:

2.18 Caída de tensión

• Definición

Reducción permanente de la tensión de alimentación, por ciclos diarios coincidentes con las horas punta, ver gráfico 2.4.

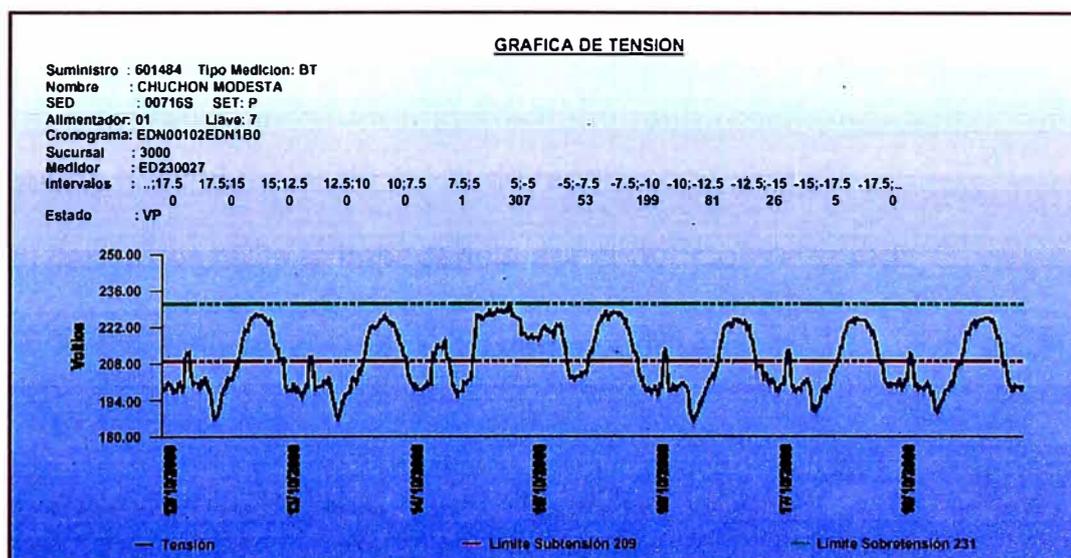
• Origen

- Diseño ó implementación defectuosos de las redes, acorde con el crecimiento de la demanda.
- Deficiencia en la operación de las instalaciones.
- Transformadores subdimensionados.

• Consecuencias

- Mal funcionamiento de artefactos.
- Disminución del poder lumínico de lámparas.
- Recalentamiento de motores.

Gráfico 2.4: Comportamiento de la Caída de Tensión



2.19 Formula para el cálculo de la caída de tensión en función de la potencia

CIRCUITO 3Φ:

$$\Delta V = \frac{PL\sqrt{R^2 + X^2}}{V\cos\phi} 10^{-3} (\text{Voltios}) \quad (2.2)$$

CIRCUITO 1Φ:

$$\Delta V = \frac{2PL\sqrt{R^2 + X^2}}{V\cos\phi} 10^{-3} (\text{Voltios}) \quad (2.3)$$

Donde:

P es la potencia total en kW

L es la longitud del tramo en m

R es la resistencia unitaria en Ω/km/fase

X es la reactancia unitaria en Ω/km/fase

V es la tensión fase a fase en kV

CosΦ es el factor de potencia de la carga

Se plantea la siguiente fórmula general:

$$\Delta V = PLK10^{-3} \quad (2.4)$$

donde K es el factor de caída de tensión en Ω/km.kV.

Si llamamos "Z" a la impedancia por conductor de la red:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} \Omega/\text{km}/\text{conductor} \quad (2.5)$$

Entonces:

- Para circuito trifásico : $K_{3\Phi} = Z_{3\Phi} / V \cos\Phi$ (2.6)

- Para circuito monofásico : $K_{1\Phi} = 2 Z_{1\Phi} / V \cos\Phi$ (2.7)

2.20 Mediciones eléctricas

A) Medición

Proceso de reconocimiento que se reduce a la comparación, mediante un experimento físico, de una magnitud dada con un valor de esta magnitud elegida como unidad.

La medición es un concepto que permite, mediante la instrumentación adecuada, experiencia, buen criterio, programa, análisis, coordinación y planeación apropiada, dar seguimiento al flujo y distribución de energía en su proceso de transformación y establecer un balance en cada etapa y en cualquier tiempo.

B) Teoría de errores

a) Error

Es la diferencia entre un valor que se obtiene de una medición y el “valor verdadero”. En la mayoría de los casos dicho valor verdadero es desconocido.

b) Discrepancia

Es la diferencia que existe entre 2 valores correspondientes a 2 mediciones distintas, a dos resultados diferentes, de un mismo valor medido. La “responsabilidad” es la diferencia de una medición a otra, o al promedio de una serie de valores cuando la medición es reproducida.

c) **Exactitud**

Proximidad de una medición al “valor real”. Es la desviación del valor medido al valor de un patrón de referencia tomado como verdadero.

C) **Errores de medición**

a) **Sistemáticos**

Invariablemente, tienen la misma magnitud y signo, bajo las mismas condiciones.

b) **Teórico**

De conocimiento o imperfecciones en el método de medida.

c) **Instrumentales**

Propios de la construcción del instrumento o ajuste de los mismos.

d) **Ambientales**

Variación de temperatura, presión o humedad atmosférica, etc.

e) **Personales**

Pueden deberse a limitaciones físicas del observador ó estado anímico.

f) **Residuales**

Se presenta sorpresivamente y a veces se desconoce la causa y magnitud. Imposible de reducirlos y peor aún de eliminarlos.

g) Tratamiento de datos:

a) Error absoluto $d = V_{\text{medido}} - V_{\text{real esperado}}$ (2.8)

b) Error relativo $E = d / V_{\text{real}}$ (2.9)

c) Error porcentual $E (\%) = E \times 100$ (2.10)

D) Precisión en instrumentos industriales

La exactitud de las mediciones depende en gran parte de una buena aproximación que den los instrumentos; sin embargo, estos tienen sus propios consumos que hacen que las mediciones difieran de los valores reales, para determinar el grado de error inherente al propio instrumento se define un parámetro denominado **Clase de Precisión**. En principio el instrumento debe contar con un rango de medición apropiado.

La desviación del instrumento deberá darse en el manual de instrucciones, es con frecuencia expresada en % de la lectura máxima.

2.21 Calibración de equipos registradores

Es la comparación de un patrón o instrumento de medición de conocida exactitud, con un equipo registrador, para detectar o eliminar por ajuste cualquier variación del equipo que es comparado.

Los equipos registradores deben ser calibrados para su uso y es recomendable verificar su calibración antes de su operación.

Debe tenerse los datos y valores o certificados de calibración al analizar las lecturas y efectuar cálculos.

Para obtener una certificación se recomienda un sistema de calibración integrado, el cual debe contener lo siguiente:

- Listado de patrones de medición con nomenclatura y número de identificación.
- Intervalos de calibración asignados a los equipos de medición y pruebas a los patrones de calibración.
- Condiciones ambientales bajo las cuales los patrones deben ser operados.
- Procedimientos de calibración para equipos de medición y pruebas.
- Pruebas documentadas de un programa de aseguramiento de la calidad.
- Sistema de codificación para la identificación de los instrumentos.

2.22 **Sugerencias para seleccionar equipos o sistemas de medición**

- a) Determinar las mediciones físicas más apropiadas que serán base para calcular cada flujo de energía.
- b) Seleccionar tentativamente los tipos de elementos primarios requeridos (transductores).
- c) Decidir como se van a usar los resultados de cada evaluación de flujo de energía, como base del análisis, de la interpretación y de apoyos para el diagnóstico.

CAPITULO III

RESUMEN DE LOS REGLAMENTOS TÉCNICOS DEL PERÚ

3.1 Generalidades

En este capítulo se presenta las indicaciones de los reglamentos técnicos vigentes del Perú, relacionados a tensión entregada a los usuarios de las empresas eléctricas de distribución.

3.2 Código nacional de electricidad suministro

- Con el objeto de actualizar el Código Eléctrico Nacional referente a la generación y transmisión y el Tomo IV “Sistema de Distribución”, debido a los cambios tecnológicos, nueva estructura del subsector de electricidad y a los aspectos de bienestar y seguridad requeridos, para el ejercicio de la actividad eléctrica se crea el Código Nacional de Electricidad Suministro.
- El objetivo del Código Nacional de Electricidad Suministro es el de salvaguardar a las personas (de la concesionaria, o de las contratistas en general, o terceros o ambas) y las instalaciones durante la construcción, operación o mantenimiento de las líneas

eléctricas tanto de suministro eléctrico como de comunicaciones, y sus equipos asociados sin afectar a las propiedades públicas y privadas, ni al medio ambiente, ni al patrimonio cultural de la nación.

- Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía a todo consumidor, en todos los niveles de tensión nominales, es hasta el $\pm 5\%$ de las tensiones nominales en tales niveles. Tratándose de redes de baja tensión en zonas rurales (urbano rurales o rurales o ambas), dicha tolerancia es hasta el $\pm 7,5\%$.
- El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) es el organismo encargado de fiscalizar y hacer cumplir este código.
- El Código Nacional de Electricidad Suministro entrará en vigencia a partir del 01 de julio de 2002. Los proyectos que sean aprobados a partir de dicha fecha, deberán sujetarse a las reglas del mencionado código.
- Al entrar en vigencia el Código Nacional de Electricidad Suministro, quedará sin efecto el Código Eléctrico Nacional aprobado por Resolución Suprema N° 2 del Ministerio de Fomento y Obras Públicas de fecha 05 de enero de 1955 y el Tomo IV "Sistema de Distribución" del Código Nacional de Electricidad aprobado por Resolución Ministerial N° 0303-78-EM/DGE de fecha 30 de mayo de 1978.

3.3 Ley de concesiones eléctricas y su reglamento

- Esta Ley es la que contiene las disposiciones que norman todo lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.
- Establece reglas claras para:
 - La generación, transmisión y distribución de electricidad.
 - La fijación de tarifas y precios.
 - La estructuración del sector eléctrico.
 - Los derechos y obligaciones de los concesionarios y sus relaciones con los clientes.
- Se presenta el sustento de la norma en la Ley de Concesiones Eléctricas:
 - Art. 34° (Ley).- Los concesionarios de distribución están obligados a: c) Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de concesión.
 - Art. 36° (Ley).- La concesión caduca cuando:
 - e) El concesionario de distribución, luego de habérseles aplicado las multas correspondientes, no cumpla con sus obligaciones de dar servicio en los plazos prescritos y de acuerdo a los estándares de calidad establecidos en su contrato de concesión.
 - Art. 64° (Reglamento).- Los concesionarios, los titulares de autorizaciones y las personas que obtengan los permisos a que se refiere el Artículo 121° de la Ley, están obligados a garantizar

la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente.

Art. 95° (Reglamento).- La programación a que se refiere los Artículos 93° y 94° del Reglamento, derivará de estudios de planificación de la operación que, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema, lleven a minimizar los costos de operación y de racionamiento, para el conjunto de las instalaciones del sistema interconectado, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones.

Art. 100° (Ley).- Una vez al año, en la forma y en la oportunidad que determine el reglamento, se efectuará una encuesta representativa a usuarios de una concesión, para calificar la calidad del servicio recibido.

Art. 143° (Reglamento).- Las pérdidas estándares a considerar para el cálculo del Valor Agregado de Distribución comprenderán las pérdidas físicas y las comerciales.

Las pérdidas físicas serán las resultantes del cálculo efectuado considerando la caída de tensión máxima, especificada en la norma de calidad, según el Artículo 64° del Reglamento.

Las pérdidas comerciales a reconocer no podrán ser superiores al 50% de las pérdidas físicas.

Art. 183° (Reglamento).- Los usuarios, cuando consideren que el Servicio Público de Electricidad que tienen contratado no les

otorga de acuerdo a los estándares de calidad previstos en la Ley, el Reglamento, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el contrato de concesión y el respectivo contrato de suministro, podrán presentar sus reclamaciones a la empresa concesionaria.

Si dentro del plazo máximo de treinta (30) días calendario el concesionario no se pronunciara o no subsanara lo reclamado, el recurso de reconsideración se considerará fundado.

Si el concesionario se pronunciara dentro del plazo señalado en el párrafo anterior, y el usuario no estuviese conforme con dicho pronunciamiento, podrá acudir a OSINERG a fin de que emita pronunciamiento, como última instancia administrativa.

3.4 **Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos**

- El objetivo de la presente norma 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, Decreto Ley N° 25844.
- 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.

- La tercera etapa tiene una duración indefinida y comenzó el 01 de enero del 2 002. 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.
- La calidad de producto suministrado al cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión en los puntos de entrega. El control de la calidad de producto se lleva a cabo en períodos mensuales, denominados “Períodos de Control”.
- El lapso mínimo de medición de un parámetro es de siete (7) días calendario continuos. A este período se les denomina “Período de Medición”.
- 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. A este período se denomina “Intervalo de Medición”.
- Si en un intervalo de medición se comprueba que el indicador de tensión 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.

- Las compensaciones se calculan en función a la potencia contratada o energía entregada al cliente por su suministrador en condiciones de mala calidad.
- Las compensaciones se aplican separadamente para diferentes parámetros de control de la calidad sobre el mismo producto entregado, si éste 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.
- El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia (ΔV_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:

$$\Delta V_k (\%) = (V_k - V_N) / V_N * 100\%; \text{ (Expresada en: \%)} \quad (3.1)$$

- 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, es de hasta el ± 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 $\pm 7.5\%$.

- 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.
- 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:

Compensaciones por Variaciones de Tensión:

$$\sum_p a * A_p * E (p) \quad (3.2)$$

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, de aplicación gradual de la siguiente manera:

- * El 30% de monto calculado para el 1^{er} trimestre del año 2002.
- * El 60% de monto calculado para el 2^{do} trimestre del año 2002.
- * El 100% del monto calculado para lo que resta de la 3^{era} etapa (indefinido).

A_p .-Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador ΔV_p (%), medido en el intervalo “p” de acuerdo al siguiente cuadro 3.1:

Cuadro 3.1: Factores de Proporcionalidad en Función ΔV_p (%)

Indicador ΔV_p (%)	Todo Servicio A_p	Red Secundaria 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	$2 + (\Delta V_p (\%) - 10)$

* Se refiere a las redes secundarias (baja tensión) en los servicios calificados como urbano-rurales y rurales.

* A_p : 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.

- El control se realiza a través de mediciones monofásicas o trifásicas, 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.
- 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.
 - 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.

- En las mediciones relacionadas con la calidad de producto que deben llevarse a cabo para verificar o desestimar quejas de clientes, 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.
- 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:

$$E(x) = ERM / (NHM - \sum d_i) * \Delta t; \text{ (Expresada en: kWh)} \quad (3.3)$$

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.

Δt : Es la duración del intervalo de medición x .

- 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.

3.5 Base metodológica para la aplicación de la NTCSE

- El presente documento tiene como objetivo establecer la base metodológica para el control de la calidad de producto; en cumplimiento a la NTCSE, aprobada mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM. Con tal propósito, esta base 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.

- Para la validez de las mediciones, en todos los casos el suministrador llenará la planilla de medición que se muestra en el Formato 3.1. 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.

Formato 3.1: Planilla de Medición

GRÁFICO N° 1

EMPRESA:

PLANILLA DE MEDICIÓN	N° IDENTIFICADOR:
	ARCHIVO:

LOCALIDAD/SUC:	DEPARTAMENTO:	PROVINCIA :	DISTRITO:
----------------	---------------	-------------	-----------

COLOCACIÓN - FECHA Y HORA:

DATOS DEL USUARIO
NOMBRE:
DIRECCIÓN:
CÓDIGO POSTAL:
TELÉFONO:
N° DE SUMINISTRO:
TARIFA:
TENSIÓN DE SUMINISTRO:

TIPO DE PUNTO		
SELECCIONADO	REMEDICIÓN	RECLAMO
REPET. MEDICIÓN FALLIDA	REQUERIDO POR OSINERG	
ALTERNATIVO, REEMPLAZA A:		

TIPO DE SUMINISTRO	MONOFÁSICO	TRIFÁSICO	
PARÁMETRO A MEDIR	TENSIÓN	FLICKER	ARMÓNIC.

TIPO DE SERVICIO:			
URBANO		URB-RURAL	RURAL

REGISTRADOR INSTALADO:
MARCA:
NÚMERO:

OBSERVACIONES DE INSTALACIÓN:

--

.....
 INTERVINO POR EL OSINERG
 FIRMA Y ACLARACIÓN

.....
 USUARIO
 FIRMA Y ACLARACIÓN

.....
 INTERVINO POR EL SUMINISTRADOR
 FIRMA Y ACLARACIÓN

(No aplica para mediciones en Barras BT de SED's)

RETIRO - FECHA Y HORA:

--

OBSERVACIONES DE RETIRO:

--

.....
 INTERVINO POR EL OSINERG
 FIRMA Y ACLARACIÓN

.....
 USUARIO
 FIRMA Y ACLARACIÓN

.....
 INTERVINO POR EL SUMINISTRADOR
 FIRMA Y ACLARACIÓN

(No aplica para mediciones en Barras BT de SED's)

- 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) 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.

- 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.
- 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.

- Con relación a la aplicación de la Sétima 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.
- La medición programada debe ser notificada al usuario con anticipación no menor de 48 horas respecto a la fecha prevista para su ejecución.
- 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 una 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.
- 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.

- 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 Séptima Disposición Final de la NTCSE.
- 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.
- 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.
- Cada suministrador remite al Osinerg vía FTP, el cronograma de mediciones, una semana antes del inicio del mes de mediciones y bajo la estructura de las tablas informáticas. 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.

- 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.
- 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.
- 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.

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

- Las remediciones 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.
- 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 remediciones 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.

- 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.
- 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 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.
- 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.
- 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.

- 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.
- 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.

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

- 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.

- 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%

- 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.

- 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.

- 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.
- 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. Cumplidos los pasos anteriores, la Gerencia de Electricidad del OSINERG procederá a emitir la respectiva resolución de aprobación de especificaciones técnicas.
- 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.

3.6 Relación de la NTCSE con el código nacional de electricidad y reglamento de la ley de concesiones eléctricas

En el cuadro 3.2 se muestra las indicaciones relevantes, establecidas por los reglamentos técnicos del Perú, en relación a la tensión entregada a los usuarios.

Cuadro 3.2: Relación de los Reglamentos Técnicos del Perú

Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	Código Nacional de Electricidad Suministro	Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
<p><u>5.1.2. Tolerancias.-</u> 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, es 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 $\pm 7.5\%$.</p>	<p><u>017.D. Tolerancias de la variación de la tensión en el punto de entrega de energía</u> Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía a todo consumidor, en todos los niveles de tensión nominales, es hasta el $\pm 5\%$ de las tensiones nominales en tales niveles. Tratándose de redes de baja tensión en zonas rurales (urbano rurales o rurales o ambas), dicha tolerancia es hasta el $\pm 7,5\%$.</p>	<p><u>Art.64º.-</u> Los concesionarios, los titulares de autorizaciones y las personas que obtengan los permisos a que se refiere el Artículo 121º de la Ley, están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente.</p>

CAPITULO IV

IMPLEMENTACIÓN PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA NTCSE

4.1 Generalidades

Este capítulo muestra una alternativa de implementación básica que podrán utilizar las empresas suministradoras para cumplir con las exigencias de la NTCSE y su base metodológica referente a la tensión.

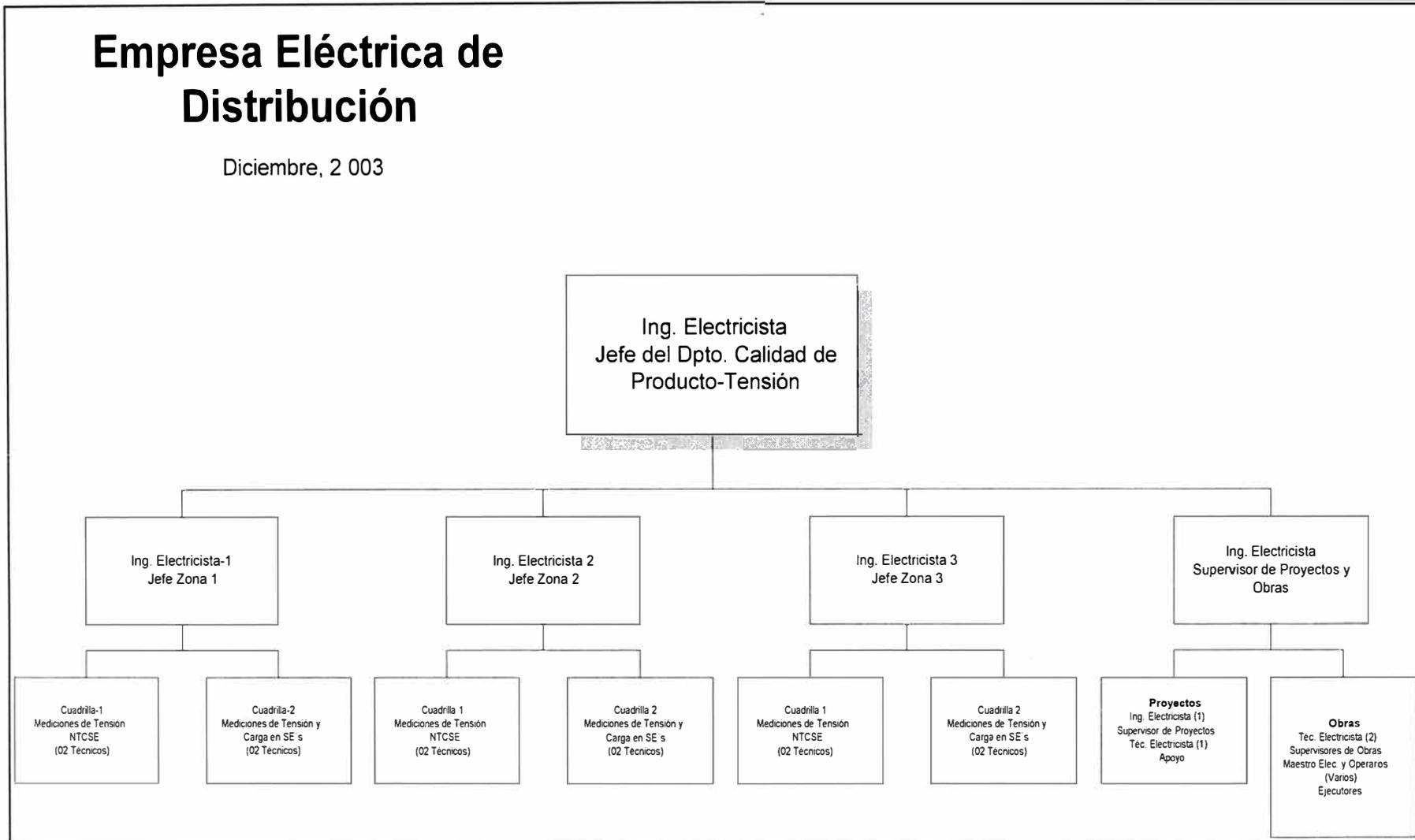
4.2 Organización y distribución del personal técnico

La capacidad de la organización dependerá de la cantidad de mediciones a realizar. Asumiendo una suministradora con 765 300 clientes, entonces el Dpto. encargado de la Calidad de Producto – Tensión podrá estar organizado de acuerdo al Gráfico 4.1.

El Dpto. en mención podrá estar conformado por personal propio ó contratistas.

Todo el personal deberá cumplir con el reglamento [Capítulo V] de seguridad e higiene ocupacional de subsector de electricidad (RM N° 263-2001-EM/VME, 18 de Junio de 2001).

Gráfico 4.1: Organización del Departamento Encargado de Calidad de Producto - Tensión



Funciones básicas del personal técnico

Jefatura central

- Administrar el Dpto. en mención.
- Coordinación con Osinerg.
- Revisar informes de gestión.
- Realizar estrategias para el mejoramiento continuo del Dpto.

Jefe zonal

- Administrar mediciones de la NTCSE y al personal operativo.
- Elaborar informes de gestión.
- Analizar resultados de las mediciones.
- Coordinar con el supervisor de proyectos y obras para los correctivos.
- Deriva información de transformadores sobrecargados al Dpto. de Mantenimiento de Distribución.
- Establecer procedimientos para los trabajos operativos.

Cuadrilla de mediciones de tensión

- Instalar y/o retirar equipos registradores en suministros para la NTCSE, usando sus equipos de protección personal y de seguridad.
- Procesar información de los equipos registradores a PC's.
- Enviar información (resultados de mediciones) vía correo al jefe zonal respectivo.

- Entregar cartas a los suministros de aviso previo.
- Almacenar mediciones en el sistema informático de administración (software).
- Informar al jefe zonal resultado de las mediciones.

Cuadrilla de mediciones de tensión y carga en subestaciones de distribución

- Instalar y/o retirar equipos registradores en transformadores de distribución.
- Procesar información de los equipos registradores a PC's.
- Almacenar mediciones en el sistema informático de administración (software).
- Informar al jefe zonal resultados de mediciones y los transformadores sobrecargados.

Supervisor de proyectos y obras

- Recepcionar información de las redes que presentan caída de tensión.
- Elabora, evalúa y selecciona los proyectos a ejecutar.
- Analiza la rentabilidad de los proyectos a ejecutar.
- Elabora la programación del desarrollo de la obra.
- Administra la calidad, avance de los proyectos y obras.
- Revisa y coordina la liquidación e información para la actualización y el mantenimiento.

- Revisa los planos de replanteo.
- Aplica conceptos de calidad total en la construcción de las obras de distribución.
- Elaborar informes de gestión.

4.3 **Infraestructura y equipamiento**

Para la implantación y funcionamiento del Dpto. Calidad de Producto-Tensión se deberá contar con la siguiente infraestructura en forma general:

- Computadoras e impresoras.
- Estaciones de computadoras (administrador de software gráfico).
- Plotter.
- Escritorios y asientos.
- Distribución de muebles bajo una organización plana y directa.
- Equipos de comunicación (telefónicos y radios).
- Camionetas.
- Etc.

4.4 **Características del personal operativo (propio y/o contratista)**

Jefes

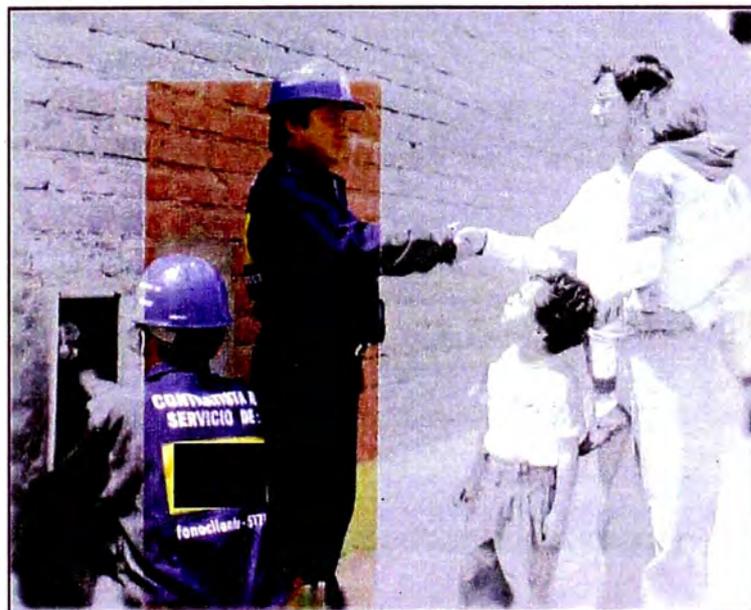
- Especialista en calidad de servicio.
- Adaptabilidad para trabajos de gabinete y campo.
- Planificador y estratega.

Personal operativo

- Con perfil de campo y gabinete.
- Conocedor de equipos registradores.
- Especialista en instalación de equipos registradores.
- Con conocimiento básico de los reglamentos eléctricos vigentes.

El personal debe estar capacitado e identificado con los objetivos de la suministradora, deben sentir orgullo de su labor, estar abiertos al mejoramiento y al aprendizaje incesante que los beneficios laborales ni el sueldo constituyan el incentivo, sino la responsabilidad, que no requiera vigilancia, saber que participa, que su trabajo sale bien y que otros requieren de ese nivel de calidad física y mentalmente deben sentirse bien, emplear adecuadamente los recursos que se le confieren. Ver figura 4.1.

Figura 4.1: Personal Operativo Brindando un Buen Servicio



4.5 Equipos de medición

Son equipos registradores llamados también analizadores de redes eléctricas del tipo electrónico y portátil, son los que cumplen con la exigencia de la NTCSE.

Constituyen una herramienta para obtener y/o almacenar datos en su memoria y cuentan con el complemento informatizado, mediante un software apropiado y permite un análisis del estado operativo de las instalaciones eléctricas, poniendo en el relieve el comportamiento de la energía.

La instalación se puede hacer:

- En paralelo con los equipos de medida.
- En los secundarios (menos de 600 V de los transformadores de potencia).

El objetivo principal de estas mediciones es conocer en algunos casos la evolución de la tensión, corriente y otros parámetros. Ver figura 4.2.

Figura 4.2: Proceso de Medición



X : Variable que se mide.

Y : Señal acondicionada para procesar por el mecanismo de medición.

α : Desplazamiento angular, indica el resultado.

Actualmente la gran mayoría de los equipos registradores son digitales, muestran la señal eléctrica a intervalos regulares de tiempo y son convertidas en números y textos.

a) Aplicaciones

- En celdas de medición con representación alfanumérica.
- Como instrumentos registradores.

b) Ventajas

- Reducción en el error de la lectura humana.
- Mayor rapidez en la lectura del valor medido.

c) Desventajas

Alto costo inicial, sensibles a variaciones de tensión.

d) Principio de funcionamiento

- Requieren un tratamiento previo de la señal.
- Conversión de señal analógica a señal digital

Sistema de adquisición de datos

Un registrador de datos es un sistema de adquisición de datos que puede tomar entradas desde un gran número de fuentes, realizar ciertas funciones matemáticas en las entradas para luego almacenarlas en una memoria de estado sólido o un sistema magnético de disco o cinta. Ver figura 4.3.

Figura 4.3: Registrador de Datos



La rapidez de respuesta es la máxima velocidad de cambio de la tensión de entrada que puede seguirse.

Transmisión de datos

La transmisión de señales digitales puede realizarse tanto de forma paralela como en serie.

Con la forma en paralelo se utilizan líneas de datos en paralelo para transmitir una palabra de n bits, cada línea transporta simultáneamente un bit.

Con la transmisión en serie sólo se utiliza una línea, y la información se transmite secuencialmente bit a bit.

Por razones de costo las transmisiones en paralelo se usan para distancias de hasta 2 m, dejándose la transmisión en serie para largas distancias.

Existe una diversidad de tipos equipos de medición, para el cumplimiento adecuado de la NTCSE, se explica las siguientes:

4.5.1. Equipos registradores de tensión

Son equipos que registran tensión para sistemas monofásicos y trifásicos de BT ó MT.

Constituye una herramienta para obtener datos y cuentan con el complemento informatizado, mediante software apropiado.

La instalación se puede hacer:

- En paralelo con los equipos de medida.
- En los secundarios de los transformadores de distribución.

El objetivo principal de estas mediciones es conocer los niveles de tensión que la suministradora entrega a sus clientes.

Las marcas más utilizadas son:

- Circutor
- Ecamec
- LEM

Ver figuras 4.4 y 4.5.

Fig. 4.4: Equipo Registrador Monofásico de Baja Tensión Marca Circutor

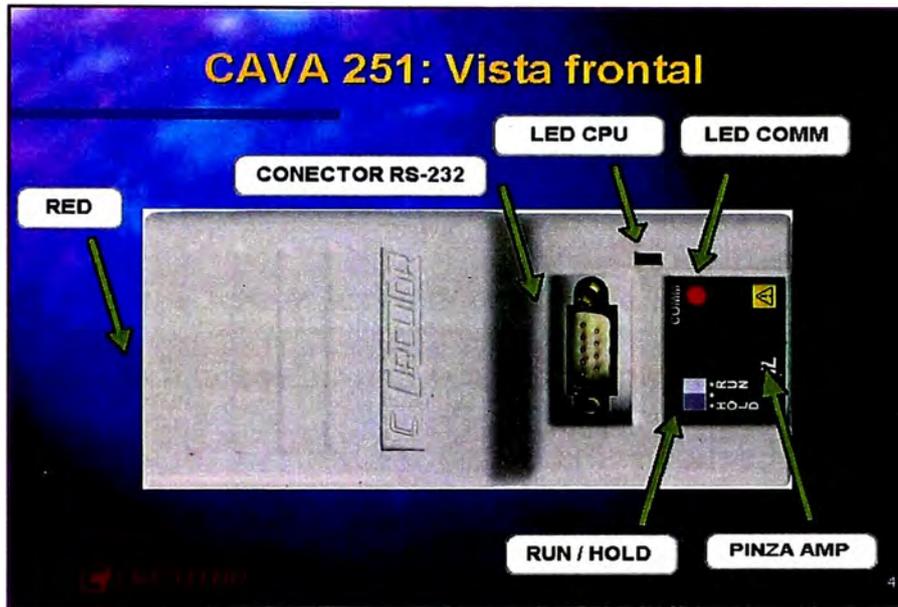


Fig. 4.5: Parte Interna del Equipo Registrador Monofásico de BT Marca Circutor



De acuerdo a la cantidad de suministros en MT y BT con que cuenta una suministradora se debe disponer de una cantidad de equipos registradores con sus respectivos márgenes (por averías, mantenimiento ó imprevistos) y que cumplan los requisitos del punto 4.1.4.1.1. de la base metodológica.

