

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**CUMPLIMIENTO DE LA NTCSE DE LOS SUMINISTRADORES  
DE ENERGÍA CON SUS CLIENTES LIBRES Y REGULADOS**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELÉCTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**JORGE ERNESTO BACILIO OLAZABAL**

**PROMOCIÓN  
2004 – II**

**LIMA – PERÚ**

**2009**

**CUMPLIMIENTO DE LA NTCSE DE LOS SUMINISTRADORES  
DE ENERGÍA CON SUS CLIENTES LIBRES Y REGULADOS**

## **Dedicatoria**

Dedico el presente trabajo a Dios por brindarme el fuego de la vida, a mis padres por su cariño y amor incondicional, a mis hermanos por su amistad y apoyo inquebrantable y a mi prima por ser ejemplo de esfuerzo y dedicación. Siempre estan conmigo.

## SUMARIO

El presente trabajo se enfoca en las actividades realizadas por los suministradores de energía para el cumplimiento de la calidad técnica del servicio eléctrico hacia sus clientes del mercado mayorista, es decir los usuarios del mercado libre y distribuidoras, así como las actividades de los demás agentes participantes y los mecanismos que existen dentro del marco de la NTCSE. Para ello, el trabajo se ha desarrollado en 5 capítulos:

En el Primer capítulo se describe la importancia de la calidad de la energía y una breve reseña de lo sucedido en el Perú.

En el Segundo capítulo se realiza un resumen de las perturbaciones existentes en un sistema eléctrico de potencia, de acuerdo a la clasificación brindada por el estándar del IEEE 1159-1995.

En el Tercer capítulo se indican las disposiciones establecidas en la NTCSE para el control de la calidad técnica del servicio Eléctrico. Se definen los períodos de medición, los parámetros de control, los indicadores de calidad y sus tolerancias, las responsabilidades de los distintos agentes que participan en el mercado eléctrico y la cadena de pagos.

En el Cuarto Capítulo se detallan los pasos que deben realizar los agentes para el cumplimiento de la NTCSE, así como sus plazos respectivos. Se detalla los pasos de los Suministradores y del COES así como la escala de multas por incumplimiento del mismo.

Finalmente, en el Quinto Capítulo se realiza el análisis de la calidad técnica del servicio eléctrico de algunos casos reales ocurridos en el sistema eléctrico. Se identifica el evento y al responsable del mismo, se calcula los índices de calidad para cada parámetro eléctrico y se compara con su tolerancia respectiva, se calcula la compensación y el resarcimiento a cobrar hacia los responsables por la mala calidad producida en el suministro eléctrico.

## INDICE

	Pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPITULO I</b>	
<b>ASPECTOS GENERALES</b>	
1.1. Antecedentes.....	2
1.2. Objetivo .....	3
1.3. Alcances.....	3
1.4. Definiciones.....	3
<b>CAPITULO II</b>	
<b>CLASIFICACIÓN DE LAS PERTURBACIONES QUE AFECTAN LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	
2.1. Transitorios .....	5
2.1.1. Impulsivos.....	5
2.1.2. Oscilatorios.....	6
2.2. Variaciones de corta duración.....	7
2.2.1. Interrupción.....	7
2.2.2. Sag.....	8
2.2.3. Swell.....	9
2.3. Variaciones de larga duración.....	9
2.3.1. Interrupción Sostenida.....	9
2.3.2. Subtensión.....	9
2.3.3. Sobretenación.....	10
2.4. Desbalance en la tensión.....	10
2.5. Distorsión de la forma de onda.....	11
2.5.1. Componente de continua.....	11
2.5.2. Armónicas.....	11
2.5.3. Interarmónicas.....	12
2.5.4. Notching.....	14
2.5.5. Ruido.....	14
2.6. Fluctuaciones de la Tensión.....	15
2.7. Variaciones de la frecuencia.....	15

**CAPITULO III****NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS EN EL PERU**

3.1	Objetivo.....	18
3.2	Descripción del Sistema Eléctrico de Potencia.....	18
3.3	Agentes del Sistema Eléctrico.....	19
3.3.1	Los Suministradores.....	19
3.3.2	Los Clientes .....	21
3.3.3	El COES .....	22
3.3.4	El OSINERGMIN .....	23
3.4	Ámbito de Aplicación.....	24
3.5	Parámetros de Control de la Calidad Técnica .....	25
3.5.1	Calidad del Producto.....	25
3.5.2	Calidad del Suministro.....	28
3.6	Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia.....	30
3.7	Identificación de los Responsables de la Mala Calidad.....	32
3.7.1	Flujo de Información.....	33
3.7.2	Comité de trabajo de Analisis de Falla.....	33
3.7.3	Asignación de Responsabilidades.....	33
3.8	Cadena de Pagos.....	34
3.8.1	Compensación .....	34
3.8.2	Resarcimiento .....	35
3.9	Escala de multas por incumplimiento de la NTCSE.....	37

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

4.1	Creación de la Base de Datos.....	38
4.2	Medición de la Calidad del Producto.....	39
4.2.1	Medición de la Tensión y Perturbaciones.....	39
4.2.2	Medición de la Frecuencia.....	49
4.3	Medición de la Calidad del Suministro.....	50
4.3.1	Programación de Mantenimientos.....	50
4.3.2	Solicitud De Fuerza Mayor.....	52
4.4	Reporte de Resultados.....	53
4.5	Pago de Compensaciones.....	54
4.6	Pago de Resarcimientos.....	55

**CAPITULO V****EJEMPLOS ILUSTRATIVOS**

5.1	Calidad de la Tensión.....	56
5.1.1	Datos Generales.....	56
5.1.2	Diagrama Unifiliar.....	56
5.1.3	Registro de las Tensiones.....	58
5.1.4	Análisis de los resultados.....	59
5.1.5	Cálculo de los Indicadores de Calidad.....	61
5.1.6	Cálculo de Compensaciones.....	62
5.2	Calidad del Flicker.....	62
5.2.1	Datos generales.....	62
5.2.2	Diagrama unifiliar.....	62
5.2.3	Registro del Flicker.....	65
5.2.4	Análisis de los eventos y Responsables.....	66
5.2.5	Cálculo de los Indicadores de Calidad.....	68
5.2.6	Cálculo de Compensaciones.....	69
5.3	Calidad de la Frecuencia.....	69
5.3.1	Datos Generales.....	69
5.3.2	Diagrama Unifiliar.....	69
5.3.3	Registro de la Frecuencia.....	71
5.3.4	Análisis de los Resultados.....	72
5.3.5	Cálculo de los Indicadores.....	73
5.3.6	Cálculo de Compensaciones.....	73
5.4	Interrupciones del Suministro.....	75
5.4.1	Datos Generales.....	75
5.4.2	Diagrama Unifiliar.....	75
5.4.3	Interrupciones del Suministro.....	77
5.4.4	Tolerancias máximas de un semestre.....	77
5.4.5	Análisis de los eventos y Responsables.....	77
5.4.6	Cálculo de los Indicadores de Calidad.....	77
5.4.7	Cálculo de Compensaciones.....	78
5.4.8	Cálculo de Resarcimientos.....	79
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>		
6.1.	Conclusiones.....	80
6.2.	Recomendaciones.....	80

<b>ANEXOS</b> .....	81
<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....	94

## INTRODUCCIÓN

Uno de los pilares más importantes la economía de los países es su sector energético. El desarrollo y crecimiento de los países esta íntimamente ligado con la evolución de su sector energético, en particular el sector eléctrico porque es la fuente principal que abastece de energía a las distintas industrias, centros comerciales y los ciudadanos. Una energía eléctrica mas eficiente y de calidad generara incentivos para el establecimiento de nuevas industrias eléctricas que a su vez sera generador de mas oportunidades de trabajo para los ciudadanos y por ende mejorar su calidad de vida.

La energía eléctrica, como uno de sus insumos más importantes, debe cumplir con ciertas características de tal manera que no cause mayores perjuicios a sus usuarios. Por ejemplo, una característica sería la continuidad del servicio eléctrico de tal manera que no haya interrupciones que perjudiquen la producción de las empresas ni el bienestar de las personas y que las señales eléctricas contengan la menor cantidad de perturbaciones existentes en el sistema eléctrico, es decir que sea lo mas cercano posible a la forma senoidal ideal continua para evitar daño, mal funcionamiento o interrupción de sus equipos.

El interés de la calidad en estos tiempos es aún mayor considerando los avances tecnológicos aplicados en el sector eléctrico. Actualmente los componentes electrónicos utilizados en todo lo que nos rodea, desde equipos electrónicos hogareños hasta el control de procesos industriales masivos y costosos, no solo son sensibles a las variaciones de la tensión, sino que también causan perturbaciones que afectan a los demas usuarios.

En definitiva, las mayores exigencias debido al desarrollo tecnológico y la complejidad creciente de los sistemas eléctricos requieren de una normativa que regule las características de la energía eléctrica, la forma de adquirirlo o suministrarlo y las responsabilidades de cada una de las partes.

## **CAPITULO I**

### **ASPECTOS GENERALES**

#### **1.1. Antecedentes**

En los últimos años de la década de los 80, la situación del sector eléctrico era crítico e insostenible debido a la crisis económica del país que redujo su capacidad de inversión y por la existencia de tarifas subsidiadas por parte del estado, mas aun si consideramos la presencia del terrorismo. Todo estos factores provocaron racionamiento del servicio eléctrico con la inevitables repercusiones políticas, económicas y sociales.

Fue así, que en noviembre del año 1992, mediante la promulgación de la Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas, se dictaron normas para el desarrollo de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía en el sector eléctrico, que eran antes realizada de manera conjunta por las empresas del Estado y puedan ser ahora desarrollados por las empresas privadas.

La primera transferencia al sector privado de las empresas eléctricas de propiedad del Estado se concreta en julio de 1994. Durante los siguientes años continuo el proceso de privatización notandose una mejoría en la prestación los servicios eléctricos por parte de las nuevos agentes, pero este cambio no era suficiente para el desarrollo óptimo de las industrias ni el bienestar de los usuarios, que continuaban sufriendo innumerables interrupciones de su suministro.

Ante las deficiencias mostradas y debiendo garantizarse a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado y confiable, se promulga en octubre del año 1997 el D.S. N° 020-97-EM, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), donde dicta disposiciones reglamentarias para fijar estándares mínimos de calidad en el servicio eléctrico.

La aplicación de la NTCSE fue de manera paulatina porque las empresas aún no contaban con la infraestructura necesaria para la medición y registro de los parámetros de la calidad ni los medios necesarios para el procesamiento de la información. Fueron alrededor de 4 años para su implementación total, donde si bien calculaban los índices de calidad mas el monto de las compensaciones por mala calidad eran nulos o muy bajos respecto a su valor final.

Durante el primer año y medio después de promulgado la NTCSE, las empresas eléctricas realizaron un avance de las actividades necesarias para adecuarse a la NTCSE pero no realizaban ninguna compensación en caso de presentarse mala calidad en un cliente. Después de ese período se continuaron realizando las actividades pendientes hasta la adecuación total de la NTCSE y se realizaban las compensaciones pero su magnitud era mucho inferior de hasta 7 veces del valor a aplicarse en la última etapa. Recién a partir del año 2002 se aplica la NTCSE con todos sus estándares fijados.

## **1.2. Objetivo**

Con fundamento en las disposiciones de la Ley de Concesiones Eléctricas y las normas contenidas en la NTCSE y su Base Metodológica, el presente trabajo se enfoca en las actividades realizadas por los suministradores de energía para el cumplimiento de la calidad técnica del servicio eléctrico hacia sus clientes del mercado mayorista, es decir los usuarios del mercado libre y distribuidoras, así como las actividades de los demás agentes participantes y los mecanismos que existen dentro del marco de la NTCSE.

## **1.3. Alcances**

Los alcances del presente trabajo consisten en:

- Describir las funciones de cada agente del mercado en su participación de la calidad del servicio eléctrico.
- Describir las actividades realizadas por el Suministrador de energía para el cumplimiento de la NTCSE.
- Describir la importancia del cumplimiento de la cadena de pagos.
- Mostrar la configuración del equipo registrador para la medición óptima de los parámetros de la calidad de la energía eléctrica.
- Analizar algunos casos representativos ocurridos en el SEIN donde se presentó una mala calidad técnica de la energía de acuerdo a la NTCSE.

## **1.4. Definiciones**

Para efectos del presente trabajo, todas las expresiones que contengan palabras, ya sea en plural o singular, y que empiezan con mayúscula, tienen los significados que se indican a continuación:

**Agentes:** Denominación genérica dada al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres.

**Generador:** Titular de una concesión o autorización de generación.

**Transmisor:** Titular de una concesión de transmisión eléctrica.

**Distribuidor:** Titular de una concesión de distribución.

**Usuarios:** Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú.

**Usuarios Libres:** Usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

**Usuarios Regulados:** Usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

**Grandes Usuarios:** Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10MW.

**SEIN:** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

**Ministerio:** Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

**OSINERGMIN:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

**GART:** Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN.

**COES o COES-SINAC:** Comité de Operación Económica del Sistema.

**CCO-COES:** Coordinador de la Operación en Tiempo Real del SEIN.

**DOCOES:** Dirección de Operaciones del COES.

**NTCSE:** Norma Técnica de calidad de los servicios eléctricos.

**BM NTCSE:** Base metodológica para la aplicación de la NTCSE:

**Demanda:** Demanda de potencia y/o energía eléctrica.

## CAPITULO II

### CLASIFICACIÓN DE LAS PERTURBACIONES QUE AFECTAN LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los diferentes tipos de perturbaciones o fenómenos electromagnéticos que pueden ocurrir en un sistema eléctrico de potencia se encuentran definidos por el estándar del IEEE 1159-1995. La clasificación se da en siete categorías según sean las características de su espectro armónico, su duración y su amplitud, como son: Fenómenos transitorios, variaciones de corta duración, variaciones de larga duración, desbalances de tensión, distorsión de la forma de onda, fluctuaciones de la tensión y variaciones de la frecuencia.

#### **2.1. Transitorios**

Los transitorios, que son potencialmente el tipo de perturbación energética más perjudicial, son clasificados en dos tipos, de acuerdo a la característica de la forma de onda transitoria de la tensión o de la corriente:

##### **2.1.1. Impulsivos**

Los transitorios impulsivos son eventos repentinos de cresta alta que elevan la tensión y la corriente de manera unidireccional en polaridad (o positiva o negativa). Se caracterizan por ser fenómenos de muy corta duración (desde nanosegundos hasta algunos milisegundos). Los transitorios impulsivos pueden ser eventos muy rápidos (5 ns de tiempo de ascenso desde estado estable hasta la cresta de impulso) de una duración breve (menos de 50ns). La Figura 2.1 ilustra una típica corriente de impulso transitorio causada por un rayo.

Las causas de los transitorios impulsivos incluyen rayos, encendido de cargas inductivas, liberación de fallas de la red eléctrica y descargas electrostáticas. Los resultados pueden ir desde pérdidas de datos hasta el daño físico de los equipos. De todas estas causas el rayo es la más perjudicial.

La disminución del riesgo de las descargas electrostaticas en los centros de datos se consigue acondicionando la humedad del aire en el ambiente y utilizando accesorios y equipamiento para mantener el cuerpo humano con descarga a tierra. Estos equipamientos incluyen muñequeras, tapetes y escritorios antiestáticos y calzado antiestático.

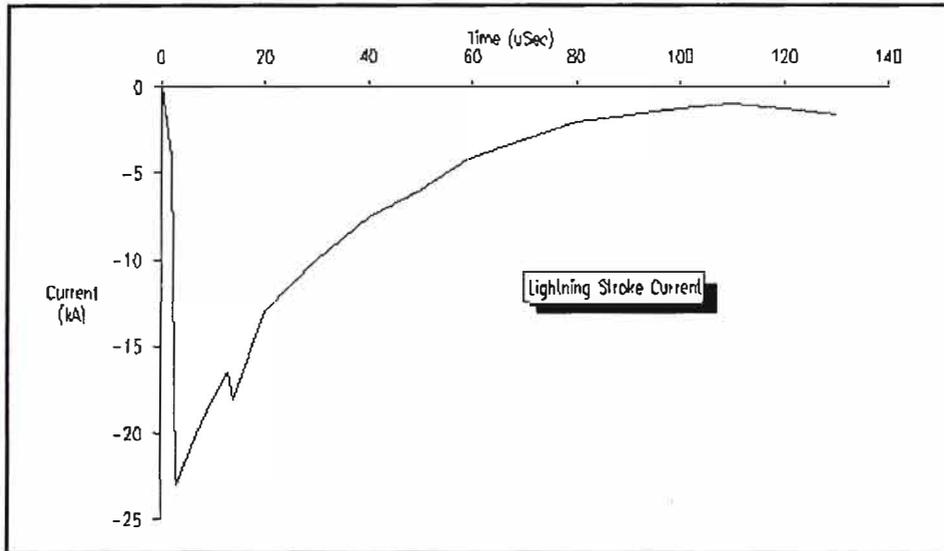


Figura 2.1 Transitorio Impulsivo  
Fuente: PQ Definitions [10]

La conexión en cascada de los supresores de sobretensión y UPS es el método más efectivo de protección contra las perturbaciones energéticas para los equipos electrónicos. Utilizando esta técnica, un supresor se coloca en la entrada de servicio y se dimensiona para disipar gran parte de la energía proveniente de cualquier transitorio entrante. Los posteriores dispositivos en el subpanel eléctrico y en el equipo sensible en sí mismo bloquean la tensión a un nivel que no daña ni perturba al equipo.

### 2.1.2. Oscilatorios

Los transitorios oscilatorios son eventos repentinos que varían rápidamente la tensión y la corriente de manera alternada en polaridad a la frecuencia natural del sistema. Estos transitorios ocurren cuando conmuta una carga inductiva o capacitiva, como un motor o un banco de capacitores porque la carga se resiste el cambio. Por ejemplo, al apagar un motor en rotación, se comporta brevemente como un generador a medida que pierde energía, por lo que produce electricidad y la envía a través de la distribución eléctrica. Un sistema de distribución eléctrica grande puede actuar como un oscilador cuando se conecta y desconecta el suministro, dado que todos los circuitos tienen poseen alguna inductancia inherente y capacitancia distribuida que brevemente se energiza en forma descendente. A continuación mostramos la Figura 2.2 que ilustra la oscilación de la tensión producida por la energización de un banco de capacitores al sistema eléctrico:

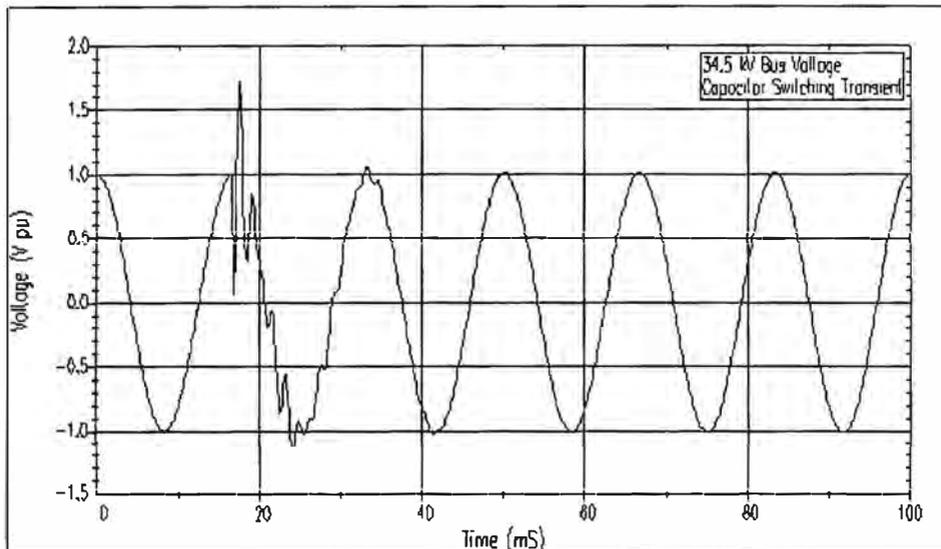


Figura 2.2 Transitorio Oscilatorio  
Fuente: PQ Definitions [10]

## 2.2. Variaciones de corta duración

Son eventos del sistema eléctrico que, de acuerdo a su duración, se clasifican en:

- Instantánea: 0,5 a 30 ciclos.
- Momentánea: 30 ciclos a 3 segundos.
- Temporal: 3 segundos a 1 minuto.

### 2.2.1. Interrupción

Las interrupciones son descensos de la tensión menores a un 10% del valor nominal durante un período que no excede al minuto. A estas perturbaciones se les conoce también como micro cortes. En la Figura 2.3 se ilustra el microcorte producido por el recierre de un interruptor ante una falla en el sistema eléctrico:

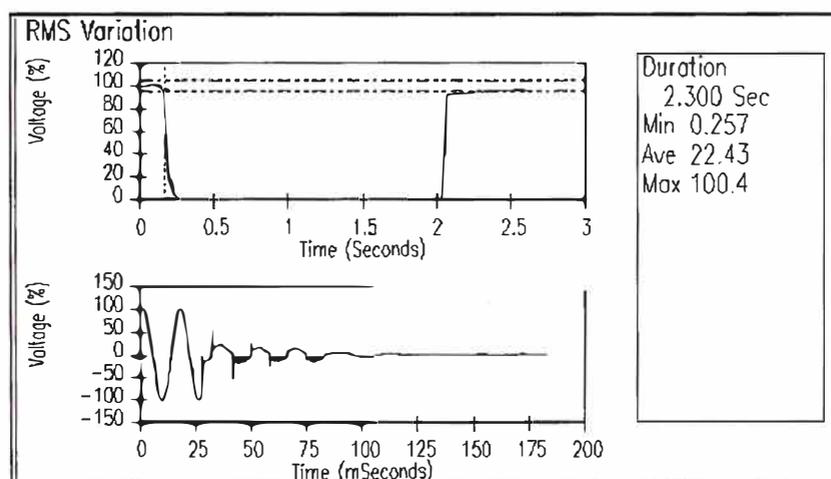


Figura 2.3 Microcorte por recierre de un interruptor  
Fuente: PQ Definitions [10]

Los microcortes pueden ser ocasionados por fallas en la red eléctrica, fallas en los equipos o mal funcionamiento de algún control. Generalmente, la duración de estas interrupciones viene determinada por el tiempo de respuesta y actuación de las protecciones propias

Se necesitan equipos o métodos de diseño adicionales para permitir que los equipos o el proceso del cliente resistan (permanezcan funcionando durante perturbaciones en la calidad del suministro) o que se reinicien después de interrupciones inevitables. Los dispositivos más comunes empleados son los sistemas de energía ininterrumpibles (UPS), los motogeneradores y los sistemas que aprovechan el almacenamiento de energía. Cuando se corta la electricidad, estas formas de energía alternativa pueden solucionar el problema.

### 2.2.2. Sag

Los sags son descensos de la tensión a valores del 90% al 10% de su valor nominal durante un período de tiempo que no excede al minuto. Estos son usualmente causados por cortocircuitos en la red, la energización de grandes cargas o al arranque de grandes motores debido a la magnitud de su corriente de arranque. En la Figura 2.4 se muestra la caída de tensión producida por una falla monofásica a tierra.

Algunas soluciones para disminuir la corriente de arranque son utilizar arrancadores de tensión reducida como autotransformadores o configuraciones de estrella/delta, arrancadores del tipo estado sólido y mecanismos de velocidad regulable (ASD), que varían la velocidad de un motor de acuerdo con la carga para controlar el proceso industrial en forma mas eficiente y económica.