En el Cuadro 4.1 se muestra el cálculo de requerimiento de equipos registradores a necesitar una suministradora, para las mediciones de la norma.

Se asumen que la cantidad de suministros con que cuenta dicha suministradora es:

<u>Tipos de Suministros</u>	<u>Cantidad</u>
Trifásicos MT	300
Trifásicos BT	100 000
Monofásicos BT	665 000
Total	765 300

Cumpliendo el punto 5.1.4 de la norma, entonces la cantidad de mediciones mensuales a realizar es:

Mediciones Trifásicas de MT	25
Mediciones Trifásicas de BT	30
Mediciones Monofásicas de BT	225

Asimismo, se adiciona algunos porcentajes adicionales por mediciones fallidas, levantamiento de mediciones penalizables, 10% exigida por la norma y 10% de respaldo.

Cuadro 4.1: Calculo de Requerimiento de Equipos Registradores para Mediciones en Suministros

		EMPRESA ELÉCTRICA DISTRIBUIDORA		
ITEM	DESCRIPCIÓN	TIPO DE MEDICIÓN		
		MON. BT	TRIF. BT	TRIF. MT
MEDICIONES A REALIZARSE DENTRO DE UNA MUESTRA TIPICA				
01	MEDICIONES NTCSE	225	30	25
02	REMEDIACIONES: FALLIDAS (07% BT Y 02% MT)	16	2	1
03	REMEDIACIONES: PENALIZABLES (35% BT Y 03% MT)	79	11	1
04	SEGÚN 5.1.4 DE LA NORMA 10%	23	3	3
05	RESPALDO POR MANTENIMIENTO, AVERIAS Y OTROS 10%	23	3	3
TOTAL MEDICIONES		366	49	33

ITEM	CANTIDAD DE EQUIPOS A UTILIZARSE DENTRO DE UNA MUESTRA TIPICA			
06	EQUIPOS PARA MEDICIONES NTCSE	75	10	8
07	REMEDIACIONES: FALLIDAS	5	1	0
08	REMEDIACIONES: PENALIZABLES	26	4	0
09	SEGÚN 5.1.4 DE LA NORMA 10%	8	1	1
10	RESPALDO POR MANTENIMIENTO, AVERIAS Y OTROS 10%	8	1	1
TOTAL DE EQUIPOS REQUERIDOS		122	17	10

* Para mediciones de la NTCSE y remediones, se calcula un máximo de 3 mediciones de 8 días (03 rotaciones mensuales) por equipo.

Por lo tanto; la cantidad de equipos registradores a necesitar es:

- * Equipos Registradores Trifásicos de MT : 10
- * Equipos Registradores Trifásicos de BT : 17
- * Equipos Registradores Monofásicos de BT : 122

El calendario típico donde se demuestra las tres rotaciones de mediciones que se pueden realizar en un mes, se muestra en la figura 4.6.

- 1ra. Rotación, días resaltado de rojo.
- 2da. Rotación, días resaltado de azul.
- 3ra. Rotación, días resaltado de negro.

Fig. 4.6: Calendario de un Mes Típico

D	L	M	M	J	V	S
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30				

Esta cantidad de equipos obtenidos es para mediciones exclusivas de la NTCSE, adicionalmente se debe contar con equipos registradores de tensión y carga de acuerdo siguiente punto.

4.5.2. Equipos registradores de tensión y corriente

Son equipos trifásicos de baja tensión que registran parámetros de tensión y corriente, se utilizan para el control de demanda (potencia activa) de los transformadores de distribución.

Asimismo, cumplen la función de mantenimiento predictivo en subestaciones, identificando los transformadores sobrecargados ó subcargados.

Las marca mas utilizadas son: Metrosonic, Lem, RPM y Circutor.

Ver figuras; 4.7, 4.8, 4.9, 4.10, 4.11, 4.12, 4.13, 4.14 y 4.15.

Fig. 4.7: Equipo Registrador Trifásicos de Baja Tensión Marca Ecamec



Fig. 4.8: Equipo Registrador Trifásicos de Baja Tensión Marca Metrosonic

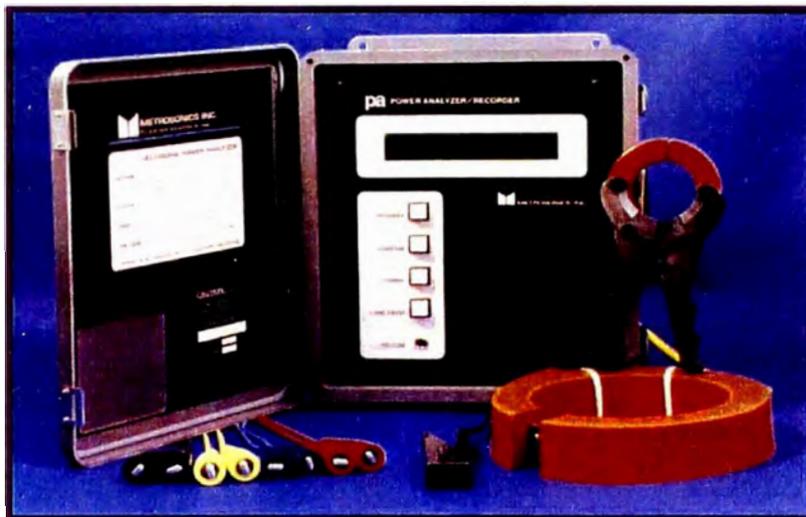


Fig. 4.9: Equipo Registrador Trifásicos de Baja Tensión Marca Lem

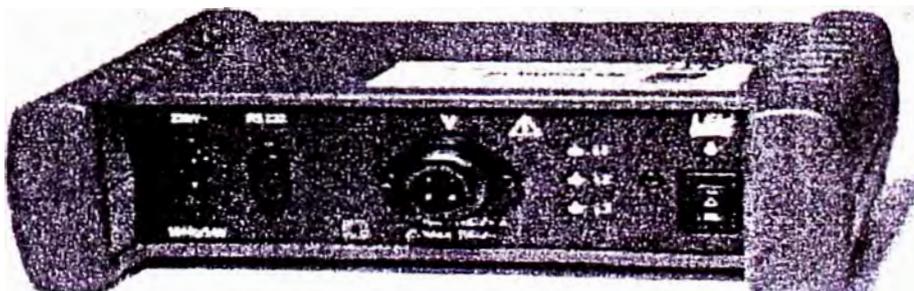


Fig. 4.10: Equipo Registrador Trifásicos Marca Dranetz



Fig. 4.11: Equipo Registrador Trifásicos Marca Elite 4

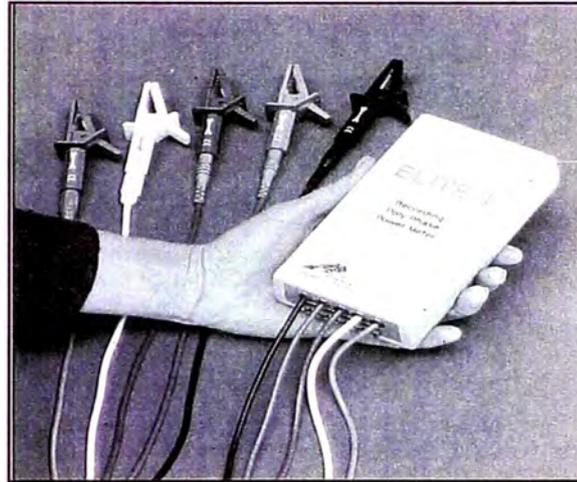


Fig. 4.12: Equipo Registrador Marca Unipower

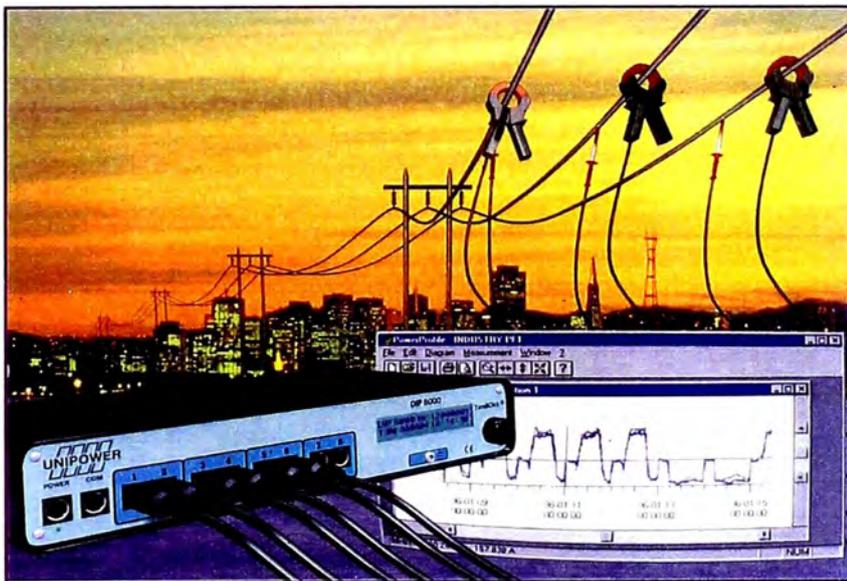


Fig. 4.13: Tipos de pinzas (transformadores) para lecturas de corriente

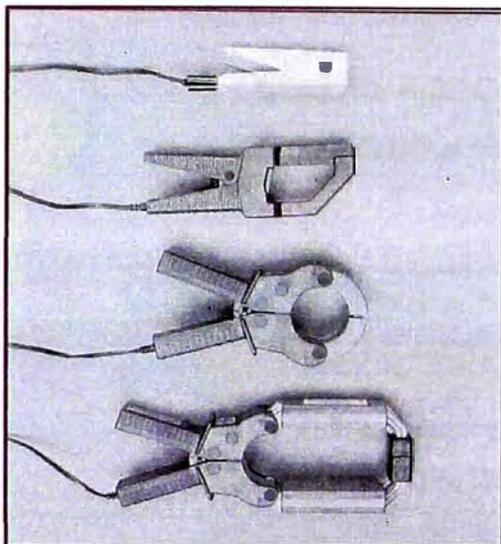
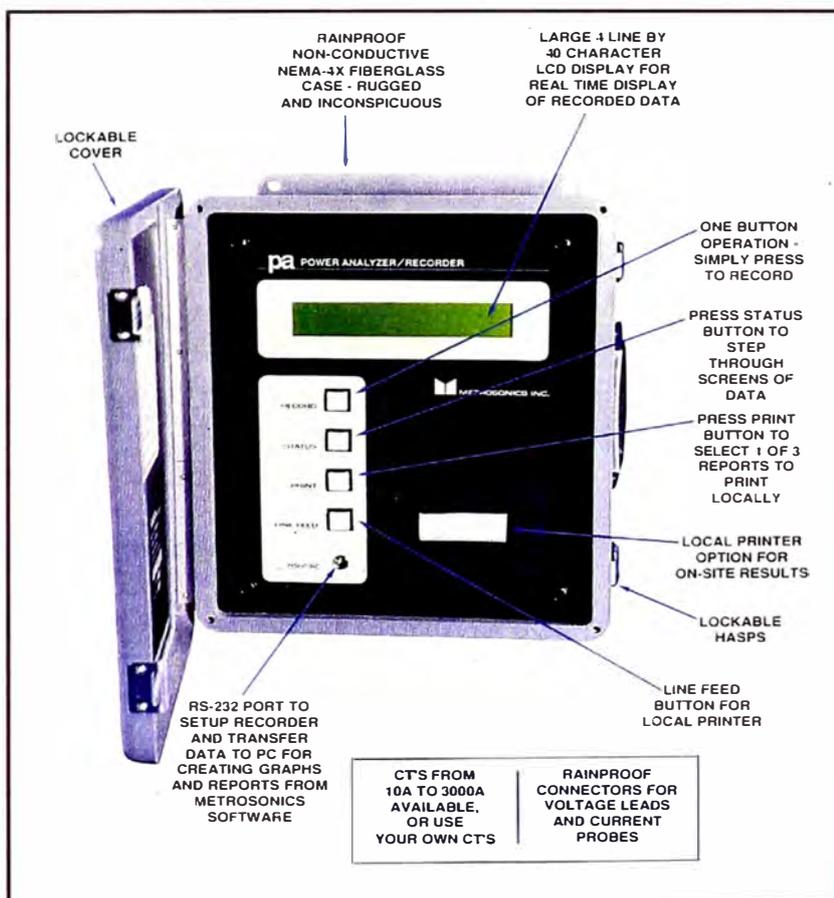


Fig. 4.14: Estuche del equipo registrador marca Circutor



Fig. 4.15: Partes de un Equipo Registrador Trifásico de Baja Tensión marca Metrosonic



En el Cuadro 4.2 se muestra el cálculo de requerimiento de equipos registradores a necesitar una suministradora típica, para mediciones de tensión y corriente BT en subestaciones de distribución.

Cuadro 4.2: Cálculo de Requerimiento de Equipos Registradores para Mediciones en Subestaciones

		EMPRESA ELÉCTRICA DISTRIBUIDORA
ITEM	DESCRIPCIÓN	TIPO DE MEDICIÓN TRIFÁSICA DE BT (TENSIÓN Y CORRIENTE)
MEDICIONES A REALIZARSE DENTRO DE UNA MUESTRA TÍPICA		
01	TOTAL DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN EN UNA SUMINISTRADORA TÍPICA	6480
02	SUBESTACIONES PRIORITARIAS A MEDIR ANUALMENTE (25% DEL TOTAL DE SUBESTACIONES OPERATIVAS). SUBESTACIONES QUE HAN PRESENTADO FALLAS POR SOBRECARGA Ú OTRAS OBSERVACIONES. DENTRO DE ESTE PORCENTAJE ESTA INCLUIDO LOS EQUIPOS QUE TENDRÍAN MANTENIMIENTO, AVERIAS Y OTROS.	1620
DEL ÍTEM ANTERIOR, TOTAL DE MEDICIONES MENSUALES		135
CANTIDAD DE EQUIPOS A UTILIZARSE DENTRO DE UNA MUESTRA TÍPICA		
TOTAL DE EQUIPOS REQUERIDOS (*)		45

* Para mediciones en subestaciones, se calcula un máximo de 3 mediciones de 8 días por equipo.

4.5.3. Secuencimetro

Equipo que detecta la secuencia de fases R, S y T de sistema eléctrico. Utilizado en forma previa antes de conectar las fases de un equipo registrador. Estos equipos son utilizados para:

- Instalación de equipos registradores para la NTCSE.
- Instalación de equipos registradores para el control de demanda en transformadores de distribución.
- Mediciones varios.

4.5.4. Equipos de medición instantánea (tensión y corriente)

Instrumentos para medir tensión y corriente instantánea en valor eficaz.

El más utilizado es el multímetro; instrumento portátil de gran uso por el personal de operación y mantenimiento.

Estos equipos son utilizados para los siguientes trabajos:

- Instalación de equipos registradores para la NTCSE.
- Instalación de equipos registradores para el control de demanda en transformadores de distribución.
- Mediciones varios.

Ver figura 4.16.

**Fig. 4.16: Equipo de Medición Instantánea de Baja Tensión
Marca Lem**



4.6 Herramientas e implementos de seguridad

Herramientas

- 01 Juego de herramientas básicas como:
 - Destornilladores.
 - Alicates de corte, de puntas y universal.
 - Cuchilla de electricista.
 - Martillo.
 - Cinta aislante de BT.
- Escalera telescópica dieléctrica.

Implementos de seguridad

- Uniforme de electricista (pantalón y camisa manga larga).
- Careta.
- Casco dieléctrico.
- Guantes de cuero.
- Guantes dieléctricos.
- Zapatos dieléctricos.
- Estrobo (cinturón de seguridad).
- Cinta de señalización.
- Conos de seguridad.
- Fotocheck.

4.7. Software administrador de las mediciones

Las empresas distribuidoras deben contar con un software informático ó sistema administrador específico para el cumplimiento de la norma, relacionado con el sistema geográfico CAD, con el sistema comercial de clientes y debe presentar las siguientes bondades básicas:

- Administra el total de equipos registradores pudiendo mostrar consultas, opción de ingreso y eliminación de medidores.

Por ejemplo; en las consultas de las características de los equipos registradores podrá mostrar:

Numero de medidor.

Número de serie de fabricación del medidor.

Marca del medidor.

Modelo del medidor.

Zona a que corresponde.

Tipo de medición.

Tipo de medidor.

Año de fabricación del medidor.

Estado del medidor.

- Administra a los responsables de las mediciones pudiendo mostrar datos como;

* Código.

* Nombre.

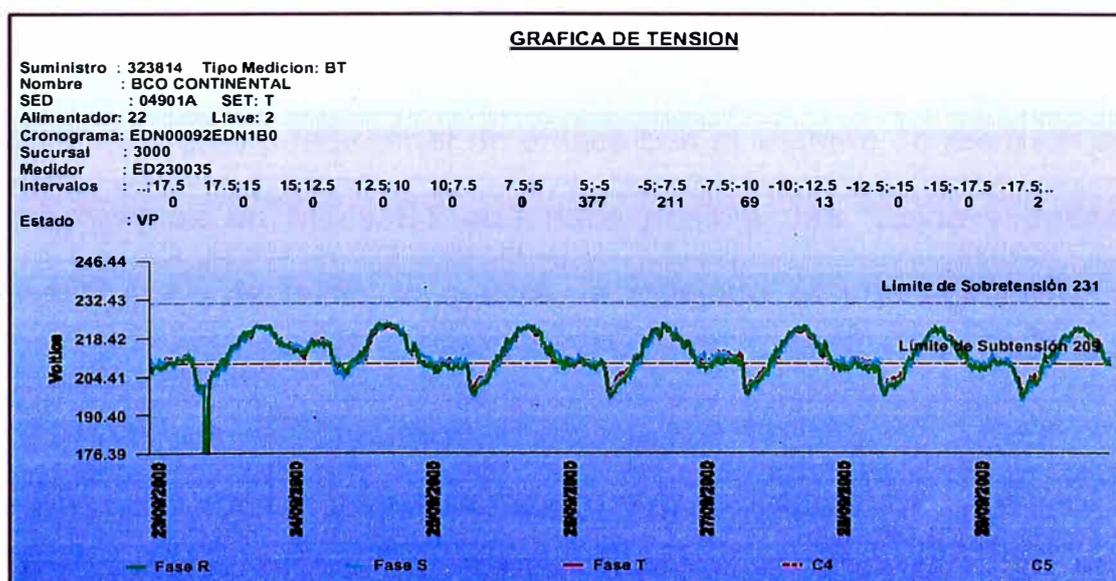
* D.N.I.

* Zona.

- * Teléfono.
- * Personal estable ó contratado.
- Elaboración y actualización de cronogramas.
- Almacena las mediciones de suministros.
- Presenta consultas de resultados de mediciones por suministro, considerando las tolerancias, registro cada 15 minutos por valores.
- Evolución de la medición por suministro.
- Calculo de las compensaciones actuales e históricas de los suministros medidos.
- Indicadores de Calidad de Producto.

En el gráfico 4.2 se muestra el resultado de la consulta de una medición.

Gráfico 4.2: Consulta Grafica de una Medición de Tensión



4.8. Sistema CAD; administrador geográfico de redes eléctricas en media y baja tensión

Sistema administrador de redes de distribución es un sistema geográfico que relaciona los sistemas técnicos y comerciales de la distribuidora, permitiendo la identificación y ubicación exacta de cada uno de los clientes. Asimismo, podría brindar información consolidada en alta, media y baja tensión con confiabilidad y permitiendo tener información histórica de cambios de estados de la red y de los usuarios.

La integración de este software puede estar conformada por Autocad y Windows NT y otros.

Adicionalmente puede facilitar para él calculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), permitiendo tener la cantidad y ubicación exacta de postes, equipos, redes; sin necesidad de hacer estudios de campo cada vez que se solicita esta información.

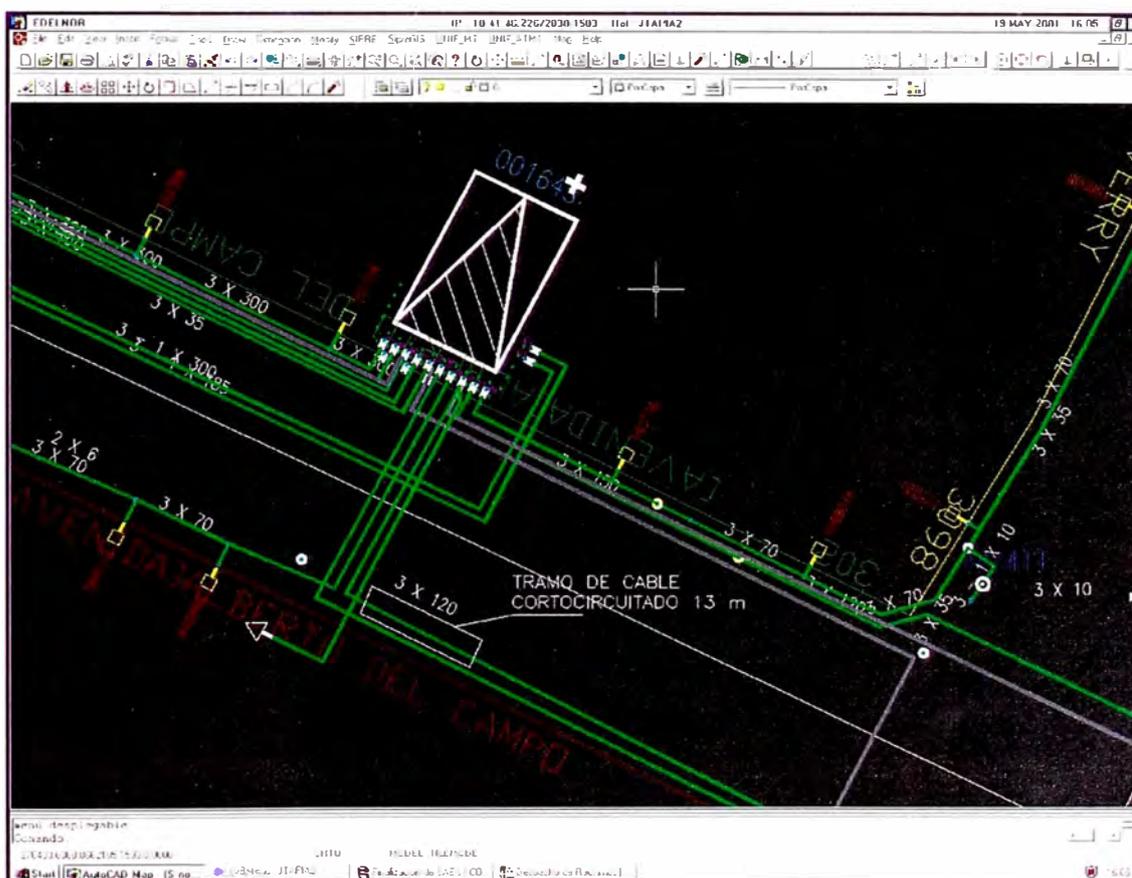
Adicionalmente puede tener un enlace con el sistema de atención de emergencias en MT y BT que hace posible una rápida y óptima identificación de fallas, lo que se ve reflejado en una ágil atención para los usuarios.

Permite lo siguiente:

- Ubicación geográfica de calles y manzanas.
- Muestra la ubicación geográfica de las redes de media y baja tensión.
- Diagramas unifilares de las redes de media tensión.
- Datos de los suministros comerciales y técnicos.
- Datos técnicos de las redes de media y baja tensión y subestaciones de distribución.

En el gráfico 4.3 se muestra el resultado de una consulta del recorrido de la red de un circuito de baja tensión.

Gráfico 4.3: Consulta Grafica de un Sistema Eléctrico de BT



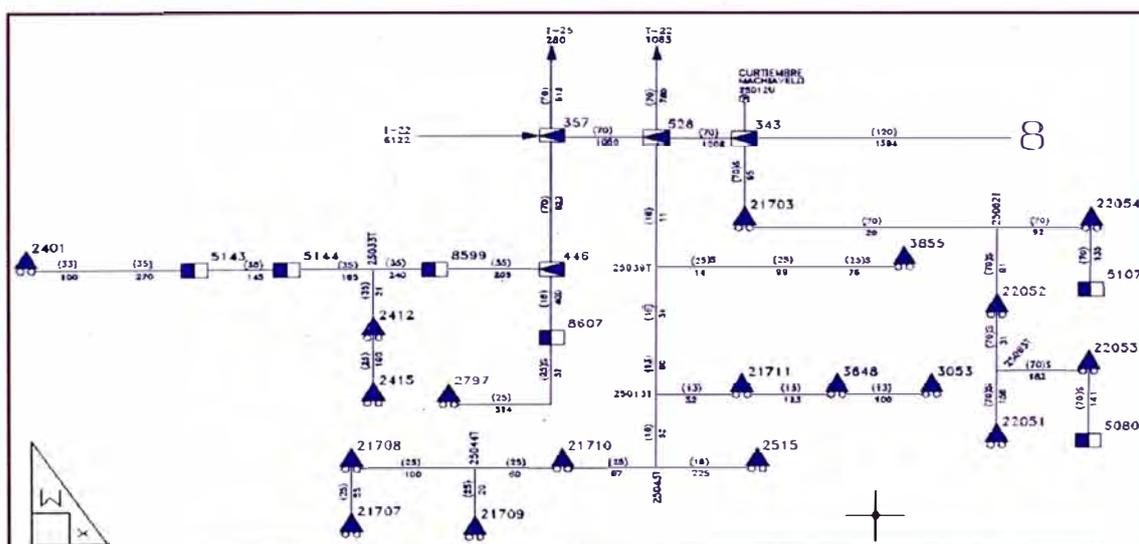
4.9. Guía

Se utiliza para ubicar en campo a los suministros y subestaciones a medir, esta conformada de:

- Planos geográficos para la ubicación de las subestaciones de distribución. En estos planos se encuentran las ubicaciones de las subestaciones, mostrándose las calles y avenidas principales.
- Diagramas unifilares del sistema eléctrico de media tensión.
- Datos de los suministros a medir (dirección, distrito, circuito y etc.).
- Datos de las subestaciones a medir (dirección, distrito, circuito y etc.).

Ver gráfico 4.4.

Gráfico 4.4: Sistema Eléctrico de las Subestaciones de Distribución Interconectadas con las Redes de Media Tensión



CAPITULO V

PROCEDIMIENTOS PARA REALIZAR MEDICIONES

5.1 Generalidades

En este capítulo se explica los procedimientos que podrán aplicar las empresas suministradoras, para realizar mediciones de tensión, para tener el control de la tensión entregada a los usuarios y para realizar el mantenimiento a los equipos de medición.

5.2 Aplicación de la base metodológica

La base metodológica establece el control para el cumplimiento de la norma y 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, indicado en cada caso los requisitos mínimos del equipamiento que podrá utilizarse.

5.3 Información periódica a los usuarios

Las suministradoras están obligadas a informar en forma resumida a los usuarios referente a la Ley de Concesiones Eléctricas y la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos dos veces al año en cumplimiento con el punto 3.1 f) de la norma. Esta información presenta un formato poco amigable y con un contexto técnico en donde los clientes pocas veces le dan interés.

La mayor cantidad mediciones se realiza en los suministros monofásicos y/o trifásicos de baja tensión en donde se presenta ciertas dificultades como:

- Clientes ausentes.
- Clientes no permiten que le instale el equipo registrador por desconfianza y desconocimiento.
- No hay acceso a la toma (se encuentra enrejada).
- Zona peligrosa.

Con el objeto de minimizar estas dificultades es necesario emitir información adicional dinámica a los usuarios de la forma:

- Amigable.
- Didáctico y geográfico.
- Objetivo.

La entrega de dicha información debe ser trimestral al total de los usuarios adjunta a las facturas.

En el resultado del sorteo de una campaña mensual de mediciones a realizar y de acuerdo al punto 4.1.2 b) de la base metodológica se selecciona con una semana de anticipación una cantidad de suministros que van a ser medidos en el mes siguiente. Y con anticipación a la fecha programada de instalación del equipo registrador se les remite carta informativa explicando el cumplimiento de la norma para las facilidades del caso (indicación de la base metodológica).

A continuación se adjunta formato 5.1.

Formato 5.1: Carta a clientes seleccionados en donde se realizaran mediciones

.....
LIMA, DE DICIEMBRE DEL 2 003

Señor (a)

Cliente de la Suministradora X

Presente.-

Estimado Cliente:

Comprometidos en brindarle un servicio cada vez mejor, le informamos que la Suministradora X viene ejecutando importantes trabajos de mejoramiento de la calidad de servicio a nuestros clientes de acuerdo a lo establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas y Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

En esta oportunidad, estamos realizando una campaña de medición a través de la cual verificaremos la tensión que llega a su hogar, **y de esta manera comprobar la Calidad del Producto que le estamos brindando.**

Para este efecto, le comunicamos que su suministro ha sido elegido como parte de la muestra a ser revisada. Por tal motivo, le agradeceremos brindarnos su apoyo permitiendo que nuestro personal, debidamente identificado con un Fotocheck, instale en su domicilio el 12-12-2003 a las 10:00 Horas, un equipo registrador (una pequeña caja de plástico) por el **periodo de ocho días**. Con los datos e información que obtengamos de ese registro, procederemos a implementar las mejoras que sean necesarias para ofrecerle un mejor servicio.

Si tuviera alguna consulta o aclaración que desee de nosotros, háganosla saber, llamando al, donde estamos a su disposición para satisfacer sus inquietudes de lunes a viernes de 8:00 am a 6:00 pm ó al las 24 horas del día durante los 365 días del año.

Gracias por brindarnos la oportunidad de servicio cada vez mejor.
Atentamente,

ING. JUAN PEREZ RODRIGUEZ
Jefe de Zona 1
Dpto. Calidad de Producto - Tensión

Nota: Le recordamos que el equipo de medición que se instalará en su domicilio, no consume energía. La instalación y retiro del mismo son completamente gratuito.

5.4 Identificación y consideraciones de las zonas de trabajo

La relación de suministros a medir en el siguiente mes se tiene con una anticipación de siete días de acuerdo a la base metodológica, esta relación debe ser identificada y ordenada por dirección, zonas y circuitos. Después del orden se coloca las fechas de instalación de los equipos registradores para la emisión del cronograma a Osinerg. Esta distribución se hace con la ayuda de:

- Dirección de los suministros.
- Guía de subestaciones de distribución.
- Módulos de ubicación de subestaciones de distribución.
- Guía de calles de Lima Metropolitana.

Ver figura 5.1.

Fig. 5.1: Personal Operativo Identificando la Zona de Trabajo



5.5 Mediciones periódicas en subestaciones de distribución - baja tensión

Estas mediciones se realizan en los secundarios de los transformadores de distribución, cuya finalidad será de conocer la magnitud global de la tensión y corriente que toman los transformadores, para ello se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Tipo de instalación.
- Numero de transformadores en paralelo.
- Capacidad de corriente total de la carga conectada a los transformadores.
- Variables a registrar (V, I, kW, kVA, kVAR, $\cos(\Phi)$, etc.).
- Periodo de integración, normalmente es de 15 minutos.
- Tiempo de registro, lo mas optimo es los siete días de la semana.
- El equipo usará kit de tensión y los transformadores de corriente de hasta 3 000 amperios.

Estas mediciones deben encontrarse dentro del plan de mantenimiento de un sistema de distribución.

A continuación se explica procedimiento general de la medición:

Consiste en tomar mediciones de registros y/o instantáneas de tensión y corriente en las barras de salida BT de los transformadores y llaves de distribución, comprobando la demanda máxima de los transformadores, disyuntores, cables de comunicación y otros.

Este tipo de mediciones se realizará a subestaciones importantes ó criticas, tomando como máximo una medición al año por subestación.

Para cada medición de una subestación de distribución se debe llenar el formato 5.2.

Formato 5.2: Planilla Operativa para Mediciones de Tensión y Carga de Subestaciones

SED _____
 TIPO _____
 ALIM. _____

FECHA Y HORA DE INSTALACIÓN : _____
 FECHA Y HORA DE RETIRO : _____

_____/_____/_____(: :)
 _____/_____/_____(: :)

DATOS DE LOS TRANSFORMADORES

DATOS GENERALES

Nº DE KARDEX _____
 FABRICANTE _____
 CELDA DE UBICACIÓN _____

CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO

POTENCIA NOMINAL (KVA) _____
 DEMANDA MÁXIMA (KVA) _____
 FACTOR DE UTILIZACIÓN _____
 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN _____
 NIVEL DE ACEITE _____
 TEMPERATURA _____
 DISYUNTOR / SECCIONADOR (AMP) _____
 CORRIENTE NOMINAL, PRIMARIO (AMP) _____
 CORRIENTE NOMINAL, SECUNDARIO (AMP) _____
 TENSIÓN DE CORTO CIRCUITO _____
 POSICIÓN DE TAP _____
 NUMERO DE TAP'S _____

RELAC DE TRANSF	MT	BT
A ~ 3 V	10125	236
	10000	236
	9875	236
	9750	236
B ~ 6 V	9625	236
	10500	230
	10250	230
	10000	230
C ~ 6 V	9750	230
	9500	230
	10250	236
	10000	236
D ~ 12 V	9750	236
	9500	236
	10500	230
	10000	230
	9500	230

DATOS DE LOS CABLES DE COMUNICACIÓN

CELDA Nº	SECCIÓN (mm ²)	REDUCTOR AMP.	CARGA CON PINZA (AMP)		
			VERDE (R)	BLANCA (S)	ROJA (T)

TENSIÓN ENTRE FASES (Transformador):

RS: _____ RT: _____ ST: _____

TENSIÓN ENTRE FASES (Tablero de Distribución):

RS: _____ RT: _____ ST: _____

EQUIPO: _____ PINZAS: _____

OBSERVACIONES: _____

 NOMBRE Y FIRMA
 RESPONSABLE CONTRATISTA

 NOMBRE Y FIRMA
 RESPONSABLE DE LA SUMINISTRADORA

5.6 **Mediciones periódicas en subestaciones de transformación – media tensión**

Estas mediciones son del tipo estacionario por que los equipos de medición se encuentran fijos e instalados en los centros de transformación de 60/10 kV (SET), semanalmente debe extraerse vía modem la información para los análisis respectivos.

Los parámetros básicos a controlar son:

- Tensión.
- Corriente.
- Potencia activa.
- Potencia inductiva y capacitiva.
- Factor de potencia.
- THDv
- THDi
- Energía activa.
- Energía inductiva y capacitiva.

Los resultados de estas mediciones van a permitir gestionar la tensión de entrega en hora punta y no punta desde el SET.

Los equipos analizadores deben estar integrados en una red de comunicaciones a través de su salida RS-485 mediante protocolo estándar Modbus.

Medición Instantánea en MT

En algunas ocasiones se necesita realizar mediciones instantáneas de tensión y carga en MT en las subestaciones de distribución para identificar la caída de tensión ó sobrecarga en algún punto o tramo de un circuito de MT, para ello explicamos procedimientos básicos para la prueba de tensión y carga en MT.

a) Prueba de tensión

- Dos (2) trabajadores como mínimo, en posición estable, usando guantes de MT (Clase 02) deberán efectuar la medición.
- Ambos trabajadores deberán acercarse y hacer contacto al mismo tiempo los electrodos sujetos a cada pértiga.
- Asegurar un buen contacto y mantenerlo durante 3 o 4 segundos.
- Vigilar que el instrumento y el cable de extensión se encuentren alejados de los operadores como también de los conductores de MT y estructuras a tierra (por lo menos 2 metros).

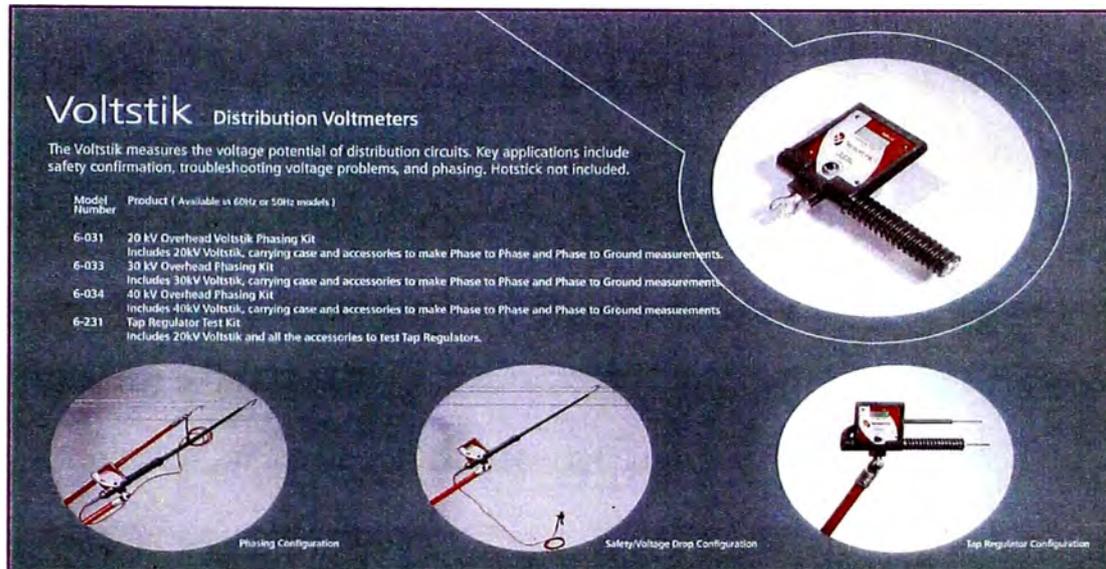
b) Prueba de carga

- El trabajo de medición estará a cargo como mínimo de Dos (2) personas ubicadas en posición estable. Uso de guantes dieléctricos MT clase 02.
- Si el punto a medir permite tener buena visualización de la pantalla de la pinza, se analizarán los datos obtenidos y se registrarán.

- Si el punto a medir no tiene buena visualización se utilizará la opción HOLD (off /on/hold), esta palabra aparecerá en la parte izquierda inferior de la pinza, luego se realizará un buen contacto (fijo y único) manteniendo esta posición durante 4 seg. (aprox.), luego retirar la pinza y anotar los valores obtenidos (dato congelado).
- Realizar mínimo 2 (dos) veces cada intento para confirmar la medición. Si la medición se va a realizar en una subestación convencional y esta celda tiene un interruptor móvil, tener cuidado de no tocar los relés y preferible realizar la medición en los seccionadores de barra. Si se trata de una celda con interruptor fijo, de preferencia realizar la medición en la parte inferior (terminal).
- Si se va a realizar las mediciones en la red aérea se utilizará un brazo hidráulico más la ayuda de binoculares.

En la figura 5.4 se muestra un equipo de medición instantánea para circuitos de media tensión.

**Fig. 5.4: Equipo de Medición Instantánea de Media Tensión
Marca SensorLink**



5.7 Procedimientos para la instalación y retiro de los equipos registradores

Las mediciones en baja tensión se realizan de manera directa y las de media tensión son indirectas (entre los bornes del equipo registrador y la línea a medir existe uno o varios transformadores).

5.7.1. Instalación y retiro del equipo registrador de tensión monofásico en caja portamedidor

1. Revisar la fecha de instalación de los suministros seleccionados.
2. Verificar que el personal cuente con todos los implementos de seguridad necesarios para esta actividad y en perfectas condiciones.
3. Preparar la totalidad de equipos registradores a utilizar, colocar los equipos y cables, dentro de las cajas adecuadas para su

transporte y fijarlas en lugar donde exista poca posibilidad de vibración o golpes dentro de la unidad móvil.

4. Colocar herramientas dentro de maletas o recintos apropiados para su transporte, de preferencia en lugar donde no exista posibilidad de movimiento.
5. Identificar la dirección exacta y el N° de suministro donde se va a realizar la medición.
6. Constatar si las condiciones del lugar son adecuadas para la realización del trabajo.
7. Con el fotocheck en lugar visible comunicar al cliente el trabajo que se va a realizar y sus beneficios.
8. Demarcar y señalizar la zona de trabajo de tal forma que el técnico pueda colocar sus herramientas y equipos.
9. Ubicar la caja portamedidor y descartar posible electrificación.
10. De existir electrificación comunicar de inmediato al Dpto. de Atención Emergencias de BT, para la eliminación del electrificación.
11. Aperturar la tapa de la caja portamedidor utilizando las llaves suministradas para tal fin y observar si es posible instalar el registrador en la caja toma.
12. En caso de que la instalación en la caja toma no ofrezca garantías, instalar el equipo dentro de las instalaciones del cliente. Instalar el registrador en la llave general del cliente o en el tomacorriente más cercano.

13. En caso de duda o falta de datos precisos del suministro donde se realizará la instalación, se hará la consulta respectiva por radio, de idéntica forma cuando se trate de mediciones en suministros alternativos para todos los casos sin excepción.
14. Realizar el cambio de chapa de la caja portamedidor.
15. Tomar lectura de tensión y corriente.
16. Instalar los cables del equipo en la entrada del interruptor termomagnético o antes de los fusibles (según el caso).
17. Verificar que no existen falso contactos entre los cables del equipo y el térmico o fusibles.
18. Colocar los conectores de los cables del equipo a los terminales del equipo.
19. Comprobado el correcto funcionamiento del equipo disponerlo de forma adecuada dentro de la caja portamedidor.
20. Ordenar los cables conectores de forma adecuada para que no obstruyan el cierre o apertura de la caja portamedidor.
21. Verificar que los cables no estén sometidos a compresión o tracción que propicien rotura del o deterioro del cable o el aislamiento del mismo.
22. Terminada la instalación, cerrar la caja portamedidor, verificando que no exista electrificación.
23. El asistente deberá completar los datos de la planilla destinada para tal fin (original y 2 copias) consignando claramente los datos del cliente y haciendo firmar al mismo la veracidad de lo actuado.

24. Las observaciones encontradas informar al Dpto. Calidad de Producto -Tensión.
25. Concluido el período de medición, coordinar con el supervisor el retiro del registrador.
26. Retirar el registrador de la caja toma ó de la instalación del cliente.
27. Reponer la cerradura inicial de la caja toma.
28. Asegurar el cerrado de los dispositivos de seguridad contra accesos (candados, puertas, etc.) donde corresponda.
29. Solicitar firma del cliente dejando constancia el retiro del equipo registrador de la toma.
30. Recoger los registradores y accesorios empleados en el trabajo, verificando su operatividad para una próxima utilización.

En la figura 5.5 se muestra al personal operativo instalando un equipo registrador monofásico de baja tensión en una caja portamedidor.

En la figura 5.6 se muestra un equipo registrador monofásico de baja tensión instalado en una caja portamedidor.

Fig. 5.5: Instalación de un Equipo Registrador Monofásico de Baja Tensión en una Caja Portamedidor



Fig. 5.6: Equipo Registrador Monofásico de Baja tensión Instalado en una Caja Portamedidor



5.7.2. **Instalación de equipo registrador de tensión y corriente en subestaciones convencionales**

1. Colocar los equipos y sus cables en un lugar donde exista poca posibilidad de vibración o golpes dentro de la unidad móvil.
2. Ubicar la subestación donde se va a realizar la instalación.
3. Hacer uso de la careta de protección facial, herramientas aisladas y guantes dieléctricos.
4. Constatar si las condiciones del lugar son adecuadas para la realización del trabajo. Tales como cables de comunicación y cable de servicio particular con falso contacto con la posibilidad de desprendimiento, llaves de baja tensión que se encuentren directos etc.
5. Ubicar el cable comunicación y/o cable de servicio particular para medir la carga de las mismas y tensiones en barras de baja tensión haciendo uso de la careta de protección facial y guantes aislantes, descartar posible electrización y cables que por su antigüedad, sobrecarga y/o falso contacto estén a punto de fallar.
6. Verificar las tensiones a medir y si el equipo esta programado para dicha tensión.
7. De existir electrización o alguna otra anomalía comunicar de inmediato al Dpto. de Atención de Emergencias BT.
8. Verificar la secuencia de fases haciendo uso del secuencímetro.
9. Siguiendo la secuencia de fases, conectar los cables tensión en las barras de baja tensión o en salida de baja tensión del

transformador (según el caso), verificando que no existan falsos contactos.

10. Conectar las pinzas de corriente al equipo registrador, luego conectarlas cada pinza al cable de la fase correspondiente siguiendo el sentido de la corriente señalado en la pinza, ya sea en cables comunicación y/o servicio particular (según el caso).
11. Comprobado el correcto funcionamiento del equipo disponerlo de forma adecuada dentro de la Subestación.
12. Verificar que los cables no estén sometidos a compresión o tracción que propicien rotura del o deterioro del cable o el aislamiento del mismo.
13. Terminada la instalación el asistente deberá tomar nota del equipo y datos técnicos correspondientes en su planilla operativa.

Ver figura 5.7.

Fig. 5.7: Instalación de un Equipo Registrador en el lado de Baja Tensión de una Subestación de Distribución



5.7.3. Registro de tensión y carga instantánea

Comprende:

- Toma de lectura; de tensión y corriente según hora y lugar que indique la suministradora.
- Presentar informe de las lecturas efectuadas, con las especificaciones técnicas de la subestación ó suministro a medir en formato de la suministradora.

Ver figura 5.8, el formato 5.3 es utilizado para registrar mediciones instantáneas de las barras de los transformadores de distribución y el formato 5.4 es utilizado como informe técnico para registrar mediciones instantáneas en suministros.

Fig. 5.8: Medición de Corriente Instantánea en el lado de Media Tensión de una Subestación de Distribución



Formato 5.3: Mediciones Instantáneas de Transformadores de Distribución en BT

Número	Fecha	Hora	S.E.	Tensión			Corriente			Observaciones
				Vrs	Vst	Vtr	Ir	Is	It	
1										
2										
3										
4										
5										

Formato 5.4: Informe Técnico de Mediciones Instantáneas en Suministros

<u>INFORME TÉCNICO</u>																					
Motivo :	Hora :																				
.....																					
Usuario :																					
Dirección :																					
<table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 50%; border: none;"> N° Cliente :</td> <td style="width: 50%; border: none;"> * Medidor :</td> </tr> <tr> <td style="border: none;"> * Llave :</td> <td style="border: none;"> * Reductor de Corriente :</td> </tr> <tr> <td style="border: none;"> * Sub-Estación :</td> <td style="border: none;"> * Térmico :</td> </tr> <tr> <td style="border: none;"> * Tipo :</td> <td style="border: none;"> * Fusible :</td> </tr> <tr> <td style="border: none;"> * Tarifa :</td> <td style="border: none;"> * Cable de Acometida :</td> </tr> <tr> <td style="border: none;"> * Estado :</td> <td style="border: none;"> * Potencia Contratada :</td> </tr> <tr> <td style="border: none;"> * Toma :</td> <td style="border: none;"> * Potencia Registrada :</td> </tr> <tr> <td style="border: none;"> * Tensión Registrada : Fase RS : Fase ST : Fase TR :</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="border: none;"> * Carga Registrada : Fase R : Fase S : Fase T :</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="border: none;"> * Nivel de Aislamiento de Instalación Interna :</td> <td></td> </tr> </table>		N° Cliente :	* Medidor :	* Llave :	* Reductor de Corriente :	* Sub-Estación :	* Térmico :	* Tipo :	* Fusible :	* Tarifa :	* Cable de Acometida :	* Estado :	* Potencia Contratada :	* Toma :	* Potencia Registrada :	* Tensión Registrada : Fase RS : Fase ST : Fase TR :		* Carga Registrada : Fase R : Fase S : Fase T :		* Nivel de Aislamiento de Instalación Interna :	
N° Cliente :	* Medidor :																				
* Llave :	* Reductor de Corriente :																				
* Sub-Estación :	* Térmico :																				
* Tipo :	* Fusible :																				
* Tarifa :	* Cable de Acometida :																				
* Estado :	* Potencia Contratada :																				
* Toma :	* Potencia Registrada :																				
* Tensión Registrada : Fase RS : Fase ST : Fase TR :																					
* Carga Registrada : Fase R : Fase S : Fase T :																					
* Nivel de Aislamiento de Instalación Interna :																					
OBSERVACIONES :																					
Lima, de de 2																					
_____ El Contratista	_____ Supervisor Suministradora X																				

5.8 **Aplicación de Sistema CAD, para la atención de nuevos suministros ó ampliación de la potencia contratada a clientes**

El sistema CAD es la digitalización de toda la red de distribución AT, MT y BT incluyendo centros de transformación y distribución, así como suministros.

Que mediante consultas nos reportan datos y especificaciones de cualquier elemento como:

- Centros de Transformación AT/MT.
- Subestaciones de Distribución.
- Suministros.
- Redes de AT, MT y BT.
- Varios.

Estos datos son actualizados mediante catastros permanentes y actualización de la red por nuevas obras.

Dentro de los datos debe mostrar el registro de las mediciones de tensión y carga tanto de las salidas de los Centros de Transformación de AT/MT y/o Subestaciones de Distribución y de los Suministros de cualquier tensión. Para que el Dpto. de Proyectos pueda decidir si es posible incrementar mas suministros en una red de AT, MT y BT y/o aumento de potencia contratada en algún suministro, sin deteriorar la calidad de producto entregado a los suministros conectados, caso contrario reforzar la red.

5.9 **Catastro y control de la posición de tap de los transformadores de distribución**

Dentro de las actividades de registro de demanda de los transformadores de distribución se encuentra el registro del catastro de los transformadores incluyendo la posición del tap.

Estos datos son necesarios para el análisis de la tensión entregada por el transformador así como su demanda que determinarán la acción correctiva a necesitar como:

- Regulación de tap.
- Reemplazo de transformador por sobrecarga ú otro defecto detectado.

En las figuras 5.9, 5.10 y 5.11 se muestra el conmutador tap de los transformadores de distribución, en el gráfico 5.1 se muestra el diagrama de un conmutador.

Fig. 5.9: Conmutador de un Transformador Tipo Convencional

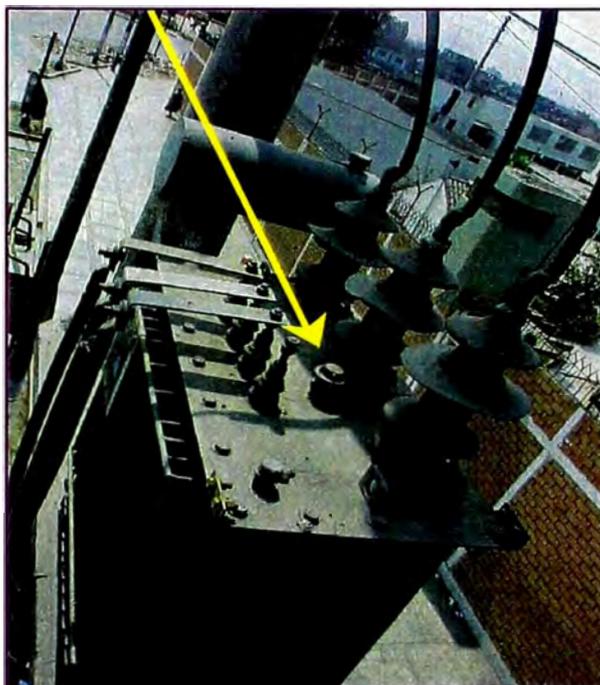


Fig. 5.10: Conmutador de un Transformador Tipo Compacta Bóveda

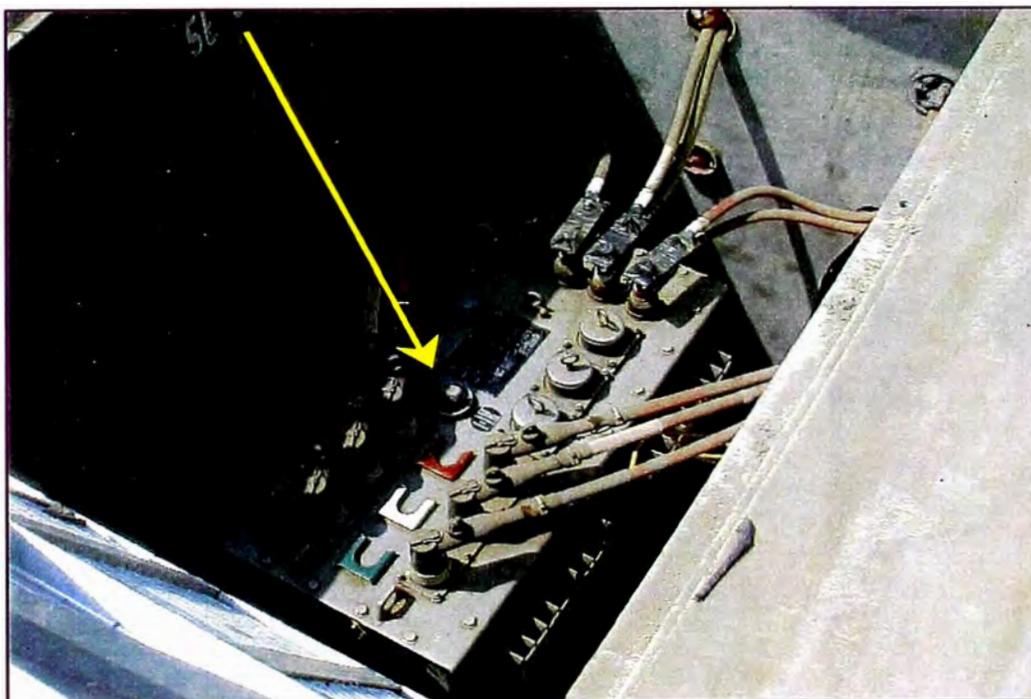
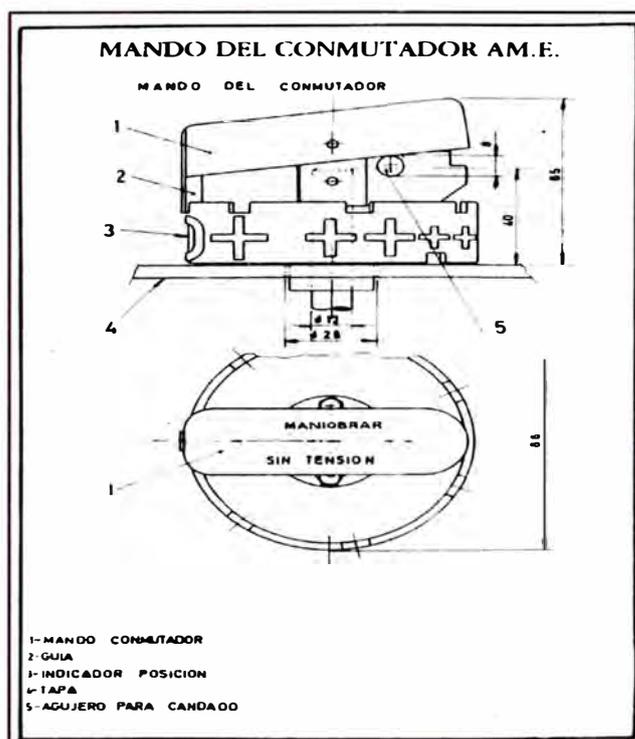


Fig. 5.11: Conmutador de un Transformador Tipo Compacta Pedestal



Gráfico 5.1: Mando del Conmutador de un Transformador de Distribución



5.10 **Contrastación y/o calibración de los equipos de medición**

Parte del mantenimiento de los equipos registradores es la contrastación y/o calibración.

Primero debemos contrastar los equipos registradores con un equipo patrón de clase precisión 0,1 y aquellos equipos registradores que están fuera de la clase de precisión 0,5 exigida por la norma pasan a la siguiente etapa de calibración.

5.10.1. **Contraste de equipos registradores**

Tiene por finalidad determinar la precisión con que miden los equipos registradores de cualquier tipo para lo cual es necesario que se realicen un conjunto de pruebas que determinen el estado operativo del equipo registrador así como la elaboración de una ficha técnica que contenga un historial de las contrastaciones realizadas.

En nuestro medio existe un conjunto de marcas con sus propias características de equipos registradores, que presentan diferentes tipos de clases de precisión.

Para el contraste de uno ó varios equipos registradores se debe contar con los elementos necesarios tanto en infraestructura, equipos y personal especialista calificado.

A continuación se presenta los equipos básicos que se requieren para el contraste:

- Equipo Registrador patrón con clase de precisión igual a 0,1.
- Generador de señales (Corriente y Tensión).
- Desfasador de ángulo de fase entre la corriente y la tensión.
- Otros equipos y materiales.

El equipo registrador patrón debe cumplir con las normas respectivas dadas por las entidades encargadas como Indecopi.

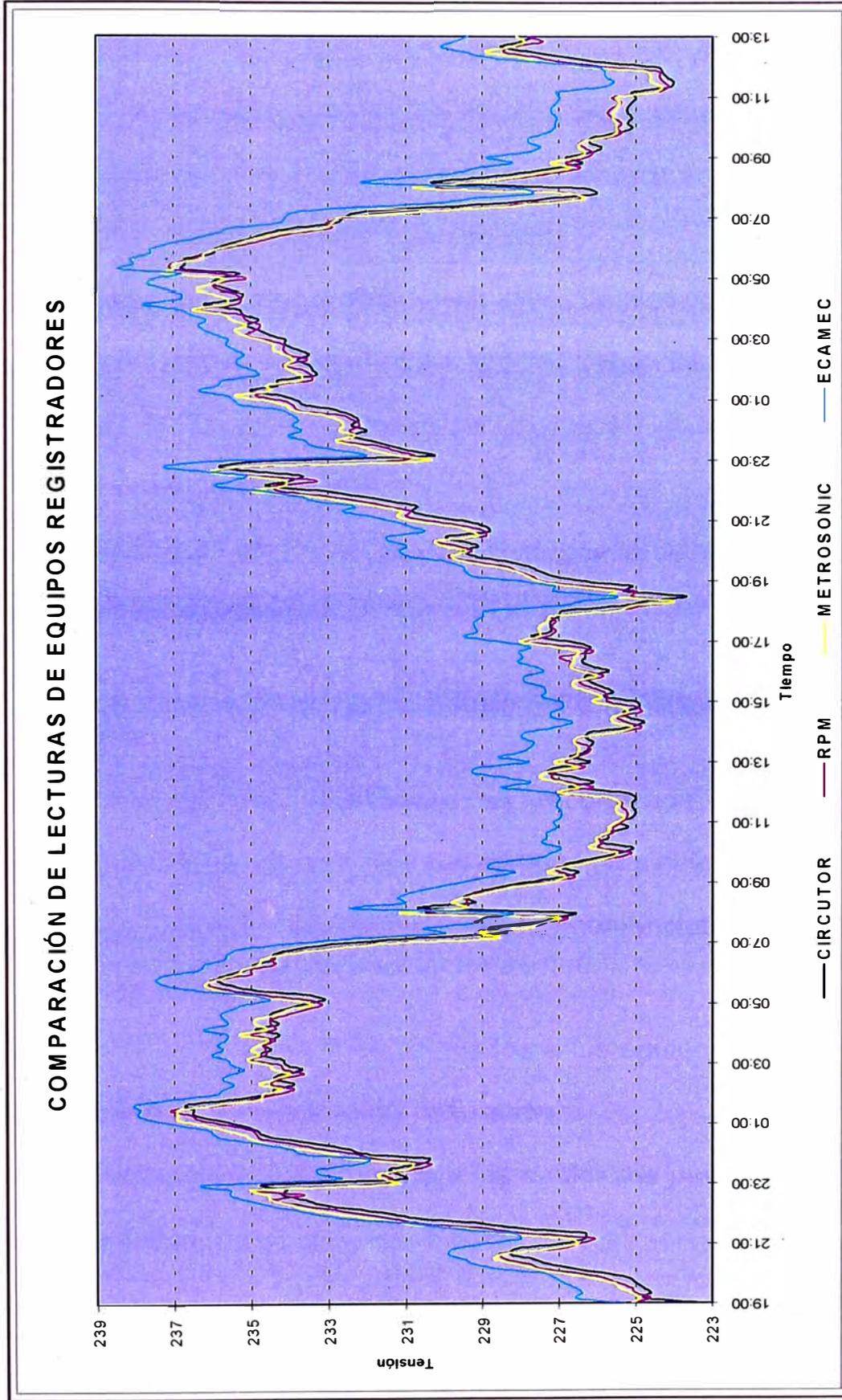
Para el contraste de equipos registradores, es necesario hacer que un equipo registrador patrón mida los mismos parámetros eléctricos (tensión, corriente y etc.) que mide uno o varios equipos registradores bajo prueba y luego se compara las lecturas en donde se puede apreciar las desviaciones de los equipos, así como su descalibración.

En forma practica se acepta como error admisible un rango de $\pm 2\%$.

Los registradores deben ser contrastados y/o calibrados cada seis meses.

En el gráfico 5.2 se muestra el comportamiento de la tensión de cuatro equipos registradores medidos en un mismo punto, en donde se aprecia desviaciones de tensión entre ellos.

Gráfico 5.2: Comparación de Lecturas de Equipos Registradores



5.10.2. Calibración de equipos registradores

La calibración de equipos registradores tiene por objeto corregir los errores de medición, hay varias situaciones que son muy comunes en la generación de errores de los equipos registradores, algunas de las cuales mencionaremos a continuación:

- Cuando se instala registradores sin la verificación previa, de que se encuentren en condiciones óptimas según fabricante.
- Cuando un equipo registrador pierde su exactitud debido al tiempo de operación.
- Debido a la falta de un adecuado programa de mantenimiento de equipos registradores.

Es recomendable tener datos, valores y certificados de la calibración.

Para obtener una certificación se recomienda un sistema de calibración integrado, el cual debe contener lo siguiente:

- Listado de patrones de medición con nomenclatura y número de identificación.
- Intervalos de calibración asignados a los equipos de medición, y pruebas a los patrones de calibración.
- Condiciones ambientales bajo las cuales los patrones deben ser operados.
- Procedimientos de calibración para equipos de medición y pruebas.
- Sistema de codificación para la identificación a los instrumentos.

CAPITULO VI

EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LAS MEDICIONES

6.1 Generalidades

En este capítulo se explica las consideraciones a tomar para evaluar los resultados de las mediciones de tensión realizados a los suministros y subestaciones de distribución.

6.2 Mediciones en suministros – NTCSE

Mediciones de tensión de BT y MT realizadas por las suministradoras para el cumplimiento de la NTCSE.

Estas mediciones pueden ser penalizables o no penalizables de acuerdo a la exigencia de la norma.

Asimismo, la evolución de los resultados de las mediciones se puede mostrar en forma de registro o gráfico.

Las mediciones graficas presentan comportamientos y resultados variables como;

- Con tensión global dentro del rango $\pm 5\% V_n$.
- Con sobre tensión global (supera él + 5% V_n).

- Con sub tensión global (por debajo del - 5% Vn).
- Con sobre y sub tensión global (supera él +5% Vn y por debajo del -5% Vn).

En los gráficos 6.1 y 6.2 se muestran resultados de mediciones.