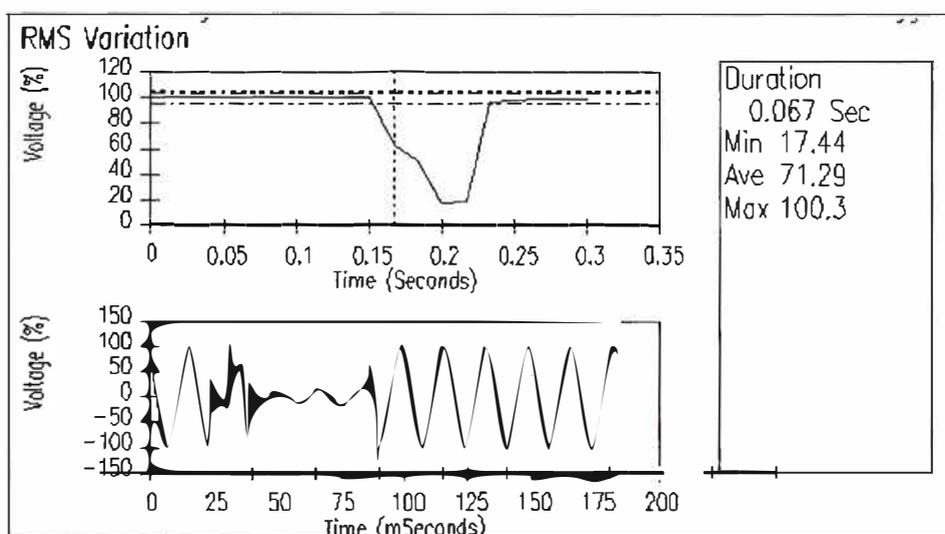


Figura 2.4 Sag causado por una falla monofásica a tierra

Fuente: PQ Definitions [10]

### 2.2.3. Swell

Los swells son incrementos de la tensión a valores del 110% al 180% de su valor nominal durante un período de tiempo que no excede al minuto. Estos son causados comúnmente por las conexiones neutras de alta impedancia, las reducciones repentinas de cargas y una falla trifásica sobre un sistema trifásico. En la Figura 2.5 se ilustra la sobretensión producida por una falla monofásica a tierra:

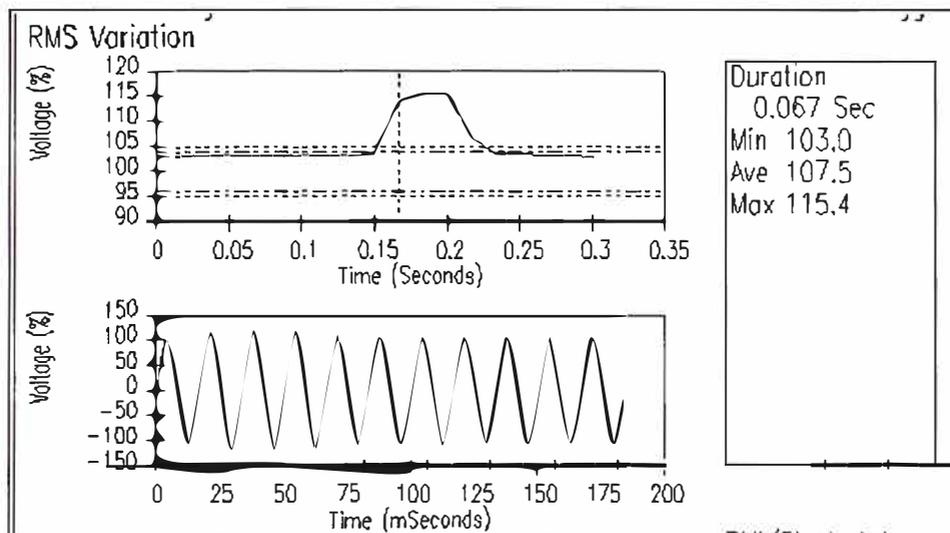


Figura 2.5 Swell causado por una falla monofásica a tierra  
Fuente: PQ Definitions [10]

El resultado puede ser errores de datos, parpadeo de luces, degradación de contactos eléctricos, daño a semiconductores en equipos electrónicos y degradación del aislamiento. Los sistemas UPS con regulador de tensión ayudan a mitigar el problema tanto de los SWELL como los SAGS.

## 2.3. Variaciones de larga duración

Son eventos de la red eléctrica con variaciones en la tensión de duraciones mayores a un minuto. Generalmente estas variaciones son debidas a variaciones en la carga o por maniobras de reconexión en el sistema.

### 2.3.1. Interrupción Sostenida

Las interrupciones sostenidas son cortes absolutos de la alimentación por un período superior a un minuto. Esto ocurre porque los dispositivos automáticos de protección no pueden devolver el suministro eléctrico debido a la existencia de alguna falla en la red eléctrica que no ha podido ser superada y es necesaria la intervención manual.

### 2.3.2. Subtensión

Las subtensiones son caídas de la tensión más allá del 90% de su valor nominal. Suelen aparecer en la conexión de grandes cargas y se mantienen hasta que el sistema de regulación de tensión lleva la tensión a su nivel de referencia. La subtensión indica el

déficit de energía reactiva en la barra por lo cual se trata de entregar a través los bancos de condensadores o los SCV el valor requerido para devolver la tensión a su valor nominal. En la Figura 2.6 se ilustra la subtensión producida por el aumento de carga en una barra de entrega:

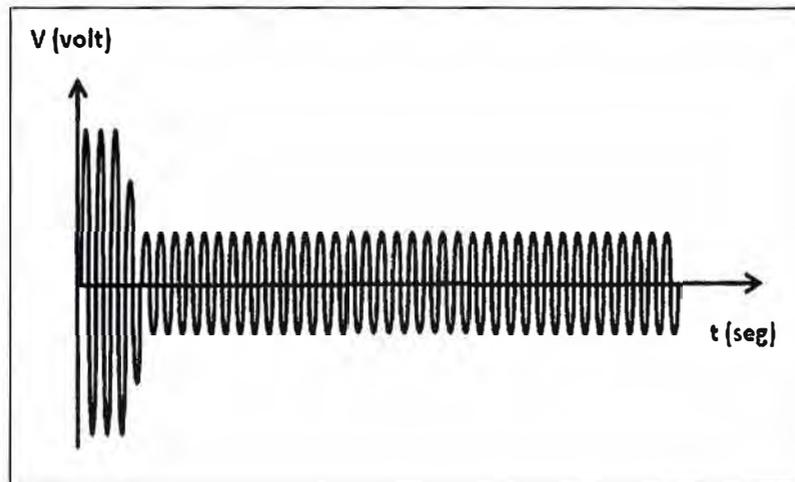


Figura 2.6 Subtensión

### 2.3.3. Sobretensión

Las sobretensiones consisten en incrementos de la tensión mayores al 110% de su valor nominal. Suelen presentarse debido a la desconexión de grandes cargas y fallas en la regulación de la tensión. En la Figura 2.7 se muestra la sobretensión registrada en una barra del sistema eléctrico:

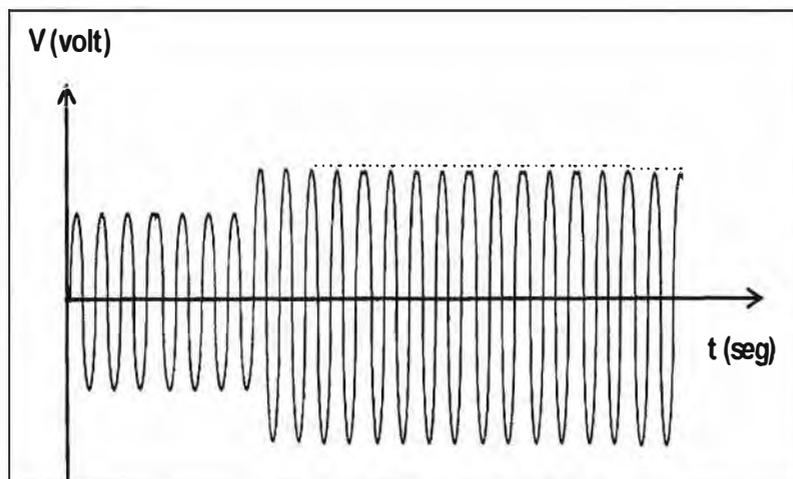


Figura 2.7 Sobretensión

Otra causa común de las sobretensiones es la alimentación de una carga a través de una línea de gran longitud, donde la sobretensión suele presentarse en las madrugadas porque es el período donde disminuye la demanda y la línea entrega una gran cantidad de energía reactiva al sistema, similar al efecto ferranti.

La sobretensión también indica el exceso de energía reactiva en la barra por lo cual se trata de consumir a través los compensadores síncronos o los SCV el valor requerido para devolver la tensión a su valor nominal.

#### **2.4. Desbalance en la tensión**

Una tensión desbalanceada es cuando las tensiones suministradas en cada fase no son iguales. Aunque estos problemas pueden ser causados por un suministro eléctrico externo, la fuente común del desbalance de tensión es interno y causada por la desigual repartición de cargas en cada fase de alimentación. Por ejemplo, este es un problema típico de los sistemas de distribución porque una de las ramas suministra energía a un equipo monofásico, mientras que el sistema también suministra energía a las cargas trifásicas.

Un desbalance de tensión genera un torque opuesto en la operación de los motores de inducción trifásica provocando un sobrecalentamiento. Desequilibrios mayores pueden causar un excesivo calor a los componentes del motor y la falla intermitente de los controladores del motor.

Para corregir los desbalances de tensión, si el problema es interno se debe reconfigurar la repartición de las cargas propias o si es externo se debe hacer cambios en la red eléctrica para balancear las tensiones entrantes, por ejemplo mejorar la repartición de cargas en el sistema de distribución o aumentar la transposición de las líneas de transmisión cada cierta distancia para disminuir el desbalance provocada por la inducción mutua entre cada fase de la línea.

#### **2.5. Distorsión de la forma de onda**

La distorsión se da cuando los efectos de los armónicos producen que la forma de onda de voltaje o corriente sea diferente de la onda senoidal ideal. Existen cinco tipos de distorsión de la forma de onda y son:

##### **2.5.1. Componente de continua**

La componente de continua (CC) puede inducirse en un sistema de corriente alterna (AC) a consecuencia de la falla de rectificadores dentro de las diversas tecnologías de conversión AC a CC que han proliferado en los equipos modernos.

La CC puede trasponer el sistema de suministro de CA y agregar corriente indeseada a dispositivos que ya están funcionando a su nivel nominal. El sobrecalentamiento y la saturación de los transformadores pueden ser el resultado de la circulación de corrientes CC. En la Figura 2.8 se ilustra el desplazamiento de la onda de tensión:

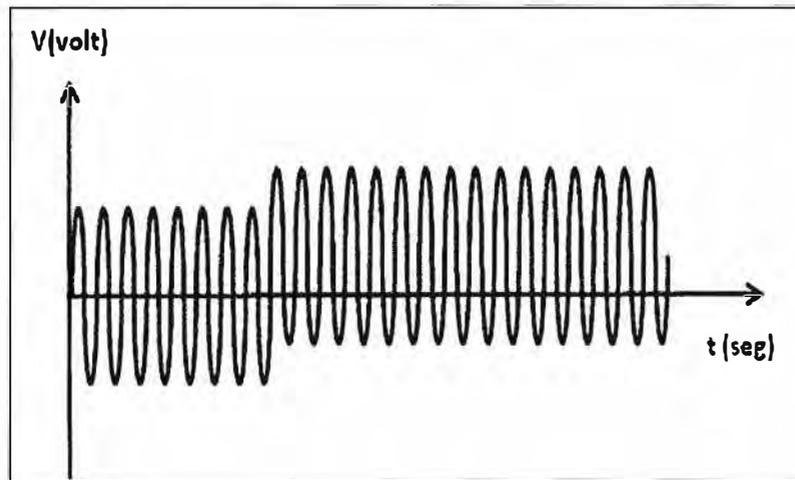


Figura 2.8 Desplazamiento de la Tensión

### 2.5.2. Armónicas

Las armónicas son tensiones o corrientes senoidales que distorsionan la onda fundamental con frecuencias múltiplos enteros de la frecuencia fundamental del sistema eléctrico. Estas distorsiones son causadas por las características de operación no lineales de algunas cargas eléctricas tales como rectificadores, hornos de arco eléctrico, balastos de estado sólido de los circuitos de alumbrado, los variadores de velocidad para controlar motores, etc.

Los síntomas de problemas de las armónicas incluyen transformadores, conductores neutros y otros equipos de distribución eléctrica sobrecalentados, así como el disparo de disyuntores y la pérdida de sincronización en los circuitos de cronometraje, que dependen de un disparador de onda senoidal limpia en un punto de cruce por cero.

Las armónicas tiene un impacto económico porque aceleran el envejecimiento de los equipos eléctricos debido al sobrecalentamiento, obligan a aumentar la potencia contratada con el suministrador debido a la sobrecarga de la instalación y pueden producir disparos intempestivos y el paro de los equipos de producción. Estos costos por daños de equipos e instalaciones, pérdidas energéticas y de productividad, contribuyen a la disminución de la competitividad de las empresas.

El análisis de cualquier función periódica no sinusoidal puede ser realizado a través del teorema de Fourier, que demuestra que cualquier función periódica no sinusoidal puede ser representada como suma de términos sinusoidales cuyas frecuencias son múltiplos de la frecuencia fundamental incluyendo en algunos casos una componente de C.C.

La ecuación correspondiente a la descomposición armónica de una función periódica de tensión y corriente es:

$$V(t) = V_{cc} + \sum_{n=1}^{\infty} (V_n \cos(n\omega t + \theta_n)) \quad (1.1)$$

$$I(t) = I_{cc} + \sum_{n=1}^{\infty} (I_n \cos(n\omega t + \phi_n)) \quad (1.2)$$

Donde:

$V_{cc}, I_{cc}$ : Es el valor de la tensión y corriente de la componente continua.

$V_n, I_n$ : Es el valor pico del voltaje y corriente de la n-esima armónica.

$\theta_n, \phi_n$ : Es el desfase angular de la n-esima armónica de tensión y corriente.

$n\omega t$ : Es la frecuencia de la componente armónica. Para una red eléctrica que funciona a 60 Hz, la componente fundamental tendrá una frecuencia de 60 Hz mientras que la tercera armónica tendrá 180 Hz. En la Figura 2.9 se muestra la distorsión en la onda fundamental causada por la tercera armónica:

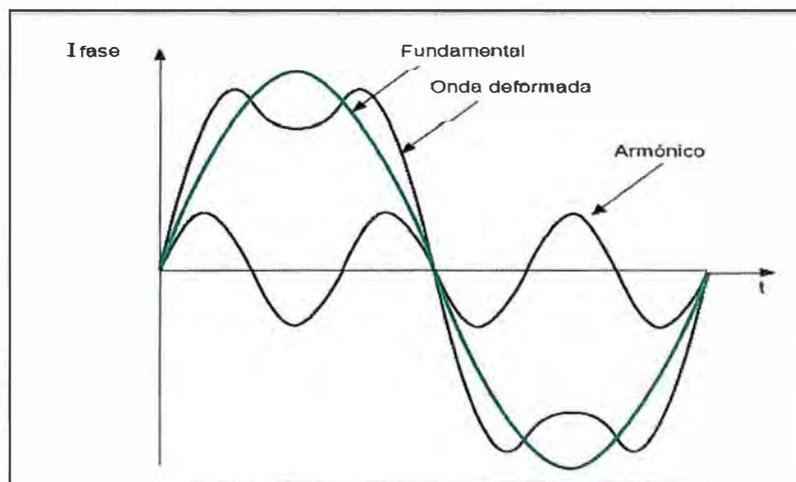


Figura 2.9 Corriente distorsionada por la tercera armónica  
Fuente: Cuaderno Tecnico Schneider [11]

Es más conveniente y práctico representar los armónicos de manera gráfica, por lo cual se utiliza un histograma que indica la amplitud de cada armónico en función de su rango. Este tipo de representación también se denomina análisis espectral.

En el análisis armónico, también se define el índice de distorsión armónica total como la relación de los valores eficaces de las componentes armónicas entre el valor eficaz de la componente fundamental y usualmente esta expresada en porcentaje. Este índice es usado para medir la desviación del contenido armónico de una forma de onda periódica hasta una onda sinusoidal perfecta. A continuación mostramos las ecuaciones de THD para una onda de tensión y corriente:

$$THDv = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}}{V_1} \quad (1.3)$$

$$THDi = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_1} \quad (1.4)$$

Donde:

$V_n, I_n$ : Es el valor pico del voltaje y corriente de la n-esima armónica.

$V_1$ : Es el valor pico del voltaje fundamental.

### 2.5.3. Interarmónicas

Son voltajes o corrientes que tienen componentes de frecuencia que no son múltiplos enteros de la fundamental. Las principales fuentes de distorsión de onda interarmónica son los convertidores estáticos de frecuencia, los cicloconvertidores, los motores de inducción y los dispositivos generadores de arco eléctrico. Los cicloconvertidores (que controlan grandes motores lineales utilizados en equipos laminadores, cementeros y mineros) crean algunos de los problemas mas importantes de las fuentes de interarmónicas. Estos dispositivos transforman la tensión de potencia en una tensión de AC de una frecuencia menor o mayor que la de la frecuencia de suministro.

### 2.5.4. Notching

El Notching o corte intermitente es una perturbación periódica de la tensión causada por la operación normal de convertidores electrónicos cuando la corriente es conmutada de una fase a otra. Se presenta como un fenómeno en estado estable con componentes de alta frecuencia. En la Figura 2.10 se muestra se muestra el notching en la tensión producida por un convertidor trifasico:

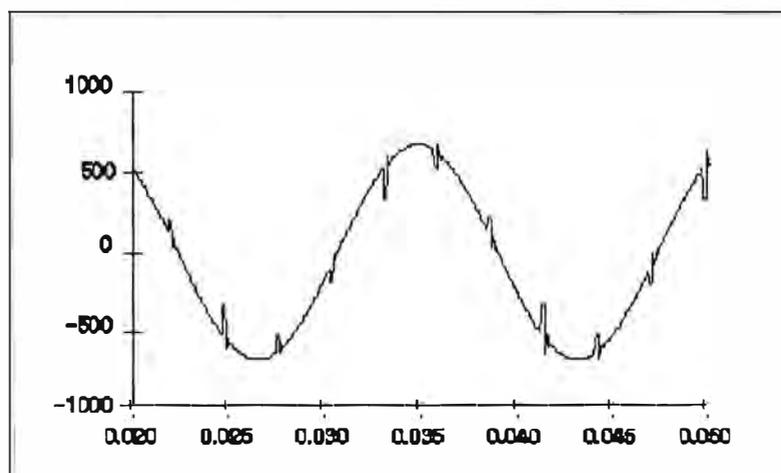


Figura 2.10 Notching causado por un convertidor trifasico  
Fuente: PQ Definitions [10]

### 2.5.5. Ruido

El ruido es una señal eléctrica indeseada, con un espectro armónico disperso cuya frecuencia es inferior a 200kHz, superpuestas a las formas de onda de voltaje o corriente del sistema de energía eléctrica. Los sitios con conexión de puesta a tierra deficientes hacen que el sistema sea más susceptible al ruido.

### 2.6. Fluctuaciones de la Tensión

Una fluctuación de tensión es una variación sistemática de la forma de onda de tensión o una serie de cambios aleatorios de la tensión, de pequeñas dimensiones, concretamente entre 95% y 105% del valor nominal a una frecuencia baja, en general por debajo de los 25 Hz. En la Figura 2.11 se muestra la fluctuación de la tensión producida por el funcionamiento normal de un horno de arco.

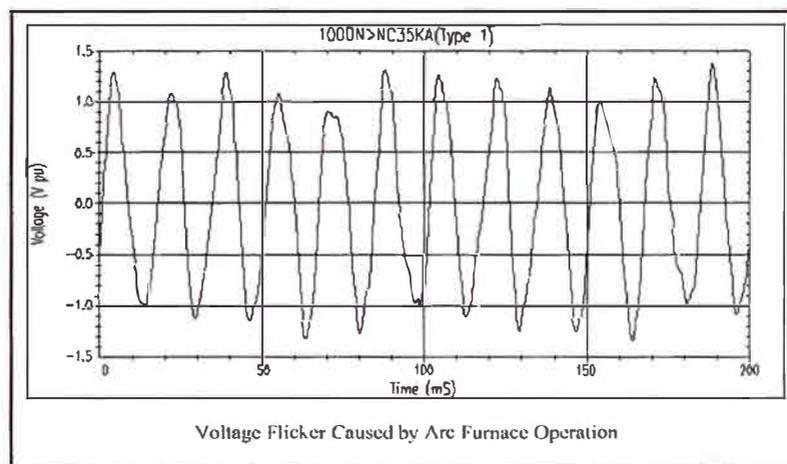


Figura 2.11 Fluctuaciones de la tensión  
Fuente: PQ Definitions [10]

Las cargas que provocan variaciones continuas y rápidas en la corriente pueden causar fluctuaciones en la tensión, que a menudo son conocidas como “flicker de tensión”. El nombre flicker se relaciona con el impacto de la fluctuación de tensión sobre las lámparas, que es percibida por el ojo como una titilación que causa molestia en el nervio óptico.

### 2.7. Variaciones de la frecuencia

Se define como la desviación de la frecuencia fundamental del sistema de potencia respecto de su valor nominal especificado (60 Hz). La frecuencia está directamente relacionada con la velocidad de rotación de los generadores del sistema y depende del balance entre la producción de energía y su consumo.

Las variaciones de la frecuencia son comunes en la operación normal del sistema de potencia porque en el sistema se producen desequilibrios repentinos entre el balance de

generación y carga por el comportamiento normal de la carga. La magnitud del desplazamiento y su duración dependen de las características de la carga y la respuesta del sistema de control de generación a cambios de la carga. Aunque las mayores variaciones ocurren cuando hay una falla en el sistema, como son las fallas en los sistemas de transmisión robustos, desconexión de cargas grandes o la salida de una generación considerable.

La variación de la frecuencia afecta el comportamiento de los equipos, aunque los equipos informáticos suelen ser tolerantes, y generalmente no se ven afectados por corrimientos menores en la frecuencia. Los más afectados son los dispositivos con motor y los dispositivos sensibles que dependa del ciclado regular estable de la alimentación a lo largo del tiempo. Las variaciones de frecuencia pueden hacer que los motores funcionen mas lentos o rápidos para equiparar la frecuencia de la alimentación de entrada. Esto haría que el motor funcionara ineficazmente y provocaría mas calor y degradación del motor atraves de una mayor velocidad del motor y consumo adicional de corriente.

Para tratar que la variación de la frecuencia sea la menor posible y no afecte el normal comportamiento de los equipos, los generadores deben contar con un regulador de frecuencia de tal manera que supervise y mantenga en cada momento el equilibrio entre la generación y la carga, ademas de despachar teniendo una reserva de energía ante un aumento de la demanda. En la Figura 2.12 se muestra se muestra la fluctuación de la frecuencia por la oscilación de un generador síncrono:

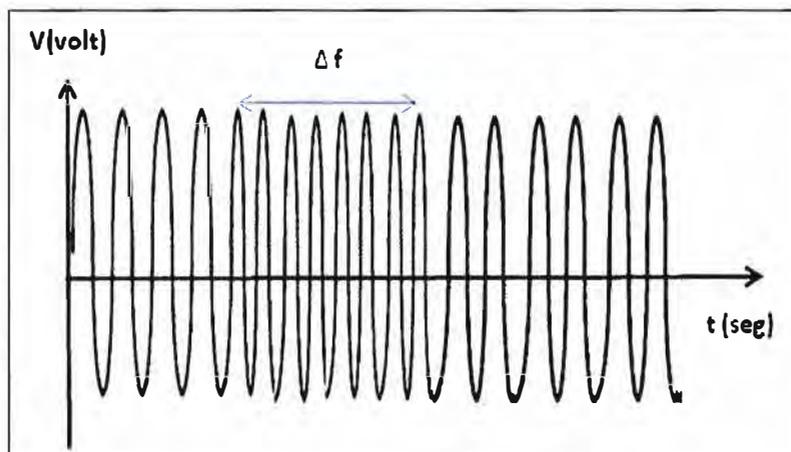


Figura 2.12 Fluctuaciones de la frecuencia

Como resumen general, en la Tabla 2.1 describimos la categoría y características de las perturbaciones que ocurren en los SEP, de acuerdo a la norma IEEE 1159-1995.