Gráfico 6.1: Medición de Tensión de Forma Grafica

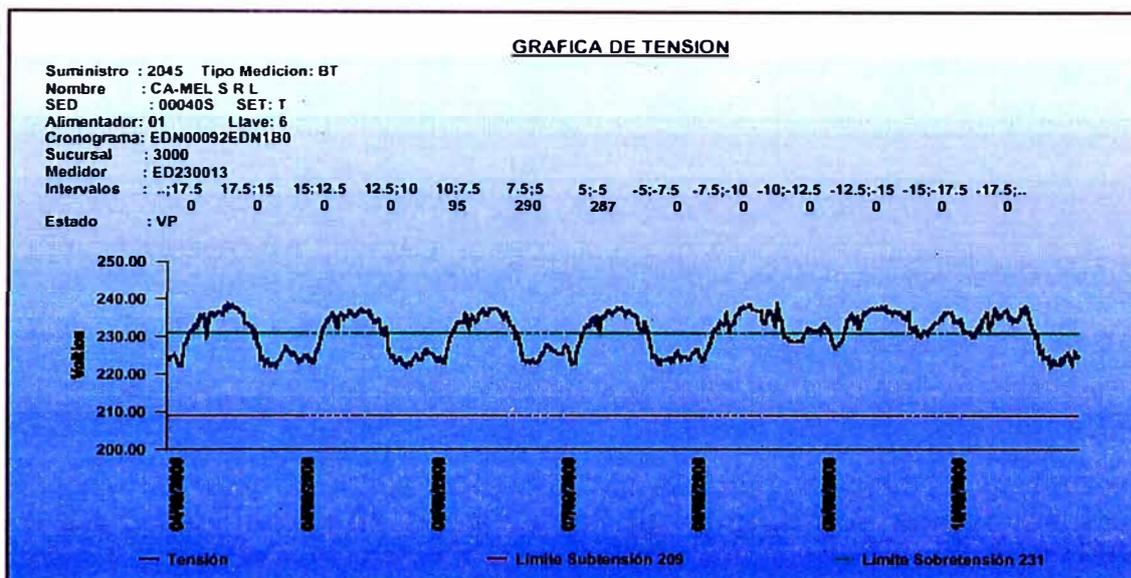


Gráfico 6.2: Medición de Tensión Tipo Registro

0395766 - WordPad

Archivo Edición Ver Insertar Formato Ayuda

Equipo Nro: ED230041 Código de Cliente: 0395766
 Intervalo: 15 min.
 Tensión: 220 V Factor de Corrección: 1.00
 Corriente: 5 Amp Factor de Corrección: 1.00
 V Nominal: 220
 Dia inicio: 30/05/00
 Hora inicio: 10:37

Fecha	Hora	V-Med R	V-Max R	V-Min R	(KW) R	Arm(%)	Flick(%)	Anomalia
01/06/00	11:30	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	A
01/06/00	11:45	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	A
01/06/00	12:00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	A
01/06/00	12:15	218.24	218.70	217.72	0.000	2.54	0.08	
01/06/00	12:30	218.44	219.48	217.33	0.000	2.53	0.08	
01/06/00	12:45	219.48	220.59	218.31	0.000	2.47	0.06	
01/06/00	13:00	220.59	221.37	219.93	0.000	2.49	0.06	
01/06/00	13:15	220.39	221.24	219.48	0.000	2.72	0.05	
01/06/00	13:30	220.59	221.37	219.61	0.000	2.96	0.04	
01/06/00	13:45	219.54	220.33	218.70	0.000	3.10	0.06	
01/06/00	14:00	219.15	220.39	218.44	0.000	3.13	0.08	
01/06/00	14:15	219.22	220.52	218.31	0.000	3.13	0.09	
01/06/00	14:30	218.24	219.93	217.13	0.000	3.40	0.09	
01/06/00	14:45	217.85	219.02	216.42	0.000	3.49	0.09	
01/06/00	15:00	217.92	218.83	217.00	0.000	3.51	0.07	
01/06/00	15:15	217.92	218.89	217.00	0.000	3.44	0.06	
01/06/00	15:30	217.33	217.92	216.55	0.000	3.38	0.05	
01/06/00	15:45	218.70	220.39	217.79	0.000	3.28	0.05	
01/06/00	16:00	219.74	220.59	218.76	0.000	3.17	0.05	
01/06/00	16:15	220.07	220.52	219.15	0.000	3.09	0.04	
01/06/00	16:30	219.87	220.59	219.15	0.000	2.95	0.04	
01/06/00	16:45	220.26	220.91	219.48	0.000	2.90	0.04	
01/06/00	17:00	220.07	220.59	218.89	0.000	3.01	0.04	
01/06/00	17:15	220.33	220.78	219.87	0.000	3.17	0.04	

Para obtener Ayuda, presione F1

NUM

6.3 Mediciones en colas de las redes de media y baja tensión

En forma paralela a las mediciones de la NTCSE, se deben realizar mediciones en las colas de las redes de media y baja tensión para identificar las redes que presenta caída de tensión y dentro de ellas distribuirlos por el grado de criticidad.

Cada subestación de distribución marca una diferencia e importancia por él:

- Numero de clientes.
- Tipos de clientes.
- Consumos.

La combinación de estas va reflejar el grado de compensación que la distribuidora tendría que pagar a sus usuarios.

Estos montos de compensación determinarán la priorización correctiva que va a tener cada circuito de distribución. De la misma forma se evaluara las redes de MT.

En los gráficos 6.3 y 6.4 se muestra resultados de mediciones con caída de tensión.

Gráfico 6.3: Comportamiento de la Tensión de un Suministro Monofásico de BT con Caída de Tensión

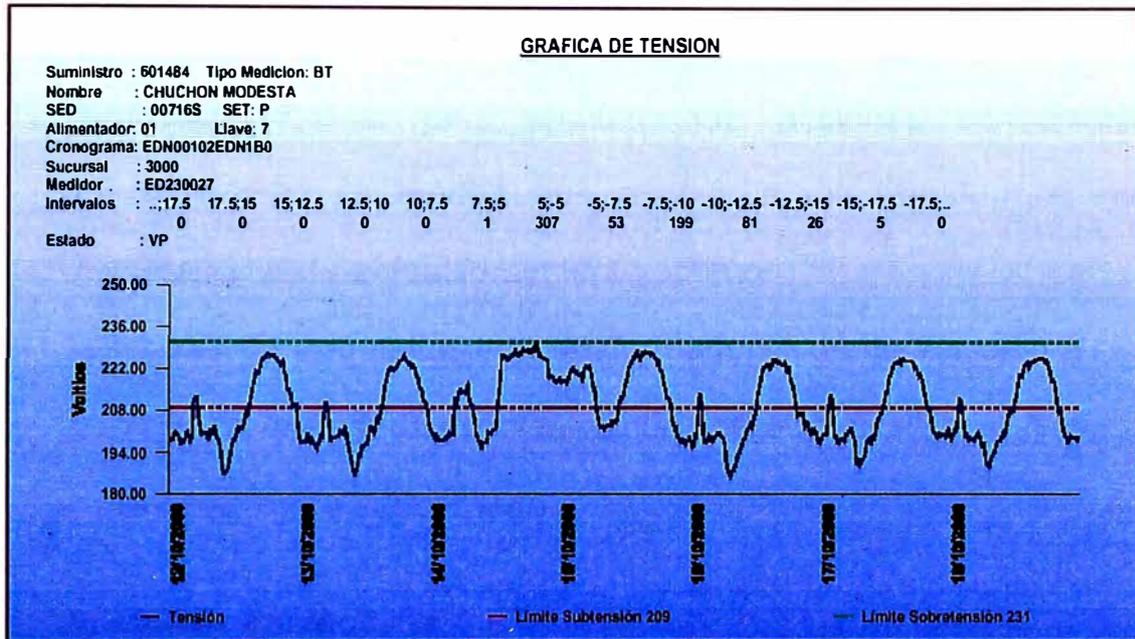
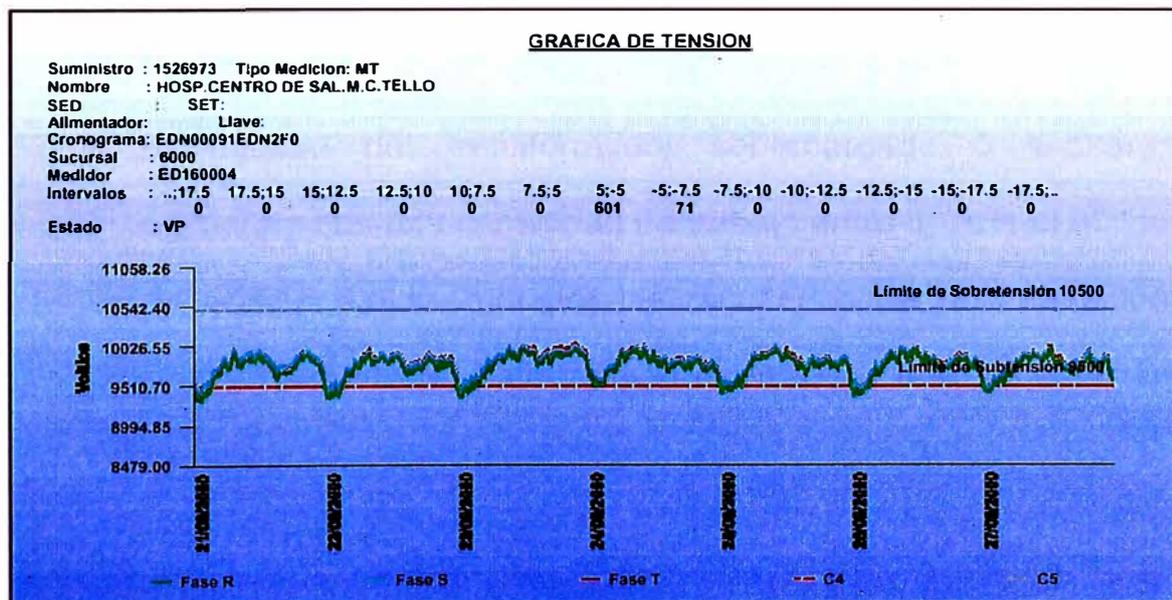


Gráfico 6.4: Comportamiento de la Tensión de un Suministro Trifásico de MT con Caída de Tensión



6.4 Mediciones de tensión y carga de baja tensión en barras de salida del transformador de distribución

Los resultados de estas mediciones en tensión y corriente servirá como herramienta para evaluar que acciones correctivas de mantenimiento se tendría que realizar a los transformadores de distribución para el funcionamiento óptimo.

Detección de anomalías en transformadores de distribución:

- Tensión entregada deficiente (con sobre tensión ó sub tensión).
- Sobrecarga ó subcargado.

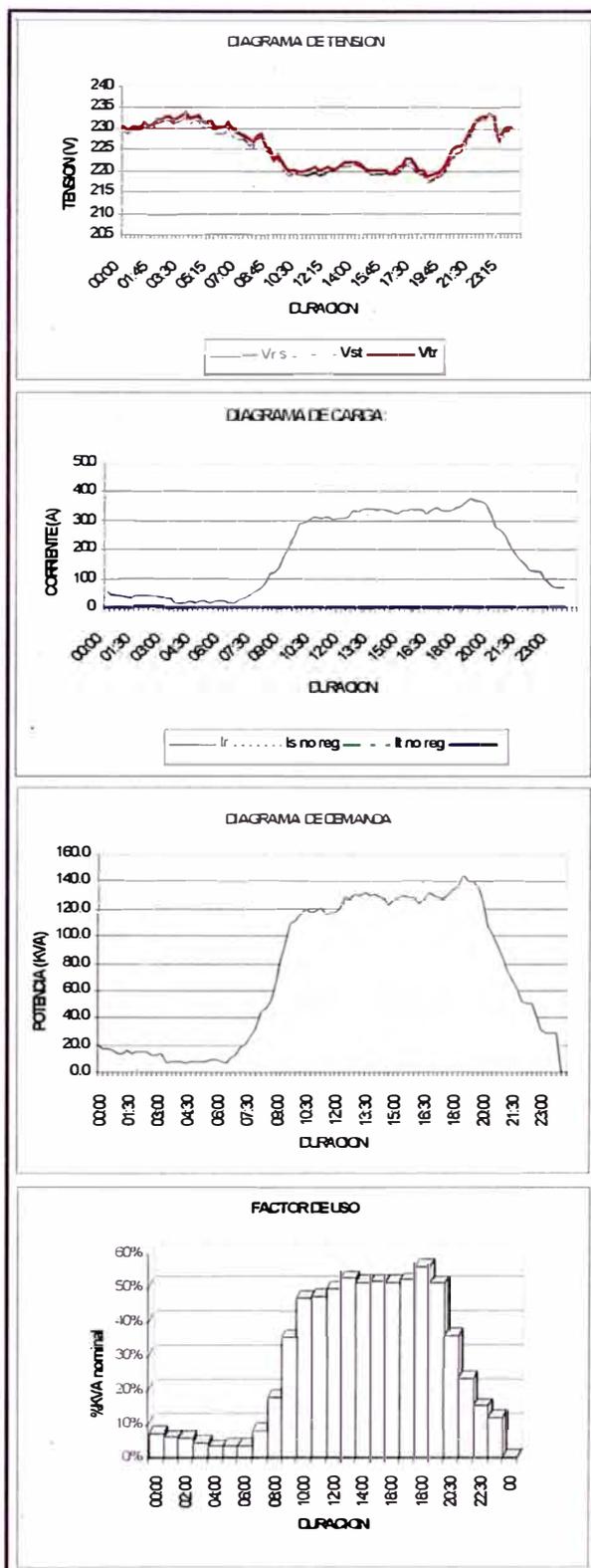
Acciones correctivas

- Regulación del tap del transformador de distribución; Dejándose en el punto óptimo para mejorar la calidad de producto a la mayor cantidad de usuarios conectados a la subestación del transformador.
- Reemplazo del transformador sobrecargado ó subcargado, dejándolo con una capacidad de trabajo entre el 70% al 90 %.

En el gráfico 6.5 se muestra los resultados de una medición de tensión y corriente en baja tensión realizada a una subestación de distribución.

Gráfico 6.5: Mediciones de Tensión, Corriente y Demanda en Baja Tensión de una Subestación de Distribución

SED		03939A	
TIPO	AEREA		
SUBTIPO	BIPOSTE		
SET-ALIM	P27		
FECHA DE REGISTRO	29-10-01		
TRANSFORMADOR			
KVA NOMINAL	250		
KARDEX	102-02948		
MARCA	DELCROSA		
TENSION DE CC	0,00		
AÑO FABRICACION	1981		
TIPO	0		
DISYUNTOR MT	0		
DISYUNTOR BT	0		
TENSION (V)	10500..9500/230		
CORRIENTE (A)	14.5/827		
POSICION TAP	2		
CABLE DE COMUNICACION			
SECCIÓN	2(3-1x300)		
DISYUNTOR	0		
KARDEX	0		
MARCA	0		
LLEGADA TABLERO B.T.			
LLAVE	0		
CAPACIDAD	0		
FUSIBLE	0		
DATOS DE REGISTRO			
TENSION (V)	MIN MAX	217,4	234,1
CORRIENTE (A)	383		
POTENCIA(KVA)	MIN MAX	7,2	144,7
FACTOR DE USO TRANSF.	58%		
FACTOR DE CARGA CABLE CO	40%		
TIEMPO SIN SOBRECARGA	24	HRS/DIA	
TIEMPO CON SOBRECARGA	0	HRS/DIA	
DIAGNOSTICO			
TRANSFORMADOR	NORMAL		
CABLE DE COMUNICACIÓN	NORMAL		
OBSERVACIONES			
0			



6.5 **Mediciones de tensión y carga en las salidas de las subestaciones de transformación (60 ó 30) /10 kV**

Similar al punto anterior, los resultados de estas mediciones servirá como herramienta para evaluar que acciones correctivas de mantenimiento se tendría que realizar a la regulación automática de los centros de transformación para el funcionamiento óptimo.

Con el objeto de mejorar la calidad de producto a la mayor cantidad de clientes de MT y subestaciones de distribución conectados al centro de transformación.

6.6 **Mediciones fallidas**

Para la NTCSE una medición fallida es cuando no alcanza el número de intervalos válidos que complete un periodo de medición (672 intervalos para el caso de tensión) ó que el registro muestre irregularidades en la medición.

Las mediciones fallidas se presentan por los siguientes motivos:

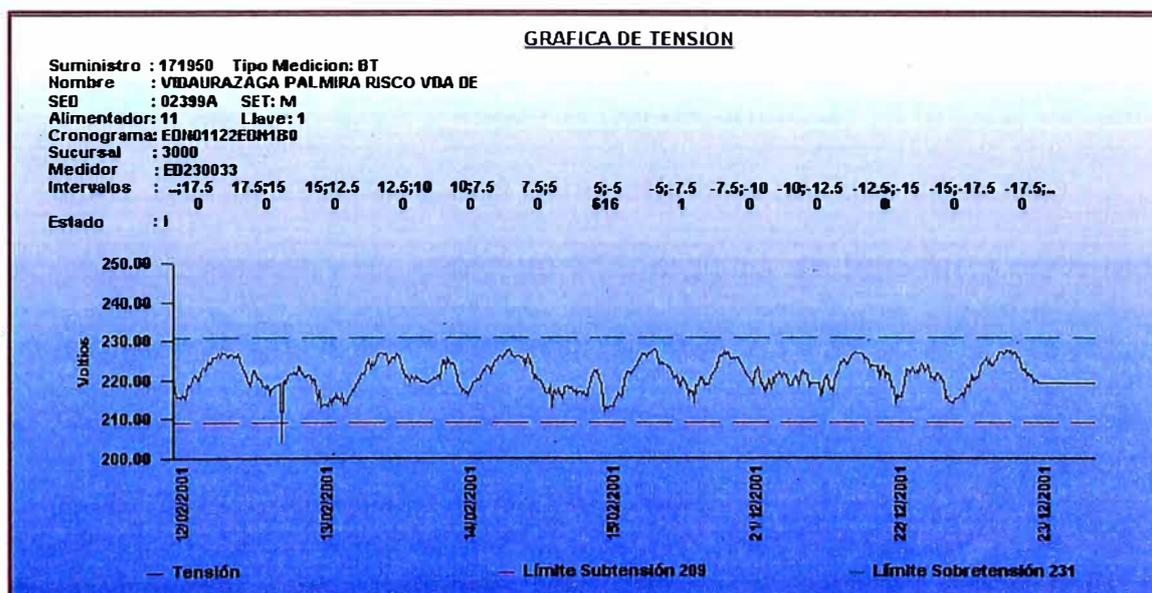
- Mala conexión del equipo registrador al circuito externo del medidor en una toma de baja ó media tensión.
- Desconexión del equipo registrador instalado en una toma por el usuario ó terceros.
- Anomalías de registro de un equipo registrador, cuando se satura la memoria interna ó otros defectos.

Las mediciones fallidas representa un gasto adicional para las empresas distribuidoras pudiendo ser estas minimizadas bajo un plan preventivo como:

- Capacitación al personal operativo que instala los equipos registradores.
- Informar periódicamente a los usuarios de los beneficios de la NTCSE.
- Mantenimiento periódico a los equipos registradores como el reseteo de memoria, limpieza interna y reparación de los dispositivos electrónicos.

En el gráfico 6.6 se muestra el resultado de una medición fallida de baja tensión.

Gráfico 6.6: Comportamiento de la Tensión de una Medición Fallida de Baja Tensión



CAPITULO VII

TIPOS DE MEJORAMIENTOS DE LA CALIDAD DE PRODUCTO

7.1 Generalidades

En este capítulo se explica los tipos de mejoramiento de la tensión que se pueden realizar en un sistema eléctrico de distribución.

Los correctivos de tensión deben ser óptimos y planificados, es necesario contar con la siguiente información para seleccionar el tipo de mejoramiento a aplicar:

- Diagramas unifilares y/o planos del recorrido de la red del circuito BT y MT, especificando las características básicas de la red.
- Para correctivos de redes de MT, registro de tensión y corriente de los centros de transformación 60 ó 30 / 10 kV.
- Para correctivos de redes de BT, registro de tensión y corriente total de la subestación de distribución.
- Evolución de registros de las mediciones penalizables perteneciente al circuito a evaluar.

7.2 **Reforma y balance de cargas en las redes de media y baja tensión**

Mejoras generales

- Incrementar el número de subestaciones de distribución de pequeña potencia optando por reducir la longitud de las redes de baja tensión.
- Instalación y ubicación óptima de capacitores en circuitos de media tensión para la regulación de tensión.
- Las remodelaciones de redes pueden ser enteras o parciales.

Circuitos de media tensión

Se debe tomar registro de tensión y corriente en las salidas de los centros de transformación, así como en las subestaciones principales, con el objeto de identificar los desbalances críticos y realizar las respectivas reformas de redes como traslados de circuitos para el mejoramiento de la tensión y nivelación de cargas.

Circuitos de baja tensión

Se debe tomar registro de tensión y corriente en las salidas de las llaves de baja tensión por fase de las subestaciones de distribución con el objeto de identificar los desbalances críticos y realizar las respectivas reformas de redes como traslados de circuitos para el mejoramiento de la tensión y nivelación de cargas.

Un beneficio adicional es identificar y eliminar las sobrecargas en las redes.

7.3 Regulación de tap's en transformadores de distribución

Permite mejorar la tensión de servicio de una subestación de distribución.

Para proceder a la regulación primero se debe tomar registro de tensión y corriente con ayuda de un equipo registrador y dejándolo instalado en los siete días de la semana, de los resultados se podrá identificar si se presenta: sobre tensión, sub tensión, sobrecarga ó subcarga.

Estas variables determinaran los siguientes correctivos:

- Dejar en la posición de tap optimo.

Tap Optimo:

Posición definitiva del tap de un transformador de distribución, que abarca la máxima cantidad de clientes que se encuentran dentro de las tolerancias exigidas por la norma $\pm 5\%$ de 220 V.

- Identificar si el transformador de distribución se encuentra sobrecargado ú subcargado para su reemplazo por uno de capacidad adecuada.

Los transformadores más comunes en las empresas distribuidoras son los convencionales, compactas pedestales y compactas bóvedas todas estas se regulan sin tensión (fuera de servicio) desconectando en el lado de media y baja tensión.

A continuación se explica un procedimiento general para el cambio de tap's en transformadores de distribución:

- Para cambiar la posición del conmutador, proceder en la forma siguiente:

Presionar el mando del conmutador en el costado opuesto a la guía hasta que salga esta última de la ranura.

Dar vuelta al mando hasta llegar a la posición deseada.

Soltar el mando y controlar que la guía entre en la ranura hasta su tope.

- Las diferentes posiciones son indicadas por números (desde 1 hasta 5) y/o por el indicador de posición.
- En la placa de características están indicados los valores de tensión obtenibles correspondiendo el numero 1 y/o la indicación “++” a la tensión más alta y progresivamente para los demás números valores inferiores de tensión.
- Antes de poner el transformador en servicio, controlar que la guía, debido al transporte o a la manipulación del transformador para su instalación, no éste fuera de sitio.
- Una posición intermedia del conmutador provocaría arcos entre contactos y pondría fuera de servicio el transformador.
- En ningún caso hay que dar vuelta al conmutador más allá de la posición inicial o final (del 1 al 5 y/o del “+ +” ó “- -”).

Actualmente muchos Centros de Transformación (SET) 60 o 30 / 10 kV presentan regulación automática de tensión, entregando tensión optima a los alimentadores de dicho SET. Y otros se debe regular de manera manual para el mismo objetivo.

7.4 Reemplazo de transformadores de relación elevada de transformación

En nuestro sistema eléctrico de distribución existen transformadores con las siguientes relaciones de transformación, ver cuadro 7.1.

Cuadro 7.1: Relaciones de Transformación de Transformadores de Distribución

TIPOS DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	POSICIÓN EN MT	POSICIÓN DEL CONMUTADOR	POSICIÓN EN BT	VARIACIÓN
A	10125	1	233	~ 3
	10000	2	236	
	9875	3	239	
	9750	4	242	
	9625	5	245	
B	10500	1	219	~ 6
	10250	2	224	
	10000	3	230	
	9750	4	236	
	9500	5	242	
C	10250	1	230	~ 6
	10000	2	236	
	9750	3	242	
	9500	4	248	
D	10500	1	219	~ 12
	10000	2	230	
	9500	3	242	

Los transformadores del tipo “B” deben reemplazar a los del tipo A, C y D por que;

- Presentan mayor rango de variación con respecto a la tensión máxima a suministrar según norma 231 V.
- Estos transformadores pueden ser instalados al inicio, intermedio ó al final de cualquier alimentador de MT.
- En los transformadores del tipo “A y C” sus variaciones están por encima de 231 V y los del tipo “D” presenta rangos de variación amplios (~ 12V).

CAPITULO VIII

EVALUACIÓN TÉCNICA ECONOMICA PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE PRODUCTO

8.1 Generalidades

Este capitulo explica las consideraciones a tomar; para aplicar un mejoramiento de tensión en un sistema eléctrico a mínimo costo y criterios de inversión en los proyectos de mejoramiento.

8.2 Compensación por mala calidad de producto

Para la evaluación de las compensaciones se menciona los siguientes puntos:

8.2.1. Calculo de la compensación

Él calculo de las compensaciones puede ser realizado mediante una hoja excel ó vía software.

A continuación se explica el proceso:

1. Para el cálculo de la compensación se utiliza la fórmula de la norma punto 5.1.3:

$$\sum_p a * A_p * E(p) \quad (8.1)$$

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

A_p : Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador ΔV_p (%), medido en el intervalo p , de acuerdo al cuadro 8.1.

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

2. Se debe contar con el registro de la medición y debe ser válida.
3. Mediante un campo adicional se aplica la fórmula de la norma punto 5.1.1;

$$|\Delta V_k (\%)| = (V_k - V_N)/V_N * 100\% \quad (8.2)$$

V_k : Valor de tensión eficaz instantáneo medido en el punto de entrega.

V_N : Valor de tensión nominal.

De los resultados se identifica cuáles exceden el 5% ó cuantos se encuentran en cada intervalo de acuerdo a la tabla de la norma punto 5.1.3.

Cuadro 8.1: Distribución del Factor de Proporcionalidad

Indicador ΔV_p (%)	Todo Servicio A_p	Red Secundaria 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	$2 + (\Delta V_p (\%) - 10)$

* Se refiere a las redes secundarias (baja tensión) en los servicios calificados como urbano-rurales y rurales.

A_p : 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

4. Identificar que factor compensatorio se aplicará;

Primera Etapa: $a = 0.00$

Segunda Etapa: $a = 0.01$ US\$/kWh

Tercera Etapa: $a = 0.05$ US\$/kWh (a partir 01-01-2002)

Considerando la última modificación de la norma con fecha 17-07-2001, el pago por compensaciones calculada a partir del año 2002 es el siguiente:

- El 30% de monto calculado para el 1^{er} trimestre del año 2002.
- El 60% de monto calculado para el 2^{do} trimestre del año 2002.
- El 100% del monto calculado para lo que resta de la 3^{era} etapa.

5. La gran mayoría de los equipos registradores monofásicos de BT en el mercado no registran energía activa (kWh) real, pero sí los

trifásicos. Razón por la cual se utiliza la lectura del consumo energía mensual y esta se calcula para intervalos de 15 minutos. Asumiendo que el mes tiene 30 días representando 2880 intervalos de 15 minutos.

6. Seguido se aplica la formula 8.1 considerando los puntos 3, 4 y 5.
7. De la sumatoria realizada en el punto 1, obtendremos una compensación en US\$, para ese suministro.
8. Seguido se aplicaría las compensaciones de acuerdo al punto 4.1.1.1 c) y d) de la base metodológica.

8.2.2. Distribución de la compensación por cliente

Por cada medición penalizable se compensa a uno ó a varios clientes, la suma de cada compensación representaría la compensación global de esa medición, el levantamiento de la medición penalizable refleja el corte del pago de la compensación global.

Para los correctivos se debe priorizar por cual medición atender; a continuación se explica los criterios más utilizados:

- Ordenamiento descendente de los montos US\$. de compensaciones globales correspondiente a las mediciones penalizables.
- Tipo de suministros; de mayor consumo, potencia contratada, importancia de cliente como hospitales, plantas industriales, centros comerciales y etc.

8.3 **Clasificación de las mediciones penalizables**

Las mediciones penalizables se clasifican según el tipo de correctivo a realizar;

1. Regulación de tap en transformadores de distribución
2. Instalación de condensadores en las rede de MT
3. Cambio de transformadores de relación elevada de transformación
4. Reforma de redes en MT y/o BT incluye traslados de circuitos y/o reemplazo de redes.

8.4 **Selección del tipo de mejoramiento**

Los costos que involucra cada tipo de correctivo es variable.

Las mediciones penalizables por regulación de tap ó cambio de transformador se debe solucionar en forma inmediata por presentar costos bajos.

Las reforma de redes deben ser realizadas en forma optima considerando los futuros incrementos de cargas en los circuitos.

Asimismo, para esta selección se debe tomar en cuenta el punto 8.2.2.

8.5 **Inversión**

El presente tiene como objetivo dar pautas para la generación de proyectos de inversión orientados al mejoramiento a la calidad de producto.

Para ello, primeramente se explican los conceptos fundamentales de la evaluación de proyectos, para luego indicar el método óptimo de evaluación.

8.5.1. **Conceptos generales**

¿Qué es un proyecto?

Un proyecto es la causa que origina un flujo de costos y beneficios que se producen en distintos periodos de tiempo. El desafío es identificar y valorar el flujo de beneficios y costos que son atribuibles a un proyecto.

¿Qué es un evaluar un proyecto?

La evaluación económica de un proyecto consiste en emitir un juicio sobre la bondad o conveniencia de una proposición; para ello es necesario definir previamente el o los objetivos perseguidos. El proceso de evaluar implica identificar, medir y valorar los costos y beneficios pertinentes de distintas y múltiples alternativas de proyecto para lograr los objetivos propuestos, a los efectos de establecer cuál de ellos es más conveniente ejecutar.

Para identificar los costos y beneficios pertinentes de un proyecto, debe primeramente definirse la situación "Sin Proyecto", que corresponde a lo que sucedería durante el horizonte de evaluación en él caso de que no se ejecute el proyecto.

La tarea del evaluador será estimar para un horizonte de evaluación los flujos de costos y beneficios de cada alternativa Con Proyecto y restar de éstos los flujos estimados para la situación Sin Proyecto. Al hacerlo, sin embargo, debe optimizar la situación Sin Proyecto, es decir la situación Sin Proyecto no corresponde a la situación actual, sino a la situación actual optimizada durante el horizonte de evaluación. El proceso de optimización involucrará inversiones menores o adecuaciones administrativas que son convenientes de introducir para eliminar obvias ineficiencias de la situación actual.

¿Cómo se calcula la bondad de un proyecto?

Una vez estimados los flujos pertinentes de beneficios y costos que un proyecto tiene con respecto a la situación Sin Proyecto para un horizonte dado de evaluación, se proceden a calcular los indicadores relevantes como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual de Costos (VAC).

El VAN y el VAC se calculan para una tasa de descuento dada y corresponden al valor que tiene el proyecto hoy. La tasa de descuento corresponde al valor tiempo que el dinero tiene para el proyecto.

Básicamente la tasa de descuento refleja el valor relativo que tiene el recibir el dinero hoy versus recibirlo en el futuro.

Así, si la tasa de descuento para un proyecto en particular es “r” y en “n” años más recibirá un flujo “Fn”, el valor de ese flujo hoy será $F_n / (1+r)^n$.

El cálculo anterior es lo que se denomina actualización y de esta forma, el VAN y el VAC a una tasa de descuento “r” de un proyecto que produce flujos netos “Fi” durante “n” años es la suma de los flujos actualizados, es decir:

$$\text{VALOR_ACTUAL}(r) = \sum_{i=0}^n \frac{F_i}{(1+r)^i} \quad (8.3)$$

Para el VAN: $F_i = \text{Ingresos} - \text{Costos por año } i$

Para el VAC: $F_i = \text{Costos originados por cada alternativa en el año } i$

Por otra parte, la tasa interna de retorno (TIR) de un proyecto corresponde a la tasa de descuentos que hace que el VAN sea igual a cero.

$$TIR \Rightarrow \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+r)^i} = 0 \quad (8.4)$$

Las inversiones a realizar para mejorar la calidad de producto de preferencia deben ser rentables, cumpliendo las variables como el VAN y TIR propios de cada empresa distribuidora.

8.5.2. Metodología de evaluación de proyectos

En las evaluaciones técnico – económicas de las iniciativas de inversión para la construcción y explotación de nuevas instalaciones eléctricas, es necesario simular, en forma razonablemente aceptable y de manera más simplificada posible, el comportamiento de la red ante diferentes escenarios de explotación.

De los resultados de las simulaciones se obtienen los flujos de caja que permitirán evaluar económicamente los diferentes planes alternativos de solución.

Todos los flujos considerados atienden al principio de marginalidad, es decir, se contabilizan sólo los efectos diferenciales tanto en la construcción como en la explotación entre las situaciones con y sin proyecto.

Como norma general, las entradas y salidas de dinero se discretizan temporalmente en forma anual, imputándose al final de cada año (suma simple).

Ver figura 8.1.



Ejemplo: Beneficios parciales obtenidos en el transcurso del año, se suman linealmente y se imputan al final del periodo.

Cuando una instalación entra en servicio antes de la mitad del año, entonces al final de ese mismo año se considerarán los beneficios y costos generados.

Cuando la instalación entra en servicio después de la mitad del año, se considerará como primer año de operación íntegro, el año siguiente.

Con la finalidad de uniformizar la evaluación de los proyectos de inversión, en el siguiente cuadro 8.2 se presentan los parámetros y premisas a ser considerados.

Cuadro 8.2: Parámetros y Premisas de Evaluación

Ítem	Descripción	Unidad	Valor
1	Horizonte de Evaluación	Años	10
2	Depreciación acelerada		
	* Vehículos de transporte terrestre	Años	5
	* Equipos y maquinarias usados en la actividad de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica	Años	10
	* Equipos de procesamientos de datos	Años	4
	* Edificios y Construcciones	Años	33,3
	* Terrenos	No se deprecia	
	* Otros beneficios del activo fijo (Ejem. muebles equipos de oficina)	Años	10
3	Tasa de descuento		
	* Distribución y Transporte	%	15,73
	* Telecomunicaciones (comunicaciones)	%	17,99
	* Sistemas Técnicos	%	15,73
4	Gastos de operación y mantenimiento (% Inversión)		
	* Distribución	%	2,5
	* Transmisión SET's	%	2,5
	* Líneas de Transmisión	%	2,5
5	Tipo de cambio	S/.US\$	3,60
6	Vida útil	Siguiendo cuadro	
7	Valor residual	(vida útil de equipos)	
8	Margen Tarifario		
	Baja Tensión	US\$/kWh	0,0380
	Media Tensión	US\$/kWh	0,0130
	Media y Baja tensión	US\$/kWh	0,0318
9	Tarifa de Compensación		
	Baja Tensión	US\$/kWh	0,159
	Media Tensión	US\$/kWh	0,195
	Media y Baja tensión	US\$/kWh	0,169
10	Precios máximos por punto de entrega para compra de Energía	Tensión	220 kV
	Precio de barra de la potencia de punta	US\$/kW-mes	6,912
	Precio de energía en HP	US\$/kWh	0,039
	Precio de energía en HFP	US\$/kWh	0,026
	Precio promedio de Energía	US\$/kWh	0,028
11	Precios de Compra en barra equivalente de MT		
	Precio de barra de la potencia de punta	US\$/kW-mes	7,145
	Precio de energía en HP	US\$/kWh	0,040
	Precio de energía en HFP	US\$/kWh	0,026
	Precio promedio de Energía	US\$/kWh	0,029
12	Precios de Compra en barra equivalente de Baja Tensión		
	Precio de barra de la potencia de punta	US\$/kW-mes	8,515
	Precio de energía en HP	US\$/kWh	0,046
	Precio de energía en HFP	US\$/kWh	0,030
	Precio promedio de Energía	US\$/kWh	0,034
13	Consumo promedio Mensual		
	Clientes BT5	KWh/cliente	159

8.5.3. Horizonte de evaluación

Normalmente las instalaciones y equipos de los proyectos de infraestructura eléctrica tienen una vida útil hasta 30 años. En todo caso, la vida útil que se asigne será aquella mostrada en el siguiente cuadro 8.3, según criterios de planificación y control.

La evaluación de los proyectos puede hacerse a 10, 20 ó 30 años. Sólo hay que tener en consideración que si el horizonte elegido es menor que la vida útil, se deberá considerar el valor residual de los equipos e instalaciones en el último año de dicho horizonte.

Cuadro 8.3: Vida útil de Equipos y Materiales Relevantes

Descripción	Vida útil (VU) Años
Transformador de Subestación de Distribución (SED) ⁽¹⁾	25
Transformador de Subestación de Transmisión (SET) ⁽¹⁾	25
Líneas de Transmisión y Redes de Media y Baja Tensión ⁽¹⁾	25
Postes (AP)	30
Luminarias	10
Lámparas	3
Otros ⁽²⁾	

(1) La vida útil de todos los componentes es el mismo que el de la red.

(2) La vida útil para los equipos y materiales eléctricos no mencionados en el cuadro anterior será sugerida por el área proponente del proyecto.

Valor Residual

$$VR = I_0 * \left(\frac{VU - PE}{VU} \right) \quad (8.5)$$

Donde:

VR: Valor residual.

VU: Vida útil.

PE: Periodo de evaluación.

I_0 : Inversión inicial.

8.5.4. Criterios para la priorización de las inversiones

En un escenario donde existen restricciones presupuestarias es necesario priorizar los proyectos propuestos.

Para el ordenamiento secuencial de las inversiones en función de su necesidad, se establecen, en primer lugar, cuatro categorías de mayor a menor preferencia; ver cuadro 8.4:

Cuadro 8.4: Priorización de las Inversiones

Prioridad	Clase de Inversiones	Descripción
1	Clase A	De carácter obligatorias e ineludibles
2	Clase D	De decisión estratégica de la alta Gerencia
3	Clase B	No cumplen criterios de riesgo técnico
4	Clase C	Por conveniencia económica

Si eventualmente el presupuesto disponible no alcanza para cubrir la totalidad de los requerimientos de inversión de la suministradora, entonces se establece como criterio de priorización entre ellos el uso de indicador IVAN.

El IVAN, relaciona el VAN y la inversión de cada proyecto, según la siguiente expresión.

$$\text{IVAN} = \text{VAN} / \text{Inversión} \quad (8.6)$$

VAN : Valor actual neto.

8.5.5. Alcances de inversión

A. Flujo de caja

En inversiones se contabilizan:

- Las nuevas instalaciones y equipos incorporadas al sistema eléctrico.
- En el caso de utilizar equipos que sean recuperados de otros proyectos, serán considerados al costo alternativo que ellos tienen para la compañía.
- Los terrenos y servidumbres.
- Los intereses intercalarios durante la construcción.
- Las subvenciones de capital o aportaciones de terceros, se consideran como menor inversión en cuanto a flujo de caja durante el periodo de construcción, pero como activo para el cálculo de amortización técnica anual.

La valorización de las inversiones se realizará según los baremos o costos modulares, salvo cuando existan presupuestos específicos con información más precisa (por ejemplo, mediante cotizaciones).

B. En beneficios (o ingresos) se contabilizarán

Valores diferenciales obtenidos al comparar las situaciones con y sin proyecto.

- Los mayores márgenes obtenidos por venta de energía y potencia.

- Ahorro de pérdidas de energía no técnicas.
- Ahorro de pérdidas de energía por causa técnica.
- Ahorro de pago de compensaciones por mejoras de Calidad de Servicio.
- Ahorro de pago de multas por mejoras en calidad de servicio u otro concepto.
- Ahorro por disminución de energía no suministrada ante la disminución de interrupciones de suministro.
- Recuperación de materiales y equipos retirados de servicio, valorados a valor residual o costos alternativo.
- Ahorro de costos de operación y mantenimiento; entre los que se encuentran el ahorro por menor atención de fallas, menor mantenimiento preventivo, etc.

La presencia de estos beneficios u otros dependerá del tipo de proyecto que se este evaluando.

A continuación se presenta el procedimiento de cálculo de algunos de estos beneficios (o ingresos).

B.1 Mayores ingresos por venta de energía y potencia

Es la energía no suministrada al cliente por efecto del mantenimiento correctivo y/o preventivo y disminución de interrupciones. Esta energía se valoriza al margen tarifario.

El margen unitario se obtiene al dividir el margen total (diferencia del ingreso y egreso) entre la energía total vendida.

El margen a ser utilizado dependerá del tipo de proyecto. Por ejemplo, si un proyecto involucra solamente clientes de MT el margen a utilizarse será la de MT, pero si el proyecto contempla al cliente de MT y BT entonces el margen a utilizarse será la de MT y BT. El margen tarifario para cada nivel de tensión se muestra en el Cuadro 8.2.

B.2 Ahorro de pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas vienen a ser la diferencia de energías y potencias entre lo adquirido a los generadores y lo vendido. En este rubro se considerará el efecto de la menor compra de la potencia y energía al considerar el proyecto.

Los precios en barra de la potencia y energía son calculados y publicados por la Comisión de Tarifas de Energía (CTE). Los precios de compra para cada uno de los sistemas de la Suministradora se muestran en el Cuadro 8.2.

Para el caso de los proyectos en MT se tomará en cuenta los precios en barra equivalente en media tensión. (ver Cuadro 8.2).

B.3 Ahorro de pago de compensaciones

Existen las siguientes compensaciones de acuerdo a norma:

- Interrupciones mayores a 4 horas.
- Calidad de suministro.
- Calidad de producto – tensión.
- Calidad de alumbrado público.

B.4 Ahorro de pago de multas

En los incisos b) e i) del artículo 201° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se señala que el OSINERG sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación y/o transmisión y/o distribución de energía eléctrica y/o clientes libres, con multas equivalentes al importe de 100 000 kWh a 2 000 000 kWh, por el incumplimiento de las obligaciones contenidas en el artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM), mediante la Resolución Ministerial N° 176-99-EM/SG de fecha 20.04.99, aprueba la Escala de Multas y sanciones que Aplicará el organismo Supervisor de la Inversión de Energía (OSINERG) por infracciones a las Leyes de Concesiones Eléctricas y Orgánica de Hidrocarburos, sus reglamentos, demás normas complementarias y al procedimiento administrativo de reclamaciones de usuarios del Servicio Público de Electricidad.

En el artículo 2° de la referida resolución, se menciona que el cálculo del importe en nuevos soles de las multas establecidas en base de kWh, se hará de acuerdo con el precio medio de la tarifa de baja tensión a usuarios finales, vigente a la fecha de detección de la infracción, según el siguiente procedimiento:

- Para cada una de las empresas de distribución de la República, se calculará el precio medio en S/./kWh, tomando en cuenta la aplicación tarifaria BT5 para un consumo de 100 kWh.
- Se obtendrá el promedio de los precios obtenidos del punto anterior. Este valor constituirá el precio medio en S/./kWh que se aplicará para determinar los montos en nuevos soles de las multas.

C. En costos (o gastos) se contabilizarán

Valores diferenciales obtenidos al comparar las situaciones con y sin proyecto.

- Mayores costos de Operación y Mantenimiento, por la incorporación de nuevas instalaciones (por ejemplo: pueden determinarse como un porcentaje de la inversión o de acuerdo a una determinada función de costo, etc.). Ver Cuadro 8.2.
- Aumento de las pérdidas técnicas.
- Gastos incurridos en la construcción que no son activables. Por ejemplo, instalaciones provisionales, instalación de subestación móvil, etc.
- Mano de obra (propio y/o contratista).

8.5.6. Parámetros de evaluación

8.5.6.1 Tasa de descuento

La tasa de descuento a utilizar en la evaluación de proyectos de inversión será la que se muestra en el Cuadro 8.2. Dicha tasa es fijada por el área de planificación y control de la suministradora.

8.5.6.2 Depreciación

- Los activos incorporados se depreciarán de acuerdo al DL N° 774 Ley del Impuesto a la Renta y su Reglamento, los bienes se depreciarán mediante el método de la línea recta.
- Los bienes se depreciarán de acuerdo al artículo 22 del DS N° 122-94-EF modificado en el inciso b) del artículo 4° del DS N° 125-98-EF.
- Los porcentajes de depreciación se detalla en el Cuadro 8.2.
- La vida útil de los activos se aplicará para cada componente del sistema eléctrico. Ver Cuadro 8.3.
- En el caso de equipos retirados de otras instalaciones que se usan en el proyecto, su depreciación debe incluirse sólo si corresponde.

8.5.6.3 Impuesto

- Participación de los trabajadores (PT), de acuerdo al artículo N° 2 del DL N° 892 Ley del Impuesto a la Renta y su Reglamento, es el 5% de la Utilidad antes de la participación de los trabajadores (siempre que exista).

- Impuesto (IM), de acuerdo al artículo N° 55 del DL N° 774 Ley del Impuesto a la Renta y su Reglamento, es el 30% de las utilidades después de la participación de los trabajadores.
- Ahorro por pago de Impuestos de la empresa, es el ahorro cuando resulte procedente.

Cuando en un determinado año, la base imponible resulte ser menor que cero, se considerará el impuesto como un ahorro (considerando que el proyecto es sólo una parte de los ingresos y egresos de la compañía).

8.5.6.4 Tasa de cambio

- Las evaluaciones se realizan en moneda local y sólo los resultados serán expresados en dólares con fines de comparación (Ver Cuadro 8.2).
- La tasa de cambio a usar es la definida por el área de planificación y control, en coordinación con la Gerencia de Planificación Económica.

8.5.7. Sensibilizaciones

En la evaluación de cada proyecto se determinara la sensibilidad de los indicadores de rentabilidad (VAC, VAN, TIR), según corresponda a variaciones individuales de los siguientes factores:

- Variación en +5% y -5% de beneficios y costos cuantificados en la evaluación, que puedan presentar incertidumbre e influyan en los indicadores de rentabilidad.

- Aumento en un punto en la tasa de descuento.
- Postergación en un año de la inversión.

8.5.8. Informes de evaluación de los proyectos de inversión

Deberán incluir:

- Título, clasificación (según concepto y clase) y responsables de la iniciativa.
- Descripción de los antecedentes.
- Descripción de la situación actual (sin proyecto).
- Descripción de las alternativas propuestas como situación con proyecto.
- Descripción y cuantificación de beneficios y costos de cada alternativa.
- Monto y detalle de la inversión requerida por cada alternativa.
- Los parámetros de evaluación.
- Resultados de la evaluación económica de cada alternativa.
- Análisis de sensibilidad.
- Conclusiones y recomendaciones.
- Incluir cronograma de ejecución del proyecto y el presupuesto económico mensualizado.
- En caso de ser proyectos plurianuales indicar duración y flujos anuales.

8.5.9. Recomendaciones sobre proyectos para mejorar la tensión

Tenemos cuatro casos en donde surgen proyectos de mejoramiento de los niveles de tensión:

Primer caso

Cuando en condición de **operación normal** se registran niveles de tensión que están fuera de los rangos establecidos por la legislación. Es necesario adjuntar la información que refleje esta situación (registro o lecturas de tensión o reclamos de clientes) y permitan apreciar la magnitud y duración del problema.

La evaluación consiste en determinar el VAC de las alternativas y elegir la que presente el menor valor. Luego se determina el VAN y TIR de esta alternativa. Los flujos pertinentes de la evaluación son:

- Inversión (infraestructura, equipos, mano de obra, etc.).
- Costos de operación y mantenimiento, asociados a las nuevas instalaciones.
- Gastos en que se pueda incurrir durante la construcción (que no pueden activarse).
- Pérdidas técnicas (será un beneficio o costo dependiendo si éstas aumentan o disminuyen con el proyecto).
- Depreciación de los activos incorporados al sistema eléctrico.
- Beneficios por mayor venta energía eléctrica (beneficio si el proyecto aumenta el voltaje y costo si lo disminuye).
- Beneficio por ahorro de compensaciones o multas.

Segundo caso

Cuando en condición de **operación en contingencia simple** se registran niveles de tensión que están fuera de los rangos establecidos por la legislación.

Deben adjuntarse los resultados de los análisis que reflejan esta situación y permitan apreciar la magnitud y duración del problema (análisis de seguridad de la red).

En este caso se determinan los indicadores de rentabilidad VAN y TIR, eligiendo la alternativa de máximo VAN. Los flujos pertinentes para la evaluación son:

- Inversión (infraestructura, equipos, mano de obra, etc.).
- Costos de operación y mantenimiento, asociados a las nuevas obras.
- Gastos en que se pueda incurrir durante la construcción (que no pueden activarse).
- Pérdidas técnicas (será un beneficio o costo dependiendo si éstas aumentan o disminuyen con el proyecto).
- Depreciación de los activos incorporados al sistema eléctrico.
- Beneficios por mayor venta energía eléctrica (beneficio sí el proyecto aumenta el voltaje y costo sí lo disminuye).
- Beneficio por ahorro de compensaciones o multas.

Tercer caso

Proyectos que surgen por el **reclamo específico de un cliente** por mala calidad de la tensión, sin que exista resolución explícita del ente regulador para ejecutar alguna acción.

Al igual que el caso anterior, los indicadores de rentabilidad son VAN y TIR, eligiendo la alternativa de máximo VAN. Los flujos a considerar son también los mismos.

Cuarto caso

Existe un cuarto caso, en el cual es el cliente quien solicita una calidad de tensión por sobre los estándares establecidos por la autoridad y a la compañía le interesa la venta de este producto especial.

La evaluación debe demostrar que el ingreso que se obtendrá por este servicio justifica la inversión y costos en que se incurrirá.

Los flujos son similares a los casos anteriores, pero no está el beneficio por ahorro de multas o compensaciones y se agrega el beneficio por la venta de la calidad de suministro especial.

8.6 Calculo de la rentabilidad

Los proyectos de inversión deben contar con una evaluación económica que permite identificar la mejor alternativa de solución al problema que origina el proyecto.

En la evaluación económica es importante analizar todas aquellas alternativas de solución al problema, que sean razonables y comparables entre sí, exigiéndose dos (2) como mínimo.

De acuerdo a las características propias del tipo de inversión que se plantea será el análisis de rentabilidad exigido. En función de las clases definidas, a continuación se describe la evaluación económica que será aplicable para cada una de ellas.

Algunos argumentos para el calculo de la rentabilidad son;

- Gasto mensual en compensación US\$. de una medición penalizable.
- Recuperación de perdidas de energía kWh.
- Mejoramiento de la calidad de producto de mas suministros conectados al mismo circuito penalizable.
- Mejoramiento de la disponibilidad de las redes para el incremento de la demanda.
- Incremento en el VNR.

En el cuadro 8.5 se muestra la clasificación de las inversiones.

Cuadro 8.5: Clasificación de las Inversiones

Concepto	Situación	Clase
Calidad de Producto	Por una resolución de la Autoridad o cuando en condición de operación normal se registran niveles de voltaje que están fuera de los rangos establecidos por la legislación.	A
	Se superan los niveles de voltaje en condición de contingencia simple.	B
	Reclamos específicos.	C, D

Clase A

Indicadores mínimos:

- Valor Actualizado de Costos (VAC)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Valor Actual Neto (VAN)

Aún cuando es obligatoria la realización de las inversiones, cada iniciativa o proyecto debe ser presentada con diferentes alternativas de solución. Debido a que esta clase de proyecto debe realizarse y todas las alternativas que se generan tienen el mismo beneficio de la solución del problema, se utilizará como indicador de rentabilidad al valor actualizado de costos (VAC). Se elegirá la alternativa que presente el menor VAC.

Una vez elegida la mejor alternativa de inversión se deberá calcular la rentabilidad del proyecto, determinando el valor actualizado neto VAN y su TIR respectivo.

Aunque los beneficios por solucionar el problema específico son iguales para las diferentes alternativas, pueden surgir otros, cuyas diferencias deben ser consideradas en el cálculo de VAC respectivo.

En el Cuadro N° 8.6 se presenta el flujo de caja.

Cuadro 8.6: Proyecto Clase A

Descripción	Periodo de Evaluación (Años)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Alternativa 1											
Costos (C)											
Pérdidas Técnicas											
Costo de Operación y Mantenimiento											
Total Costos	C										
Depreciación	D										
Flujo de Costos Totales	FCT = C + D										
Ahorro Pago de Impuestos de la Empresa	APIM = 0,335 * FCT										
Inversión	I ₀										
Valor Residual	VR										
Flujo de Costos Netos Con Proyecto	FCNCP = C + I ₀ - APIM - VR										
Alternativa 2											
Costos (C)											
Pérdidas Técnicas											
Costo de Operación y Mantenimiento											
Total Costos	C										
Depreciación	D										
Flujo de Costos Totales	FCT = C + D										
Ahorro Pago de Impuestos de la Empresa	APIM = 0,335 * FCT										
Inversión	I ₀										
Valor Residual	VR										
Flujo de Caja Neto	FCNCP = C + I ₀ - APIM - VR										

Tasa de Descuento	12,00%	14,73%	15,73%	16,73%	17,99%	20,00%
VAC Alternativa 1						
VAC Alternativa 2						

Clase B

Indicadores mínimos:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)

La evaluación contempla la comparación de costos y beneficios entre la situación con proyecto y la situación sin proyecto, para cada una de alternativas analizadas. En cada caso se calculará el VAN y TIR. Se elegirá como mejor alternativa a aquella que presente el mayor VAN.

A modo de ejemplo, a continuación se indica la determinación de algunos flujos diferenciales entre las situaciones Con Proyecto (C/P) y Sin Proyecto (S/P), de una iniciativa de inversión por calidad de servicio (1); Ver cuadro 8.7.

Cuadro 8.7: Flujos Diferenciales Con ó Sin Proyecto

Situación	Inversión del Proy.	Energía no Suministrada	Compensación por ENS	Multas por ENS	Pérdidas de Energía	Costo de Oper. Y Mant.
C/P	-INV	-ENSc/p	-Cc/p	-Mc/p	-Pc/p	- COYMc/p
S/P	0	-ENSs/p	-Cs/p	-Ms/p	-Ps/p	- COYMs/p
C/P-S/P	-INV	Δ ENS	Δ Compens.	Δ Multas	Δ Pérdidas	Δ COYM

(1) Se han indicado algunos flujos característicos en este tipo de proyectos, pero sin duda existen otros que dependerán de las características propias de cada proyecto.

Luego, el VAN diferencial será:

$$\text{VAN} = -\text{INV} + \sum [(\Delta\text{ENS}_j + \Delta\text{compensaciones}_j + \Delta\text{multas}_j + \Delta\text{pérdidas}_j + \Delta\text{COYM}_j) / (1+r)^j]$$

(8.7)

Donde $j = 1, n$

n	:	Corresponde al horizonte de evaluación del proyecto
r	:	Tasa de descuento
INV	:	Inversión del proyecto
ΔENS	:	Energía no suministrada
$\Delta\text{compensac.}$:	Compensación por energía no suministrada
Δmultas	:	Multas por energía no suministrada
$\Delta\text{pérdidas}$:	Pérdidas de energía
ΔCOYM	:	Costo de operación y mantenimiento

La TIR en estas condiciones representa la rentabilidad diferencial que aporta la inversión que se realiza y permite conocer que tan resistente es el proyecto a la variación de los flujos de caja (inversión, beneficios y costos).

En el Cuadro 8.8 se presenta el flujo de caja.

Clase C

Indicadores mínimos:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)

Esta clase de proyectos se caracteriza por la necesidad de demostrar se rentabilidad económica.

Al igual que en la clase anterior, la evaluación de las distintas alternativas de solución se hará contabilizando sólo los efectos diferenciales en costos y beneficios entre las situaciones con y sin proyecto.

El criterio de selección de inversiones que se usará en ellos es el de máximo VAN. Se deberá determinar el VAN y la TIR del proyecto.

Como en los casos anteriores, se deben presentar distintas alternativas de inversión, las que deben compararse con la situación Sin Proyecto mejorada.

Luego, el VAN diferencial será:

$$VAN = -INV + \sum_{j=1}^n [(\Delta ENS_j + \Delta \text{compensaciones}_j + \Delta \text{multas}_j + \Delta \text{pérdidas}_j + \Delta \text{COYM}_j) / (1+r)^j] \quad (8.8)$$

Donde $j = 1, n$

n Corresponde al horizonte de evaluación del proyecto

r Tasa de descuento

INV Inversión del proyecto

ΔENS Energía no suministrada

$\Delta \text{compensac.}$ Compensación por energía no suministrada

Δmultas Multas por energía no suministrada

$\Delta \text{pérdidas}$ Pérdidas de energía

ΔCOYM Costo de operación y mantenimiento

El flujo de caja del cuadro resumen de la evaluación económica se detalla en el Cuadro 8.8.

Cuadro 8.8: Proyecto Clase B y C

Descripción	Periodo de Evaluación (Años)											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Ingresos (I) Ahorros de Pérdidas Técnicas Mayores ingresos por venta de energía y potencia Ahorro de pago de compensaciones y/o multas Ahorro de costos de operación y mantenimiento Otros												
Total Ingresos												
Gastos (G) Personal Propio Personal Contratista Operación y Mantenimiento Otros												
Total Gastos												
Margen Depreciación Utilidad antes de Participación de los Trabajadores Participación de los Trabajadores (si UAPT>0) Utilidad después de Participación de los Trabajadores Impuestos (si UDPT>0)	$M = I - G$ D $UAPT = M - D$ $PT = 5\% * UAPT$ $UDPT = UAPT - PT$ $IM = 30\% * UDPT$											
Utilidad después de Impuestos	$UDI = UDPT - IM$											
Inversión Valor Residual Ahorro Pago de Impuestos de la Empresa (sí UAPT<0)	Io VR $APIM = -0,335 * UAPT$											
Flujo de Caja Neto	$FCN = UDI + D - Io + VR + APIM$											
Tasa de Descuento	12,00%	14,73%	15,73%	16,73%	17,99%	20,00%	TIR					
VAN												

Clase D

Indicadores mínimos: Antes que avalan el proyecto

Esta clase de proyectos, aún cuando la decisión de su ejecución sea de tipo estratégico, deberá presentarse con la documentación respectiva a avala su generación. No obstante, es importante que éstos cuenten con una evaluación económica en donde sea posible conocer su rentabilidad y como impacta a los resultados de la compañía. En consecuencia, en la medida que es factible, debe determinarse el VAN y TIR del proyecto seleccionado.

8.7 Programación para la ejecución del mejoramiento

Los mejoramientos a realizar deben estar programados en forma anual con cuatro meses de anticipación en lo que respecta a los cambios de transformadores por elevada relación de transformación, reforma de redes y instalación de condensadores.

Mientras que la optimización de la regulación de Taps de transformadores debe realizarse en forma inmediata.

CAPITULO IX

CONSECUENCIAS Y BENEFICIOS DEBIDO A LA EXISTENCIA DE LA NTCSE

9.1 Generalidades

En este capitulo se presenta un comparativo de los niveles de exigencia de la NTCSE con otras normas internacionales, también se explica las consecuencias económicas en las suministradoras debido a la aplicación de la norma.

9.2 Nivel de exigencia de la NTCSE

Las tolerancias de la norma peruana es muy exigente en comparación con otras normas internacionales, tal como se muestra en el cuadro 9.1.

Cuadro 9.1: Comparación de Normas Internacionales

COMPARACIÓN DE EXIGENCIA						
CALIDAD DE TENSIÓN	Peruana	Argentina	Colombia	Brasil	España	Europa
Variación de Larga Duración	$\pm 5\% V_n$ 15 min	$\pm 5\% V_n$	+ 5% y - 10% V_n	+6% y - 14% V_n	$\pm 10\% V_n$	$\pm 10\% V_n$ 10 min
Implementación	18 meses	48 meses	Sin dato	Sin dato	Sin dato	Sin dato

Alcance de la norma española

- Mantener una variación de la tensión que no supere los siguientes umbrales:

$$\text{AT y MT : } \pm 8\% \quad (9.1)$$

$$\text{BT : } \pm 10\% \quad (9.2)$$

- Realizar acciones correctoras en un plazo máximo de 06 meses.
- Por incumplimiento de la distribuidora deberá bonificar hasta un 10% de la facturación anual.

9.3 Aplicación de la NTCSE en las condiciones encontradas del sistema eléctrico de distribución

El sistema eléctrico de distribución en el Perú, gran parte era del estado (empresas estatales) y este tipo de empresas eran ineficientes en su servicio como en su gestión. Las inversiones realizadas eran mínimas en lo referente al mejoramiento de la Calidad de Producto.

Al convertirse en privadas el mejoramiento se ha realizado en forma progresiva de manera lenta por la gran cantidad circuitos en mal estado.

Osinerg como fiscalizador debe ser tolerante pero con seguimiento para que el mejoramiento sea progresivo en bien del estado.

Las instalaciones eléctricas existentes de las empresas de distribución no están preparadas para los estándares fijados en la NTCSE.

9.4 **Perdidas económicas a las suministradoras**

Efectivamente la existencia de la NTCSE genera un gasto mensual considerable a las empresas distribuidoras, como las que se mencionan a continuación:

9.4.1. **Inversión para la implementación**

Contempla:

- Adquisición de equipos de medición y herramientas.
- Adquisición de computadoras.
- Implementación de oficinas.
- Implementación de Software´s administradores técnicos.

9.4.2. **Gastos de operación**

Contempla:

- Personal propio como ingenieros, técnicos y administrativos.
- Servicio por terceros (contratistas).

9.4.3. **Inversión para el mejoramiento de la tensión**

Contempla:

- Reforma y balance de cargas en las redes de media y baja tensión.
- Regulación de tap´s en transformadores de distribución.
- Reemplazo de transformadores de relación elevada de transformación.
- Instalación de condensadores en las redes de distribución.

9.5 **Mejoramiento de la calidad de producto**

Beneficio directo para los usuarios del estado y esto se refleja en el progreso de la performance de los equipos (electrodomésticos, cómputos, maquinarias y etc.) de los clientes y calidad de vida.

9.6 **Reducción de las pérdidas de energía**

El balance de cargas y la renovación de las redes en MT y/o BT implica un mejoramiento en la reducción de las pérdidas técnicas, que va en beneficio para las distribuidoras.

9.7 **Incremento del valor de las acciones de las suministradoras**

De las inversiones realizadas ó a realizar para el mejoramiento de la calidad de producto y cumplimiento con la NTCSE produce;

- Aumento en valor del VNR y VAD.
- Mejoramiento de la calidad de producto entregado a sus clientes verificados por Osinerg.
- Mejoramiento de la imagen de la empresa.
- Ser la opción de referencia del accionista.

CAPITULO X

GESTIÓN PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA NTCSE

10.1 Generalidades

En este capítulo se explica las consideraciones que podrán aplicar las empresas suministradoras para obtener una buena gestión en el cumplimiento de la NTCSE.

Esta gestión tiene como fin planificar, organizar, dirigir y controlar las actividades necesarias para obtener y conservar un apropiado costo de ciclo de vida de los activos y unas ventajas competitivas adecuadas, tratando de asegurar la competitividad de la suministradora para que logre sus objetivos.

10.2 Importancia de la gestión

- Nivel competitivo y dinamismo del entorno.
- Nivel de mecanización.
- Elevada complejidad de los equipos.
- Programas de entrega mas ajustados.

- Controles de producción mas estrictos.
- Atención a la ecología.
- Exigencias de seguridad.
- Necesidad de aprovechar mejor los recursos.
- Incremento del precio de materiales y repuestos.
- Relevancia del costo del mantenimiento.

10.3 **Síntomas de una deficiente gestión**

- Muchas emergencias.
- Gastos excesivos en reparaciones.
- Falta de programa de reemplazo de equipos.
- Deficientes talleres y herramientas.
- Falta de medición de desempeños.
- Falta de control de costos.
- Inapropiada selección de personal.
- Inadecuada capacitación.
- Desmotivación del personal.
- Paralizaciones por;

Equipos desgastados.

Término de la vida útil.

Mala utilización de los equipos.

Reparaciones inadecuadas.

Repuestos inadecuados.

Insuficiente servicio.

10.4 **Objetivos de la gestión**

- Cero averías.
- Cero defectos.
- Cero pérdidas de velocidad.
- Cero accidentes.
- Reducir costos (costo total).
- Evitar paradas imprevistas.
- Conservar inversión.
- Asegurar calidad.
- Garantizar seguridad.
- Evitar impacto ecológico.

10.5 **Evolución de la gestión**

Ver cuadro 10.1.

Cuadro 10.1: Evolución de la Gestión

VARIABLES	ANTES	AHORA
FUNCIÓN EMPRESARIAL	ACTIVIDAD AUXILIAR	FUNCIÓN ESTRATEGICA
IMPORTANCIA	"MAL NECESARIO"	INFLUYE EN RE\$ULTADO\$
LIDERAZGO	TÉCNICO	GERENCIAL
OBJETIVO	REPARACIONES URGENTES	OPTIMIZAR RE\$ULTADO\$

10.6 Rendimiento de una organización

Son siete criterios interrelacionados entre sí, es responsabilidad crítica del comité de gerencia de mejorar continuamente el rendimiento:

1. Eficacia.
2. Eficiencia.
3. Calidad Total.
4. Productividad.
5. Innovación.
6. Calidad de Vida.
7. Rendimiento Financiero.

10.7 Requerimiento para implantar gestión

- Compromiso de la alta dirección.
- Organización de equipo de proyecto.
- Cambio de actitud del personal.
- Incremento de capacidades del personal.
- Incremento de motivación del personal.
- Mejora del ambiente de trabajo.

10.8 Fases de desarrollo de gestión

10.8.1. Preparación

- Anunciar decisión de implantar gestión.
- Establecer programa educacional.

- Organizar.
- Establecer políticas y metas.
- Formular plan de desarrollo.

10.8.2. **Implantación**

- Realizar acto de iniciación.
- Involucrar al personal.
- Designar responsables.
- Elaborar y probar procedimientos, métodos y formatos.
- Mejorar la efectividad del equipo.
- Desarrollar programa de mantenimiento.
- Organizar y programar seguimiento.
- Realizar entrenamiento para mejorar capacidad de operaciones y mantenimiento.
- Desarrollar programas de gestión inicial de equipos.
- Determinar, publicar y actualizar los valores de los costos – objetivo.
- Publicar informes periódicos.

10.8.3. Estabilización

Implantación de la gestión y elevación de sus metas.