Tabla 2.1 Clasificación de las Perturbaciones eléctricas según IEEE 1159-1995

<b>CATEGORÍA</b>	<b>CONTENIDO TÍPICO ESPECTRAL</b>	<b>DURACIÓN TÍPICA</b>	<b>MAGNITUD TÍPICA DE VOLTAJE</b>
1 Transitorios			
1.1 Impulsos			
1.1.1 Nanosegundos	5 ns de elevación	<50 ns	
1.1.2 Microsegundos	1 $\mu$ s de elevación	50 ns - 1 ms	
1.1.3 Milisegundos	0.1 ms de elevación	> 1 ms	
1.2 Oscilatorios			
1.2.1 Baja Frecuencia	< 5 kHz	0.3 - 50 ms	0 - 4 pu
1.2.2 Frecuencia Media	5 - 500 kHz	20 $\mu$ s	0 - 8 pu
1.2.3 Alta Frecuencia	0.5 - 5MHz	5 $\mu$ s	0 - 4 pu
2 Variaciones de Corta duración			
2.1 Instantáneas			
2.1.1 Sag (Hueco)		0.5 - 30 ciclos	0.1 -0.9 pu
2.1.2 Swell (Sobrevoltaje momentaneo)		0.5 - 30 ciclos	1.1 - 1.8 pu
2.2 Momentáneas			
2.2.1 Interrupción		0.5 ciclos - 3 seg	< 0.1 pu
2.2.2 Sag		30 ciclos - 3 seg	0.1 -0.9 pu
2.2.3 Swell		30 ciclos - 3 seg	1.1 - 1.4 pu
2.3 Temporal			
2.3.1 Interrupción		3 seg - 1 min	< 0.1 pu
2.3.2 Sag		3 seg - 1 min	0.1 -0.9 pu
2.3.3 Swell		3 seg - 1 min	1.1 - 1.2 pu
3 Variaciones de larga duración			
3.1 Interrupción sostenida		> 1 min	0.0 pu
3.2 Bajo voltaje		> 1 min	0.8 -0.9 pu
3.3 Sobrevoltaje		> 1 min	1.1 - 1.2 pu
4 Desbalance en voltaje		Estado Estable	0.5 - 2%
5 Distorsión de Forma de Onda			
5.1 Componente de continua		Estado Estable	0 - 0.1%
5.2 Contenido armónico	0 -100th H	Estado Estable	0 - 20%
5.3 Interarmónicas	0 - 6 kHz	Estado Estable	0 - 2%
5.4 Muecas en el voltaje (notching)		Estado Estable	
5.5 Ruido	Banda amplia	Estado Estable	0 - 1%
6 Fluctuaciones de Voltaje	< 25 Hz	Intermitente	0.1 - 7%
7 Variaciones en la Frecuencia		<10 seg	

## **CAPITULO III**

### **NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS EN EL PERU**

La NTCSE divide la calidad del servicio eléctrico en la calidad técnica, la calidad comercial y la calidad del alumbrado público.

La calidad técnica comprende todos los aspectos técnicos del suministro eléctrico considerando las perturbaciones de estado estable que puedan afectar la forma y continuidad de la señal de voltaje. Se subdivide en la calidad del producto y calidad del suministro.

La calidad comercial esta referida a los aspectos relacionados con el trato al cliente, los medios de atención, la resolución de quejas, así como la precisión de la medida de la energía consumida y la calidad del alumbrado público esta referida a la existencia en condiciones de luminosidad (intensidad) e iluminancia (densidad) adecuadas para el sistema de alumbrado en la vía pública.

El presente trabajo esta dirigido al análisis de la calidad técnica del suministro eléctrico por lo cual no entraremos en la calidad comercial y del alumbrado publico.

#### **3.1. Objetivo**

La NTCSE tienen como objetivo establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, para lo cual define los parámetros eléctricos necesarios para su control y los valores mínimos de estos parámetros para indicar que el servicio eléctrico que se brinda a los usuarios es de buena calidad. También establece las diversas obligaciones que deben cumplir los agentes del sistema eléctrico.

#### **3.2. Descripción del Sistema Eléctrico de Potencia**

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) tiene la finalidad de garantizar al mínimo costo el abastecimiento del suministro de energía eléctrica a los usuarios, operando sus instalaciones de forma técnicamente óptima y cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en las norma técnica que regulan el sector eléctrico.

Un SEP esta conformado por todos los equipos que permiten generar la energía eléctrica y entregarla para el consumo de los usuarios. En el se puede distinguir claramente por sus características específicas, 3 subsistemas interconectados entre sí, como son:

- Subsistema de Generación: Es el encargado de producir la energía eléctrica, consta de las centrales de generación; entre las que podemos encontrar de distintos tipos: hidroeléctrica, termoeléctrica, vapor, etc.
- Subsistema de Transmisión: Es el encargado de transportar la energía eléctrica por grandes distancias, desde la subestación de la central eléctrica hasta la subestación de transmisión ubicada en las ciudades. Está conformado por las líneas de transmisión y las subestaciones, así como también del equipo de compensación reactiva.
- Subsistema de Distribución: Es el encargado de distribuir la energía eléctrica desde la subestación de transmisión hasta la acometida del cliente. Está conformado por las líneas y las subestaciones de subtransmisión, así como también las redes de distribución, que es donde los usuarios se conectan para la demanda del suministro eléctrico.

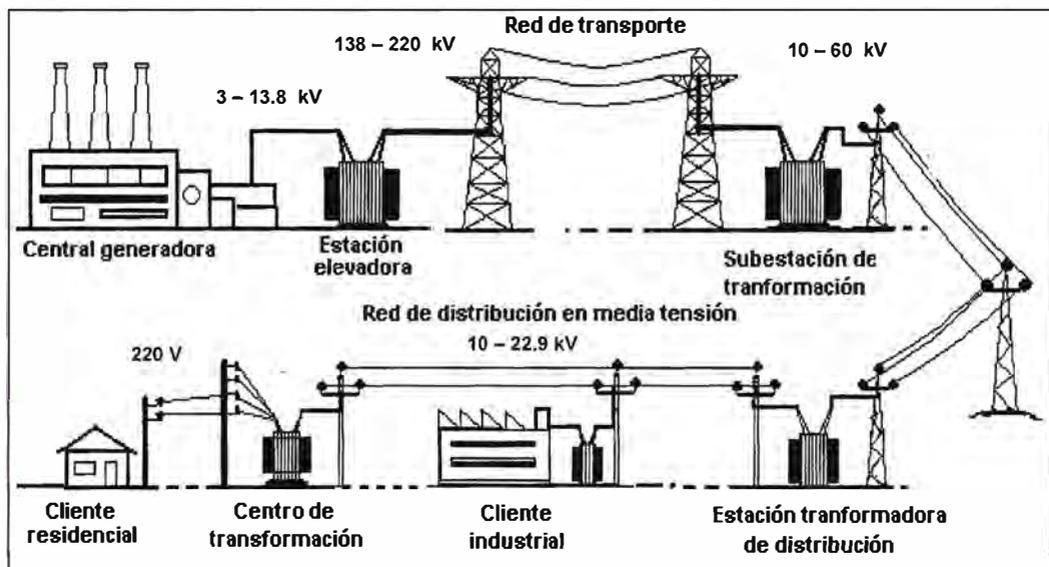


Figura 3.1 Sistema Eléctrico de Potencia

### 3.3. Agentes del Sistema Eléctrico

Los agentes del sistema eléctrico son las empresas y entidades que desarrollan sus actividades en el subsector de electricidad, donde interactúan entre sí ya sea regulatoria, operacional o comercialmente debido al uso del sistema eléctrico en común o por el contrato entre ambos agentes respectivamente. A continuación explicaremos en detalle a cada agente y sus respectivas funciones:

#### 3.3.1. Los Suministradores

Son los agentes que brindan el servicio de suministro eléctrico a los usuarios del mercado libre y regulado. Están conformados por las empresas con capacidad de venta de energía y potencia como son los Generadores y los Distribuidores.

Los Generadores brindan el servicio eléctrico en el mercado libre a los Usuarios Libres y Distribuidores (Mercado Libre) teniendo como respaldo la potencia y energía firme de sus centrales eléctricas y las que tenga contratadas con otros suministradores, mientras que Los Distribuidores brindan el servicio eléctrico a los Usuarios Libres y a los Usuarios Regulados ubicados dentro de su área de concesión (Mercado Regulado) teniendo como respaldo los contratos suscritos con sus suministradores de energía. En la Figura 3.2 mostramos la cantidad de usuarios libres que posee cada Suministrador del SEIN hasta el mes de setiembre 2008:

Tipo	Empresa	Septiembre 2008	
		Nº de Usuarios Libres	Nº de Puntos de Suministro
Generadores	Alocongo	1	1
	Cahua	1	1
	Conenhua	1	1
	Edogel	11	13
	Eepsa	2	2
	Egasa	2	2
	Egamsa	4	4
	Egenor	12	14
	Electroandes	4	5
	Electroperú	14	15
	Enersur	20	23
	Kalpa	14	14
	San Gabán	2	2
	Shougasa	1	3
	Sociedad Minera Corona	4	6
Temoselva	7	8	
<b>Total Generadores</b>		<b>100</b>	<b>114</b>
Distribuidores	Coelvisac	3	3
	Edenor	83	85
	Edocahete	1	1
	Electro Puno	1	1
	Electro Sur Este	4	4
	Electro Sur Medio	8	8
	Electro Ucayali	1	1
	Electrocentro	1	1
	Electronorcoasta	1	1
	Electronorte	12	12
	Hidrandina	2	2
	Luz del Sur	24	24
Seal	6	6	
<b>Total Distribuidores</b>		<b>147</b>	<b>149</b>
<b>Total General</b>		<b>247</b>	<b>263</b>

Figura 3.2 Número de Usuarios Libres en el SEIN  
Fuente: Reporte estadístico Osinergmin [13]

En la figura podemos observar que las Distribuidoras son las que tienen un mayor número de Usuarios Libres; sin embargo, son los Generadores los que tienen una mayor participación a nivel de ventas de energía.

El Suministrador, como el agente que brinda el servicio eléctrico y como una parte integrante del sistema eléctrico, tiene obligaciones con los demás agentes en el marco de la NTCSE, las cuales describiremos brevemente a continuación:

- **Con sus Clientes:** Debe entregar y comprobar que la energía eléctrica llegue a su cliente en óptimas condiciones, por lo cual adquiere e instala los equipos necesarios para la medición de la calidad en el punto de suministro, avisa con anticipación los mantenimientos programados que afecten el suministro eléctrico, calcula los indicadores de calidad y paga las compensaciones que amerite. Esto no quita el derecho que el Cliente instale en forma paralela los equipos de medición para su propio control.

- **Con OSINERGMIN:** Debe facilitar la función supervisora de OSINERGMIN, por lo cual mantiene actualizada la base de datos de sus clientes, remite toda la información que ella solicite para el control de la calidad, brinda los medios necesarios que le permitan la verificación de la misma y coordina cualquier actividad necesaria para determinar el nivel de calidad del servicio eléctrico que suministra. También debe facilitar la función fiscalizadora de OSINERGMIN, por lo cual subsana las observaciones realizadas y paga las multas que justificadamente se le apliquen.
- **Con Otros Suministradores:** Debe facilitar el cobro de resarcimientos por parte de los demás suministradores, por lo cual resarce los eventos de su responsabilidad o de responsabilidad de su propio cliente que afectaron los intereses de los demás suministradores.
- **Con el COES:** Debe facilitar la función de asignación de responsabilidades del COES, por lo cual remite toda la información requerida para el análisis técnico del evento, acepta la asignación de responsabilidad encontradas en el análisis del evento y realiza las recomendaciones para evitar la repetición del mismo evento.

### **3.3.2. Los Clientes:**

Son los agentes que requieren el suministro de energía para el abastecimiento de su demanda, sea propia o para terceros. Para ello requiere un contrato compra de energía y potencia con algún Suministrador que le sirve de respaldo para el retiro de energía del sistema eléctrico.

Los clientes se clasifican dependiendo de su capacidad de demanda en Clientes Libres y Regulados. Los Clientes Libres son los usuarios cuya potencia contratada sea igual o superior a 1MW y tienen la facilidad de contratar energía con cualquier Suministrador a un precio convenido entre ambas partes mientras los Clientes Regulados son aquellos que tiene una potencia menor a 1 MW y solo pueden contratar su energía con el Distribuidor de su área de concesión a un precio regulado.

Un caso especial son los Distribuidores porque tiene a la vez la función de Suministrador y Cliente. Son Clientes porque se abastecen de energía de los Generadores y son Suministradores porque abastecen de energía a sus clientes libres y regulados. Los contratos suscritos entre Distribuidores con los Generadores para abastecer de energía a sus clientes regulados se efectúan mediante:

- **Contratos sin Licitación:** Son los contratos cuyos precios no podrán ser superiores a los Precios en Barra, donde no debe incluirse las demandas de sus clientes libres.
- **Contratos resultantes de Licitaciones:** Son los contratos cuyos precios tendrán un tope máximo establecido por OSINERGMIN, donde además puede incluirse las demandas de sus clientes libres.

La obligación del cliente es que debe mantener sus instalaciones en óptimas condiciones de tal manera que no inyecte perturbaciones o cause interrupciones en el suministro de otros usuarios, caso contrario sera responsable ante su Suministrador por los perjuicios causados.

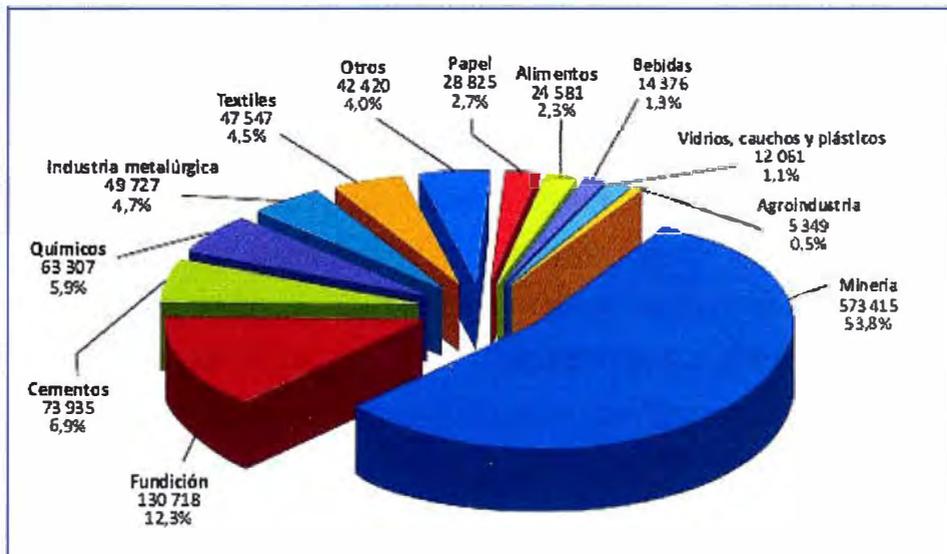


Figura 3.3 Venta de energía (Mwh) por actividad económica  
Fuente: Reporte estadístico Osinergmin [13]

En la figura 3.3 se resume el consumo de energía del mercado libre para el mes de septiembre del 2008, donde la minería fue la actividad económica que mostró el mayor consumo de energía del mercado libre, con una participación del 53,8% del total, seguida de las actividades de fundición, cementos y químicos.

### 3.3.3. EL COES

Es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público, conformado por todos los Agentes del SEIN (16 Generadores, 7 Transmisores, 10 Distribuidores y 36 Usuarios libres), cuyas decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes [7].

El COES tiene por finalidad coordinar la operación del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

En el marco de la NTCSE, EL COES tiene las siguientes obligaciones:

- **Con los Suministradores:** Debe facilitar el cobro de resarcimientos entre los suministradores, por lo cual debe identificar a los agentes responsables de las transgresiones de la NTCSE, asignar responsabilidades por las trasgresiones y calcular las compensaciones que correspondan. También debe resolver los recursos

impugnativos que se interpongan contra sus decisiones y las divergencias o controversias derivadas de la aplicación de la NTCSE y disposiciones complementarias, dentro del ámbito de su competencia.

- **Con OSINERGMIN:** Debe facilitar la función supervisora de OSINERGMIN, por lo cual remite información sobre los análisis de los eventos ocurridos, los agentes responsables de las transgresiones de la NTCSE, los esquemas de rechazo automático de carga a implementarse por los usuarios y los esquemas de desconexión por sobrefrecuencia a implementarse por los generadores.
- **Con los Usuarios:** La relación es indirecta porque las coordinaciones se realizan a través de su Suministrador. Debe facilitar la operación normal en el suministro eléctrico del usuario, por lo cual informa con anticipación los mantenimientos que afecten su suministro eléctrico, opera el SEIN de tal manera que los parámetros eléctricos de tensión y frecuencia en las barras del SEIN se encuentren dentro de las tolerancias establecidas en la NTCSE, analiza los eventos ocurridos y brinda recomendaciones para evitarlos y realiza el estudio de rechazo de carga para su implementación en los usuarios.

### 3.3.4. EL OSINERGMIN

Mediante la ley 26734, promulgada el 31 de diciembre de 1996, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), como organismo regulador, supervisor y fiscalizador de las actividades que desarrollan las personas jurídicas de derecho público interno o privado y las personas naturales, en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería. Tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera

La misión del OSINERGMIN es regular, supervisar y fiscalizar, en el ámbito nacional, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades.

En el marco de la NTCSE, EL OSINERGMIN tiene las siguientes funciones:

- **Rol Normativo:** Puede proponer ante los organismos normativos competentes, las normas complementarias o modificatorias a la NTCSE y expedir sus Bases Metodológicas.
- **Rol Solución de Controversias:** Puede 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 NTCSE.

- **Rol Fiscalizador:** Puede realizar las observaciones necesarias de acuerdo a la información brindada por los agentes y dar recomendaciones para evitar el incumplimiento de la NTCSE; así como imponer, de ser el caso, las multas respectivas.
- **Rol Supervisor:** Puede realizar todas las actividades necesarias que permita verificar el cumplimiento de la NTCSE. Por parte de los suministradores puede presenciar la instalación de los equipos registradores de calidad, recabar in situ copia de la información registrada, verificar los índices de calidad obtenidos, verificar el cálculo de las compensaciones y el pago respectivo a los clientes afectados.

### 3.4. **Ámbito de Aplicación**

La aplicación de la NTCSE en el Perú se realiza en los diferentes puntos de suministro de energía que tenga el Suministrador con su Cliente de acuerdo a lo siguiente:

- **Imperativa:** Para los suministros sujetos a la regulación de precios, es decir cuando el contrato de suministro eléctrico se realiza entre Suministrador – Distribuidora y Distribuidora – Cliente Regulado.
- **Supletoria:** Para los suministros sujetos al régimen de libertad de precios, es decir cuando el contrato de suministro eléctrico se realiza entre Suministrador – Cliente Libre. Por lo general, ambas partes ponen de manifiesto en su contrato que someten a la NTCSE todo aquello que no haya sido mencionado en el contrato.
- **Suspensión:** Para los Sistemas Aislados cuya potencia instalada en generación sea menor a 5 MW, los Sectores de Distribución Típicos 4 o 5 y los Sectores de Distribución Típicos 2 o 3, cuyo promedio de las dos más altas demandas registradas en el período de control de la calidad del suministro no exceda los 500 kW.

Los sectores de distribución mencionados en el párrafo anterior corresponden a la clasificación brindada por el MINEM [7], que dependen de la longitud de su red aérea de media y baja tensión, del consumo de potencia y energía y la cantidad de usuarios:

- Sector de Distribución Típico 1: Urbano de Alta Densidad
- Sector de Distribución Típico 2: Urbano de Media Densidad
- Sector de Distribución Típico 3: Urbano de Baja Densidad
- Sector de Distribución Típico 4: Urbano Rural
- Sector de Distribución Típico 5: Rural

En base a las características y premisas indicadas para los sectores típicos por el MINEM, el OSINERGMIN se encarga de determinar los puntos de suministros que cumplen dichas características y clasificarlos como tal [8].

Es importante mencionar que todo el consumo de energía del cliente debe estar dentro de lo estipulado en el contrato de suministro, porque para cualquier exceso de energía

que no tenga respaldo contractual no tiene derecho a ser considerado para la aplicación de la NTCSE.

### 3.5. Parámetros de Control de la Calidad Técnica

La NTCSE establece los parámetros eléctricos que se medirán y registrarán regularmente en intervalos de medición hasta completar por lo menos un período de medición. En cada intervalo de medición se calculan los indicadores de calidad y se comparan con sus tolerancias respectivas. Si los índices superan las tolerancias en una cantidad de intervalos mayor a la cantidad establecida en la NTCSE, se considera que el servicio es de mala calidad y se pagara las compensaciones respectivas.

#### 3.5.1. Calidad del Producto

La calidad del producto se relaciona con la forma de onda de la tensión, es decir cuando la onda difiere de la forma sinusoidal de frecuencia y amplitud constante. Su control se lleva a cabo a través de las mediciones mensuales de calidad.

A continuación indicamos los parámetros eléctricos a medir, sus intervalos y períodos de medición, los indicadores de calidad y las tolerancias establecidas en la NTCSE:

##### a) Tensión

- Intervalo de Medición: 15 minutos.
- Período de Medición: 7 días <> 672 Intervalos.
- Indicador de Calidad: Variación porcentual de la Tensión ( $V_k$  %)

$$V_k(\%) = \frac{(V_k - V_{op})}{V_{op}} 100\% \quad (3.1)$$

Donde:

$V_k$ : Valor medio de las tensiones eficaces instantáneos (RMS).

$V_{op}$ : Valor de la tensión de operación en dicho punto. Se calcula como el valor promedio de la tensión registrada en los últimos doce meses.

- Tolerancias: Para todo nivel de tensión, el indicador de calidad  $V_k$  (%) no debe encontrarse fuera del rango [-5%;+5%] en más de 33 intervalos de medición.
- Control: El Suministrador realiza una medición por cada doce puntos de entrega que tenga con sus clientes en muy alta, alta y media tensión.

##### b) Perturbaciones

###### b.1. Flicker:

- Intervalo de Medición: 10 minutos.
- Período de Medición: 7 días <> 1008 intervalos.
- Indicador de Calidad: Índice de Severidad por Flícker de corta duración (Pst)

El Pst se define, de acuerdo a las normas IEC, mediante la siguiente expresión:

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}} \quad (3.2)$$

Donde:

**Pst:** Índice de severidad de flicker de corta duración.

**P0.1, P1, P3, P10, P50:** Niveles de efecto "flicker" que se sobrepasan durante el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del tiempo total del período de observación.

- Tolerancias: El PST no debe ser mayor que la unidad ( $Pst > 1$ ) en mas de 50 intervalos de medición.
- Control: El Suministrador realiza una medición por cada cincuenta puntos de entrega que tenga con sus clientes en muy alta, alta y media tensión.

### b.2. Armónicas:

- Intervalo de Medición: 10 minutos.
- Período de Medición: 7 días  $\leftrightarrow$  1008 intervalos
- Indicador de Calidad: Variación porcentual de las Armónicas de Tensión  $V_i$  (%)

$$V_i(\%) = \frac{(V_i - V_N)}{V_N} \cdot 100\% \quad (3.3)$$

- Indicador de Calidad: Factor Total por Distorsión Armónica (THD):

$$THD = \sqrt{\sum_{i=2-40} \frac{V_i^2}{V_N^2}} \cdot 100\% \quad (3.4)$$

Donde:

$V_k$ : Valor medio de las tensiones eficaces instantáneos (RMS).

$V_N$ : Valor de la Tensión Nominal. Se utiliza las tensiones de referencia indicadas por el COES.

- Tolerancias: Los indicadores de calidad no deben encontrarse fuera del rango establecido en la Tabla 3.1 en más de 50 intervalos de medición.

Tabla 3.1. Tolerancias en las Armónicas de Tensión Y THD

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

- Control: El Suministrador realiza una medición por cada cincuenta puntos de entrega que tenga con sus clientes en muy alta, alta y media tensión.

### c) Frecuencia

#### c.1. Variaciones Sostenidas de Frecuencia

- Intervalo de Medición: 15 minutos.
- Período de Medición: 1 mes calendario.
- Indicador de Calidad: Variación porcentual de la frecuencia.

$$fk(\%) = \frac{(fk - fn)}{fn} \cdot 100\% \quad (3.5)$$

Donde:

fk: Valor medio de los valores de la frecuencia instantánea.

fn: Valor de la frecuencia nominal del sistema.

- Tolerancias: Para todo nivel de tensión, el indicador de calidad  $f_k$  (%) no debe encontrarse fuera del rango  $[-0.6\%;+0.6\%]$  por un tiempo acumulado superior al uno por ciento (1%) del Período de Medición.

### c.2. Variaciones Súbitas de Frecuencia

- Intervalo de Medición: 1 minuto.
- Período de Medición: 1 mes calendario.
- Indicador de Calidad: Variación porcentual del valor eficaz de la frecuencia.

$$VSF = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T f^2(t) dt} - f_N \quad (3.6)$$

Donde:

$f(t)$ : Valor de la frecuencia instantánea.

$T$ : Intervalo de medición de 1 minuto.

- Tolerancias: Para todo nivel de tensión, el indicador de calidad VSF no debe encontrarse fuera del rango  $[-1\text{Hz};+1\text{Hz}]$  en ningún intervalo de medición.

### c.3. Variaciones Diarias de Frecuencia

- Intervalo de Medición: 24 horas.
- Período de Medición: 1 mes calendario.
- Indicador de Calidad: Variación Acumulada de la frecuencia

$$IVDF = \varphi + \int_0^T (f(t) - f_N) dt \quad (3.7)$$

Donde:

$\varphi$ : Es el valor acumulado hasta el día anterior de la variación diaria de la frecuencia.

$T$ : Intervalo de medición de 24 horas.

- Tolerancias: Para todo nivel de tensión, el indicador de calidad IVDF no debe encontrarse fuera del rango  $[-600 \text{ ciclos};+600 \text{ ciclos}]$  en ningún intervalo de medición.

#### 3.5.2 Calidad del Suministro

La calidad del suministro está relacionada a la existencia de la onda de tensión, es decir de la presencia o no de suministro eléctrico (interrupciones).

Una interrupción, ya sea instantánea, momentánea, temporal o sostenida, puede causar trastornos, daños y tiempo de inactividad, desde el usuario hogareño hasta el usuario industrial. Un usuario de computadora en el hogar o de una pequeña empresa podría

perder datos valiosos cuando se daña la información por la pérdida de suministro al equipo. Probablemente más perjudicial es la pérdida que puede sufrir el cliente industrial a consecuencia de las interrupciones. Muchos procesos industriales cuentan con el movimiento constante de ciertos componentes mecánicos. Cuando estos componentes se apagan repentinamente a consecuencia de una interrupción, esto puede causar daños a los equipos y destrucción del producto, así como el costo asociado con el tiempo de inactividad, limpieza y nueva puesta en marcha. Como puede imaginarse esto insume un gran esfuerzo y genera enormes tiempos de de inactividad. Asimismo existen desperdicios a consecuencia de una cierta cantidad de producto arruinado.

La NTCSE considera dos tipos de interrupciones que son compensables y sus cálculos se realizan de manera separada como son la interrupción del suministro, donde se interrumpe la carga total del usuario y para la interrupción por rechazo de carga, donde la interrupción es parcial respecto a la carga total.

La NTCSE no considera las interrupciones en el suministro eléctrico cuya duración haya sido menor de tres minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad, en el cálculo de los índices de calidad.

A continuación mostramos los indicadores de calidad y las tolerancias establecidas en la NTCSE:

**a) Suministro**

- Período de Medición: 1 semestre.
- Indicador de Calidad: Numero Total de Interrupciones (N)

$$N = \sum (Ni); \text{ (expresada en: Números)} \quad (3.8)$$

Donde:

- Ni = 1 Para Interrupciones por fallas.
- Ni = 0.5 Para Interrupciones por trabajos programados.

- Indicador de Calidad: Duración Ponderada de Interrupciones (D)

$$D = \sum (Ki * di); \text{ (expresada en: horas)} \quad (3.9)$$

Donde:

di : Es la duración individual de la interrupción i.

Ki : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Ki = 0.25 Para Interrupciones programados por expansion de redes.
- Ki = 0.50 Para Interrupciones programados por mantenimiento.
- Ki = 1.00 Otros

- Tolerancia: Se muestra en la Tabla 3.2.

**Tabla 3.2 Tolerancias en las Interrupciones de Suministro**

Cientes	N ( Total Interrupciones)	D (Total horas)
En Muy Alta y Alta Tensión:	2 Int err/ Sem	4 Horas/ Sem
En Media Tensión:	4 Int err/ Sem	7 Horas/ Sem
En Baja Tensión:	6 Int err/ Sem	10 Horas/ Sem

**b) Rechazos de Carga**

- Período de Medición: 1 semestre.
- Indicador de Calidad: Numero Total de Interrupciones ( $N_{RCF}$ )

$$N_{RCF} = \sum (Nd); \text{ (expresada en: Números)} \quad (3.10)$$

Donde:

$Nd = 1,$  Para todo tipo de interrupción por rechazo de carga.

- Tolerancia: El indicador de calidad  $N_{RCF}$  debe ser nulo.

**3.6. Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia**

Una de las características técnicas mas importantes del mercado eléctrico es el balance que debe existir en tiempo real entre la generación y la demanda. La energía producida por las centrales eléctricas deben compensar el consumo de todos los usuarios mas las pérdidas del sistema eléctrico. Dicho equilibrio se encuentra en estado estacionario alrededor de la frecuencia de 60 Hz y es supervisado en cada momento por el coordinador de tiempo real.

Si en cualquier instante algún generador pierde el sincronismo con el resto del sistema, quiere decir que significantes fluctuaciones tanto de corriente y voltaje pueden ocurrir, y las líneas de transmisión saldrán de operación debido al disparo de las protecciones presentes en las mismas. Para evitar esto, un sistema de potencia debe ser capaz de operar en cualquier instante, de tal forma que ante la presencia de una perturbación, el sistema no llegue a condiciones delicadas que atenten su confiabilidad.

Bajo las anteriores acotaciones se concluye que un sistema permanece en estado estable, si luego de la respuesta oscilatoria durante el período transitorio provocada por una perturbación es capaz en un tiempo finito de trabajar con nuevas condiciones de operación constante (voltaje y frecuencia dentro de los límites permisibles de operación).

Las protecciones cumplen un rol muy importante para mantener el sistema estable, ya que al despejar una falla en un menor tiempo, las oscilaciones transitorias que se presenten en el sistema de potencia pueden ser controladas y con esto el sistema permanecerá estable, bajo otras condiciones de operación, pero garantizando el

suministro de energía eléctrica a la carga, cumpliendo con las normas de seguridad, calidad y economía.

El despacho de las centrales eléctricas se realiza considerando una reserva que permita atender las fluctuaciones de la demanda de energía. Cualquier desbalance entre la generación y la demanda provocará que la diferencia de energía se compense a través de la energía cinética de los rotores de las centrales eléctricas. De alcanzar un nuevo equilibrio, si la variación es pequeña será corregida por la reserva rotante de cada central a través de su estatismo (Regulación Primaria), mientras si la variación es mayor será corregida con el arranque de nuevas centrales (Regulación Secundaria).

Existen otros casos cuando algunos eventos pueden llevar al sistema de potencia rumbo al colapso por el gran desbalance entre la generación y la demanda que producen, como son las desconexiones de grandes centrales despachando a plena carga y las desconexiones de las líneas de transmisión que interconectan sistemas. No mencionamos la conexión y desconexión de grandes cargas por parte de la demanda, porque es un caso muy poco frecuente debido a que cualquier falla interna es despejada por sus protecciones internas y no provoca la desconexión de toda la carga sino solo la parte donde se encuentra la falla. No es como el caso de las centrales eléctricas que ante una falla puede salir de servicio toda la central o como las líneas de transmisión que dejarían de evacuar toda la energía producida por una central o dejarían de entregar a las grandes cargas.

Cuando ocurre algún evento mencionado anteriormente se observa la variación paulatina de la frecuencia del SEP. Si la frecuencia disminuye por debajo de un valor es recomendable desconectar parte de la demanda mientras que si aumenta se recomienda desconectar a las centrales eléctricas para recuperar el equilibrio. Estos valores umbrales de la frecuencia así como las centrales y la demanda que se van a desconectar son establecidos a través de un estudio técnico.

En el estudio técnico se contemplan simulaciones de estado estacionario y el análisis de eventos que originan déficit o exceso de generación en el sistema y ciertas contingencias en la red, con la finalidad de caracterizar el comportamiento de la frecuencia en el SEP. A partir de los resultados de las simulaciones de la operación en estado estacionario, de los cálculos de las potencias de cortocircuito y de los factores de sensibilidad de las barras de alta tensión, se obtiene los indicadores mencionados.

En el SEIN, la DOCOES es la encargada de elaborar anualmente un estudio donde establece los esquemas de rechazo automático de carga por mínima frecuencia (ERACMF) y tensión (ERACMT) y el esquema de desconexión de generación por sobrefrecuencia (EDAGSF) para que con sus actuaciones se prevenga situaciones de

inestabilidad, mantenga operativo al SEIN y evite exposiciones prolongadas en los equipos a variaciones de frecuencia que puedan afectar su vida útil.

Cada usuario del sistema eléctrico, ya sea un distribuidora o un usuario libre, tiene la obligación de implementar el esquema de rechazo automático de carga de acuerdo a los ajustes establecidos en el estudio y en los plazos establecidos en el Procedimiento de Supervisión del Esquema de Rechazo de Carga” ( Resolución OSINERGMIN N° 489-2008-OS/CD). Los mencionados esquemas y sus ajustes se mencionan en detalle en el anexo B del presente trabajo.

### **3.7. Identificación de los Responsables de la Mala Calidad**

Para identificar a los responsables de la mala calidad debemos tener presente cuales son las responsabilidades de las empresas eléctricas porque forman parte del sistema eléctrico y cualquier mal funcionamiento en sus instalaciones puede repercutir en todo el sistema. Por este motivo la ley de Concesiones establece que los concesionarios de generación, transmisión y distribución deben de conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en su contrato de concesión y se considera que cualquier falla en las propias instalaciones eléctricas es responsabilidad de sus propietarios.

En la Ley de Concesiones también se establece que los Concesionarios de Transmisión y Distribución están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, esto para facilitar el acceso a la energía del sistema eléctrico. Dichas Concesionarias evaluarán el punto de alimentación más apropiado y los refuerzos necesarios en su sistema para no perjudicar a los demás usuarios de las instalaciones porque se les considera responsable 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.

Teniendo en cuenta las premisas mencionadas anteriormente, se analiza los eventos ocurridos para identificar a los responsables. En el SEIN, es el COES la entidad competente para identificar a las empresas responsables del evento que ocasiono transgresiones en los indicadores de calidad del producto o suministro establecidos en la NTCSE.

Los eventos analizados por el COES son aquellos ocurridos en el nivel de alta y muy alta tensión en las instalaciones que forman parte del SEIN sin considerar los eventos o las fallas internas en las instalaciones de empresas de distribución, generación y/o clientes libres que sólo haya afectado a sus suministros propios. El análisis de los eventos ocurridos en el nivel de media tensión que afecte a un cliente son realizados por el Distribuidor encargado de esa zona de concesión.

El COES realiza el análisis del evento con toda la información remitida por las empresas involucradas en el evento y las observaciones realizadas por las demás empresas, teniendo un plazo de 15 días a partir de sucedido el evento para presentar su informe debidamente sustentado e identificando a los responsables de la mala calidad (Item 3.5 NTCSE).

A continuación mostramos los pasos seguidos en el proceso de elaboración de informes por Eventos ocurridos en el SEIN:

### **3.7.1. Flujo de Información**

El COES requiere información de los integrantes del SEIN para elaborar su informe del evento, los cuales son remitidos de acuerdo a los numerales 8.2.6 y 8.2.7 de la NTOTR:

- Las empresas involucradas en el evento envían su diagnóstico al Coordinador de tiempo real (CCO).
- El CCO realiza emite su informe preliminar inicial y la envía a los demás integrantes del SEIN.
- Los Integrantes remiten sus observaciones al CCO.
- El CCO completa su informe preliminar y la envía a los demás integrantes, la DOCOES, La dirección y al OSINERGMIN.
- Las empresas involucradas envían su informe final al CCO.
- El CCO emite el informe final del evento y comunica a todos los Integrantes del SEIN.

### **3.7.2. Comité de trabajo de Análisis de Falla**

El Coordinador del Comité Técnico de Análisis de Fallas (CT-AF) realiza la cita a una reunión del CT-AF a llevarse a cabo el séptimo día de ocurrido el Evento, donde se elaborará un informe con un enfoque estrictamente técnico, buscando enunciar todas las evidencias relevantes en el Evento, el cual se enviará a la DOCOES para que sirva como documento base en la elaboración del Informe del COES-SINAC.

### **3.7.3. Asignación de Responsabilidades**

La División de Evaluación del COES tomando como base el Informe Técnico del CT-AF y realizando evaluaciones adicionales elaborará el "Informe Técnico del COES-SINAC" (IT/COES-SINAC) el cual contendrá lo siguiente:

- Secuencia cronológica de los hechos.
- Análisis detallado de los hechos.
- Identificación de las empresas propietarias de los equipos involucrados.
- Relación de las transgresiones a la NTCSE.
- Recomendaciones a los Integrantes del Sistema involucrados para evitar que en el futuro se repita el Evento.

Este Informe Técnico es remitido a Asesoría Legal del COES quien elabora el análisis legal que corresponda sobre el evento y prepara el proyecto de la decisión de asignación de responsabilidad del evento.

La DOCOES basándose en el “Informe Técnico COES-SINAC”, al análisis legal y a la función administrativa asignada en el literal i) del artículo 14º de la Ley N° 28832, emite un documento denominado “Decisión de la Dirección de Operaciones” donde asigna la responsabilidad a los Integrantes del Sistema que resulten identificados por las transgresiones a la NTCSE por el Evento.

Finalmente la DOCOES remitirá los documentos respectivos a los Integrantes del Sistema y al OSINERGMIN.

### **3.8. Cadena de Pagos**

La cadena de pagos es una de las partes más importantes de la NTCSE. Esta basada en la razón que todos los agentes deben cumplir sus obligaciones económicas por la mala calidad brindada a un cliente de tal manera que no se perjudiquen a los agentes que no han sido responsables de la mala calidad.

La cadena de pagos empieza con la compensación de los Suministradores hacia sus Clientes afectados por la mala calidad y termina con el Resarcimiento de los Suministradores y Transmisoras responsables de la mala calidad hacia el Suministrador del Cliente. En algunos casos poco frecuentes ocurre adicionalmente el resarcimiento del cliente al Suministrador siempre que el cliente haya sido responsable de la mala calidad provocada hacia otro cliente.

En la cadena de pagos siempre ocurre la relación entre el Suministrador y su Cliente porque existe un contrato de suministro entre ambas partes y la NTCSE se diseñó para respetar esa relación. En ningún caso ocurre la relación del Cliente con otros Suministradores porque todas las coordinaciones se realizan con su Suministrador y en caso requiera alguna coordinación u información de otro suministrador, la solicitud se realizara a través de su Suministrador:

En la cadena de pagos hemos podido distinguir las dos relaciones económicas más importantes: Compensación y Resarcimiento. A continuación explicaremos cada uno de ellos y la importancia de su cumplimiento:

#### **3.8.1. Compensación**

Se define compensación al pago de una indemnización por el perjuicio causado por una mala contraprestación de un servicio. En el caso del suministro eléctrico sería el pago por una mala calidad de servicio eléctrico.

Se dice que existe una mala calidad del servicio eléctrico cuando los índices de calidad superan las tolerancias establecidas en la NTCSE. Es en base a los valores de estos

índices y tolerancias que se calcula el monto de la compensación, además de estar en función de la energía de mala calidad. En el caso de la calidad del producto la energía de mala calidad es la energía suministrada cuando los índices superan las tolerancias en el intervalo de medición y en el caso de la calidad de suministro es la energía no suministrada en el semestre de medición.

En la parte técnica del servicio eléctrico, puede darse las compensaciones tanto para la calidad del producto como para la calidad del suministro, teniéndose presente que son períodos de control y cálculos diferentes.

Para la calidad del producto, la compensación se realiza separadamente para cada parámetro de control de la calidad, es decir si existe mala calidad en más de un parámetro entonces se compensa por cada uno de ellos y seguirá aplicándose mensualmente hasta que a través de un nuevo período de medición, se haya comprobado que la mala calidad fue subsanada.

Los clientes afectados no pueden reclamar compensación directamente a los responsables de la mala calidad a pesar que hayan sido plenamente identificados porque no tienen ninguna relación contractual con ellos. De acuerdo a la NTCSE, el encargado de realizar la compensación es su Suministrador de energía independientemente si fue responsable o no de la mala calidad de energía y sin previa solicitud de sus clientes.

OSINERGMIN en marco a su función supervisora requiere una cierta cantidad de información para llevar un control efectivo de la parte de Compensación. Es por eso que el Suministrador reporta al OSINERGMIN 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

Los plazos para remitir esta información y realizar el pago de la compensación hacia el cliente se detalla en el ítem 4.4 del presente trabajo.

Se debe tener presente que existen algunos casos en que el suministrador no compensa a sus clientes por la mala calidad del servicio eléctrico como son los eventos cuya causa haya sido calificada como fuerza mayor y otras situaciones debidamente justificadas y sustentadas ante OSINERGMIN. Esto se explicará más detalladamente en el ítem Causa de Fuerza Mayor.

### **3.8.2. Resarcimiento**

El resarcimiento es el pago de los Suministradores y Transmisores responsables de los eventos que causaron la mala calidad del servicio eléctrico en un cliente hacia el Suministrador de dicho cliente.

El resarcimiento entre Suministradores se mantiene a pesar que el Cliente sea el responsable de la mala calidad provocada a otro cliente porque todo Suministrador es responsable ante otros Suministradores por la mala calidad que su Cliente inyecte en la red afectando los intereses de los otros Suministradores. Este Cliente a su vez resarcirá la misma cantidad pagada por su Suministrador para que de esta manera no exista un perjuicio económico para el Suministrador.

El monto total del resarcimiento que recibe el Suministrador debe ser del mismo valor que el monto de la compensación pagada a su cliente por la mala calidad para de esta manera guardar el equilibrio económico y no exista algún perjuicio económico al Suministrador del cliente. Este equilibrio siempre se debe de cumplir y solo existe un caso válido en que el Suministrador del cliente recibe un resarcimiento neto menor que la compensación pagada a su cliente y es cuando también ha sido responsable de algún evento que provocó la mala calidad. La diferencia del monto refleja el resarcimiento del suministrador a sí mismo.

En la parte de resarcimiento es importante identificar a los Responsables de la mala calidad porque son quienes al final van a pagar efectivamente por los perjuicios económicos ocasionados a los clientes. Para ello, el COES tiene la función de investigar e identificar, a través de un análisis estrictamente técnico, a los integrantes del sistema responsables de la mala calidad dentro de quince días de ocurrido el evento.

Algunas veces ocurren demoras en el cobro de resarcimiento debido a la demora en la publicación de la decisión de la Dirección Ejecutiva del COES porque a pesar que se tiene con anticipación el análisis técnico donde se puede identificar a los responsables este no tiene valor jurídico para asignar responsabilidades. Otra demora es por discrepancias de los responsables de la mala calidad en el cálculo de la compensación porque al final el monto total de la compensación es el valor que se va a resarcir. Por este motivo es conveniente coordinar el monto total de compensación con los responsables antes de pagar la compensación para que después no haya discrepancias en el resarcimiento.

### **3.9. Escala de multas por incumplimiento de la NTCSE**

OSINERGMIN tiene la función de sancionar el incumplimiento de la NTCSE por parte de los agentes. Para ello cuenta con una escala de multas y sanciones (Tabla 3.3) acorde con la normatividad vigente, que le brinda un mayor respaldo a su función fiscalizadora y sancionadora.

Para la aplicación de la multa se tiene en cuenta el tipo de empresa, considerando que para una misma infracción, una empresa de mayor valor activo pagará una mayor cantidad comparada con otra empresa de menor valor.

En el tipo de empresa también consideran a las empresas Transmisoras, en el sentido que si bien no pueden ser Suministradoras de Energía como son las Generadoras y Distribuidoras, pero tienen el compromiso de permitir la utilización de su sistema por parte de terceros y además mantenerlo en óptimas condiciones para evitar la mala calidad del servicio eléctrico.

Tabla 3.3 Escala de Multas por Incumplimiento de la NTCSE

N°	TIPIFICACIÓN DE INFRACCIÓN	BASE LEGAL	SANCIÓN	E.Tipo 1	E.Tipo 2	E.Tipo 3	E.Tipo 4
1.44	Incumplir lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.	Art. 31° inc. e) de la Ley. Art. 201 inc. b) del Reglamento.					
1.44.1	Por incumplimiento de plazos establecidos por la NTCSE o por OSINERG para el cumplimiento de ésta.	Art. 31° inc. e) de la Ley. NTCSE y Base Metodológica.	De 1 a 100 UIT	— (M) Hasta 20 UIT	— (M) Hasta 20 UIT	— (M) Hasta 50 UIT	— (M) Hasta 100 UIT
1.44.2	Por no ejecutar las mediciones en los plazos y forma que exige la NTCSE.	Art. 31° inc. e) de la Ley. Números 5.4.4, 6.2.3, 7.3.4 y 8.2.4 de la NTCSE.	De 1 a 500 UIT	— (M) Hasta 100 UIT	— (M) Hasta 200 UIT	— (M) Hasta 350 UIT	— (M) Hasta 500 UIT
1.44.3	Por exceder las tolerancias exigidas en la NTCSE para la precisión de los medidores de energía utilizados en la facturación del consumo.	Art. 31° inc. e) de la Ley. Numeral 7.3.4 de la NTCSE.	De 1 a 500 UIT	— (M) Hasta 100 UIT	— (M) Hasta 200 UIT	— (M) Hasta 350 UIT	— (M) Hasta 500 UIT
1.44.4	Por incumplimiento de las exigencias de la NTCSE en lo referente al trato al Cliente y a los medios a disposición al cliente.	Art. 31° inc. e) de la Ley. Números 7.1.4, y 7.2.4 de la NTCSE.	De 1 a 500 UIT	— (M) Hasta 100 UIT	— (M) Hasta 200 UIT	— (M) Hasta 450 UIT	— (M) Hasta 850 UIT
1.44.5	Por Incumplimiento de las disposiciones de OSINERG relativas a la NTCSE.	Art. 31° inc. e) de la Ley. NTCSE.	Amonestación De 1 a 500 UIT	— (M) Hasta 100 UIT	— (M) Hasta 200 UIT	— (M) Hasta 350 UIT	— (M) Hasta 500 UIT
1.44.6	Por exceder las tolerancias de la calidad de producto o suministro, alumbrado público.	Art. 31° inc. e) de la Ley.	De 1 a 500 UIT	— (M) Hasta	— (M) Hasta	— (M) Hasta	— (M) Hasta
<p><b>TIPO DE EMPRESA:</b></p> <p><b>Tipo 1=</b> Empresa, entidad y/o persona que desarrolla actividad de: Generación cuya producción del año anterior fue inferior o igual a 50 millones kWh; o Transmisor cuyo Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del año anterior fue hasta 10 millones US\$; o Distribución cuya venta del año anterior fue inferior o igual a 50 millones kWh.</p> <p><b>Tipo 2=</b> Empresa, entidad y/o persona que desarrolla actividad de: ● Generación cuya producción del año anterior fue superior a 50 millones kWh hasta 200 millones kWh; o Transmisión cuyo Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de año anterior fue superior a 10 millones US\$ hasta 30 millones US\$; o Distribución cuya venta del año anterior fue superior a 50 millones kWh hasta 200 millones kWh.</p> <p><b>Tipo 3=</b> Empresa, entidad y/o persona que desarrolla actividad de: Generación cuya producción del año anterior fue superior a 200 millones kWh hasta 1.000 millones kWh; o Transmisión cuyo Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del año anterior fue superior a 30 millones US\$ hasta 100 millones US\$; o Distribución cuya venta del año anterior fue superior a 200 millones kWh hasta 1.000 millones kWh.</p> <p><b>Tipo 4=</b> Empresa, entidad y/o persona que desarrolla actividad de: Generación cuya producción del año anterior fue superior a 1.000 millones kWh; o Transmisión cuyo Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del año anterior fue superior a 100 millones US\$; o Distribución cuya venta del año anterior fue superior a 1.000 millones kWh.</p>							

## CAPITULO IV

### PROCEDIMIENTO PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA NTCSE

#### 4.1 Creación de la Base de Datos

OSINERGMIN es la encargada de supervisar el cumplimiento de la NTCSE de las empresas Suministradoras, para lo cual requiere información de los puntos de entrega que tiene cada Suministrador. Los puntos de entrega son las barras del sistema eléctrico donde los Suministradores suministran energía eléctrica a sus clientes y son establecidos en el contrato de suministro eléctrico firmado por ambas partes.