10.8.4. Costo - Objetivo

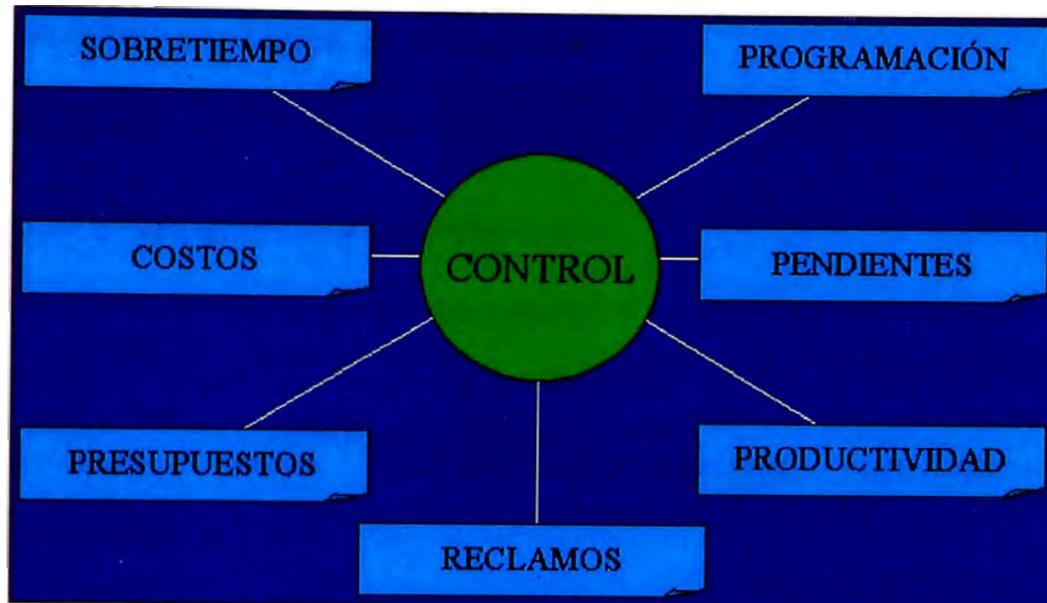
- Minimización de costos debe ser reto realístico alcanzable con esfuerzo.
- Análisis de archivos de costos.
- Usar varios de los últimos períodos y valor actual del dinero.
- Estipular como costo – objetivo; el mas bajo obtenido en los últimos seis períodos o el promedio de los tres períodos mas bajos en dicho lsemestre.

10.9 Control de gestión

Ver cuadro 10.2. y gráfico 10.1.

Cuadro 10.2: Control de Gestión

PLANIFICACIÓN	OPERACIÓN
• Políticas	• Régimen
• Objetivos	* Reactivo
• Planeamiento	* Preventivo
• Auditorias	* Predictivo
• Medición de desempeño	• Decisiones
• Organización estructural	• Cronogramas
• Personal	• Ejecución
• Asignación de recursos	• Retroalimentación

Gráfico 10.1: Control de Gestión

Ejemplo de control de gestión en relación a la presente metodología.

Establecimiento de un programa de motivación al personal:

- a) Pegar carteles.
- b) Realizar reuniones.
- c) Comparar rendimientos.
- d) Solicitar aportes e ideas.

10.10 Características de gestión

- Costo del ciclo de vida económico.
- Medición de la efectividad global de los equipos.
- Potencia la capacidad de los trabajos.
- Mejora la capacidad de operación.
- Emplea la ingeniería del valor.
- Elimina despilfarro.

10.11 **Determinación del óptimo nivel de gestión que permita la operación económica de la empresa**

Método A

- Aplicar experiencia y conocimientos.
- Estimar inversión en gestión durante la vida útil del equipo para prevenir indebido deterioro y desgaste, excesiva paralización y rechazos. Incluir mantenimiento general, preventivo y reparaciones.
- Resultado debiera reflejar depreciación normal.
- Someter a análisis y juicio la estimación.

Método B

- Asumir que el equipo está en buenas condiciones de operación, sin mantenimiento diferido y analizar los requerimientos de mantenimiento en estas condiciones.
- Incrementar la gestión para que se tienda a alcanzar las cantidades óptimas de paralización, rechazos y deterioro.
- Someter a análisis y juicio la estimación.

10.12 **Resultados de una buena gestión**

- Reducción de fallas.
- Reducción de paradas menores y tiempos en vacío.
- Aumento de velocidad de equipos.
- Reducción de tasas de defectos.

- Aumento de productividad y rendimiento.
- Reducción de costos de mantenimiento.
- Mejor ambiente laboral.

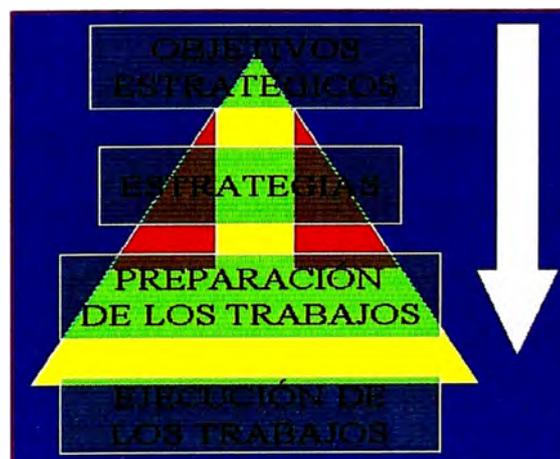
10.13 Planificación estratégica de la gestión

Equilibrio entre los objetivos y las capacidades de una empresa y sus posibilidades.

- Negocio esencial.
- Visión.
- Misión.
- Objetivos.
- Estrategias.
- Metas.
- Indicadores.

Ver gráfico 10.2.

Gráfico 10.2: Planificación de la gestión

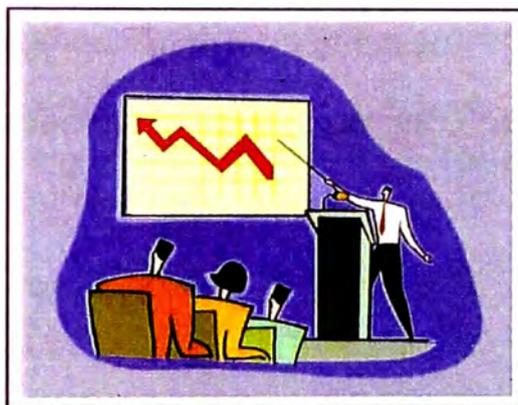


10.14 Indicadores de gestión

Son medidas absolutas o relativas de resultados cuantificados obtenidos al interior de la función correspondiente.

Ver figura 10.1.

Fig. 10.1: Explicación de los Indicadores de Gestión



Objetivos

- Medir una realidad con objetividad.
- Controlar la obtención de objetivos operacionales.
- Comparar las secciones entre sí, con plantas similares y sectores de actividad.
- Decidir con conocimiento de causa.

Es una etapa crítica en el proceso administrativo, soporta y enfatiza los planes estratégicos para el mejoramiento del rendimiento. Asimismo, debe haber congruencia entre; estrategia, acciones y mediciones.

- Los indicadores deberán ser de uso fácil por el usuario (amigables), simples y deberán estar disponibles en forma oportuna.
- Los indicadores dirigidos a los diversos niveles jerárquicos deberán estar coordinadas entre sí, integradas y relacionadas con el ámbito de acción de cada función.
- Se debe involucrar a los empleados en la formulación de estrategias y en la identificación de las medidas de rendimiento relacionadas.

Características

- Credibilidad.
- Visibilidad.
- Relatividad.
- Oportunidad.
- Coherencia.

10.15 Ejemplos de indicadores de gestión relacionados con la presente metodología

Ver gráficos 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.7, 10.8 y 10.9.

Gráfico 10.3: Resultado Mensual de Mediciones de Tensión

		MEDICIONES			TOTAL MEDIC. EJECUTADAS	MEDICIONES PROGRAMADAS	BASICOS	ALTERNATIVOS	PORCENT EJECCION	PORCENTAJE PENALIZABLES	PORCENT FALLIDAS	COMPENSACION (US \$)	
		NO PENALIZA.	PENALIZA.	FALLIDAS									
A	BT	10	64	43	4	111	111	101	10	100%	38,7%	3,8%	113,75
	30	6	5	1	12	12	10	2	100%	41,7%	8,3%	48,56	
	MT	16	1	1	18	18	18	-	100%	5,6%	5,6%	22,25	
	TOTAL		86	49	6	141	141	129	12	100%	34,8%	4,3%	184,56
B	BT	10	47	25	4	78	78	60	18	100%	32,9%	5,3%	47,04
	30	8	7	2	15	15	10	5	100%	46,7%	13,3%	13,94	
	MT	20	-	1	21	21	21	-	100%	0,0%	4,8%	-	
	TOTAL		73	32	7	112	112	91	21	100%	28,6%	6,3%	60,98
C	BT	10	83	27	6	118	118	111	7	100%	22,9%	6,8%	26,13
	30	3	3	1	7	7	6	1	100%	42,9%	14,3%	3,16	
	MT	11	11	2	13	13	13	-	100%	0,0%	15,4%	-	
	TOTAL		97	30	11	138	138	130	8	100%	21,7%	8,0%	29,29
D	BT	10	29	1	2	32	32	30	2	100%	3,1%	6,3%	0,11
	30	-	-	-	-	-	-	-	-	0%	0,0%	0,0%	-
	MT	15	15	3	18	18	18	-	100%	0,0%	16,7%	-	
	TOTAL		44	1	5	50	50	48	2	100%	2,0%	10,0%	0,11
TOTAL	BT	10	223	96	18	337	337	302	35	100%	28,5%	5,3%	187,03
	30	15	15	4	34	34	28	6	100%	44,1%	11,8%	85,66	
	MT	62	62	1	7	70	70	70	-	100%	1,4%	10,0%	22,25
	TOTAL		300	112	29	441	441	398	43	100%	25,4%	6,6%	274,94

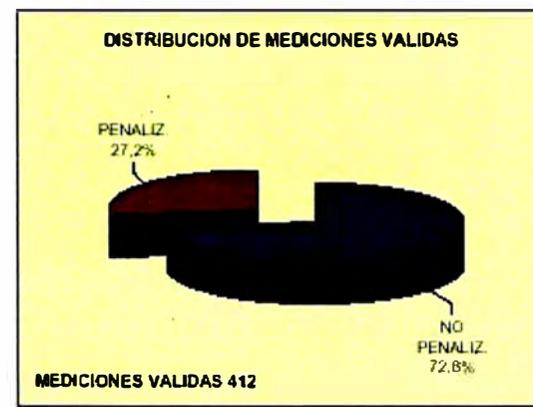
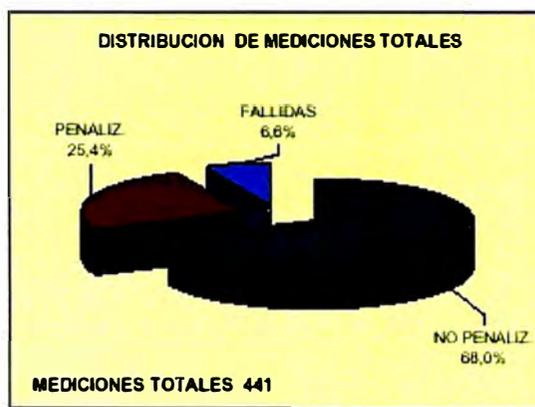
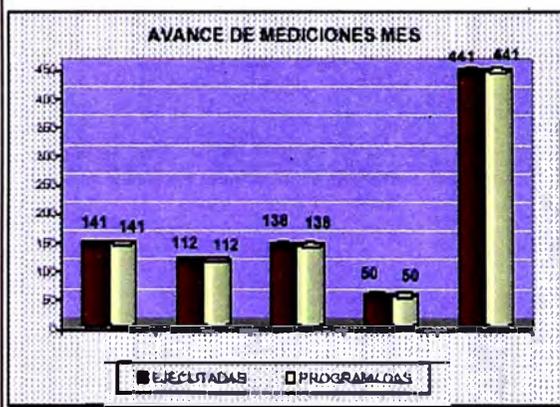


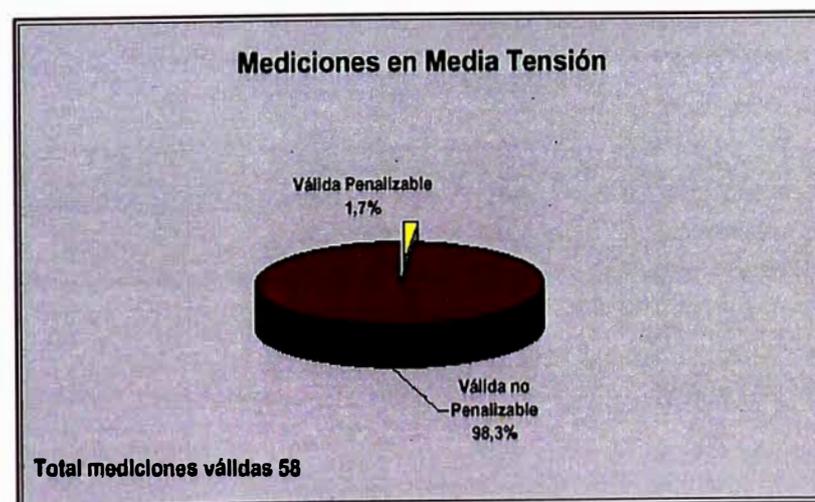
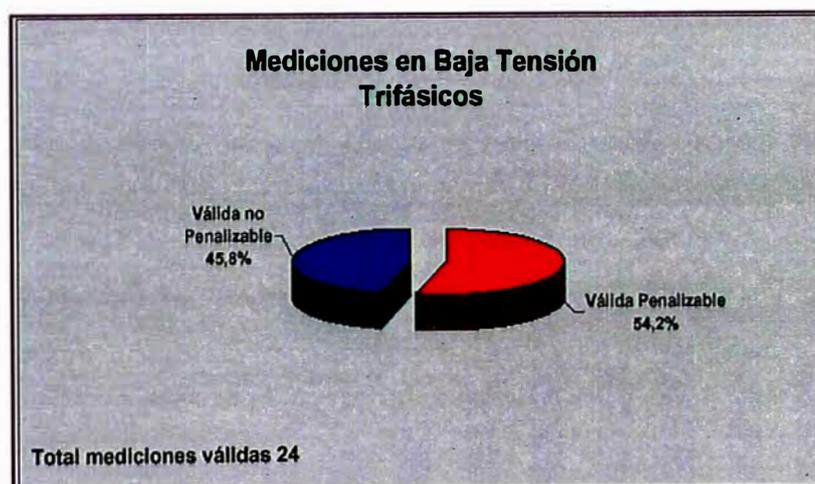
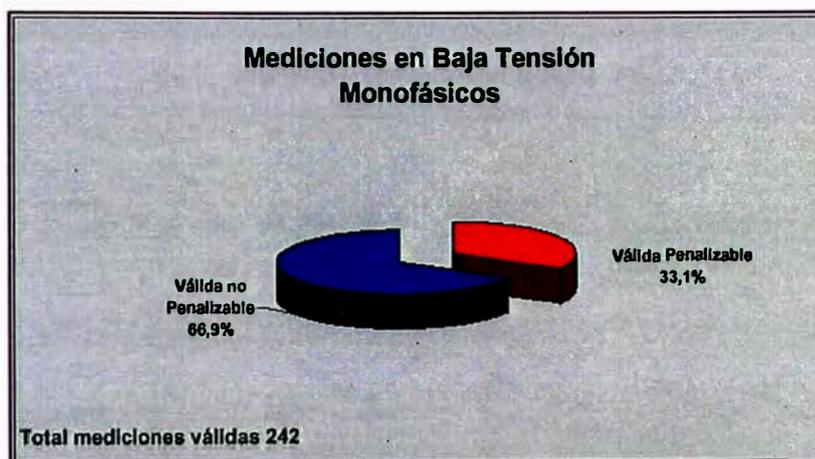
Gráfico 10.4: Resultados de Mediciones en una Campaña Mensual

Gráfico 10.5: Evolución Mensual de Mediciones Penalizables y Fallidas

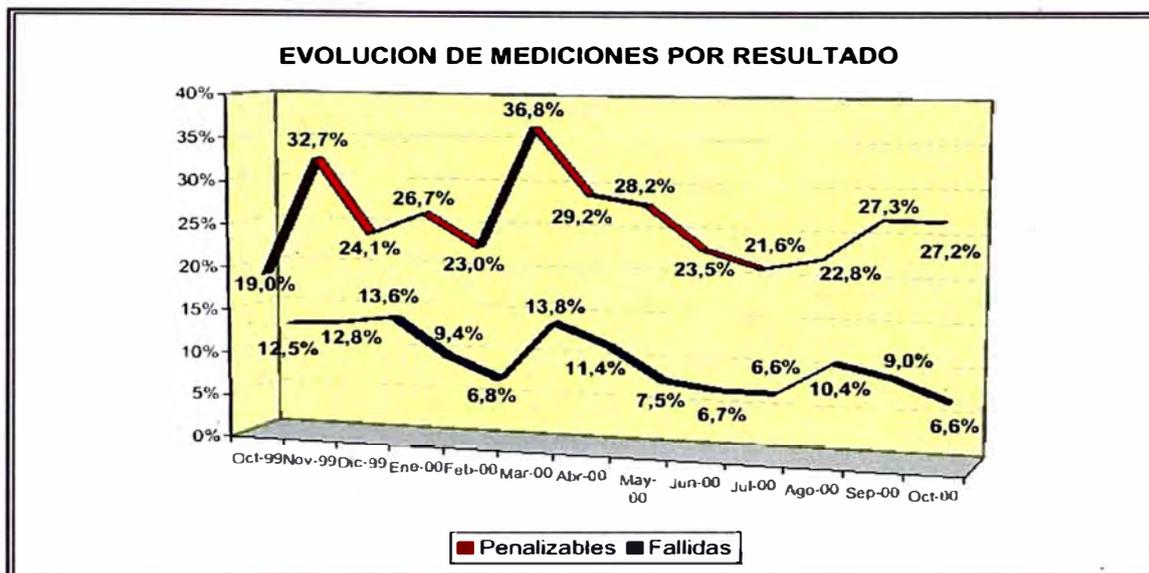


Gráfico 10.6: Cantidad de Mediciones Penalizables Acumuladas

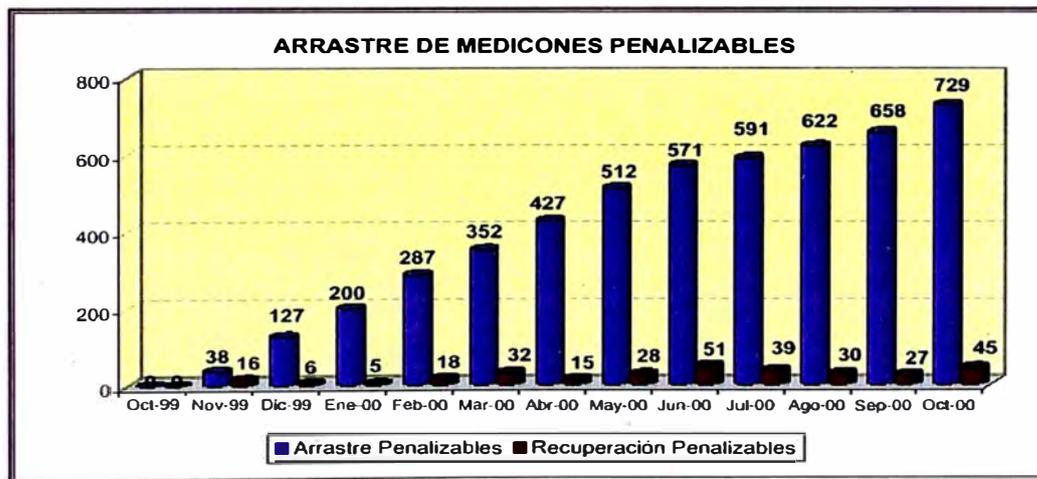


Gráfico 10.7: Evolución Mensual de Compensaciones Acumuladas (1)

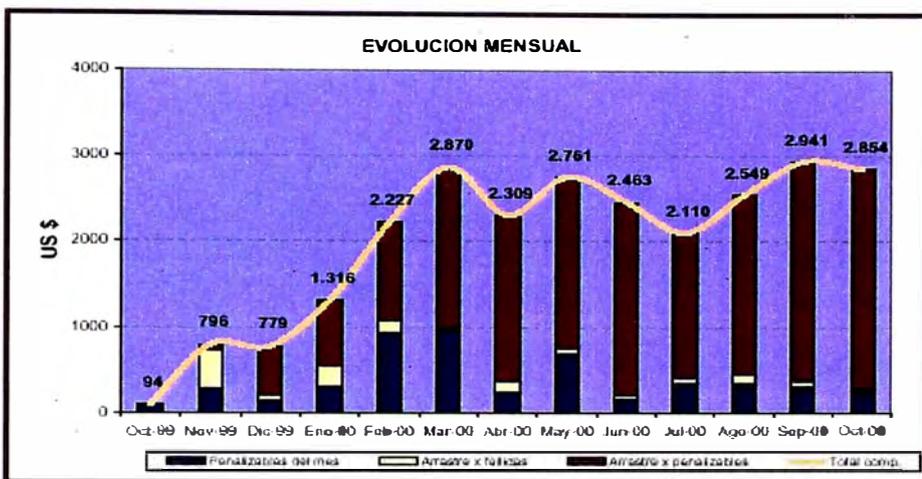


Gráfico 10.8: Evolución Mensual de Compensaciones Acumuladas (2)

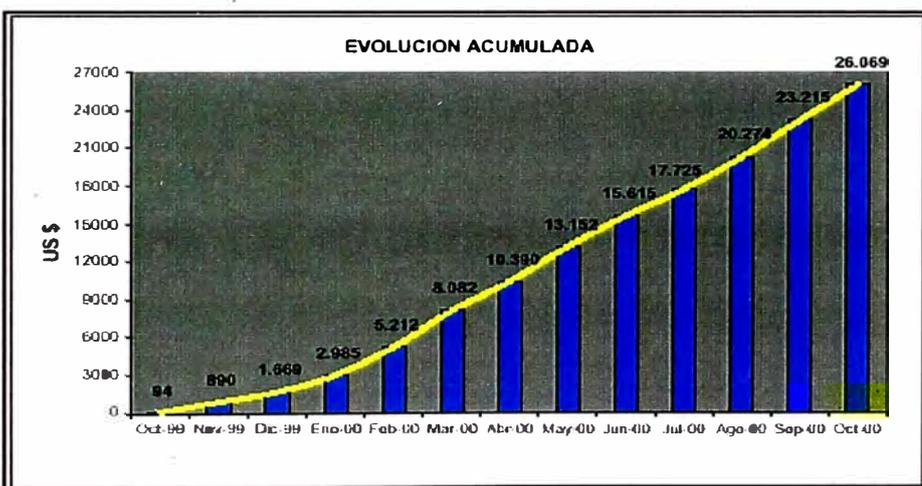
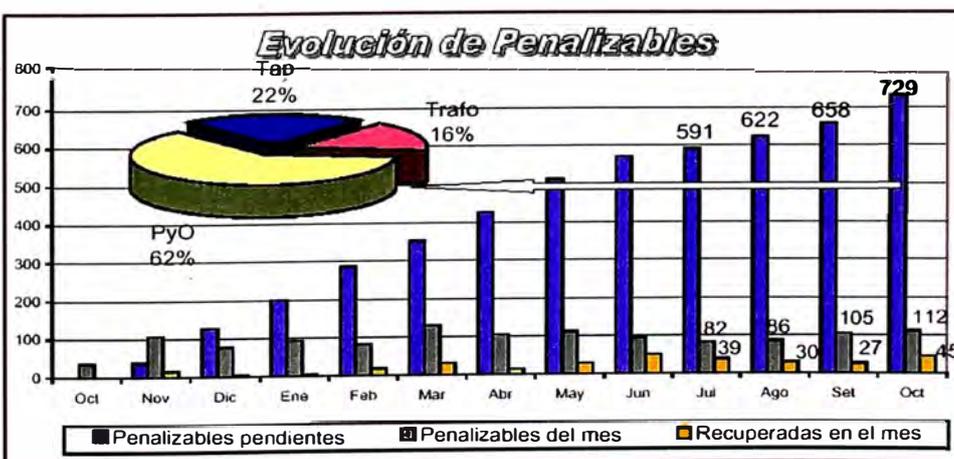


Gráfico 10.9: Evolución Mensual de Compensaciones Acumuladas (3)



10.16 Informes de gestión

Los informes muestra la evolución de la gestión, indicando;

- Costos.
- Causa y efectos de las fallas.
- Efectividad de la mano de obra.
- Lista de trabajos.
- Recursos utilizados por tipo de trabajo.
- Historial (costos, fallas, trabajos efectuados).
- Prioridades.
- Tiempo perdido por fallas.
- Sobre tiempo.

Los informes deben ser analizados par la toma de decisiones.

CONCLUSIONES

1. Para el buen cumplimiento de la norma depende de una buena organización, facilidades de transporte y de telecomunicaciones, un soporte informativo actualizado, un acceso directo a la instalación y al equipo y un personal capacitado que sienta orgulloso de su labor.
2. En todo momento se debe tener presente la seguridad e higiene, tanto para los seres vivos como para el propio material y el respeto al medio ambiente.
3. Toda actividad tiene un costo y debe significar un beneficio, razón por la cual el cumplimiento de la norma requiere de índices de gestión.
4. La caída de tensión esta relacionado con las perdidas técnicas, causadas principalmente por efecto Joule y longitudes de las redes. Por ello el control de las pérdidas de energía, no es en realidad un problema sino una oportunidad de negocio para todas las suministradoras de energía.

5. Conciencia en conjunto de las suministradoras y clientes de los problemas y soluciones derivados de la aplicación de la NTCSE en beneficio mutuo.

5.1. Las suministradoras deben hacer partícipes a sus clientes.

5.2. Crear conciencia colectiva de la importancia de la NTCSE.

5.3. Dificultades de acceso a zonas de alto riesgo;

Existen sectores peligrosos dentro de las zonas de concesión de ciertas empresas de distribuidoras que no permiten el desenvolvimiento operativo para el cumplimiento de la NTCSE, a la fecha se han presentado robos de equipos registradores y maltratos al personal operativo. Osinerg debe realizar coordinaciones con las instituciones como las municipalidades y/o instituciones del estado para las facilidades del caso.

RECOMENDACIONES

1. El objetivo de la norma es que los suministros reciban una Calidad de Producto aceptable técnicamente, pero también debe contemplar supervisión y comprensión para las inversiones que realizan las distribuidoras en forma anual. Una alternativa para el objetivo es que las distribuidoras establezcan una planificación de mediciones y correctivos anualmente auditado por Osinerg con compromisos de inversión y sin aplicación de compensaciones.
2. Existen mediciones penalizables en las suministradoras que están compensando desde Octubre 1 999, no habiéndose aplicado ningún correctivo sobre estas, Osinerg debe agregar indicaciones a la norma acerca de los plazos para estas mediciones pendientes, manteniendo supervisión y flexibilidad de acuerdo a las inversiones realizadas anualmente por las distribuidoras.
3. Planeamiento para los nuevos proyectos y obras salvaguardando la Calidad de Producto de las redes de distribución.

4. Siempre en las puestas en servicio de nuevos transformadores de distribución es indispensable realizar la prueba de relación en transformación con el equipo TTR (Transform Test Relación).
5. Se propone que las compensaciones sea en soles, el mismo tipo de moneda de los ingresos, así como las tarifas en distribución son reguladas cada cuatro años por la CTE del mismo modo deben ser reguladas las compensaciones. De esta manera se establecería un equilibrio técnico y justo.
6. Fortalecer el conocimiento de los derechos y deberes de los clientes con referencia a la norma.
7. Una propuesta para modificar la norma; La tensión de referencia para el cálculo de los indicadores de calidad debe ser la tensión de operación convenida entre las partes mediante contrato, en todas las etapas de aplicación de la norma.

ANEXO A

NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

1997-10-09.- D. S. N° 020-97-EM.- Aprueban la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (1997-10-11). Incluye modificaciones según Decreto Supremo N° 009-99-EM (1999-04-11), Decreto Supremo N° 013-2000-EM (2000-07-27) y Decreto Supremo N° 040-2001-EM (2001-07-17) .



EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA
CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM , se dictaron normas para el desarrollo de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica;

Que, para asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos a que se refieren dichas disposiciones legales, debe garantizarse a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno, siendo por tanto necesario dictar disposiciones reglamentarias para fijar estándares mínimos de calidad;

De conformidad con lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 560, Ley del Poder Ejecutivo; y, por el inciso 8) del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú ;

DECRETA:

Artículo 1º.- Apruébase la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos que consta de 8 Títulos y 12 Disposiciones Finales, la cual forma parte del presente Decreto Supremo.

Artículo 2º.- Deróguense las disposiciones que se opongan al presente Decreto Supremo.

Artículo 3º.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los nueve días del mes de octubre de mil novecientos noventa y siete.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República.

ALBERTO PANDOLFI ARBULU
Presidente del Consejo de Ministros y Ministro de Energía y Minas.

NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

I. OBJETIVO

II. BASE LEGAL

III. ALCANCES

IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

TÍTULO PRIMERO

1. DISPOSICIONES GENERALES

TÍTULO SEGUNDO

2. ETAPAS DE APLICACIÓN DE LA NORMA

TÍTULO TERCERO

3. OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR, DEL CLIENTE Y DE TERCEROS

TÍTULO CUARTO

4. COMPETENCIA DE LA AUTORIDAD

TÍTULO QUINTO

5. CALIDAD DE PRODUCTO

5.1 TENSIÓN

5.2 FRECUENCIA

5.3 PERTURBACIONES

5.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

5.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

TÍTULO SEXTO

6. CALIDAD DE SUMINISTRO

6.1 INTERRUPCIONES

6.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

6.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

TÍTULO SÉTIMO

7. CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

7.1 TRATO AL CLIENTE

7.2 MEDIOS DE ATENCIÓN

7.3 PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

7.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

7.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

TÍTULO OCTAVO

8. CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

8.1 DEFICIENCIAS DEL ALUMBRADO

8.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

8.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

DISPOSICIONES FINALES

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 de aplicación supletoria de la voluntad de las partes para aquel suministro que, conforme a Ley, pertenece al régimen de libertad de precios. En este último caso, las partes relevantes de la Norma que no estén contempladas expresamente en contratos de suministro de servicios serán aplicadas supletoriamente.

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.

▪ *Párrafo según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

▪ *Nota 1.- El artículo 1° del D. S. N° 009-99-EM publicado el 1999.04.11 dispone lo siguiente: "Suspender la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para:*

- a) Los Sistemas Aislados Menores;*
 - b) Los sistemas eléctricos calificados por la Comisión de Tarifas Eléctricas como Sector de Distribución Típico 3 y 4; y,*
 - c) Los sistemas eléctricos calificados por la Comisión de Tarifas Eléctricas como Sector de Distribución Típico 2 cuya máxima demanda no exceda los 1 000 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."*

▪ *Nota 2.- El artículo 2° del D. S. N° 009-99-EM publicado el 1999-04-11 dispone lo siguiente: "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."*

Nota 3.- El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM publicado el 2001-07-17 modifica el artículo 1° del D. S. N° 009-99-EM publicado el 1999.04.11 de acuerdo a lo siguiente: "Suspender la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para:

- Los Sistemas Aislados Menores;
- 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,
- 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."

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.

Nota 1.- El artículo 1° del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000.07.27 dispone lo siguiente: "ampliar el plazo de aplicación de la Segunda Etapa de la NTCSE hasta el 31 de diciembre del 2000."

- *Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18 dispone lo siguiente: “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.”*
- *Nota 3.- El artículo 5° del DS N° 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18 dispone lo siguiente: “Deróguese el Decreto Supremo N° 52-94-EM y déjese sin efecto el artículo 1° del Decreto Supremo N° 013-2000-EM.”*

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.

- *Nota 1.- La primera disposición transitoria del D. S. N° 013-2000-EM publicado el 2000-07-27 dispone lo siguiente: “Aplicar gradualmente las compensaciones a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la NTCSE, 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 para lo que resta de la Tercera Etapa.
Calidad de Suministro, Calidad de Servicio Comercial y Calidad de Alumbrado Público: 50% del monto calculado para el primer semestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa.”*
- *Nota 2.- El artículo 5° del D.S. N° 040-2001-EM publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: “Déjase sin efecto la Primera Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 013-2000-EM y la Resolución Ministerial N° 607-99-EM/VME.”*
- *Nota 3.- La primera disposición transitoria del D. S. N° 040-2001-EM publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: “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.”*
- *Nota 4.- La segunda disposición transitoria del D. S. N° 040-2001-EM publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: “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.”*

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 con la calidad del servicio eléctrico, independientemente de que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor;
- 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.

3.1 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;
- 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.

- *Inciso d) según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*
- *Nota 1.- El artículo 1° del D.S. N° 056-99-EM publicado el 1999.11.08, dispone lo siguiente: "Precisar que el Artículo 10° del Decreto Supremo N° 009-99-EM incluye las mediciones de la calidad de producto, calidad de suministro, calidad de servicio comercial; y, calidad de alumbrado público."*
- *Nota 2.- El artículo 2° del D.S. N° 056-99-EM, publicado el 1999.11.08 dispone lo siguiente: "En caso que, al amparo de las disposiciones contenidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, las empresas eléctricas hayan efectuado compensaciones por incumplimiento de dicha norma a favor de sus clientes hasta el día 11 de octubre de 1999, gozarán de un crédito por los montos compensados, que podrá ser aplicado contra futuras compensaciones frente a dichos clientes en los periodos que correspondan. En caso contrario, tales compensaciones deberán serles restituidas."*
- *Nota 3.- El artículo 10° del D.S. N° 009-99-EM publicado el 2000.04.11 dispone lo siguiente: "Iniciar las mediciones a que se refiere la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos a partir del 12 de octubre de 1999."*

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 propietarios de instalaciones de transmisión, redes de acceso libre, u otras instalaciones complementarias de un sistema eléctrico, son responsables ante sus Clientes 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. Los Suministradores de estos servicios son responsables ante sus 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.