La información que deben enviar los suministradores se le denomina base de datos y se realiza de acuerdo al formato establecido en el anexo 1 de la BM NTCSE. En el caso de clientes en alta y muy alta tensión, la base de datos consiste en la siguiente información del punto de entrega:

- Sistema eléctrico: Nombre, código, tipo y demanda máxima (Archivo SISTEMAS).
- Localidad: Nombre, código y demanda máxima (Archivo LOCALI).
- Subestación: Nombre, código, dirección, teléfono, Nivel De Tensión y Capacidad (Archivo SET).
- Líneas: Código, Nivel De Tensión y Subestación de entrega (Archivos LINEA\_AT y LINEA\_MAT).
- Cliente: Razón social, dirección, teléfono, código de ubicación geográfica (Ubigeo), potencia contratada y medidor de energía (Archivos SUMINAT y SUMINMAT).

Recomendamos la creación de los archivos que conforman la base de datos en ese orden porque el archivo creado sirve para la elaboración del siguiente archivo por lo cual si se saltea, no se podrá crear el siguiente archivo.

La base de datos debe ser actualizada ante cualquier cambio del mismo, como es el ingreso de un nuevo cliente o el término del contrato de suministro de otro. La Figura 4.1 muestra el envío del anexo 1 al OSINERGMIN a través de su sistema SIRVAN:

Orden de Validación	Archivo	Cargado	Recibido	Registros recibidos	Transferencia Individual
1	SISTEMAS	OK	SISTEMAS.TER 22/02/2009 21:57:34	12	Examinar...
2	LOCALI	OK	LOCALI.TER 08/04/2009 15:34:43	2	Examinar...
5	SET	OK	SET.TER 05/03/2009 18:19:53	1	Examinar...
6	ALIME_MT				Examinar...
7	LINEA_AT				Examinar...
8	LINE_MAT				Examinar...
9	SUMINMT				Examinar...
10	SUMINMAT				Examinar...
11	SUMINAT				Examinar...
15	MEDCALID				Examinar...
17	RELEVAD				Examinar...

Figura 4.1 Base de Datos - Anexo 1

## 4.2 Medición de la Calidad del Producto

Los parámetros eléctricos requeridos por la NTCSE para el control de la calidad del producto son: Tensión, flicker, armónicas de tensión y frecuencia.

El control de la tensión, flicker y armónicas de tensión lo realiza el Suministrador a través de las mediciones en los puntos de entrega reportadas en el cronograma de mediciones, mientras que el control de la frecuencia lo realiza el Coordinador de la Operación en Tiempo Real en todo el sistema eléctrico a través de equipos registradores colocados en partes estratégicas del SEIN.

### 4.2.1 Medición de la Tensión y Perturbaciones

#### a) Selección de los Puntos de Medición

La medición de la calidad del producto por parte de los suministradores se debe realizar en todos los puntos de entrega reportados en la base de datos. Por este motivo se va realizando mensualmente en cierta cantidad de puntos hasta completar todo el conjunto.

Los puntos mensuales son elegidos aleatoriamente de entre todos los puntos aun no medidos y su cantidad para Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión es:

- Tensión: Un punto elegido por cada doce puntos de entrega.
- Perturbaciones: Un punto elegido por cada cincuenta puntos de entrega.

Se deben retirar de la cantidad mensual normal, aquellos puntos de entrega donde se vuelve a realizar la medición de calidad debido a una medición fallida o a la mala calidad registrada en el mes anterior de dichos puntos.

Una vez realizada la medición de calidad en todos los puntos de entrega, el Suministrador repite el proceso de medición en todos los puntos siguiendo las premisas anteriormente descritas.

## b) Cronograma de Mediciones

El cronograma de mediciones es un resumen de las mediciones de calidad a realizarse en dicho mes, donde se indica la fecha de inicio de cada medición y todos los puntos de entrega elegidos, como son:

- Puntos elegidos aleatoriamente (Básicos).
- Puntos requeridos por OSINERGMIN.
- Puntos para la repetición de mediciones fallidas.
- Puntos para levantar la mala calidad detectada en medición anterior.

Para elegir un adecuado cronograma de mediciones debemos revisar el programa de mantenimiento mensual del COES de tal manera de no elegir un período donde se realice el mantenimiento de una línea, transformador o de una central eléctrica cercana al punto de entrega que afecte la normal configuración del flujo de energía hacia el punto de suministro eléctrico.

El cronograma se reporta al OSINERGMIN hasta una semana antes del inicio del mes de medición, de acuerdo al formato establecido en el anexo 5 de la BM NTCSE [4]: Archivo MTE que contiene el cronograma de la medición de la tensión y el archivo MPE que contiene el cronograma de las perturbaciones. En el Figura 4.2 se muestra el envío del anexo 5 al OSINERGMIN a través de su sistema SIRVAN.

Envío de Cronogramas						
Periodo: 2009 May						
Clasificación	Sub Clasificación	Archivo	Cargado	Recibido	Registros recibidos	Transferencia Individual
Calidad de Producto	Tensión	MTE	OK	23/04/2009 14:52:23	4	<input type="text"/> Examinar...
Calidad de Producto	Perturbación	MPE	OK	23/04/2009 14:52:23	2	<input type="text"/> Examinar...

Figura 4.2 Cronograma de Mediciones - Anexo 5

Antes de la última modificación de la Base metodológica de la NTCSE, el cronograma también se reportaba en forma impresa incluyendo además, los diagramas unifilares de los puntos de medición con su color de identificación respectivo, tal como se muestra en la figura 4.3. para clientes en media, alta y muy alta tensión:

- Medición de Tensión: Color celeste.
- Medición de Perturbaciones: Color negro.

Es muy importante mencionar que solo los puntos de medición indicados en el cronograma son válidos para la medición de calidad del respectivo mes. Cualquier medición adicional que se realice pero no haya sido indicada en el cronograma, no tendrá ningún valor para efectos de medición de los parámetros de calidad.

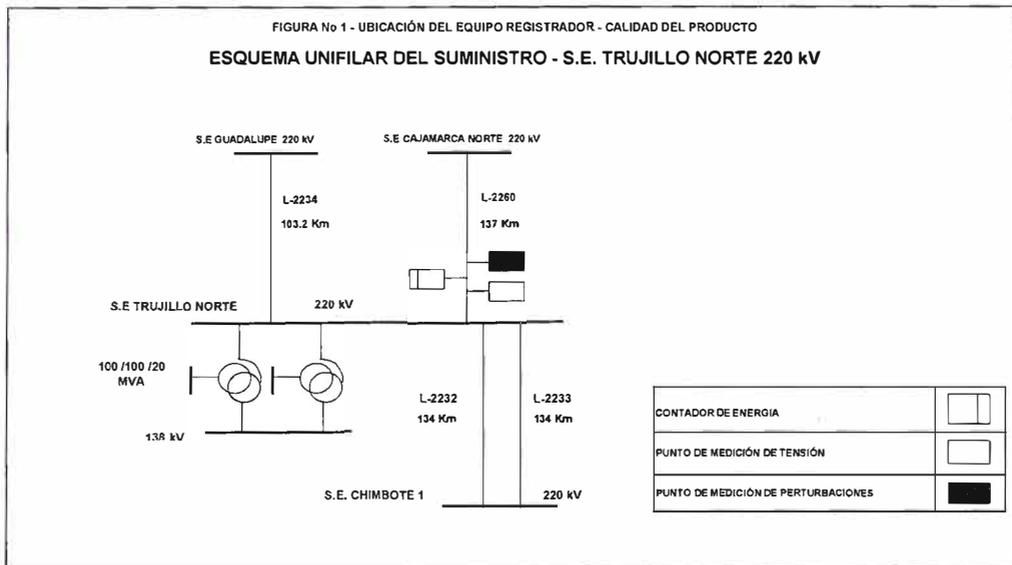


Figura 4.3 Diagramas Unifiliares

### c) Coordinaciones previas

De acuerdo a la fecha reportada en el cronograma de mediciones reportado el mes anterior al OSINERGMIN, se informa al cliente sobre la fecha de instalación del equipo registrador de calidad y se procede a solicitar permiso a la empresa eléctrica dueña de las instalaciones donde se ubica la barra de suministro eléctrico para la instalación del equipo registrador de calidad.

En la mayoría de subestaciones de muy alta y alta tensión no son de un solo propietario. Cada empresa eléctrica es dueña de una parte de las instalaciones eléctricas y en donde una de ellas se encarga además del control de la puerta de ingreso. Es por ello que debe realizarse las coordinaciones necesarias no solo con la empresa dueña de la barra de suministro sino también con la empresa encargada del acceso a la subestación.

En ciertas ocasiones surgen inconvenientes que modifican la fecha de instalación del equipo registrador de calidad, como son: Mal funcionamiento del equipo registrador de calidad, indisponibilidad del equipo registrador por retiro tardío de otro punto de medición, modificación de las condiciones que tenían las instalaciones durante 24 horas anteriores al momento de selección del punto de medición, malas condiciones atmosféricas o bloqueos que afecten las vías de comunicación, etc. ante lo cual el OSINERGMIN brinda una tolerancia de un día de atraso respecto a la fecha reportada en el cronograma de mediciones.

Durante la instalación y retiro del equipo del equipo registrador de calidad es posible la presencia adicional de representantes de OSINERGMIN y del CLIENTE. OSINERGMIN como parte de su función de supervisión y el CLIENTE como la parte más interesada porque desea conocer que tipo de energía está consumiendo sus equipos eléctricos y

electrónicos para poder tomar las previsiones correspondientes. La ausencia de cualquier representante no invalida la medición de calidad del producto.

También es importante mencionar que desde el año 2000 se viene instalando en diversos puntos importantes del SEIN, medidores electrónicos que además de registrar la energía consumida por el cliente, registran todos los parámetros de calidad solicitados por la NTCSE. Estos medidores son de la marca POWER MEASUREMENT modelo ION 7600 (Figura 4.4) en adelante, que nos permite medir la calidad de manera remota desde nuestra PC y así nos ahorramos todo el proceso de permisos, movilización del personal, viajes, viáticos, etc. Para ello se necesita una línea de comunicación, ya sea vía modem o por ethernet y la configuración respectiva de la base de datos en la pc para que almacene los datos requeridos. Todo este proceso se explica en detalle en el anexo 1.



Figura 4.4 Medidor Ion 7600

#### **d) Instalación del equipo de medición de calidad**

La instalación del equipo registrador de calidad se realiza en el punto de suministro reportado en el cronograma de mediciones.

Para que el personal encargado de la instalación del equipo registrador de calidad pueda ingresar a la subestación eléctrica debe contar con los equipos de seguridad reglamentarios: Botas con suela dieléctrica, guantes de goma, ropa jean ceñida y casco de seguridad, además de cumplir con las normas de seguridad de riesgo eléctrico que exija adicionalmente el dueño de las instalaciones.

En muchos casos el dueño de las instalaciones exige además la presentación de un seguro contra todo riesgo y la firma de un acta donde la empresa suministradora se hace responsable económicamente por cualquier perjuicio ocasionado por los trabajos que realice el personal encargado de la instalación del equipo de calidad.

Cumplidos los requisitos, el operador de turno encargado de la subestación brinda todas las facilidades para el desarrollo exitoso de la instalación:

- Indica la ubicación de la celda donde se encuentra el punto de suministro.
- Indica la ubicación de las borneras de los circuitos de tensión y corriente que ingresa al medidor instalado en el punto de medición.
- Indica el tipo de conexión del punto de suministro: Estrella, delta o delata abierto.
- Indica la ubicación de la fuente de energía mas cercana para la alimentación del equipo registrador de calidad.
- Revisa en los planos o archivos la relación de transformación utilizado en los circuitos de tensión y corriente.
- Señala cualquier información adicional requerida.

Los circuitos de tensión y corriente del medidor instalado en el punto de medición serviran tambien como señales de entrada para el registrador de calidad, por lo cual se debe proceder con mucha precaución para no realizar ninguna interrupción en dichos circuitos, sobretodo en el circuito de corriente porque generaría una gran descarga eléctrica que afectaría la integridad física del personal que realiza la instalación.

Para la medición de la corriente se utiliza transductores de corriente comúnmente denominadas pinzas de corriente que evitan la peligrosa apertura del circuito de corriente y para la medición de tensión se utiliza conectores tipo pines cuyo diámetro depende de la bornera de tensión.

En el caso anterior, se esta instalando los transductores de medición en los circuitos físicos de tensión y corriente. Para disminuir el riesgo eléctrico que conlleva la manipulación en los circuitos de medición es que en las subestaciones mas modernas o modernizadas se ha instalado borneras tipo Entrelec que se ubican por lo general en la parte delantera de la celda aislados de la parte física del circuito. En algunos casos las borneras de tensión y corriente no tienen una placa de indicación, por lo cual se puede distinguir la bornera de tensión porque las letras de su tapa son negras mientras que las de corriente son de color verde. Otra distinción es que el interior de la bornera de tensión es roja mientras que la de corriente es verde. En la Figura 4.5 podemos distinguir las borneras tipo Entrelec con su rotulado respectivo.



Figura 4.5 Borneras Tipo Entrelec de Tensión y Corriente

Los equipos registradores utilizados para la medición de calidad deben permitir el almacenamiento de la información en memoria no volátil por un lapso no menor a dos períodos de medición, sin descargas intermedias y contar con un sistema que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y archivos de registro de la medición. En el mercado nacional podemos distinguir claramente 2 marcas de equipos registradores portátiles: El Lem Topass y el RPM 1650, quienes cumplen con las características técnicas solicitados por la NTCSE. En la Figura 4.6 se muestra un equipo RPM 1650 monitoreando la calidad del producto en un punto de entrega:



Figura 4.6 Equipo RPM 1650

Independientemente del equipo registrador de calidad utilizado para la medición, la conexión de los transductores de tensión y corriente se debe de realizar de tal manera que coincidan con la configuración del sistema de medición: 4 trafos de tensión y 3 de corriente (4T y 3C), 3 trafos de tensión y 3 de corriente (3T y 3C) y 3 trafos de tensión y 2 de corriente (2T y 3C). En las Figuras 4.7, 4.8 y 4.9 se muestran los esquemas de conexión para los distintos sistemas:

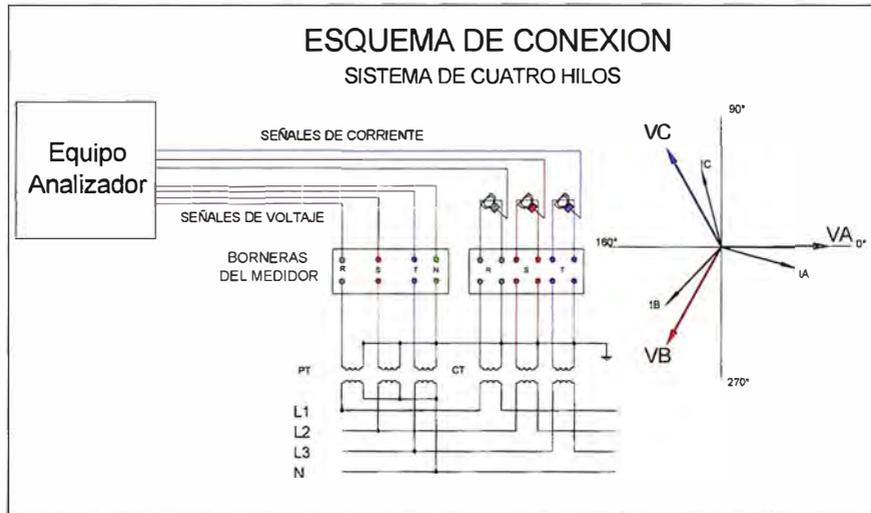


Figura 4.7 Esquema de conexión 4T Y 3C – Conexión Estrella

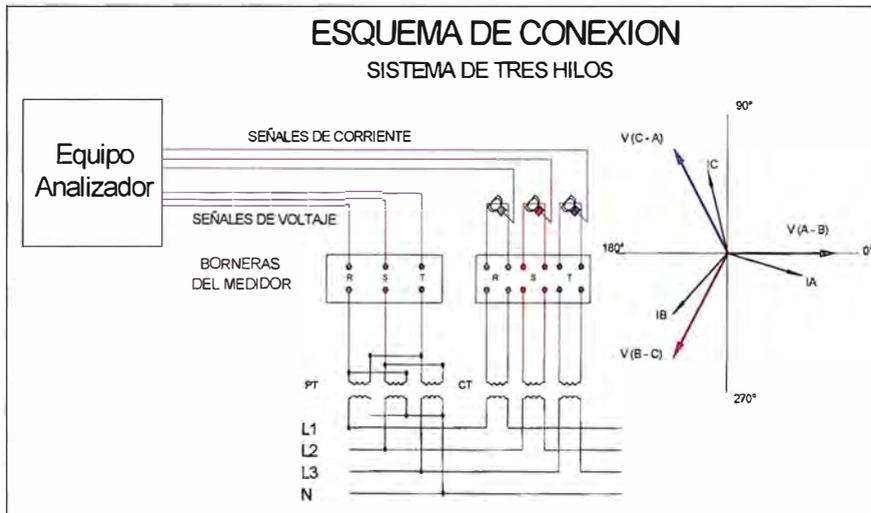


Figura 4.8 Esquema de Conexión 3T Y 3C – Conexión Delta

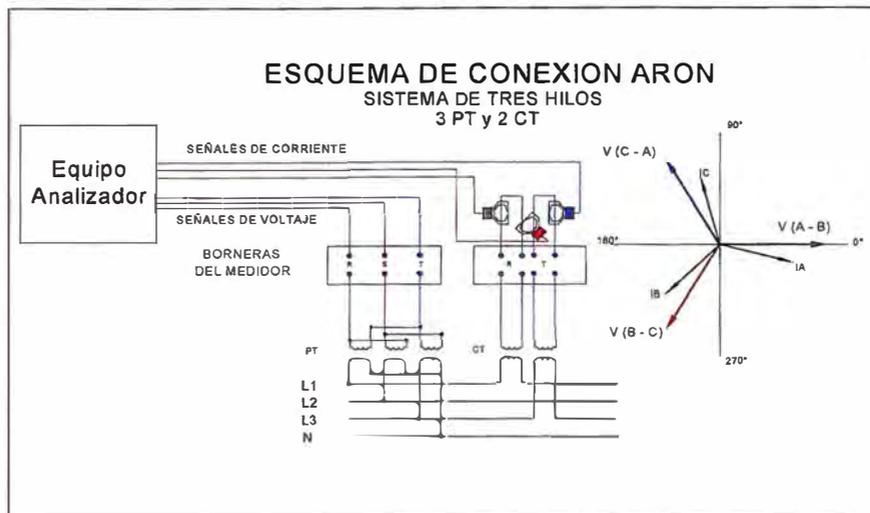


Figura 4.9 Esquema de Conexión 3T Y 2C – Sistema Aron

Una vez conectadas las señales de tensión y corriente, se configura el registrador de calidad de tal manera que cumpla las siguientes condiciones:

- El esquema de conexión debe ser el mismo que el utilizado en el sistema de medición.
- Las relaciones de tensión y corriente deben reflejar el valor real de las señales eléctricas. Esto se comprueba comparando el registro de tensión y energía con el valor señalado en el medidor de energía instalado en el mismo punto de entrega.
- Los fasores de las señales eléctricas de tensión y corriente deben tener una secuencia positiva.

Todos los pasos anteriores se comprueban visualizando el diagrama fasorial de los vectores de tensión y corriente, que posee cada equipo registrador de calidad. Por lo general, la única discrepancia que se obtiene es el sentido de la corriente, razón por la cual se invierte el giro de las pinzas de corriente y se obtiene la configuración correcta. En la Figura 4.10 y Figura 4.11 se muestran dichas configuraciones:

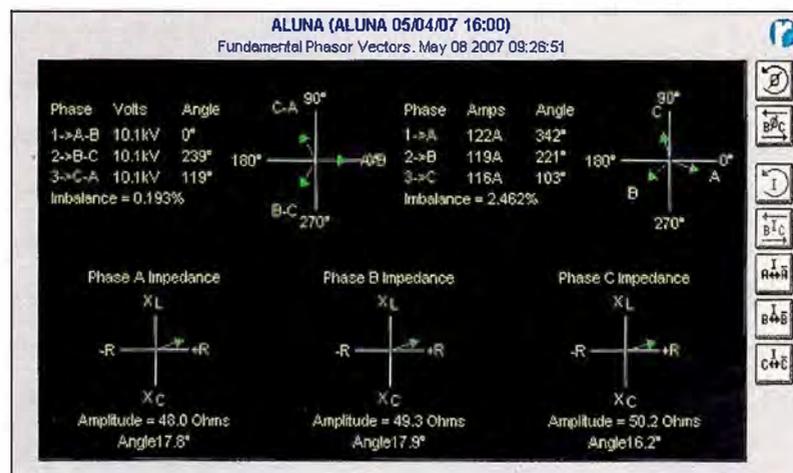


Figura 4.10 Diagrama Fasorial Sistema Delta

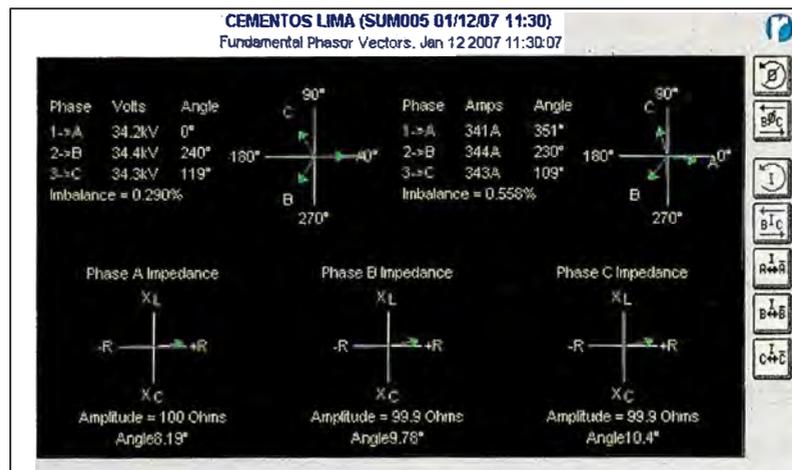


Figura 4.11 Diagrama Fasorial Sistema Estrella

Los pasos anteriores no garantizan el éxito de la medición de calidad, se debe tener en cuenta además las siguientes recomendaciones:

- Los intervalos de medición para la tensión y perturbaciones deben estar de acuerdo con la NTCSE: 15 minutos para la tensión y 10 minutos para el flicker y armónicas de tensión. Para mayor comodidad se programa al registrador de energía en un intervalo común de 5 minutos para luego integrarlo hasta el valor deseado.
- El período de medición debe ser mayor al período mínimo solicitado por la NTCSE. Por ese motivo se programa la medición de calidad por un período mayor de 7 días de tal manera que se tenga registros adicionales que subsanen en su defecto a otros intervalos de medición en donde no haya registrado los parámetros de calidad.
- Para comprobar que el equipo registrador de calidad se ha programado correctamente, se realiza una prueba que consiste en una descarga de la medición después de un intervalo de 15 minutos que además nos sirve para verificar que el equipo de calidad está registrando los parámetros de control.

Una vez concluida la instalación, se llena la planilla de medición indicada en la BM NTCSE [4] con los datos técnicos del punto de suministro donde se mide la calidad y las observaciones encontradas durante el período de instalación. Esta planilla es firmada por los representantes de OSINERGMIN, el Suministrador y el Cliente que se encuentren presentes. La firma de la planilla de medición por parte del usuario solo acredita haber tomado conocimiento de la medición de calidad y no indica que esta de acuerdo con el resultado de la medición.

#### e) Parámetros eléctricos registrados

El equipo de medición de calidad registra los parámetros eléctricos en pequeños intervalos de tiempo denominados Intervalo de Medición. En la práctica se programa el

registrador de tal manera que almacene los parámetros cada 5 minutos y luego se integra en intervalos de 10 y 15 minutos si se quiere evaluar la tensión y perturbaciones, respectivamente. Los parámetros eléctricos medidos son: Tensión, Flicker, Armónicas de Tensión y Energía.

El registro de la energía es solo para fines comparativos porque en el cálculo de las compensaciones por mala calidad se utiliza la energía facturada en dichos intervalos de mala calidad. La razón es que el retiro de energía desde el punto de suministro se realiza por lo general de varios alimentadores y también por que existen varios suministradores para un mismo cliente, así que para calcular la energía efectiva que entrega cada suministrador se utiliza los modelos de repartición de carga y facturación que a su vez utiliza los registros de los distintos medidores ubicados en el punto de entrega y los distintos contratos de suministro firmados.