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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999.04.11*

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.

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.

▪ *Último párrafo añadido por D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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 los miembros responsables por el incumplimiento con la calidad de producto y suministro y de garantizar las retribuciones respectivas a los Suministradores afectados para resarcirlos de las compensaciones pagadas a sus Clientes por faltas ajenas. Tratándose de casos en los que es difícil o imposible identificar a los responsables,

todos los miembros del COES asumen la responsabilidad solidariamente, a excepción de aquellos cuya intervención en la deficiencia sea manifiestamente imposible.

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 responsabilidad solidaria, a excepción de aquellos cuya intervención en la deficiencia sea manifiestamente imposible.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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.

▪ *Nota 1.- El artículo 6° del DS N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente: "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, durante la Segunda Etapa."*

▪ *Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 modifica el artículo 6° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11 de acuerdo a lo siguiente:*
"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."

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 sus Bases Metodológicas.

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

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

4.3 Resolver, en segunda y última instancia, los pedidos o reclamos presentados por las Empresas de Electricidad o los Clientes, relacionados con el cumplimiento de la Norma.

~~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.~~

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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.

- *Nota 1.- El artículo 3° del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27 dispone lo siguiente: "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."*
- *Nota 2.- La primera disposición transitoria del D. S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27 dispone lo siguiente: "Aplicar gradualmente las compensaciones a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la NTCSE, 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 para lo que resta de la Tercera Etapa.
Calidad de Suministro, Calidad de Servicio Comercial y Calidad de Alumbrado Público: 50% del monto calculado para el primer semestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa."*
- *Nota 3.- El artículo 5° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: "Déjase sin efecto la Primera Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 013-2000-EM y la Resolución Ministerial N° 607-99-EM/VME."*

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 (ΔV_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:

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

- *Nota 1.- El artículo 7° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente: "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 en 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 citada."*
- *Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 modifica el artículo 7° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11 de acuerdo a lo siguiente:
"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."*

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, es 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 tres por ciento (3%) del período de medición.

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, es 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.

▪ *Texto del último párrafo según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

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:

Compensaciones Por Variaciones De Tensión = $\sum_p a \cdot A_p \cdot E(p)$(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 ΔV_p (%), medido en el intervalo p, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 1

Indicador ΔV_p (%)	Todo Servicio A_p	Red Sec. Rural* A_p
$5.0 < \Delta V_p \leq 7.5$	1	-
$7.5 < \Delta V_p \leq 10.0$	6	1
$10.0 < \Delta V_p \leq 12.5$	12	12
$12.5 < \Delta V_p \leq 15.0$	24	24
$15.0 < \Delta V_p \leq 17.5$	48	48
$ \Delta V_p > 17.5$	96	96

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

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

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 Periodo de Medición, en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad en ese periodo, a través de las fórmulas que aparecen a continuación:

Compensaciones Por Variaciones De Tensión = $\sum_p a \cdot A_p \cdot E(p)$(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 ΔV_p (%), medido en el intervalo p, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 1

Indicador ΔV _p (%)	Todo Servicio A _p	Red Sec. Rural* A _p
5.0 < ΔV _p (%) ≤ 7.5	1	NA
7.5 < ΔV _p (%)	2 + (ΔV _p (%) - 7.5)	NA
7.5 < ΔV _p (%) ≤ 10.0	NA	1
10.0 < ΔV _p (%)	NA	2 + (ΔV _p (%) - 10)

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

A_p, 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.

▪ *Texto de la tabla N° 1 según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

5.1.4 Control.- El control se realiza a través de mediciones monofásicas o trifásicas, según corresponda al tipo de Cliente, por medio de equipos registradores cuyas especificaciones técnicas hayan sido 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.

5.1.4 Control.- El control se realiza a través de mediciones 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.

▪ *Primer párrafo según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

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 en todo momento; por lo que, ubicada una deficiencia de voltaje en un punto de medición determinado, sea éste un suministro monofásico o trifásico, son objeto de compensación todos aquellos Clientes monofásicos y/o trifásicos cuyos suministros se encuentran en la(s) parte(s) del ramal "aguas-arriba", desde e incluido el Cliente en cuyo punto de entrega se realizó la medición.

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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

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 (Δf_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:

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

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:

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

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

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:

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

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

Donde:

Γ : 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.

▪ *Fórmula N° 5 según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

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

- Variaciones Sostenidas (Δf_k (%)) : $\pm 0.6 \%$.
- Variaciones Súbitas (VSF') : $\pm 1.0 \text{ Hz}$.
- Variaciones Diarias (IVDF') : $\pm 12.0 \text{ Ciclos}$.

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

- Variaciones Sostenidas (Δf_k (%)) : $\pm 0.6 \%$.
- Variaciones Súbitas (VSF') : $\pm 1.0 \text{ Hz}$.
- Variaciones Diarias (IVDF') : $\pm 600.0 \text{ Ciclos}$.

▪ *Tolerancia sobre variaciones diarias según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

▪ *Nota 1.- El artículo 5° del D.S. N° 009-99-EM publicado el 1999. 04.11, dispone lo siguiente: "Incrementar en cincuenta por ciento (50%) las tolerancias del indicador Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) para el Sistema Interconectado del Sur (SIS) y en cien por ciento (100%) para los Sistemas Aislados Mayores. 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 tales sistemas.*

Los incrementos a que se hacen referencia en el párrafo que antecede, serán aplicables hasta la interconexión del SIS al Sistema Interconectado Centro Norte (SICN); y para el caso de los Sistemas Aislados Mayores, hasta cuando éstos se interconecten a un sistema mayor. De producidas las situaciones previstas, serán de aplicación las tolerancias establecidas para el sistema mayor.

Para efectos de este artículo, se considera como Sistema Aislado Mayor a todo sistema eléctrico cuya potencia instalada, en generación, es mayor de 5 MW y menor de 100 MW."

▪ *Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27 modifica al artículo 5° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11, de acuerdo a lo siguiente :*

"Artículo 5°.- Incrementar las tolerancias del indicador Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) en 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 de un 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 Γ 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.”

- Nota 3.- Último párrafo del artículo 5° del D.S. N° 009-99-EM publicado el 1999.04.11 modificado por D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17, de acuerdo a lo siguiente :

“Artículo 5°.- Incrementar las tolerancias del indicador Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) en 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 de un 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 Γ a considerarse para el día siguiente es el que corresponde al sistema de mayor tamaño.

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.”

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 al tres por ciento (3%) del Periodo de Medición; ii) si en un Periodo de Medición se produce más de una Variación Súbita excediendo las tolerancias; o iii) si en un Periodo de Medición se producen violaciones a los límites establecidos para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia.

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 al uno por ciento (1%) del Periodo de Medición; ii) si en un Periodo de Medición se produce más de una Variación Súbita excediendo las tolerancias; o iii) si en un Periodo de Medición se producen violaciones a los límites establecidos para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia.

- Texto del inciso i) según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17

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 Periodo 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.

Compensaciones Por Variaciones Sostenidas = $\sum_q b \cdot B_q \cdot E(q)$(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: $b=0.01$ US\$/kWh
Tercera Etapa: $b=0.05$ US\$/kWh
- B_q .- Es un factor de proporcionalidad definido en función de la magnitud del indicador Δf_q (%), medido en el intervalo q, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 2

Δf_q (%)	B_q
$0.6 < \Delta f_q \leq 1.0$	1
$1.0 < \Delta f_q \leq 1.4$	10
$1.4 < \Delta f_q $	100

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

Compensaciones Por Variaciones Súbitas = $b' \cdot B_m \cdot P_m$ (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
$3 < N_{VSF} \leq 7$	10
$7 < N_{VSF}$	100

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 potencia máxima suministrada durante el período de medición respectivo (un mes), expresada en kW.

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

Donde:

- a.- 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
$12 < M_{VDF} \leq 60$	1
$60 < M_{VDF} \leq 600$	10
$600 < M_{VDF}$	100

Tabla N° 4

M_{VDF} (ciclos)	B_d
$600 < M_{VDF} \leq 900$	1
$900 < M_{VDF} \leq 1200$	10
$1200 < M_{VDF}$	100

▪ Tabla según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11

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

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 o energía suministrada en condiciones de mala calidad.

Compensaciones por Variaciones Sostenidas = $\sum_q b \cdot B_q \cdot E(q)$(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: $b=0.01$ US\$/kWh
- Tercera Etapa: $b=0.05$ US\$/kWh

B_q- Es un factor de proporcionalidad definido en función de la magnitud del indicador Δf_q (%), medido en el intervalo q, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 2

Δf_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 .
 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 = $\sum_{d \in \text{mes}} b'' \cdot B_d \cdot P_d$ (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.

- Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17
- Nota.- Ver Nota 2 correspondiente al numeral 5.2.3 donde se incrementa los límites del parámetro M_{VDF}

5.2.7 Control.- El control y los registros del comportamiento de la frecuencia se realiza en puntos cualesquiera de la red, de manera continua. Es decir, el Período de Medición es de un (1) mes calendario, coincidiendo con el Período de Control, y se registran los niveles instantáneos de frecuencia.

5.2.7 Control.- Los COES, y los encargados de la operación en tiempo real para el caso de sistemas aislados, son los responsables de realizar las mediciones necesarias que garanticen el registro de la frecuencia para el sistema y/o partes de él, durante todo el período de medición; y de entregar esta información a la autoridad y a los integrantes del sistema que la requieran. El Período de Medición es de un (1) mes calendario, coincidiendo con el Período de Control y se registran los niveles instantáneos de frecuencia.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

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 un (1) mes calendario, coincidiendo con el Período de Control y se registran los niveles instantáneos de frecuencia.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

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 Flicker y las Tensiones Armónicas.

El Flicker 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.

Nota .- La cuarta disposición transitoria del D. S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente:

“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.”

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

- Para FLÍCKER: El Índice de Severidad por Flicker de corta duración (P_{s1}) definido de acuerdo a las Normas IEC.
- Para ARMÓNICAS: Las Tensiones Armónicas Individuales (V_1) 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) **Flicker.**- El Índice de Severidad por Flicker (P_{st}) no debe superar la unidad ($P_{st} \leq 1$) en 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.

a) Flicker.- El Índice de Severidad por Flicker (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.

▪ *Texto del inciso a) según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

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 Vi' ó THD' (% con respecto a la Tensión Nominal del punto de medición)	
	Para tensiones mayores a: 60 kV	Para tensiones menores o iguales a: 60kV
	(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 + 2.5/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	0.5
THD	3	5

Tabla N° 5

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

▪ *Tabla según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

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

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

Donde:

- V_i.- Es el Valor eficaz (RMS) de la tensión armónica “i” (para i=2 ... 40) expresada en Voltios.
- V_N.- Es la tensión nominal del punto de medición expresada en Voltios.

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.

▪ **Nota 1.-** El artículo 6° del DS N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente: “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, durante la Segunda Etapa.”

▪ **Nota 2.-** El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 modifica el artículo 6° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11 de acuerdo a lo siguiente:
“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.”

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 período 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 Flicker = $\sum_r c \cdot C_r \cdot E(r)$(Fórmula N° 10)

Donde:

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

c.- Es la compensación unitaria por Flicker:

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 Flicker 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: $DPF(r) < 1$; $C_r = DPF(r)$

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

Compensaciones por Armónicas = $\sum_s d \cdot D_s \cdot E(s)$(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:

$DPA(s) = (THD(s) - THD') / THD' + (1/3) \sum_{i=2...40} ((V_i(s) - V_i') / V_i')$(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.- Se efectúan registros mensuales de perturbaciones con lecturas válidas en los siguientes puntos:

- En uno (1) por cada veinticuatro (24) de los 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	
	Flicker	Armónicas
Con más de 500,000 Clientes	24	24
Con 100,001 a 500,000 Clientes	12	12
Con 10,001 a 100,000 Clientes	6	6
Con 501 a 10,000 Clientes	3	3
Con 500 clientes o menos	-	-

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 veinticuatro (24) de los 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	
	Flicker	Armónicas
Con más de 500,000 Clientes	24	24
Con 100,001 a 500,000 Clientes	12	12
Con 10,001 a 100,000 Clientes	6	6
Con 501 a 10,000 Clientes	3	3
Con 500 clientes o menos	-	-

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

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	
	Flicker	Armónicas
Con más de 500,000 clientes	18	18
Con 100,001 a 500,000 clientes	9	9
Con 10,001 a 100,000 clientes	5	5
Con 501 a 10,000 clientes	2	2
Con 500 clientes o menos	-	-

- *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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 flicker y voltajes armónicos especificados en el numeral 5.3.7, se efectúan mediciones de flicker y voltajes armónicos por lo menos hasta el orden 15, de manera simultánea con las mediciones de los niveles de tensión; por lo que los medidores de tensión deben estar equipados para realizar estas mediciones de monitoreo.

5.3.9 Adicionalmente, con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de flicker y tensiones armónicas especificados en el último párrafo del numeral 5.3.7, se efectúan mediciones de monitoreo de flicker 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.

- *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999.04.11*

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:

- Copias de los registros del mes anterior en medio magnético;
- Modelos matemáticos, procedimientos de cálculo, programas, etc., que se requieran para verificar el cálculo de indicadores y compensaciones.
- El cálculo de los indicadores de calidad;
- El cálculo de las compensaciones a sus Clientes.
- Un resumen de las compensaciones pagadas a sus Clientes.
- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador, 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 Flicker, Armónicas y Energía Suministrada por cada periodo de medición, serán entregados a la Autoridad con un informe que contendrá como mínimo la siguiente información:

- Distorsión por Armónicas agrupadas por bandas de un punto porcentual.
- Perturbaciones por Flicker agrupadas por bandas de 0.1 por unidad del índice de severidad.

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

- 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 Flicker, Armónicas y Energía Suministrada por cada periodo de medición, organizados de la siguiente manera:
 - Distorsión por Armónicas agrupadas por bandas de un punto porcentual.
 - Perturbaciones por Flicker 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.

■ *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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, en cualquier momento, la programación y/o selección de puntos de medición, debiendo el Suministrador iniciar las mediciones respectivas dentro de las setenta y dos (72) horas de recibida la notificación.

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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

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 Período 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)*.

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:

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

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 en redes* K_i = 0.5
- Otras K_i = 1.0

El mantenimiento o ampliación de redes, programadas oportunamente, y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

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%). El Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre se redondea al entero inmediato superior.

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:

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

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 i) expansión o reforzamiento de redes o ii) 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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000.07.27*

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:

$$D = \sum(K_i \cdot d_i); \text{ (expresada en: horas)..... (Fórmula N° 13)}$$

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 (Δ):

$K_i = 0$; 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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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

▪ *Nota 1.- El artículo 4° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999.04.11 dispone lo siguiente: "Incrementar en 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. Tales incrementos se redondean al entero superior."*

▪ *Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 modifica el artículo 4° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999.04.11, de acuerdo a lo siguiente: "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."*

6.1.5 Tratándose de Clientes en baja tensión en servicios calificados como Urbano-Rurales, los valores límite de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D') son incrementados en un 100%; y tratándose de servicios calificados como Rurales, son incrementados en 250%.

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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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:

$$\text{Compensaciones Por Interrupciones} = e \cdot E \cdot \text{ENS} \dots \dots \dots (\text{Fórmula N}^\circ 14)$$

Donde:

e.- Es la compensación unitaria por incumplimiento con la Calidad de Suministro, cuyos valores son:

- Primera Etapa: e=0.00
- Segunda Etapa: e=0.05 US\$/kWh
- Tercera Etapa: e=0.95 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:

$$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D'] \dots \dots \dots (\text{Fórmula N}^\circ 15)$$

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:

$$\text{ENS} = \text{ERS}/(\text{NHS} - \sum d_i) \cdot D; \text{ (expresada en: kWh)} \dots \dots \dots (\text{Fórmula N}^\circ 16)$$

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.

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 • E • 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'].....(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:

$$ENS = ERS / (NHS - \sum d_i) \cdot D; \text{ (expresada en: kWh).....(Fórmula N° 16)}$$

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:

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

Donde:

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

E_i : 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_i : Número ponderado de interrupciones por las cuales es responsable el Suministrador "i", con un decimal de aproximación.

D_i : 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 relevadores 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.

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

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:

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

Tal que:

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

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 sub-índices:

“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 hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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 Las mediciones para determinar el Numero de Interrupciones (N) y la Duración Total Ponderada de Interrupciones (D) por Cliente se llevan a cabo de la siguiente manera:

- a) En todos los puntos de suministro a Clientes en muy alta y alta tensión.
- b) En todas aquellas secciones de líneas o alimentadores que atiendan directamente a Clientes en media tensión y/o subestaciones MT/BT;
- c) En el punto de salida de la subestación MT/BT de todos los alimentadores en baja tensión; y en aquellos puntos, distintos a los anteriores, expresamente indicados por la Autoridad, si ésta lo considera conveniente. En los dos últimos casos las mediciones se llevarán a cabo por fase.

Los equipos necesarios para llevar a cabo automáticamente las mediciones a que se hace referencia en el punto a) se implementarán durante la Etapa 1. Los equipos necesarios para llevar a cabo automáticamente las mediciones a que se hace referencia en el punto b), se implementarán durante la Etapa 2; una tercera parte cada semestre. Los equipos necesarios para llevar a cabo automáticamente las mediciones a que se hace referencia en el punto c), se implementarán durante cuatro años a partir de la fijación tarifaria de noviembre del 2001; el 25% cada año. Mientras no estén instalados los equipos a que se hace referencia en este numeral, la detección de interrupciones se lleva a cabo a través del registro de llamadas telefónicas de Clientes afectados, siguiendo un método similar al indicado en el siguiente numeral, y a través de la revisión de los registros de parámetros de la calidad de producto, diarios de mantenimiento, etc..

6.1.10 La determinación del Número 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 1.

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, ii) A través de la revisión de los registros de parámetros de la calidad de producto, y/o iii) A través del análisis de cualquier o cualesquiera otro(s) registro(s) 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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

6.1.10 La determinación del Número 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 1.

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 la 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 requerimiento de ésta, la información sustentatoria para cada caso.

▪ *Texto de los dos últimos párrafos según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

6.1.11 Las interrupciones que ocurren en un ramal de baja tensión que no puedan ser registradas automáticamente por los instrumentos del alimentador del cual se deriva, son registradas del siguiente modo. Si la interrupción fue producida por el Suministrador, se registra la hora de inicio de la maniobra. Si la interrupción fue imprevista, se adopta como hora de inicio aquella en la cual se produjo la primera llamada telefónica de un Cliente perjudicado con la interrupción o desde el momento en que el Suministrador toma conocimiento del hecho, lo que ocurra primero. En ambos casos, se considera como hora final de la interrupción, aquella en la que se restableció el suministro de manera estable.

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, aquella 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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

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 del semestre, entregar a la Autoridad, lo siguiente:

- Copias de los registros del semestre anterior en medio magnético;
- Modelos matemáticos, procedimientos de cálculo, programas, etc., que se requieran para verificar el cálculo de indicadores y compensaciones.
- Los indicadores de calidad calculados;
- El cálculo de las compensaciones pagadas a sus Clientes;
- Resúmenes de las compensaciones pagadas con montos totalizados;
- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador, 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.

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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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 solución de la misma, en un plazo máximo de treinta (30) días calendario.

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.

▪ **Texto del ítem i) del inciso d) según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17**

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

Los Suministradores deben presentar, a la Autoridad, un informe semestral sobre los pedidos y reclamaciones recibidos, en un plazo máximo de veinte (20) días calendario, después de concluido el semestre en el que se produjeron. En este informe debe constar la cantidad de pedidos y reclamaciones del semestre, discriminados 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.

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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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.

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 puede 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 ella y con la información ampliatoria necesaria.

▪ *Texto del inciso b) según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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 hayan 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 y/o modificada por la Autoridad.

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.

Texto del numeral según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27

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.- Los incumplimientos 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.

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.

Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17

7.3.5 Control.- La Autoridad dispone una evaluación semestral en relación con la Precisión de Medida de la Energía Facturada. Para ello, se deben programar mediciones de inspección mensuales, en una muestra propuesta por el Suministrador sobre el universo de sus Clientes. La muestra debe ser aprobada y/o modificada por la Autoridad dentro de los siete (7) días calendario de presentada; en caso contrario, se tendrá por aprobada. La muestra debe comprender por lo menos lo siguiente:

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 propuesta por el Suministrador sobre el universo de sus Clientes. La muestra debe ser aprobada por la Autoridad y debe comprender por lo menos lo siguiente:

- *Texto del primer párrafo según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

Tabla N° 7

Cientes 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

La Autoridad puede variar el número de suministros por muestra si lo considera pertinente.

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

Cientes 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.

- *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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 del semestre, entregar a la Autoridad, lo siguiente:

- 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.

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 de la energía facturada.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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 el programa de inspección de mediciones y cambiar o adicionar puntos de medición, en los casos que considere conveniente, entregándolos al Suministrador para ser considerados en el programa de medidas de inspección del mes siguiente.

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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

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 luminancia, iluminancia o deslumbramiento especificados en la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996, para la calzada o acera, de acuerdo al tipo de alumbrado especificado para cada vía en esa misma norma. Este indicador denominado Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Deficiente I(%) está expresado como un porcentaje de la Longitud Total de las Vías con Alumbrado (L) cuyo responsable es el Suministrador, y está definido como:

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, I(%), está expresado como un porcentaje de la Longitud Total de las Vías con Alumbrado (L) cuyo responsable es el suministrador, y está definido como:

▪ *Texto del primer párrafo según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

$I(\%) = (l/L) \cdot 100\%$; (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.

8.1.2 Tolerancias.- Las tolerancias admitidas para la Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Deficiente I(%) es del cinco por ciento (5%).

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

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

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:

Primera Etapa : $g=0.00$

Segunda Etapa : $g=0.01$ US\$/kWh

Tercera Etapa : $g=0.05$ US\$/kWh

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

Tabla N° 8

Indicador I(%)	G
5.0 < I(%) ≤ 7.5	1
7.5 < I(%) ≤ 10.0	2
10.0 < I(%) ≤ 12.5	3
12.5 < I(%) ≤ 15.0	4
15.0 < I(%) ≤ 20.0	8
20.0 < I(%) ≤ 25.0	16
I(%) > 25.0	48

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

Tabla N° 8

Indicador I(%)	G
10.0 < I(%) ≤ 12.5	1
12.5 < I(%) ≤ 15.0	2
15.0 < I(%) ≤ 17.5	3
17.5 < I(%) ≤ 20.0	4
20.0 < I(%) ≤ 25.0	8
I(%) > 25.0	16

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.

- *Tabla N° 8 y texto de la definición de EAP según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

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:

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

Donde:

g : Es la compensación unitaria por Alumbrado Público deficiente:
 $g = 0.01 \text{ US\$/kWh}$

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

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.

- *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*
- *Nota .- La tercera disposición transitoria del D. S. N° 040-2001-EM publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: "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 l(%)	G
10.0 < l(%) ≤ 15.0	1
15.0 < l(%) ≤ 20.0	2
20.0 < l(%) ≤ 25.0	3
25.0 < l(%) ≤ 30.0	4
30.0 < l(%) ≤ 35.0	5
l(%) > 35.0	8

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

8.1.5 Control.- El control se lleva a cabo una vez por semestre en todas las vías que cuentan con servicio de Alumbrado Público. Las mediciones se realizan durante las horas del día que, de acuerdo a la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996, el Alumbrado Público debe estar operando.

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."

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 del semestre, el programa propuesto de medición del semestre siguiente.

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

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

8.2.4 Tomar las mediciones de los parámetros de la calidad del Alumbrado Público en todas las vías que cuentan con este servicio, dentro de los plazos establecidos.

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

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

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 del semestre, entregar a la Autoridad, lo siguiente:

- Copias de los registros de medición del semestre en medio magnético;
- Modelos matemáticos, procedimientos de cálculo, programas, etc., que se requieran para verificar el cálculo de indicadores y compensaciones.
- El cálculo de los indicadores de calidad;
- El cálculo de las compensaciones a sus Clientes;
- Un resumen de las compensaciones pagadas a sus Clientes;
- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador, 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.

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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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

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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

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 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 que las compensaciones derivadas de las deficiencias en las redes de transmisión excedan el referido límite, éstas se reducirán proporcionalmente.

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.

▪ *Texto de la primera disposición final según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

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 periodos 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, éste 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 acreditará ante la Autoridad, la documentación probatoria para su calificación respectiva.

Tercera.- Cuando un Suministrador considere que el deterioro de la calidad de la energía suministrada en un periodo 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.

▪ **Texto la tercera disposición final según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17**

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:

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

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.

Δt : 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.

▪ **Nota 1.- El artículo 9° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11, dispone lo siguiente: "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.”

- *Nota 2.- La primera disposición complementaria del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000.07.27 establece lo siguiente: “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.”*
- *Nota 3.- La primera disposición complementaria del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 establece lo siguiente: “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.”*

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 el coordinador de la operación en tiempo real del sistema, son atribuibles a la generación.

- *Disposición añadida según el artículo 8° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999.04.11*

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.

- *Texto según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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 flicker 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.

- *Disposición añadida según el artículo 5° del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000.07.27*

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.

- *Disposición añadida por el artículo 6° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

ANEXO B

**BASE METODOLÓGICA PARA LA APLICACIÓN DE LA NORMA
TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS**

2001-08-21.- R. N° 1535-2001-OS/CD.- Aprueba la Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Versión adecuada al D.S. N° 040-2001-EM (2001-09-05)

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN
ENERGÍA
OSINERG N° 1535-2001-OS/CD

Lima, 21 de agosto de 2001-09-06

VISTO:

El Memorandum N° GG-291-2001 de la Gerencia General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía-OSINERG.

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

- 1.1 Mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM, de fecha 9 de octubre de 1997, se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en adelante NTCSE, que en su Octava Disposición Final dispone que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía – OSINERG, emitirá la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE.
- 1.2 Mediante Resolución del Consejo Directivo OSINERG N° 438-98-OS/CD, publicada el 17 de noviembre de 1998, se aprobó la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE.
- 1.3 Mediante decreto Supremo N° 009-99-EM, de fecha 11 de abril de 1999, se modificó algunos numerales de la misma y se dispuso la adecuación de la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE a lo establecido en el Decreto Supremo N° 009-99-EM.
- 1.4 Mediante Resolución OSINERG N° 295-918-OS/CD, publicada el 12 de mayo de 1999, se aprobó la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE, sobre la base de las modificaciones introducidas por el Decreto Supremo N° 009-99-EM.
- 1.5 Mediante Decreto supremo N° 013-2000-EM, publicada el 27 de julio de 2000, se modificaron diversas disposiciones referidas a la aplicación de la NTCSE, disponiendo en su Primera Disposición Complementaria que OSINERG adecue a sus modificaciones, la nueva Base Metodológica.
- 1.6 Mediante resolución OSINERG N° 1112-OS/CD, se aprobó la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE, la cual dejó sin efecto la Resolución OSINERG N° 295-1999-OS/CD.
- 1.7 Mediante Decreto Supremo N° 040-2001-EM, publicado el 17 de julio de 2001, se modificó nuevamente la NTCSE.
- 1.8 Con fecha 27 de julio de 2001, se publicó en la página web del OSINERG, el proyecto de la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE y su prepublicación fue realizada en el Diario Oficial El Peruano, el día 1 de agosto de 2001, a efecto que las empresas concesionarias y público en general

puedan formular sus observaciones, recomendaciones y sugerencias sobre el particular.

- 1.9 Adicionalmente, la Gerencia de Fiscalización Eléctrica llevó a cabo reuniones con los concesionarios de distribución, generación y transmisión, los días 9, 10 y 13 de agosto de 2001, con el objeto de intercambiar opiniones sobre las observaciones, recomendaciones y sugerencias efectuadas por estos; de lo cual se obtuvieron conclusiones que enriquecieron el texto final de la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE.

2. ANÁLISIS

- 2.1 La Primera Disposición Complementaria del Decreto Supremo N° 040-2001-EM dispone que OSINERG adecue la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE al citado Decreto Supremo, el mismo que ha efectuado modificaciones a la NTCSE, relacionadas con la calidad de producto, calidad de suministro, calidad comercial y alumbrado público, motivo por el cual se debe modificar la Base Metodológica para adecuarla a las modificaciones citadas.
- 2.2 Habiéndose evaluado las propuestas, recomendaciones y sugerencias de las partes interesadas sobre el particular y encontrándose dentro del plazo establecido por el Decreto Supremo N° 040-2001-EM, se aprueba la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE.

De conformidad con lo establecido en el inciso b) del Artículo 23° del Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en la Primera Disposición Complementaria del Decreto Supremo N° 040-2001-EM.

Con opinión favorable del Gerente de Fiscalización Eléctrica y del Gerente General;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- APROBAR la Base Metodológica para la aplicación de la "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos" cuyo texto forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 2°.- DEJAR sin efecto a partir de la fecha de publicación, la Resolución OSINERG N° 1112-2000-OS/CD publicada el 9 de setiembre de 2000.

AMADEO PRADO BENITEZ
Presidente del Consejo Directivo

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)	igual o mayor que 30 kV y menor o igual a 100kV.
MT (Media Tensión)	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 via 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 periodo 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 Séptima 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

- 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.
- 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 Séptima Disposición Final de la NTCSE.
- 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.

- 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.
- 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.
- 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.- REMEDICIONES 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 remediación 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 REMEDIACIÓN 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 remediación, 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 remediación, "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 EMDGE 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 remediciones 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 via 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, via 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 via 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 TENSION EN "BT" EN PUNTOS PROXIMOS 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) REMEDICIONES 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 periodos 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 sincrónico 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 periodos 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 la 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 periodo 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
$\sum di$:	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 _i :	Número ponderado de interrupciones por las cuales es responsable el Suministrador "i", con un decimal de aproximación.
D _i :	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:

$$C_{RC} = e \cdot E_i \cdot ENS_i$$

Siendo:

- e: Compensación unitaria especificada en la NTCSE.
- E_i : Factor de proporcionalidad definido por la Tabla 6-A de la NTCSE.
- ENS_i : 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 o más rechazos de carga por mínima frecuencia durante el semestre controlado, se calcula según el siguiente algoritmo

$$C_{UI} = C_{RC} \cdot E_{UI} / E_{TU}$$

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 b 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) dígitos 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*	N° Sum. Afect.	"N" Prom.	"D" Prom.	N° 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	N° 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_Cl.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 metrológicas 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 periodo 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 mes 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 $\ell(\%)$ 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.
- $\sum PMAP$: 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 $\ell(\%)$, 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 ANS-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/m² 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 COMÚN

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	
---	--------------	----	--

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	NÚMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
12	NÚMÉRICO	03	2	TENSIÓN DE ENTREGA (KV)
13	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SET
14	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LÍNEA AT ALIMENTADORA
.	.	.	.	
n	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LÍNEA 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	NÚMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
12	NÚMÉRICO	03	2	TENSIÓN DE ENTREGA (KV)
13	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SET
14	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LÍNEA MAT ALIMENTADORA
.	.	.	.	
n	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LÍNEA 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_MBT.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 LINEA AT
3	ALFANUMÉRICO	35		NOMBRE DE LA LINEA 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 LINEA 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 LINEA MAT
3	ALFANUMÉRICO	35		NOMBRE DE LA LINEA 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 LINEA 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 ELECTRICO
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 ATENCIÓN

Nombre del archivo: SUC_CEAT.XXX XXX→ Cód. Empresa suministradora

TABLA DE LOCALIDADES

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 ELECTRICO

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 SEGUN 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 SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA VÍA (ASIGNADO POR LA DISTRIBUIDORA)
4	NUMÉRICO	01	0	NUMERO 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 = Via 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) SEGUN 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 ; UMA= Urbano Menor UR1= Urbano Rural – Zona A ; URB= 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 SEGUN ANEXO N° 3, QUE BRINDA EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO

2	ALFANUMERICO	04	CÓDIGO DE LA LOCALIDAD DONDE SE UBICA EL SUMINISTRO
3	ALFANUMERICO	03	CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3, QUE BRINDA EL SUMINISTRO AL CLIENTE LIBRE
4	ALFANUMERICO	35	APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZÓN SOCIAL DE LA EMPRESA SEGÚN CORRESPONDA
5	ALFANUMERICO	30	DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO
6	ALFANUMERICO	20	LOCALIDAD
7	ALFANUMERICO	06	CÓDIGO UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
8	ALFANUMERICO	10	NUMERO DEL SUMINISTRO

Nombre del archivo: CLILIBRE.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora que brinda el servicio de alumbrado público

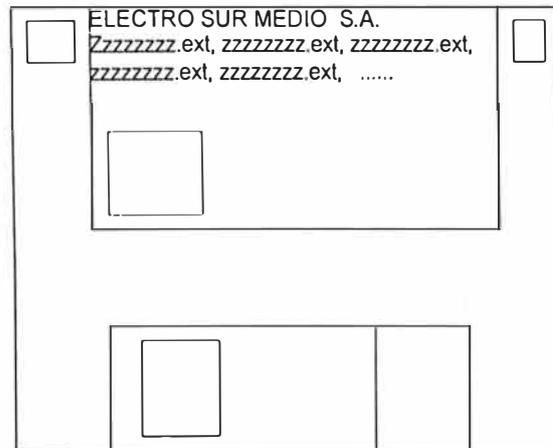
(*) Para control de compensaciones por concepto de Alumbrado Público

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

ELP	Electroperú	EDN	Edelnor	EMP	Emp. Mun. Paramonga
EDG	Edegel	EDS	Luz del Sur	YAU	Serv. Yauli-La Oroya
ETV	Etevensa	ECA	EDE Cañete	ALB	Albaco Ings. (Chao)
EGN	Duke Energy (Egenor)	ESM	Electro Sur Medio	MPA	Emp. Mun. Padre Abab
EEP	Emp. Eléctrica de Piura	HID	Hidrandina	PAN	Emp. Electro Pangoa
EGM	Egema	ENO	Electro Nor Oeste	MAT	Mun. Alto Trapiche
EGA	Egasa	ELN	Electro Norte	MCV	Mun. Campo Verde
ENS	Enersur	SEA	Soc. Eléc. Arequipa	OYO	Mun. de Oyón
EGS	Egesur	ELS	Electro Sur	ETC	Étecen
TER	Termoselva	ESE	Electro Sur Este	ETS	Étesur
CNP	Cem. Norte Pacasmayo	ELC	Electro Centro	TRM	Transmantaro
CAH	Emp.Gen. de Cahua	EUC	Electro Ucayali	RDS	Redes del Sur
SHO	Shougesa	EOR	Electro Oriente	DEP	Depolti
EAN	Electroandes	RIO	Serv. Eléct. Rioja	SOU	Southern Peru Limited
SGB	San Gaban	EMU	Emp.Munic.Utcubamba	EPU	Electro Puno
CUR	Curumuy	CEV	Cons. Eléct.Villacuri	TRS	Éteselva
ATC	G.E. Atocongo	ETO	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.

GRÁFICO N° 1

EMPRESA:

PLANILLA DE MEDICIÓN		N° IDENTIFICADOR:	
		ARCHIVO:	
LOCALIDAD/SUC.	DEPARTAMENTO:	PROVINCIA :	DISTRITO:

COLOCACIÓN - FECHA Y HORA:

DATOS DEL USUARIO				TIPO DE PUNTO			
NOMBRE:				SELECCIONADO	REMEDICIÓN	RECLAMO	
DIRECCIÓN:				REPET. MEDICIÓN FALLIDA		REQUERIDO POR OSINERG	
CÓDIGO POSTAL:				ALTERNATIVO, REEMPLAZA A:			
TELÉFONO:				TIPO DE SUMINISTRO		MONOFÁSICO	TRIFÁSICO
N° DE SUMINISTRO:				PARÁMETRO A MEDIR		TENSIÓN	FUCKER
TARIFA:						ARMÓNICO.	
TENSIÓN DE SUMINISTRO:				REGISTRADOR INSTALADO:			
TIPO DE SERVICIO:				MARCA:			
URBANO		URB-RURAL		RURAL			
				NÚMERO:			

OBSERVACIONES DE INSTALACIÓN:

--

.....
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:

--

OBSERVACIONES DE RETIRO:

--

.....
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 variarían 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	Periodo	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 ALFANUMERICO) 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

NUMERO IDENTIFIC	NOMBRE DE LOCALIDAD	TENSION ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	NUMERO SUMINIST	OPC TAR	NOMBRE/RAZON SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado: Distrito, Provincia, departamento.	CODIGO LINEA	CODIGO SET	TELF. USUA	FECHA DE INSTALACION
← 14pos →	← 10pos →	← 8pos →	<1>	<10pos>	<5>	← 20pos →	← 30pos →	<7pos>	<7pos>	<9pos>	DDMM/AAAA
TOTAL MEDICIONES DE TENSIÓN MA, AT, MT:9999											

CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE TENSIÓN : BT

NUMERO IDENTIFIC	NOMBRE DE LOCALIDAD	TENSION ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	NUMERO SUMINIST	OPC TAR	TIP SER	TIP SUM	NOMBRE/RAZON SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado: Distrito, Provincia, departamento.	CODIGO ALIM	CODIGO SED	TELF. USUA	FECHA DE INSTALACION
← 14pos →	← 10pos →	← 8pos →	<1>	<10pos →	<5>	<2>	<2>	← 20pos →	← 30pos →	<7pos>	← 7pos →	<9>	DDMM/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

NUMERO IDENTIFIC	NOMB. DE LOCALIDAD	TENSION ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	PAR MEO	NUMERO SUMINIST	OPC. TAR	NOMBRE/RAZON SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado: Distrito, Provincia, departamento.	CODIGO LINEA	CODIGO 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

NUMERO IDENTIFIC	NOMBRE DE LOCALIDAD	TENSION MT(VOLT)	TENSION BT(VOLT)	TIPO PUNTO	PAR MEO	SUB ESTACION MT / BT (SED)		FECHA DE INSTALACION
						CODIGO	Dirección, distrito, provincia, dpto	
← 14 pos →	← 10 pos →	← 8 pos →	← 8 pos →	<1>	<2>	← 7Pos →	← 30 pos →	DDMM/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 REMEDICIÓN: 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. XXXXXXXXXXXXX .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	Marcas 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 $0% < V_i \leq 1%$	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia
7	Cantidad de intervalos en rango $1% < V_i \leq 2%$	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia
8	Cantidad de intervalos en rango $2% < V_i \leq 3%$	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia
9	Cantidad de intervalos en rango $3% < V_i$ o THD $\leq 4%$	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia
10	Cantidad de intervalos en rango $4% < V_i$ o THD $\leq 5%$	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia
.				
.				
N	Cantidad de intervalos en $(n-6)% < V_i$ 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 $\rightarrow 0.6 < \Delta f(\%) \leq 1.0$
4	Cantidad de Intervalos con VARIACIONES SOSTENIDAS en Rango_2	4	N	Rango_2 $\rightarrow 1.0 < \Delta f(\%) $
5	Número de VARIACIONES SUBITAS	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	Montto 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 : hhhmss
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 : hhhmss
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	Numero 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 (univoca 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	En Mw
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.C11

Nombre del Archivo: xxxAxxTn.C11 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	Segun 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.C12

Nombre del Archivo: xxxAxxTn.C12 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	15.3	N	Solo para el caso de distribuidoras

	suministro			
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 Nº 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 MALOGRADO / 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
LAMPARA APAGADA / ROTA / NO EXISTE								
POSTE/ LUMINARIA / PASTORAL DANADOS								
FALTA DE SERVICIO EN EL PREDIO								
FALTA DE SERVICIO EN EL SECTOR								
EMERGENCIAS								
SERVICIOS								
MODIFICACION BASE DE DATOS								
PRESUPUESTOS								
SOBRE EL PROCESO DE FACTURACION								
CONSULTAS / INFORMACION								
OTROS_1:								
OTROS_2:								
OTROS_3:								
OTROS								
TOTALES:								

ANEXO Nº 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 MODIFICACION 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...													
	TOTAL :													
2	CAMBIO OPCIÓN TARIFARIA:					(en días)								
	- Sin requerirse otro equipo de medición					(en días)								
	- Que requiere otro equipo de medición					(en días)								
	TOTAL :													
3	RECONEXIONES					(en horas)								

CENTROS DE ATENCIÓN TELEFÓNICA / FAX PARA RECLAMOS POR FALTA DE SUMINISTRO

NÚMEROS TELEFÓNICOS / FAX, DE CADA CENTRO DE ATENCIÓN (número_telefono1; número_telefono2;; número_telefono_n)	NÚMERO DE LLAMADAS	TIEMPO MEDIO DE ATENCIÓN (en minutos)

LIBROS DE OBSERVACIONES

No.	CENTRO DE ATENCIÓN COMERCIAL	DIRECCION	No. Observ/Critic/Recl **
1	(nombre de cada centro o sucursal)		
N			

** Número de Observaciones, criticas 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					
TOTALES:					

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 o 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 RECONEXION 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	Nº 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 :	Tipo de medidor : <input type="checkbox"/> Electromecánico <input type="checkbox"/> electrónico
Marca y modelo :	Clase de precisión :
Constante del medidor (rev/kWh) :	

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 ^º	2 ^º	3 ^º	Promedio %
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.	TELEF. USUA	PROGRAM. FECHA	TENTATIVO HORA
XXX...XXX	XX...XX	XX...XX	XXXX	XX	XX	XXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XX...XX	dd/mm/aa	HH:MM
← 14 pos →	← 10 pos →	← 10 pos →	< 5 >	< 2 >	< 2 >	← 20 pos →	← 60 pos →	< 8 pos >	← 8 pos →	← 5 pos >
TOTAL INSPECCIONES DE PRECISIÓN DE MEDIDA DE ENERGÍA999										

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 (dia,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 (dia,mes y año)
4	Fecha de la Inspección	8	ALF	Ddmmaaaa (dia,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 Imáx 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 Nº T3

CRONOGRAMA MENSUAL DE MEDICIONES DE CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO

NOMBRE EMPRESA:

MES: MM / AAAA

PAG. XXX

DPTO	PROVINCIA	DISTRITO	LOCALIDAD	TIPO VÍA	TIPO ALU	DEN. VÍA	NOMBRE DE LA VÍA	IND. 1º Pto.	CÓDIGO DEL POSTE O SUMINISTRO MÁS PRÓXIMO	LONGITUD DEL TRAMO A MEDIRSE (K.mts)	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
<15pos>	<20pos>	<20pos>	<20pos>	<-2>	<-3>	<-5>	<- 30 ->	<-1>	<- 9 POS->	<- 7 Pos->	< 8 pos->	< 5pos>

LONGITUD TOTAL DE MEDICIONES PROGRAMADAS: 9999 mts.

ANEXO Nº 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 Nº AP2

DISEÑO DE REGISTRO DEL REPORTE MENSUAL DE MEDICIONES DE CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO

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	Índice 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 ²)	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 FOTOMETRICOS MINIMOS: 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	Información del poste o punto Final del Vano
25	Altura (mts.)	2.2	N	
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 Nº 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 ℓ en el sistema eléctrico	7.3	N	en Kms.
7	Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Público Deficiente $\ell(\%)$ en el sistema eléctrico.	3.3	N	$\ell(\%) = (\ell / L) * 100$

ANEXO Nº 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. VIA	DENOMINACIÓN DE LA VIA: JR= jirón, AV=avenida, VE= via expresa, AU=autopista, CA=calle, CR=carretera, PS=pasaje, OV=ovalito, MA=malecón, PQ=parque, PL=plaza, AL=alameda
TIPO VIA	Código del Tipo de via 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)

El Peruano

Director

Lima

**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA
INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG**

**MODIFICACIÓN DE LA
“BASE METODOLÓGICA
PARA LA APLICACIÓN DE
LA NORMA TÉCNICA DE
CALIDAD DE LOS
SERVICIOS ELÉCTRICOS”**

**VERSIÓN ADECUADA A LA
RM N° 012-2003-EM/DM Y
RM N° 013-2003-EM/DM**

2003-05-23.- R.N° 083-2003-OS7CD.- Modificación de la "Base metodológica de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos" (2003-06-11)

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO
SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 083-2003-OS/CD**

Lima, 23 de mayo de 2003

VISTA:

La Resolución Ministerial N° 012-2003-EM/DM, que aprueba la Norma Técnica "Contraste del Sistema de medición de Energía Eléctrica" y la Resolución Ministerial N° 013-2003-EM/DM, que sustituye la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 por la Norma Técnica de Alumbrado de Vías Públicas en zonas de concesión de distribución; ambas publicadas en el Diario Oficial El Peruano con fecha 18 de enero de 2003.

CONSIDERANDO:

Que, según lo establecido en el inciso c) del Artículo 3° de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía-OSINERG tiene funciones normativas en el ámbito y en la materia de sus respectivas competencias;

Que, el artículo 3° de la Ley N° 27699, Ley complementaria de fortalecimiento institucional de OSINERG dispone que el Consejo Directivo de OSINERG está facultado para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, con el cumplimiento de normas técnicas;

Que, por Decreto Supremo N° 020-97-EM de fecha 09 de octubre de 1997 se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en adelante NTCSE; sus modificatorias por Decreto Supremo N° 009-99-EM de fecha 11 de abril de 1999; Decreto Supremo N° 013-2000-EM de fecha 9 de setiembre del 2000; Decreto Supremo N° 040-2001-EM de fecha 17 de julio de 2001, disponiéndose que OSINERG emitirá la base Metodológica para la aplicación de la NTCSE;

Que, mediante Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 1535-2001-OS/CD, de fecha 21 de agosto del 2001, se aprobó la "Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos";

Que, con fecha 18 de enero de 2003 se publicaron en el Diario oficial El Peruano las Resoluciones Ministeriales N° 012-2003-EM/DM y N° 013-2003-EM/DM; mediante las cuales se modificaron los procedimientos de Contraste de Medidores Eléctricos y Mediciones de Alumbrado Público, respectivamente;

Que de conformidad con lo expuesto, se elaboró un nuevo procedimiento, adecuando la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE a las modificaciones de las nuevas normas que han sido citadas en el considerando precedente, referidas al Contraste de Medidores y Alumbrado Público;

Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 25° del Reglamento General de OSINERG, por Resolución del Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en energía OSINERG N° 0032-2003-OS/CD, se republicó en el diario Oficial El Peruano el proyecto de la Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, a fin de que se hagan llegar los comentarios y observaciones de dicho proyecto;

Que, en la correspondiente exposición de motivos se realizan los comentarios sobre las observaciones realizadas al proyecto republicado;

De conformidad con lo dispuesto en el inciso n) del artículo 52° del Reglamento General de OSINERG, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Con la opinión favorable del Gerente general y de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Modifíquese los numerales 4.3 Calidad del Servicio Comercial, 4.4 Calidad del Alumbrado Público y los Anexos 12, 12ª, 13, 14, 15, 16, 17, 18, AP1, AP2, AP3 y AP4 de la Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Resolución OSINERG N° 1535-2001-OS/CD del 21 de agosto del 2001.

Artículo 2°.- Déjese sin efecto las disposiciones que se opongan a la presente Resolución.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo
OSINERG

BASE METODOLÓGICA PARA LA APLICACIÓN DE LA “NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS”-NTCSE

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, *por cada localidad a la que atienden*, 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 via **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

* Si dentro de los 5 días calendario, existen menos de tres días hábiles el plazo para la entrega se extiende hasta cumplir tres días hábiles para la entrega del presupuesto.

** De ser clientes Libres, el plazo puede extenderse a 15 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

En aplicación del numeral 7.5.1 de la NTCSE, OSINERG sustituirá el programa propuesto por el suministrador por otro, el cual se determinará de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- El quince (15) del mes previo a la campaña, OSINERG entregará, vía FTP u otro medio, un programa informático para que el suministrador efectúe el proceso de selección de la muestra aplicando el programa y reenvíe (transfiera) al OSINERG este programa con los resultados finales.

OSINERG verificará el proceso seguido y de encontrarlo conforme entregará al suministrador, vía e-mail u otro medio, el número de clientes elegidos por cada distrito de su concesión.

- El veinte (20) del mes previo a la campaña, la suministradora entregará al OSINERG el programa de mediciones por distritos, según el formato que se detalla en el ANEXO N° 17.

El programa informático usado para la selección de la muestra, no mostrará directamente al suministro elegido, sino que indicará un número que tendrá vinculación directa con el código del suministro elegido. La vinculación se establece en una base de datos al cual sólo tiene acceso el OSINERG copia de la cual se entregará a un notario. Finalizado el semestre de control las suministradoras interesadas podrán pedir copia de esta base de datos al notario.

El suministrador deberá reportar al OSINERG cual es la empresa contrastadora con la que se llevará a cabo la campaña de medición, en caso se decida cambiar de empresa se deberá informar el hecho a

OSINERG con la debida anticipación.

En caso no se pueda efectuar el contraste en determinado suministro elegido por que el cliente fue dado de baja o por la negativa del mismo, la empresa contrastadora podrá elegir al suministro mas próximo como alternativo. En estos casos, el suministrador sustentará lo sucedido en el informe consolidado semestral correspondiente.

El programa de mediciones por distrito debe establecer un número de inspecciones diarias no menor a seis (6).

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 programa que OSINERG entregue al suministrador seleccionará aleatoriamente la muestra de inspección mensual de “precisión de medida de la energía facturada”, de cada localidad bajo responsabilidad del suministrador estratificado por opción tarifaria, marca de medidores y antigüedad de los mismos. En caso la naturaleza del parque de medidores de la empresa lo amerite, la selección se efectuará en forma totalmente aleatoria entre los usuarios de cada localidad en función de la opción tarifaria.

4.3.3.3. De la Inspección

Cinco (5) días hábiles antes del inicio de contrastes en un determinado distrito, el OSINERG informará al suministrador sobre los clientes elegidos para la medición en ese distrito, a fin de que el suministrador comunique a los usuarios con un mínimo de cuarenta y ocho (48) horas de anticipación. Con esta información, el suministrador coordinará con la empresa contrastadora las fechas y horas de los contrastes por cliente respetando las fechas establecidas en el Anexo N° 17.

El suministrador dispondrá el personal necesario para estar presente en 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; **cuando el suministrador sustente la imposibilidad de efectuar mediciones durante todos los meses en determinada localidad, OSINERG podrá disponer se efectuó en uno o más meses el número de contrastes requeridos para el semestre.**

Cuando no exista empresa contrastadora autorizada por Indecopi para llevar a cabo el contraste de determinado medidor, el suministrador presentará el caso al OSINERG a fin que éste determine el procedimiento a seguir.

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 **Norma Técnica de Contrastos el Sistema de Medición de Energía Eléctrica aprobada con Resolución Directoral N° 012-2003-EM/DM o la que lo sustituya**, las prescripciones aplicables de la normas metrologicas 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.

Para el caso específico de la prueba a baja carga, la empresa contrastadora efectuará las pruebas al 5% In y 10% In. Para la determinación de los indicadores de calidad la empresa contrastadora tomará en cuenta el ensayo que corresponda al consumo del usuario. El consumo del usuario será entregado por el suministrador al contrastador antes de efectuar la inspección.

El consumo a tomarse en cuenta, para efectos del párrafo anterior, será el promedio de los seis (6) meses anteriores a la campaña de medición. En el caso de que el usuario tenga una antigüedad menor a los seis (6) meses, se considerará el promedio de los meses de consumo.

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 periodo 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 mes 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) **Se considera vía al medio utilizado por vehículos y/o peatones para trasladarse de un sitio a otro dentro de la ciudad, pudiendo denominarse calle, avenida, pasaje, etc. Incluye además las intersecciones, cruces, puentes y túneles que le dan continuidad.**

Se considera tramo(s) de vía a aquella parte de la vía que por sus características de tráfico le corresponde un mismo tipo de alumbrado.

- b) **Una vía puede estar formada por una o mas calzadas y, de ser el caso la calzada puede estar conformado por uno o más carriles de circulación vehicular de un solo sentido.**
- c) **Se define vano de alumbrado público a la longitud de calzada con sus respectivas aceras comprendido entre dos puntos luminosos. Cada vano se identificará con los códigos de los postes inicial y final del vano.**
- d) **La calidad del Alumbrado Público se evalúa para cada vano de alumbrado público seleccionado. Si alguno de los parámetros medidos en la calzada o en las aceras del vano está fuera de los estándares, se considera que dicho vano tiene alumbrado público deficiente.**

- e) El indicador denominado Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Público Deficiente ℓ (%) se calcula para cada Sistema Eléctrico de la Concesión de Distribución del suministrador definido por la GART, como la relación de la longitud total de vanos con alumbrado público deficiente y la longitud total de vanos medidos en el semestre
- f) 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.
- \sum 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) En aplicación del numeral 8.3.1 de la NTCSE, OSINERG sustituirá el programa propuesto por otro, el cual se determinara de acuerdo con el siguiente procedimiento:
- Un mes antes del inicio del semestre de medición, OSINERG enviará al Suministrador las longitudes de los tipos de vía en las que se efectuará las mediciones de la calidad del alumbrado público durante el semestre, distribuida mensualmente. En el plazo de tres (3) días hábiles de recibida la información el Suministrador remitirá su conformidad a OSINERG. En caso de existir alguna modificación a la información recibida, el suministrador informará la modificación a OSINERG dentro del plazo indicado y OSINERG emitirá la configuración final de las longitudes de vías a medir la calidad del alumbrado público.
 - Para la evaluación de la calidad mensual, el suministrador comunicara a OSINERG las fechas donde se efectuaras las mediciones por cada localidad del sistema eléctrico, dentro de los quince días antes de inicio del mes programado.
 - Una semana antes de la fecha prevista para el inicio de la medición en cada localidad, el OSINERG entregará al suministrador el programa informático, Vía FTP u otro medio, con el cual el suministrador definirá aleatoriamente las vías o tramos de vía donde se evaluara la calidad del alumbrado público. El mismo día, de recibido el programa informático, el suministrador reenviara al OSINERG el programa conteniendo la relación de las vía elegidas. OSINERG dentro de las siguientes 24 horas revisará el proceso seguido y via e-mail u otro medio emitirá la conformidad de la selección o dispondrá la modificación de la muestra.
 - A los tres días de recibido la confirmación de relación de vías elegidas, el suministrador entregara a OSINERG el cronograma de mediciones de las vías elegidas según el formato que se detalla en el ANEXO N° AP1. En caso el suministrador lo requiera podrá variar hasta en dos días la fecha prevista de inicio de medición que indicó al OSINERG para el proceso de selección.
- a) El programa informático que OSINERG entregue al suministrador permitirá seleccionar aleatoriamente la vía o tramo de vía elegida en cada localidad. El criterio a usar para la estratificación de la muestra será en función a la longitud de vía con AP, por tipo de vías en cada localidad.

En caso la longitud de vías con AP dentro de una localidad no permita estratificar la muestra por tipo de vía con el criterio de selección se efectuara en base a la longitud de las vías con AP existentes dentro de la localidad.

4.4.3.- EJECUCIÓN DE LAS MEDICIONES.

- a) **Cuando** se realice el control de la calidad de Alumbrado Público con equipamiento que **obligue desviar** el tránsito vehicular **en la vía**, la suministradora tomará las previsiones de seguridad y efectuará con 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 Técnica de Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución (RM. N° 013-2003-EM/DM)**, 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.

Además, 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 la información que se requiera relacionada al tramo medido.

OSINERG efectuará mediciones del AP de manera posterior a las mediciones realizadas por la suministradora a fin de verificar los resultados obtenidos por la misma. De encontrarse errores sostenidos, mayores al 5.0%, entre las mediciones de OSINERG y de la empresa suministradora, OSINERG considerará que la suministradora está entregando información no veraz.

- c) **Si un determinado vano de la vía elegida presente una de las siguientes características:**
- **Presente obstáculos que obstruyan la distribución luminosa de las luminarias (árboles, automóviles estacionados, etc.).**
 - **El recubrimiento de la calzada presenta ondulaciones (presencia de baches pronunciados) que impidan la visualización de los puntos de medición o la horizontalidad del medidor de iluminación.**
 - **Esté ubicado en las zonas calificadas como altamente peligrosas desde el punto de vista delincencial.**
 - **La calzada se encuentre mojada.**

La suministradora podrá efectuar la medición en un vano alternativo, previa verificación en campo de la operatividad de la luminaria y su estado de mantenimiento. De no ser satisfactorio su operatividad o mantenimiento deben considerarse automáticamente que dicho vano no cumple con los niveles mínimos de alumbrado.

- d) **Si el suministrador efectúa la medición en un vano alternativo, a los 20 días de finalizado el mes, entregará a OSINERG 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 del tramo de vía alternativo, el cual debe ser de las mismas características del tramo originalmente programado. OSINERG aleatoriamente verificará si el proceso seguido es correcto y de ser necesario dispondrá las medidas correctivas del caso.**

4.4.4.- REPORTE DE RESULTADOS.

- a) Los suministradores remitirán via 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 via 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 $\ell(\%)$, 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 lo estipulado en la Norma Técnica de Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución (RM. N° 013-2003-EM/DM) y su Guía de Medición.**
- b) **Complementariamente deben seguir las recomendaciones estipuladas en las normas 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".**

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^2 con un error no mayor de $\pm 2\%$.

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: ST1= Sector Típico 1 ; ST2= Sector Típico 2 S3A= Sector Típico 3 – Segmento A ; S3B= Sector Típico 3 – Segmento B ST4= Sector Típico 4
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	DESCRIPCION
EX	Expresa
AR	Arterial
C1	Colectora 1
C2	Colectora 2
LC	Local comercial
L1	Local residencial 1
L2	Local residencial 2
PP	Vías peatonal
LU	Urbano rural o Rural

CÓDIGOS DE TIPOS DE ALUMBRADO

I
II
III
IV
V

ANEXO Nº 12

ESTADÍSTICA MENSUAL DE RECLAMOS Y REQUERIMIENTOS / CONSULTAS QUE NO SON RECLAMOS

AÑO:

MES:

EMPRESA:

LOCALIDAD:

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

2A.-) NÚMERO DE RECLAMOS

RUBROS	PENDIENTES MES ANTERIOR	PRESENTADOS EN EL MES	TOTAL MES PEND+PRESENT	CONCILIADOS / ATENDIDOS			CON RESOLUCIÓN					PENDIENTES / EN PROCESO	
				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 FACTURACION													
DEUDA DE TERCEROS													
MEDIDOR MALOGRADO / DEFECTUOSO													
NUEVOS SUMINISTROS O MODIF. EXISTENTES													
RECUPERO													
POR COBRO REEMPLAZO MEDIDOR													
POR ALUMBRADO PÚBLICO													
CALIDAD DE PRODUCTO Y/O SUMINISTRO													
RETIRO Y/O REUBICACION 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
LAMPARA APAGADA / ROTA / NO EXISTE								
POSTE/ LUMINARIA / PASTORAL DANADOS								
FALTA DE SERVICIO EN EL PREDIO								
FALTA DE SERVICIO EN EL SECTOR								
EMERGENCIAS								
SERVICIOS								
MODIFICACION BASE DE DATOS								
PRESUPUESTOS								
SOBRE EL PROCESO DE FACTURACION								
CONSULTAS / INFORMACION								
OTROS_1:								
OTROS_2:								
OTROS_3:								
OTROS								
TOTALES:								

ANEXO Nº 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 MODIFICACION DE LA POTENCIA CONTRATADA: - Sin modif. de redes, hasta 50 Kw - Sin modif. de redes, más de 50 Kw - Con modif. de redes, hasta 50 Kw - Con modif. de redes, más de 50 Kw - Con expansión sustancial y con necesidad de proyecto de red primaria... TOTAL :					(en días)								
2	CAMBIO OPCIÓN TARIFARIA: - Sin requerirse otro equipo de medición - Que requiere otro equipo de medición TOTAL :					(en días)								
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 ATENCION COMERCIAL	DIRECCION	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					
TOTALES:					

CAMBIO DE OPCIÓN TARIFARIA

Número de Casos Atendidos Favorablemente	Opción Tarifaria Inicial del Usuario	Opción Tarifaria Inicial del Usuario							
		MT2	MT3	MT4	BT2	BT3	BT4	BT5	BT5 A
Opción Tarifaria Final del Usuario	MT2								
	MT3								
	MT4								
	BT2								
	BT3								
	BT4								
	BT5								
	BT5 A								

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 \leq 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 RECONEXION 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 EXCEDIO 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	Nº 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	Numero 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 :
Consumo Promedio del Cliente : kWh	

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) :

Condición	N° Ensayos			Promedio %
	1 ^{ero}	2 ^{do}	3 ^{ero}	
5% In				
10% In				
100% In				
I máx				

Prueba en vacío (0,001 In) : Aprueba Desaprueba

Aprobó la inspección : SI NO

6 OBSERVACIONES:

Firma representante
Concesionaria

Firma representante
Contrastadora

Firma del usuario

Firma representante
OSINERG (Opcional)

ANEXO N° 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	Localidad	4	ALF	Código Localidad
2	Distrito	6	ALF	Código Ubigeo
3	Fecha de inicio de contrastaciones en el distrito	08	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
4	Fecha final de contrastaciones en el distrito	08	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
5	Número de mediciones en el distrito	04	N	

ANEXO N° 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 N° 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 10% del Medidor del suministro	3.2	N	
24	% de Error al 100% del Medidor del suministro	3.2	N	
25	% de Error a Imáx del Medidor del suministro	3.2	N	

26	Aprobó inspección S= si ; N= no	1	ALF	S o N
27	Nombre de la empresa contrastadora	30	ALF	Que participó en la inspección.
28	Consumo Promedio del Usuario	6.2	N	kWh, (Promedio de los últimos 6 meses)
29	Número de suministro originalmente gronogramado	10	ALF	Código o número de suministro
30	Fecha en que se reemplazó el medidor	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año). Sólo en caso no apruebe la inspección.
31	Observación al proceso de Inspección o reemplazo	50	ALF	

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	Código del suministro más próximo al punto inicial del tramo a medirse	10	ALF	Para facilitar la ubicación del tramo a medirse
4	Número de vanos a medirse	04	NUM	
5	Longitud del tramo a medirse (km)	3.3	NUM	En el mes
6	Fecha programada para inicio de medición	8	ALF	Formato: ddmmaaaa
7	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 PÚBLICO

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
4	Código de poste o punto luminoso final del vano	10	ALF	DEL VANO MEDIDO
5	Distrito al que pertenece el Vano	6	ALF	Código Ubigeo
6	Tipo de alumbrado (ver tabla de códigos de tipo alumbrado)	3	ALF	Al final del Anexo N° 1
7	Tipo de calzada: C= clara ; O = oscura	1	ALF	C = clara ; O= oscura
8	Longitud del vano medido(m)	3.1	N	
9	Iluminación media en la calzada (lux)	3.2	N	
10	Uniformidad media de iluminancia	1.2	N	
11	Índice de Control de Deslumbramiento (g)	2.2	N	
12	Iluminación media en la vereda	2.2	N	
13	Luminancia media con revestimiento seco (cd/m²)	2.2	N	
14	Uniformidad longitudinal	1.2	N	
15	Uniformidad media	1.2	N	
16	Fecha de la medición	8	ALF	Formato: ddmmaaaa
17	Hora de la medición	4	ALF	Formato: hhmm
18	Tramo cumple con los niveles FOTOMÉTRICOS MÍNIMOS: S= si ; N= no	1	ALF	Para la calzada y para la vereda
19	Altura (m)	2.2	N	Información del poste o punto Inicial del
20	Potencia de la lámpara (Watts)	4	N	
21	Tipo de luminaria	20	ALF	
22	Tipo de pastoral	20	ALF	

23	Tipo de lámpara	20	ALF	Vano
24	Altura (m)	2.2	N	Información del poste o punto Final del Vano
25	Potencia de la lámpara (Watts)	4	N	
26	Tipo de luminaria	20	ALF	
27	Tipo de pastoral	20	ALF	
28	Tipo de lámpara	20	ALF	
29	Código de la vía originalmente programada	07	ALF	En caso de haber efectuado la medición en vano alternativo
30	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)
31	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 Nº 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 km
6	Longitud de Vías con Alumbrado Público Deficiente ℓ en el sistema eléctrico	7.3	N	en km
7	Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Público Deficiente $\ell(\%)$ en el sistema eléctrico.	3.3	N	$\ell(\%) = (\ell / L) * 100$

ANEXO Nº 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

BIBLIOGRAFÍA

1. Ministerio de Energía y Minas, "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos", Dirección General de Electricidad, 1997.
2. Ministerio de Energía y Minas, "Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos", Dirección General de Electricidad, 2001.
3. Ministerio de Energía y Minas, "Código Nacional de Electricidad Tomo IV", Dirección General de Electricidad, 1978.
4. Ministerio de Energía y Minas, "Código Nacional de Electricidad Suministro", Dirección General de Electricidad, 2002.
5. Ministerio de Energía y Minas, "Ley de Concesiones Eléctricas", Dirección General de Electricidad, 1992.
6. Ministerio de Energía y Minas, "Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas", Dirección General de Electricidad, 1993.
7. Ministerio de Energía y Minas, "Reglamento de seguridad e higiene ocupacional de subsector de electricidad", Dirección General de Electricidad, 2001.