#### f) Retiro del equipo de medición de calidad

El personal encargado del retiro del equipo registrador de calidad debe cumplir con los mismos requisitos de seguridad solicitados en la etapa de instalación.

La medición de calidad se considera válida cuando la cantidad de intervalos de medición registrados con valores válidos (En Operación Normal) completan un período de medición: 672 intervalos para el caso de la tensión y 1008 para el caso de perturbaciones.

Teniendo presente lo anterior, el encargado se debe conectar con el equipo de calidad y comprobar que se haya registrado al menos un período de medición sin interrupciones. En caso contrario, se debe dejar instalado el equipo de calidad hasta que los intervalos de medición completen un período. La figura 4.12 muestra el registro continuo de las tensiones durante un período de medición completo:

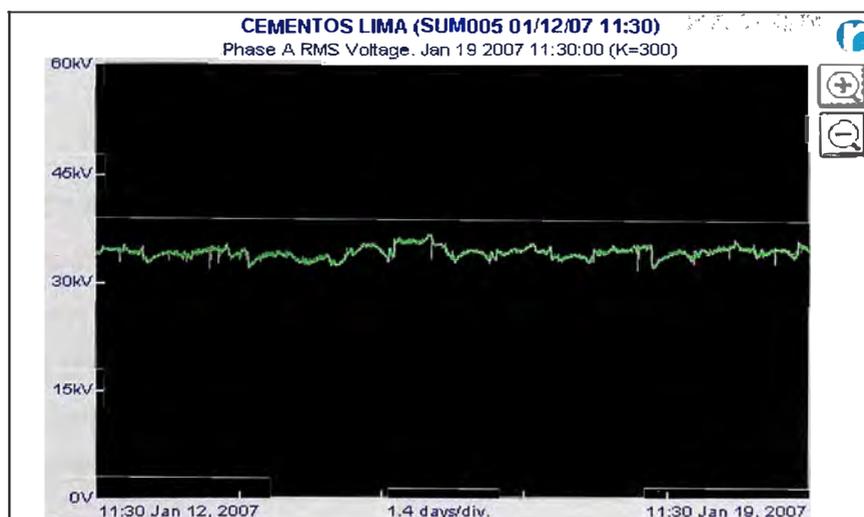


Figura 4.12 Registro de Tensión durante un Período Completo

Las interrupciones que comunmente afectan a las mediciones de calidad son:

- Interrupción en el punto de entrega por falla o mantenimiento correctivo.
- Interrupción en el circuito de alimentación utilizado por el equipo de calidad.
- Interrupción en el circuito de alimentación del trafo de tensión.

Una vez concluida la desinstalación del equipo, se firma la misma planilla firmada anteriormente durante la instalación. Esta planilla es muy importante para el Suministrador porque da validez a la medición realizada.

Los registros almacenados en el equipo de calidad deben ser remitidos por el Suministrador a OSINERGMIN dentro de las 18 horas desde el momento del retiro [4]. En la Figura 4.13 se muestran el envío del archivo fuente al portal SIRVAN de OSINERGMIN:

Suministro	Tipo de Punto de Medición	Localidad	Cronogramado	Declarado	Fuente	Fecha Envío Fuente
LISJSUM035	BO	LIMA	08/05/2009	08/05/2009	LISJSUM035.Omg	21/05/2009 19:19:57

Figura 4.13 Envío del Archivo Fuente

Cabe señalar que antes también se reportaba el anexo 6 de la BM NTCSE [4] dentro del mismo plazo que se envía el archivo fuente, pero ahora el plazo es hasta 20 días después de culminado el mes de medición. En el anexo 6 se indica las relaciones de tensión y corriente, tipo de medición, fecha de inicio y final de la medición y los puntos donde se realizó. En la Figura 4.14 se muestra el envío del anexo 6 al portal SIRVAN:

Clasificación	Sub Clasificación	Archivo	Cargado	Recibido
Calidad de Producto		CCT	OK	20/05/2009 20:05:35
Calidad de Producto		CCP	OK	20/05/2009 20:05:36

Figura 4.14 Finalización Medición Calidad – Anexo 6

#### 4.2.2 Medición de la Frecuencia

En el SEIN, El coordinador de tiempo real es el encargado de supervisar que la frecuencia se encuentre dentro de rangos establecidos en la NTCSE por lo cual ejecuta la regulación primaria de la frecuencia. Esta se realiza a través de la reserva rotante de las centrales en operación y eventualmente requiere la programación de centrales adicionales para cubrir la diferencia. La magnitud de la reserva rotante es variable, de acuerdo a la estacionalidad y la disponibilidad de generación, por lo tanto debe ser fijada periódicamente

El control de la frecuencia se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos GPS estratégicamente ubicados de tal manera de cubrir todo el SEIN y las partes que pueden aislarse temporalmente. Estos equipos GPS se encuentran instalados en el Centro Supervisor de la Operación del COES-SINAC (Lima), S.E. Chiclayo Oeste, Centro de Control de Electroandes (La Oroya), C.T. San Nicolás (Marcona), C.T. Malacas (Talara), C.T. Tumbes (Zorritos), S.E. Socabaya (Arequipa), C.T. Calana (Tacna), S.E. Chilina (Arequipa), S.E. San Gabán (Puno), C.T. Ilo, S.E. Dolores Pata (Cusco), S.E. Chimbote 1, C.T. Yarinacocha (Pucallpa) y Piura.

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, realizan las mediciones necesarias para garantizar el registro de la frecuencia de todo el sistema y entregan esta información a OSINERGMIN y a los integrantes del sistema durante los primeros 5 días del mes siguiente del período de medición.

En base a este informe, El suministrador dentro de los 10 días de finalizado el mes de control, comunica a su cliente si se excedió las tolerancias de la frecuencia en el punto de entrega y de ser el caso el monto de la compensación. Además, esta información se reporta al OSINERGMIN de acuerdo a la estructura del anexo 7 de la BM NTCSE hasta los 20 días después de concluido el SIRVAN, tal como se muestra en la Figura 4.15.

Periodo: 2009 ▾ Abr ▾		Archivo: <input type="text"/>		
Clasificación	Sub Clasificación	Archivo	Cargado	Recibido
Calidad de Producto	Frecuencia	FCR	OK	20/05/2009 19:46:45
Calidad de Producto	Frecuencia	FFR	OK	20/05/2009 19:46:45

Figura 4.15 Medición de la frecuencia – Anexo 7

### 4.3 Medición de la Calidad del Suministro

Los parámetros requeridos por la NTCSE para el control de la calidad del suministro son las interrupciones ocurridas en el punto de entrega, ya sea una interrupción programada o por falla.

#### 4.3.1 Programación de Mantenimientos

Todos los Generadores, Transmisores, Distribuidores y Clientes Libres que operen conectados eléctricamente al sistema eléctrico Interconectado Nacional, están obligados a suministrar la información necesaria para coordinar los programas de mantenimiento de manera correcta y oportuna de acuerdo al procedimiento N°12 del COES-SINAC.

Los programas de mantenimiento pueden ser diario, semanal, mensual, anual y mayor, dependiendo de la importancia del dispositivo eléctrico en el funcionamiento del SEIN y

conforme se acerca la fecha del mantenimiento. Por ejemplo el mantenimiento mayor aplica para las unidades generadoras y equipos principales de transmisión y se reporta a más tardar el 30 de setiembre de cada año.

Al solicitar un mantenimiento, la DOCOES es la encargada de analizar y sustentar mediante el uso de herramientas computacionales las repercusiones sobre la seguridad, calidad y economía del suministro eléctrico que provocaría dicho mantenimiento, por lo cual puede recomendar: continuar, adelantar o postergar la programación del mantenimiento para una fecha más propicia

Cuando se esta realizando el mantenimiento, El Coordinador y las empresas eléctricas coordinan continuamente para llevar a cabo satisfactoriamente dicho mantenimiento. El Coordinador es el encargado de coordinar y supervisar la ejecución de las maniobras de desconexión y conexión de circuitos eléctricos, para ello cada empresa eléctrica tiene un procedimiento con la secuencia de maniobras a realizar que previamente ha sido enviado al COES para su revisión y aprobación.

Una vez de haberse programado el mantenimiento de un equipo que causa interrupción de suministro eléctrico, debe avisarse con la anticipación debida a los usuarios afectados y a OSINERGMIN. Para el caso de OSINERGMIN, la NTCSE indica que se debe reportar con una anticipación no menor a 48 horas a través del anexo 9 (Archivo \*.pin) vía el portal SIRVAN. En el se detalla el período de mantenimiento, equipos afectados, actividades a realizar, usuarios afectados y los responsables de dicho mantenimiento.

En el caso de los usuarios afectados, debe avisárseles con una anticipación mayor a 48 horas. Para ello, El Generador avisa al Distribuidor con una anticipación de 72 horas y los Trasmisores avisan a los Generadores con una anticipación de 96 horas. El aviso entre los agentes mencionados se realiza a través de una carta adjuntando el detalle del mantenimiento programado.

En la practica a los usuarios afectados debe avisárseles con la mayor anticipación posible para que tomen las previsiones del caso, por lo cual el aviso se realiza un día después de aprobado el programa de mantenimiento mensual del COES que se efectúa a más tardar el último jueves de cada mes.

Una vez concluido los trabajos de mantenimiento, se informa al Coordinador el tiempo utilizado en la ejecución de los trabajos de mantenimiento de sus respectivas instalaciones, así como un resumen de las actividades realizadas. Asimismo, dicha información también se reporta al OSINERGMIN a través del formato establecido en el anexo 9 de la NTCSE (Archivo \*.rin), teniendo como plazo el día 20 del mes siguiente.

### **4.3.2 Solicitud De Fuerza Mayor**

La Ley de Concesiones Eléctricas y la NTCSE establecen la obligación de las empresas concesionarias de efectuar el pago de compensaciones a los usuarios afectados en caso se registre la interrupción del servicio eléctrico, sin embargo existe el supuesto bajo el cual las empresas concesionarias no están obligadas a cumplir con el pago de compensaciones; tal supuesto lo constituye la figura de la Fuerza Mayor, cuya aplicación se encuentra establecida en los numerales 3.1 y 6.1.2 de la referida Norma.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 169° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, corresponde a OSINERG la comprobación y calificación de la causa de fuerza mayor a que se refiere el artículo 87° de la referida Ley.

#### **a) Principios**

Los principios que se aplican para la evaluación de calificación como causa de fuerza mayor es que el evento que ocasionó la variación de las condiciones del suministro eléctrico, sea de naturaleza imprevisible, irresistible, extraordinaria y además externa a la propia instalación. Así también, se considerará en la evaluación la frecuencia de ocurrencia de dichos eventos y su incidencia en la operación de las instalaciones afectadas.

#### **b) Solicitud de Fuerza Mayor**

Las solicitudes de calificación de fuerza mayor deberán ser remitidas al OSINERGMIN (Gerencia de Fiscalización Eléctrica) dentro de las 48 horas siguientes de producida la variación transitoria de las condiciones del suministro eléctrico. Además tiene un plazo de 15 días calendario para presentar la documentación probatoria pertinente, cuyo detalle se explica en el anexo C.

Las solicitudes de calificación de Fuerza Mayor deberán incluir como mínimo:

- La fecha y hora de inicio de la interrupción.
- Descripción breve de los hechos que motivaron la interrupción o la variación de las condiciones del suministro, con indicación de las instalaciones afectadas.
- La fecha y hora de la reposición total del suministro de energía eléctrica.
- La tipificación del evento que originó la interrupción o la variación de las condiciones del suministro.

#### **c) Tipificación de los motivos de Fuerza Mayor**

La presente tipificación tiene carácter enunciativo y es efectuada con fines de un mejor agrupamiento y su invocación no constituye la aceptación del evento como fuerza mayor:

- Actos vandálicos.
- Fenómenos naturales.
- Accidente de trabajo y accidente de terceros.

- Hurto de conductores y/o equipos eléctricos.
- Avería provocada por poda o tala de árboles, etc.

En la Figura 4.16 se muestra la estadística de la tipificación de las solicitudes de fuerza mayor solicitadas durante el año 2001 al 2005.

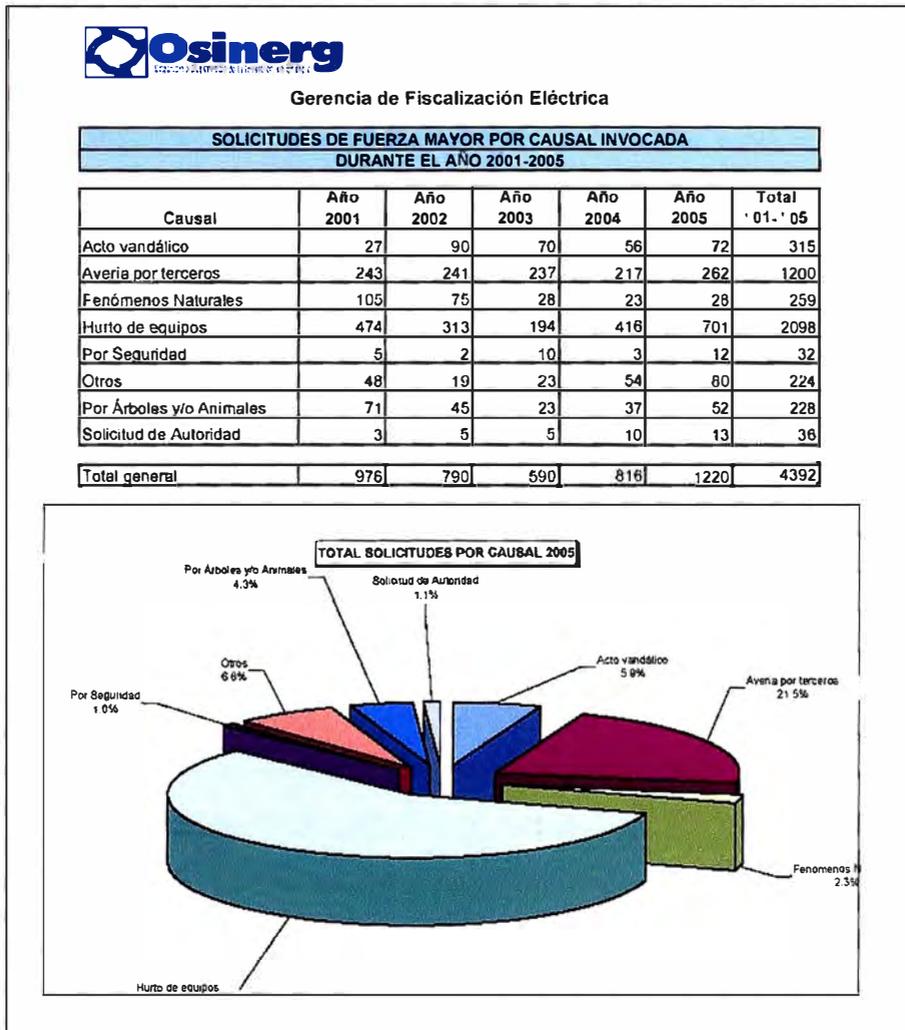


Figura 4.16 Estadística de la tipificación de las solicitudes de fuerza mayor

#### d) Plazos de OSINERGMIN

El OSINERGMIN tiene 30 días a partir de la presentación de la documentación probatoria para resolver la solicitud de fuerza mayor, caso contrario la misma solicitud será considerada aceptada.

#### 4.4 Reporte de Resultados

Con la información almacenada en los equipos registradores de calidad, se realiza el análisis respectivo para cada Indicador de calidad y comparándolo con las tolerancias establecidas en la NTCSE. Cualquier punto con mediciones o remediones fuera de las tolerancias se envía la OSINERGMIN de acuerdo a la estructura detallada en el anexo 7 de la BM NTCSE hasta 20 días después de finalizado el mes de control.

Asimismo, y con el mismo plazo, se remite en forma impresa el “Informe Consolidado de Mediciones para el Control de la Calidad del Producto”, el cual contiene el resumen de todas las mediciones efectuadas en el mes de control, el resultado de las mediciones y el detalle de las compensaciones.

#### 4.5 Pago de Compensaciones

El pago de compensaciones del Suministrador al Cliente se realiza en la facturación del mes siguiente al período de control, esto es válido tanto para la calidad del producto como del suministro. Por ejemplo para la compensación por mala calidad del producto ocurrida en la medición de febrero se compensara en los primeros días de abril y para la compensación por mala calidad de suministro ocurrida en el primer semestre se compensa en los primeros días de agosto y del segundo semestre se compensa en los primeros días de febrero.

El pago de la compensación se realiza en Nuevos Soles a través de una nota de crédito y además que no esta afecta al impuesto general a la venta. Es importante mencionar esto porque de no tenerlo presente, ocurriría que la empresa responsable de la mala calidad devuelva el documento contable enviado y solicite el cambio por uno correcto.

OSINERGMIN en marco a su función Supervisora requiere una cierta cantidad de información para llevar un control efectivo de la parte de Compensación. Es por eso que el Suministrador reporta al OSINERGMIN dentro de los primeros veinte días calendario de terminado el período de control 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

El resumen de compensaciones por mala calidad de producto se informa al OSINERGMIN a través del anexo 8 de la BM NTCSE, hasta el día 20 de finalizado el mes de control. En la Figura 4.17 se muestra el envío del anexo 8 al sistema SIRVAN:

Clasificación	Sub Clasificación	Archivo	Cargado	Recibido
Calidad de Producto	Tensión	CTE	OK	20/05/2009 19:46:45
Calidad de Producto	Frecuencia	CFR	OK	20/05/2009 19:46:45

Figura 4.17 Reporte de Compensaciones – Anexo 8

El resumen de compensaciones por mala calidad de suministro se informa al OSINERGMIN a través del anexo 11-1 de la BM NTCSE, hasta el día 20 de finalizado el

semestre de control. El archivo CL1 corresponde a la mala calidad de suministro mientras que el archivo CL2 corresponde a la mala calidad por rechazo de carga.

#### **4.6 Pago de Resarcimientos**

Una vez identificado plenamente a los responsables a través de la decisión de la Dirección Ejecutiva del COES y realizada la compensación se realiza el cobro del resarcimiento. Para ello se envía a los responsables de la mala calidad los cálculos de resarcimiento para su revisión respectiva, las copias de las notas de crédito por la compensación pagada a los clientes y las copias de la decisión de la Dirección Ejecutiva donde se indique su responsabilidad.

En la última modificación de la Base Metodológica de la NTCSE se establece que los responsables de la mala calidad deben efectuar el pago en un plazo máximo de 30 días calendario desde que fue comunicado en forma impresa el monto del resarcimiento respectivo. El tipo de cambio utilizado es el mismo que el utilizado en el cálculo de la compensación para mantener el equilibrio económico.

El resumen de resarcimientos por mala calidad del producto se informa al OSINERGMIN a través del archivo RCP del anexo 8 de la BM NTCSE, hasta el día 20 de finalizado el mes de control.

El resumen de resarcimientos por mala calidad de suministro, ya sea por interrupciones o rechazos de carga, se informa al OSINERGMIN a través del archivo CL3 del anexo 11-2 de la BM NTCSE, hasta el día 20 de finalizado el semestre de control.

## CAPITULO V

### EJEMPLOS ILUSTRATIVOS

#### 5.1 Calidad de la Tensión

En el presente caso, mostramos la medición de la calidad de la Tensión realizada en el suministro eléctrico del usuario Luz del Sur. Dicho suministro es compartido por varios generadores con distintas potencias contratadas.

##### 5.1.1 Datos Generales

La medición de calidad correspondiente al mes de Diciembre 2007 fue realizado por Termoselva en el punto de entrega S.E. Salamanca 60 kV del cliente Luz de Sur. La instalación del equipor registrador de calidad RPM 1650,se realizo el día 18/12/07 y se procedio con su retiro el día 01/01/08. En la Tabla 5.1 se indica los datos de Luz del Sur.

**Tabla 5.1 Datos del Punto de Entrega de Luz del Sur**

Suministrador	TERMOSELVA
Nombre del Cliente	LUZ DEL SUR
Período de Evaluación	DICIEMBRE 2007
Punto de Entrega	S.E. SALAMANCA
Nivel de Tensión	60 kV
Tensión Operación	61,000 V

##### 5.1.2 Diagrama Unifilar

La medición de calidad en S.E Salamanca 60kV corresponde al parámetro de tensión, por lo cual se representa en el diagrama unifilar con un cuadro de color celeste. El diagrama unifilar solo nos sirve para indicar el punto de entrega donde se va a medir la calidad del producto y no es necesario un esquema muy detallado de las instalaciones eléctricas. Para ello se utiliza el diagrama unifilar de todo el SEIN realizado por el COES, se localiza el punto de entrega en mención y se grafica en una hoja excel.

La Figura 5.1 indica la ubicación del punto de entrega donde se realizara la medición de la calidad del producto: S.E. Salamanca 60 kV y que parámetro se va a medir:

UBICACIÓN DEL EQUIPO REGISTRADOR DE CALIDAD DEL PRODUCTO - MES DICIEMBRE 2007

ESQUEMA UNIFILIAR DEL SUMINISTRO S.E. SALAMANCA 60 kV

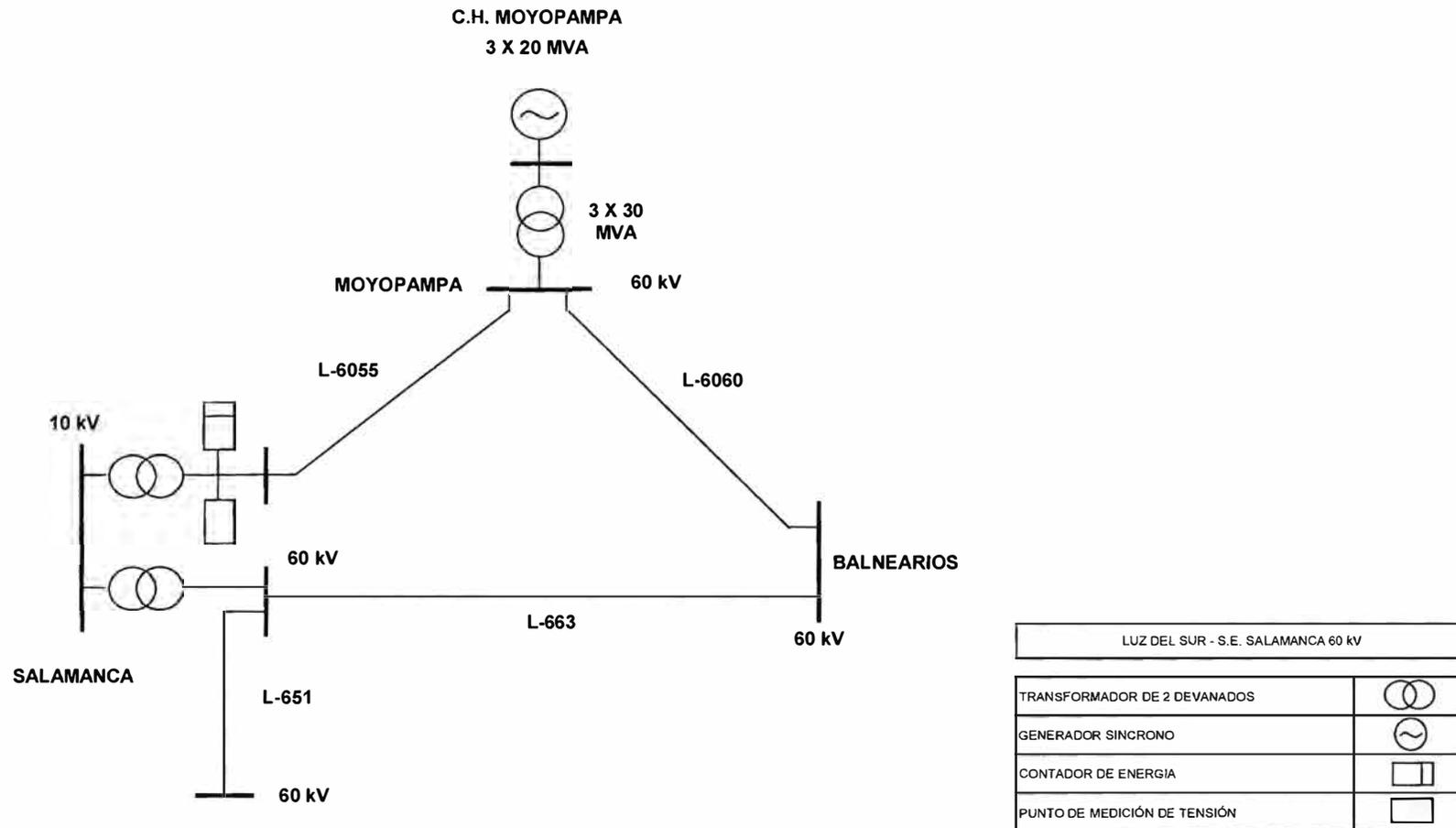


Figura 5.1 Diagrama Unifilar S.E. Salamanca 60 kV – Luz del Sur

### 5.1.3 Registro de las Tensiones

La medición se realizó durante 14 días, es decir se registró durante 2 períodos de medición. La medición se consideró válida porque no contienen interrupciones en su registro ni valores anormales por funcionamiento defectuoso. En la Figura 5.2 y Figura 5.3 se muestra el valor de la Tensión registrada cada 15 minutos y comparadas con una tensión de operación de 61 kV y su margen de  $\pm 5\%$  de acuerdo a lo establecido en la NTCSE:

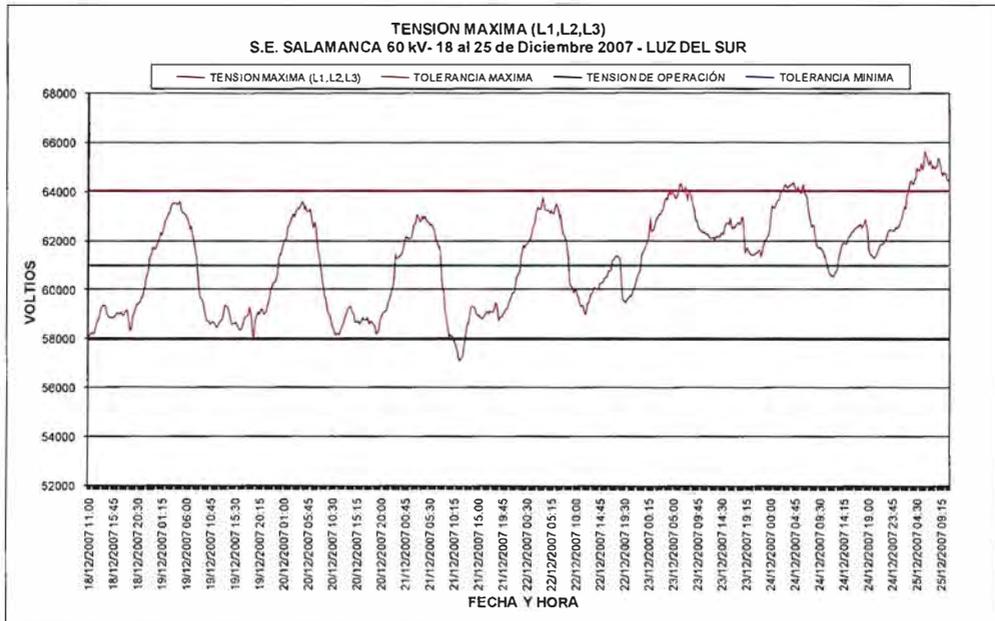


Figura 5.2 Primer período de medición - S.E.Salamanca 60 kV

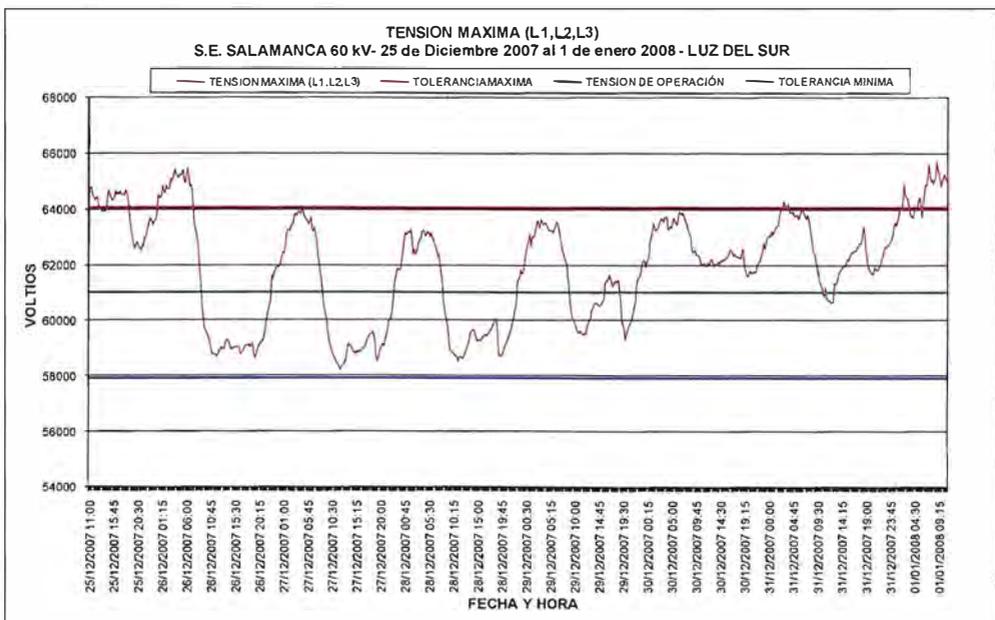


Figura 5.3 Segundo período de medición - S.E.Salamanca 60 kV

### 5.1.4 Análisis de los resultados

Si evaluamos individualmente cada período de medición obtendríamos como resultado una mala calidad, como muestra la Tabla 5.2 y Tabla 5.3. Además, se debe resaltar que la Potencia Contratada de Termoselva representa aprox. un 5% de la Potencia Total Contratada entre todos los Suministradores, es decir de existir compensación, la Compensación Total sería 20 veces la compensación correspondiente a Termoselva.

Tabla 5.2 Evaluación del Primer período de medición

PERÍODO DE MEDICIÓN	1ER PERÍODO
SUMINISTRO	SALAMANCA 60kV
CLIENTE	LUZ DEL SUR
ESTADO DE LA MEDICIÓN	VALIDA
COMPENSACIÓN 3RA ETAPA [US\$]	4 145
TENSIÓN DE CONTRATO [ V ]	61 000
No DE INTERVALOS REGISTRADOS	672
No DE INTERVALOS EN FALTA	58
% DE INTERVALOS EN FALTA	8.63
HORAS TOTALES DE INTERRUPCION	0.00
Fecha y hora del Primer Intervalo	18/12/2007 11:00
Fecha y hora del ultimo intervalo evaluado	25/12/2007 10:45

Tabla 5.3 Evaluación del Segundo período de medición

PERÍODO DE MEDICIÓN	2DO PERÍODO
SUMINISTRO	SALAMANCA 60kV
CLIENTE	LUZ DEL SUR
ESTADO DE LA MEDICIÓN	VALIDA
COMPENSACIÓN 3RA ETAPA [US\$]	5 828
TENSIÓN DE CONTRATO [ V ]	61 000
No DE INTERVALOS REGISTRADOS	672
No DE INTERVALOS EN FALTA	88
% DE INTERVALOS EN FALTA	13.10
HORAS TOTALES DE INTERRUPCION	0.00
Fecha y hora del Primer Intervalo	25/12/2007 11:00
Fecha y hora del ultimo intervalo evaluado	01/01/2008 10:45

La evaluación de los parámetros de calidad debe realizarse con los primeros intervalos de medición válidos registrados por el equipo de calidad y teniendo en cuenta que durante la medición no deben realizarse actividades que de manera directa o indirecta puedan alterar las tensiones (Décimo Cuarta Disposición Final de la NTCSE).

El consumo de energía en la S.E. Salamanca 60 kV no puede ser el valor registrado en el registrador de calidad porque en realidad se obtiene a través de un balance de cargas teniendo además en consideración la potencia contratada de cada suministrador. Así tenemos que el modelo de energía de Luz del Sur para el mes de Diciembre 2007 fue el modelo utilizado para la repartición de energía entre todos los suministradores y también

para el proceso de facturación. A continuación mostramos en la Figura 5.4 y Figura 5.5, los diagramas de carga obtenidos:

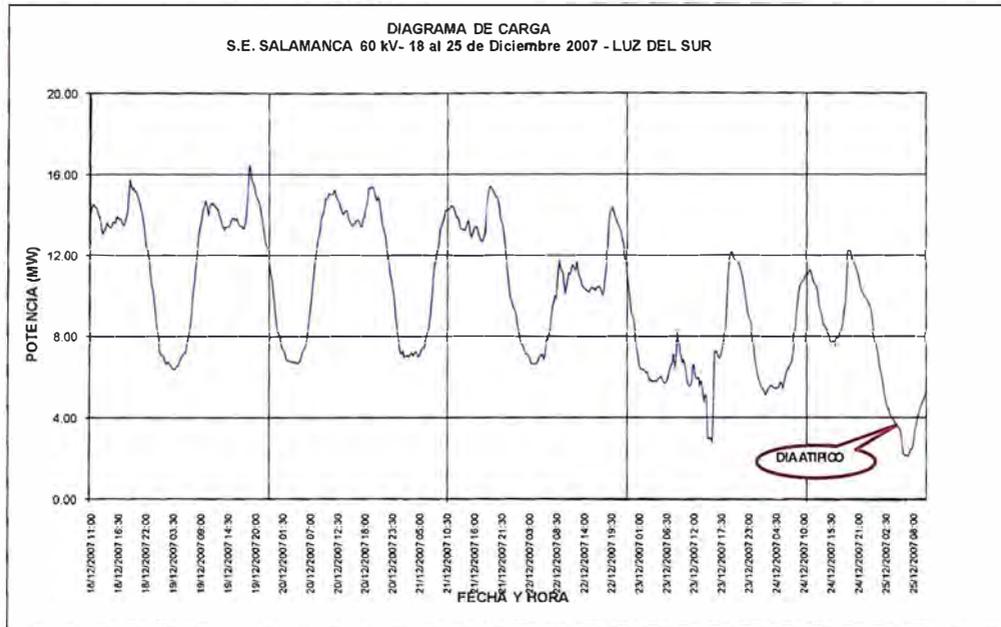


Figura 5.4 Diagrama de carga 18-26 dic 07 – S.E. Salamanca 60 kV

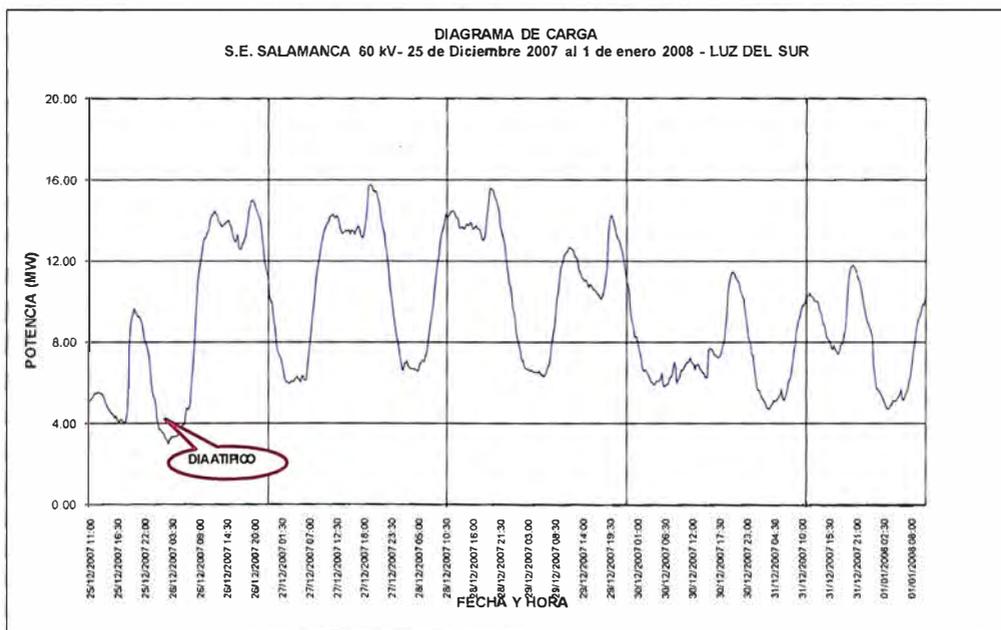


Figura 5.5 Diagrama de carga 26 Dic 07 al 01 Ene 08 – S.E. Salamanca 60 kV

Considerando las anteriores premisas, debemos observar que las sobretensiones registradas en el suministro de la S.E. Salamanca 60 kV ha ocurrido en los días feriados de navidad y año nuevo, justo en el momento que su demanda caía por debajo de su comportamiento normal. Esta variación atípica de la demanda, comparada con otros días

del año, del propio cliente es la responsable de las sobretensiones registradas, por lo cual se retiran de los registros válidos para el cálculo de los parámetros de calidad.

### 5.1.5 Cálculo de los Indicadores de Calidad

Los días 25 y 26 de diciembre fueron retirados de los registros válidos, es decir los intervalos comprendidos desde el 25/12/2007 00:15 hasta el 26/12/2007 24:00, obteniendo el siguiente gráfico con la variación de las tensiones:

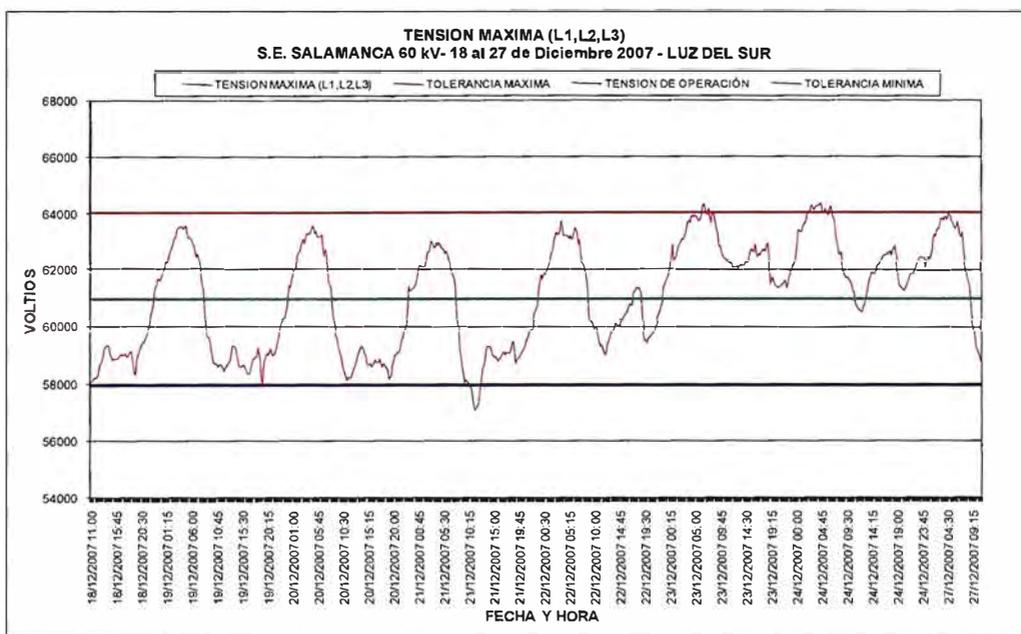


Figura 5.6 Registro de las Tensiones en S.E Salamanca 60 kV

Evaluando los registros válidos del período de medición, obtenemos los siguientes resultados finales de la medición de la calidad indicados en la Tabla 5.4:

Tabla 5.4 Evaluación de la Calidad – Luz del Sur

SUMINISTRO	SALAMANCA 60kV
CLIENTE	LUZ DEL SUR
ESTADO DE LA MEDICIÓN	VALIDA
COMPENSACIÓN 3RA ETAPA [US\$]	0.00
TENSIÓN DE CONTRATO [ V ]	61 000
No DE INTERVALOS REGISTRADOS	672
No DE INTERVALOS EN FALTA	26
% DE INTERVALOS EN FALTA	3.87
HORAS TOTALES DE INTERRUPCION	0.00
Fecha y hora del Primer Intervalo	18/12/2007 11:00
Fecha y hora del ultimo intervalo evaluado	27/12/2007 10:45

Considerando que la NTCSE establece como tolerancia 33 intervalos en falta y en la presente medición solo obtuvimos 26, podemos afirmar que la energía entregada a Luz

del Sur en la S.E. Salamanca 60 kV es de buena calidad con respecto al parámetro de tensión.

### 5.1.6 Cálculo de Compensaciones

No corresponde el cálculo de las compensaciones porque el resultado ha sido de buena calidad. Las recomendaciones que podemos aprender del presente ejemplo, las indicaremos en el capítulo sexto.

## 5.2 Calidad del Flicker

En el presente caso, mostramos la medición de la calidad de Flicker realizada en la zona de Independencia, en los suministros eléctricos del usuario regulado Electrosumedio y Cottonsur. Las mediciones presentadas han sido realizadas en diferentes períodos de control.

### 5.2.1 Datos generales

La medición de calidad correspondiente al mes de Mayo 2006 fue realizada por Termoselva en el punto de entrega S.E. Alto la Luna 10 kV del cliente Cottonsur. La instalación del equipor registrador de calidad RPM 1650 se realizo el día 13/05/06 y se procedió con su retiro el día 23/05/06. La siguiente medición de calidad en dicha zona correspondio al mes de Octubre 2006 en el punto de entrega S.E Independencia 220 kV del cliente Electrosumedio. En la Tabla 5.5 se indica los datos de Cottonsur y en la Tabla 5.6 los datos de Electrosumedio.

Tabla 5.5 Datos del Punto de Entrega de Cottonsur

Suministradora	TERMOSELVA
Nombre del Cliente	COTTONSUR
Período de Evaluación	MAYO 2006
Punto de Entrega	S.E. ALTO LA LUNA
Nivel de Tensión	10 kV

Tabla 5.6 Datos del Punto de Entrega de Electrosumedio

Suministradora	TERMOSELVA
Nombre del Cliente	ELECTROSURMEDIO
Período de Evaluación	OCTUBRE 2006
Punto de Entrega	S.E. INDEPENDENCIA
Nivel de Tensión	220 kV

### 5.2.2 Diagrama unifilar

La medición de calidad en Alto la Luna 10kV e Independencia 220kV corresponde al parámetro de Flicker, por lo cual se representa en el diagrama unifilar con un recuadro de color negro. Las Figura 5.7 y Figura 5.8 indican la ubicación de la S.E. Alto la Luna 10kV y S.E. Independencia 220kV, respectivamente.

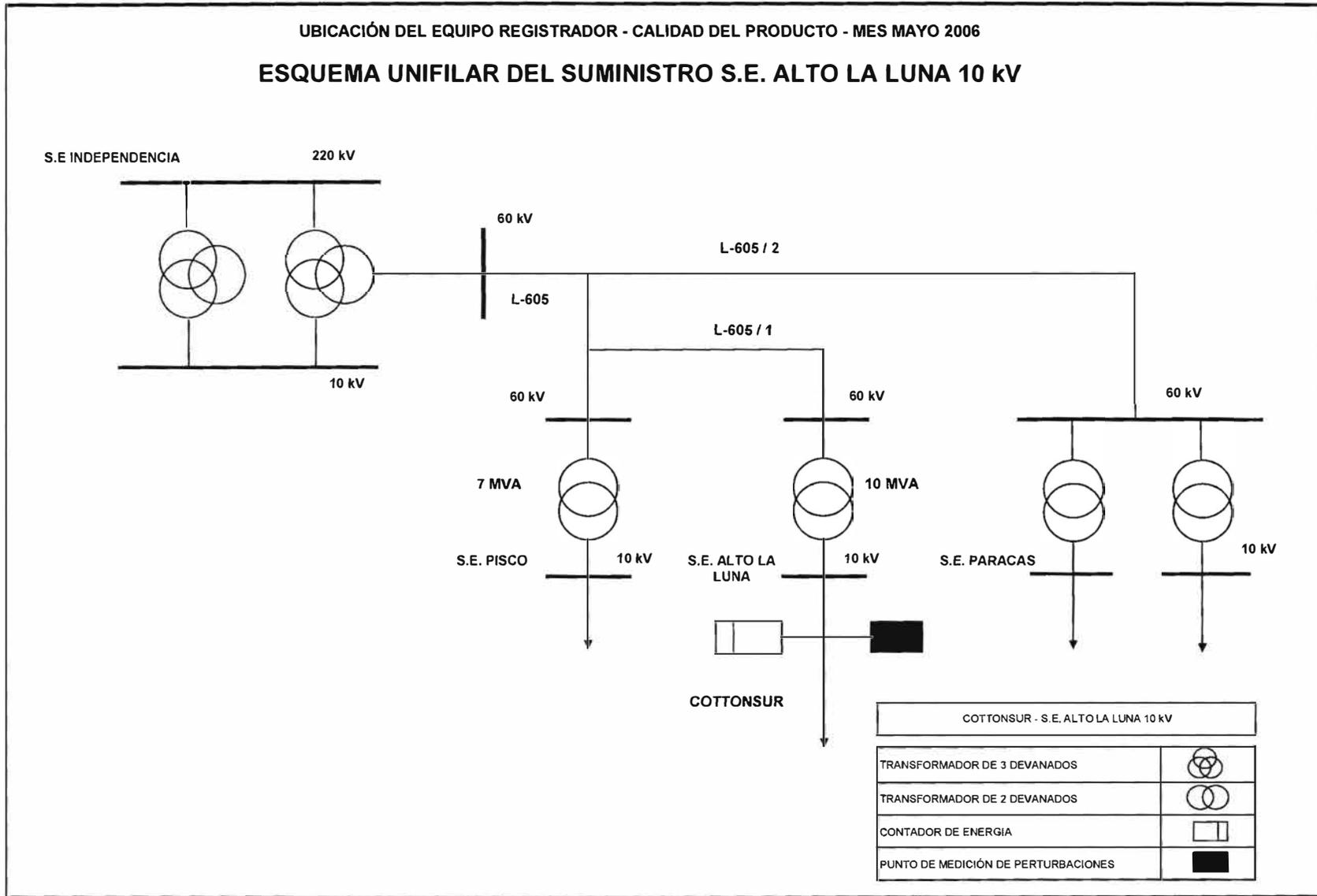


Figura 5.7 Diagrama Unifilar S.E. Alto la Luna 10 kV - Cottonsur

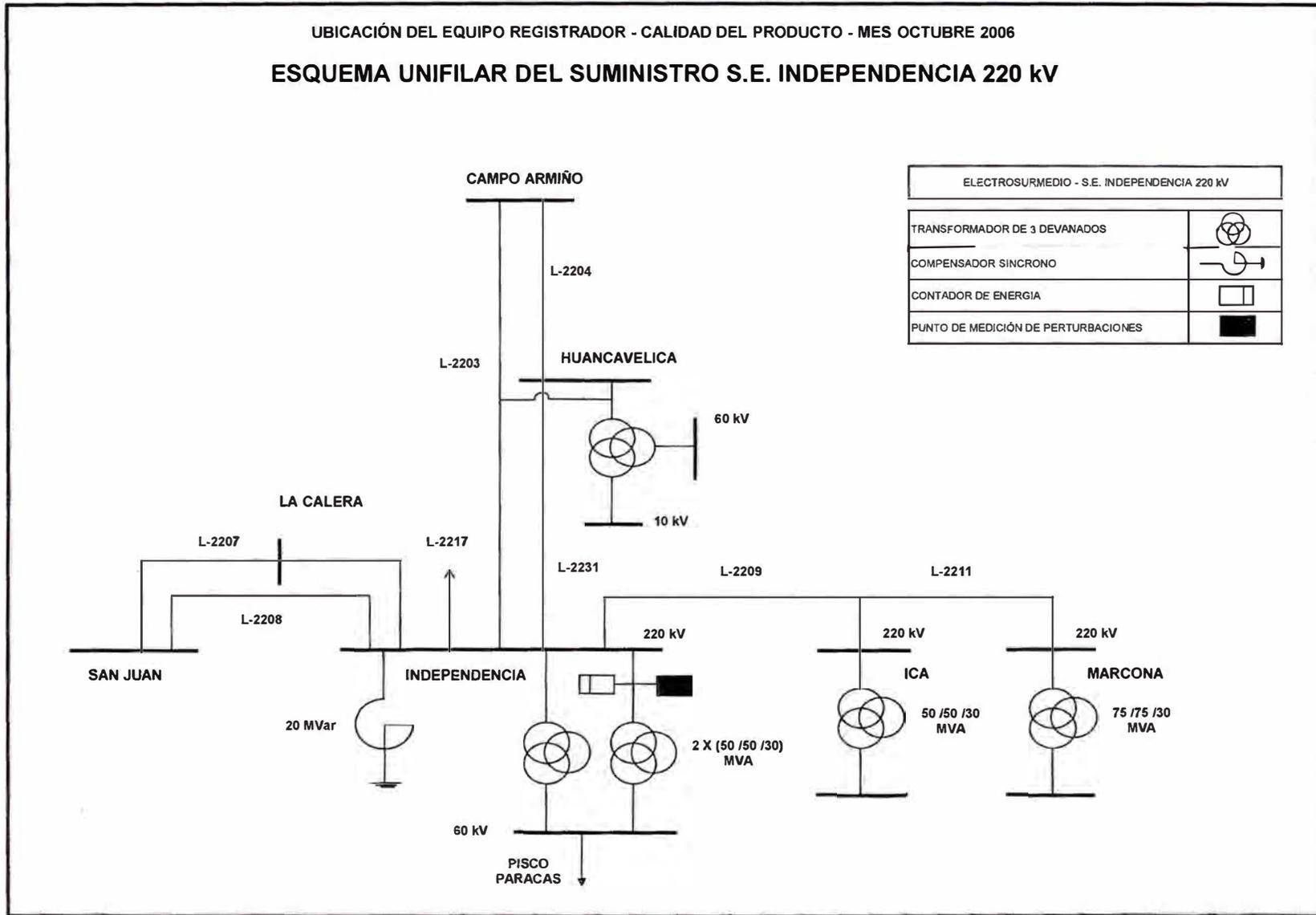


Figura 5.8 Diagrama Unifilar S.E. Independencia 220 kV - Electrosumedio

### 5.2.3 Registro del Flicker

La medición se realizó durante 10 días, pero solo mostramos el primer período de medición con registros válidos. La medición se consideró válida porque no contiene interrupciones en su registro ni valores anormales por funcionamiento defectuoso. En las Figuras 5.9 y 5.10 mostramos el valor del Flicker registrada cada 10 minutos y comparadas con el valor de referencia de  $P_{st} = 1$ , que es el límite de tolerancia tanto para el punto de suministro de muy alta tensión (Independencia 220 kV) como para el suministro en baja tensión (Alto la Luna 10 kV), de acuerdo a lo establecido en la NTCSE:

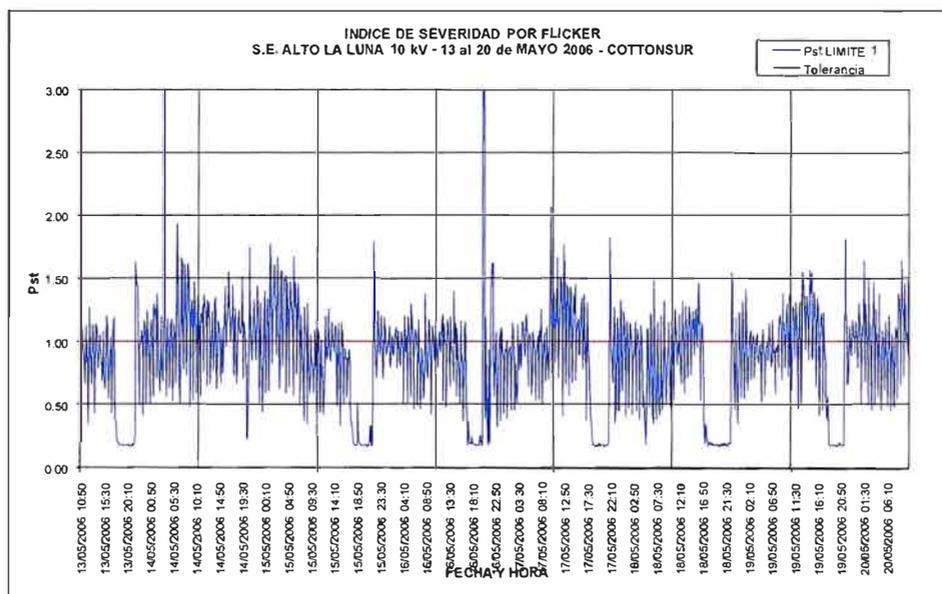


Figura 5.9 Índice de severidad por Flicker – Cottonsur

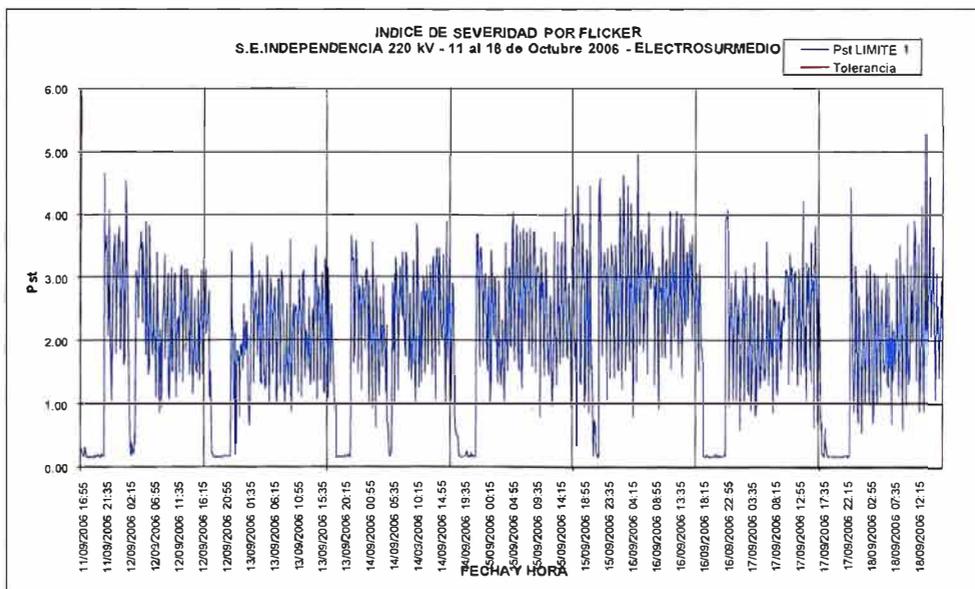


Figura 5.10 Índice de severidad por Flicker – Electro surmedio

### 5.2.4 Análisis de los eventos y Responsables

Para empezar el análisis, debemos recordar quien es la principal fuente perturbadora que genera el flicker. El horno de arco es el principal generador de flicker, su normal funcionamiento provoca unas fluctuaciones de tensión, que se sienten tanto más cuanto más elevada es la potencia de los hornos, en particular en relación a la potencia de cortocircuito de la red.

En el area de Pisco, se encuentra la fabrica ACEROS AREQUIPA, empresa dedicada a la elaboración de acero industrial para la construcción y que tiene como equipo principal los hornos de arco eléctrico para la fundicion de la chatarra y mezcla del acero con el carbono de acuerdo a la calidad requerida. Para ello tiene un contrato de suministro eléctrico para una potencia de 70 MW que es un respaldo contractual que le permite alimentarse del sistema eléctrico desde la S.E Independencia 220 kV a través de la linea de transmisión existente L-2217 de 220 kV y así, poder abastecer su sector productivo.

La gran fluctuacion y desbalance que provoca los hornos de arco se debe porque al aplicarse la corriente eléctrica, la formación del arco entre los electrodos produce un calor intenso que varia en cada fase porque la densidad de la chatarra y espacio vacio entre ellos es muy diferente. Para atenuar esa diferencia se comprime la chatarra en esferas pequeñas y se las distribuye uniformemente, dando como resultado una disminución del desbalance las tensiones de cada fase. En la figura 5.11 se muestra la variación de la carga de Aceros Arequipa en la S.E Independencia 220 kV durante el mismo período donde se registro el flicker en la S.E. Alto la Luna 10 kV para Cottonsur.

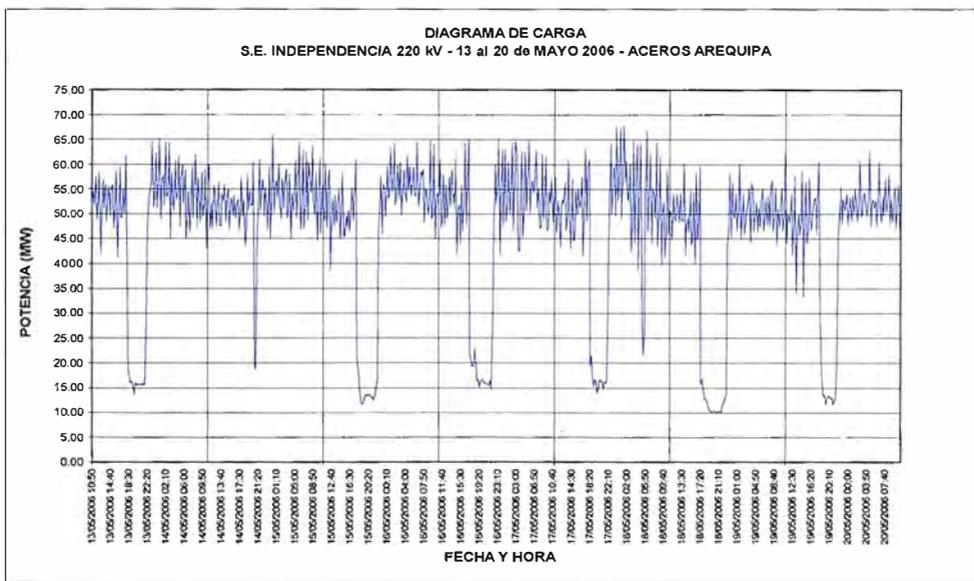


Figura 5.11 Diagrama de carga Aceros Arequipa

Al comparar el diagrama de carga de Aceros Arequipa en la S.E Independencia 220 kV con el Índice de Severidad por Flicker Pst medido en la SE Alto la Luna, notamos una correlacion directa entre ellas porque cuando disminuye la produccion de su horno de arco eléctrico tambien se reduce en gran medida, el valor del flicker. Si bien no se trata de la mismas barras, la comparación es válida porque la S.E. Alto la Luna se encuentra aguas debajo de la S.E Independencia 220 kV a traves de la linea L-6605 y un transformador de potencia. A continuación mostramos la Figura 5.12 donde se compara el flicker Pst en la S.E Alto la Luna con la carga de Aceros Arequipa:

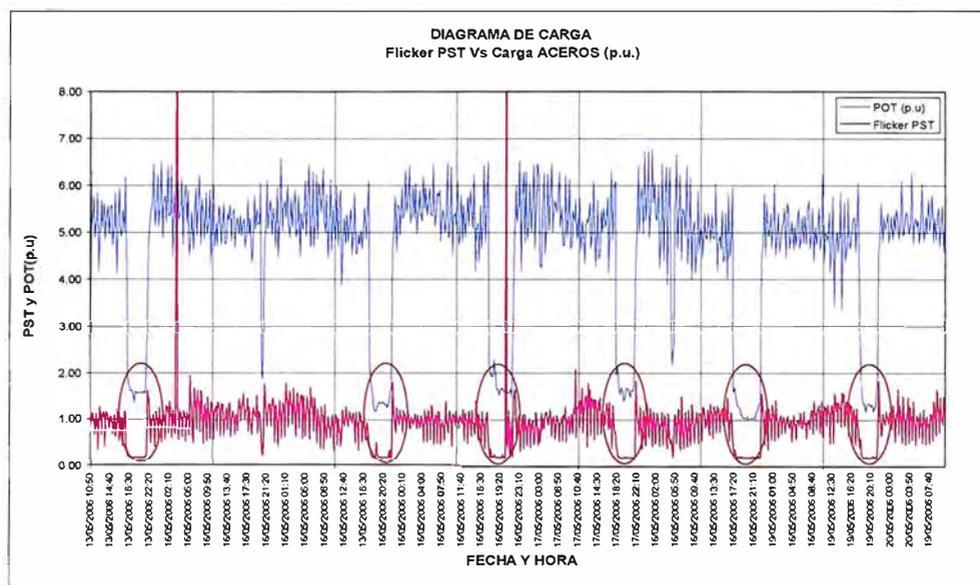


Figura 5.12 Flicker Pst Vs Potencia de Aceros Arequipa

Para realizar la comparación, se tuvo que transformar la energía registrada cada 15 minutos por el medidor de energía a valores de 10 minutos mediante una macro, porque 10 minutos es el intervalo de medición del flicker y se tomó como valor unidad de la potencia la cantidad de 15 MW.

Para poner aun mas de manifiesto que el horno de arco de Aceros Arequipa es la responsable del flicker en la zona de Independencia, medimos el valor del flicker Pst en la barra de Independencia 220 kV durante una semana de octubre 2006 (Figura 5.13) y lo comparamos con el diagrama de carga de Aceros en la misma barra durante el mismo período (Figura 5.14). Con dichos gráficos, notamos que existe una correlación directa entre la carga de Aceros y el valor de flicker Pst en la misma barra de S.E. Independencia 220 kV, por eso concluimos que el generador del flicker son los hornos de arco de Aceros Arequipa.

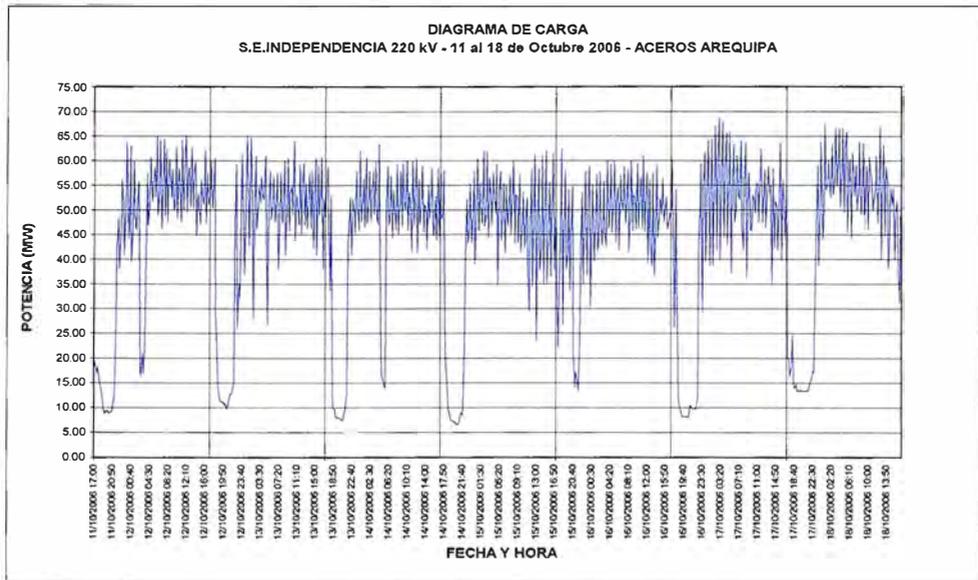


Figura 5.13 Diagrama de carga Aceros Arequipa

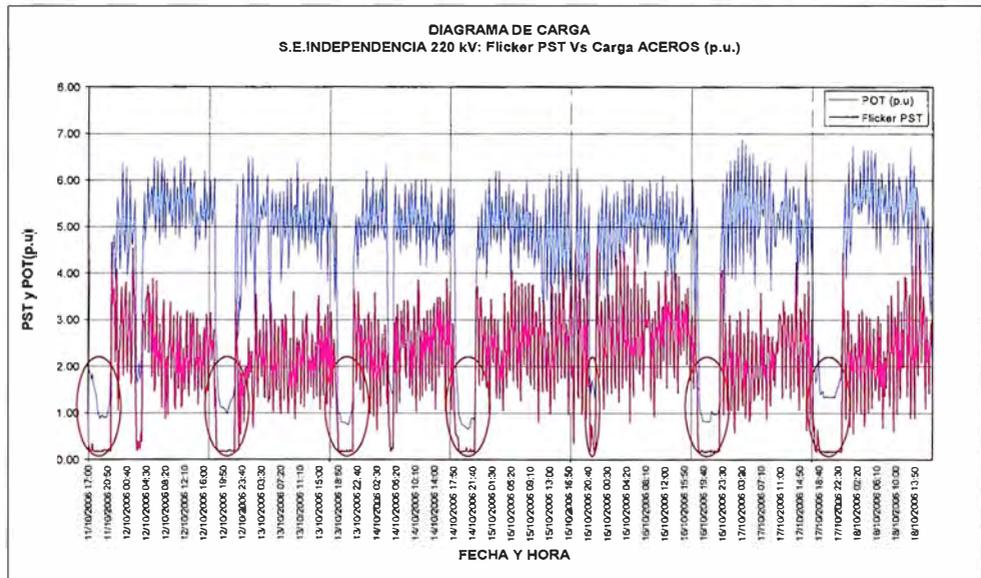


Figura 5.14 Flicker Pst Vs Potencia de Aceros Arequipa

### 5.2.5 Cálculo de los Indicadores de Calidad

Evaluando los registros válidos del período de medición, obtenemos los siguientes resultados que mostramos en la Tabla 5.6.

Considerando que la NTCSE establece como tolerancia 50 intervalos en falta y en la presente medición obtuvimos 447, podemos afirmar que la energía entregada a Cottonsur en la S.E. Alto la Luna 10 kV es de mala calidad con respecto a perturbaciones por Flicker.

Tabla 5.6 Evaluación de la calidad - Cottonsur

SUMINISTRO	ALTO LA LUNA 10kV
CLIENTE	CÍA. COTTONSUR
ESTADO DE LA MEDICIÓN	VALIDA
COMPENSACIÓN 3RA ETAPA [US\$]	7,696.46
TENSIÓN DE CONTRATO [ V ]	10 500
No DE INTERVALOS REGISTRADOS	1008
No DE INTERVALOS EN FALTA	447
% DE INTERVALOS EN FALTA	44.35
HORAS TOTALES DE INTERRUPCION	0.00
Fecha y hora del Primer Intervalo	13/05/2006 10:50
Fecha y hora del ultimo intervalo evaluado	20/05/2006 10:40

Considerando que la NTCSE establece como tolerancia 50 intervalos en falta y en la presente medición obtuvimos 447, podemos afirmar que la energía entregada a Cottonsur en la S.E. Alto la Luna 10 kV es de mala calidad con respecto a perturbaciones por Flicker.

### 5.2.6 Cálculo de Compensaciones

Si bien el cálculo de las compensaciones da como resultado un valor de US\$ 7,696.46, este valor es solo referencial porque el pago por mala calidad debido a las perturbaciones por flicker se encuentran suspendidas de acuerdo al artículo 4 del D.S. 040-2001-EM. Para restituir su aplicación, el MINEM convocará una comisión para el análisis integral de las perturbaciones y su eficaz aplicación en nuestro mercado.

### 5.3 Calidad de la Frecuencia

En el presente caso, mostramos la medición de la calidad de frecuencia realizada en la zona de la Oroya, en los suministros eléctricos del usuario regulado Electrocentro y el usuario libre Austria Duvaz.

#### 5.3.1 Datos Generales

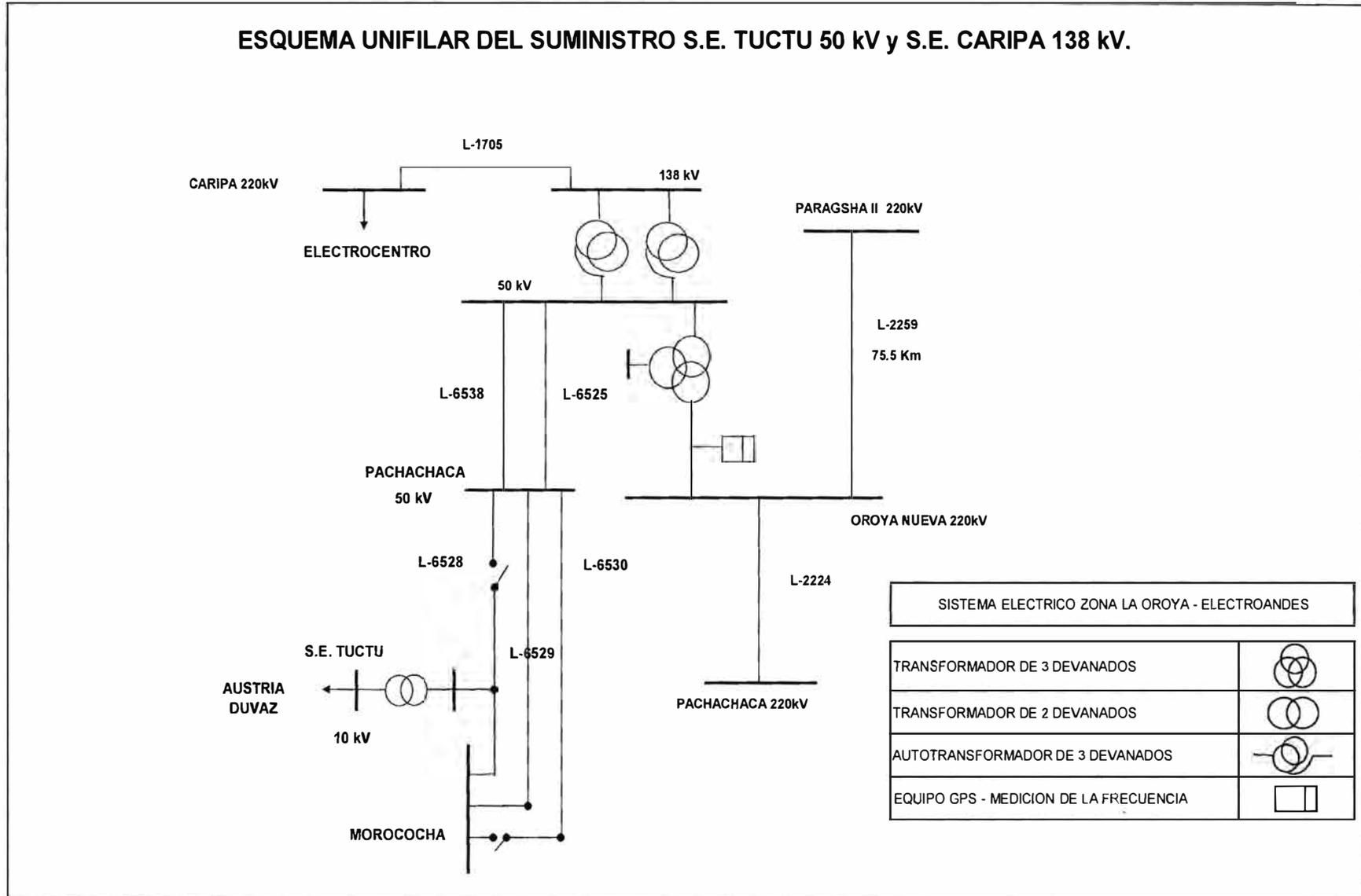
En la Tabla 5.7 se indica los datos de Electrocentro y de Austria Duvaz.

Tabla 5.7 Datos del Punto de Entrega de Electrocentro y Austria Duvaz

Suministradora	TERMOSELVA	TERMOSELVA
Nombre del Cliente	ELECTROCENTRO	AUSTRIA DUVAZ
Período de Evaluación	OCTUBRE 2006	OCTUBRE 2006
Punto de Entrega	S.E. CARIPA	S.E. TUCTU
Nivel de Tensión	138 kV	50 kV

#### 5.3.2 Diagrama Unifilar

La medición de calidad en la S.E. Tuctu 50 kV y en la S.E. Caripa 138 kV corresponde al parámetro de la frecuencia y se realiza a través del equipo GPS ubicado en el Centro de Control de Electroandes, que recibe las señales desde la S.E. Oroya Nueva. La Figura 5.15 indica la ubicación del equipo GPS:



**Figura 5.15 Ubicación equipo registrador de frecuencia – GPS**

### 5.3.3 Registro de la Frecuencia

De acuerdo al Informe de Calidad de Frecuencia para Octubre 2006, emitido por la Dirección de Operaciones del COES mediante Oficio COES-SINAC/D-1259-2006 de fecha 02 - Noviembre - 2006, en el GPS ubicado en la Oroya se ha registrado intervalos con trasgresiones de los indicadores de calidad de la frecuencia en el sistema aislado de Electroandes que afectaron a todos los usuarios ubicados en dicho sistema Eléctrico, entre ellos Electrocentro y Austria Duvaz.

#### a) Variación Súbita

Las trasgresiones en las variaciones súbitas de frecuencia se han registrado desde el día 20/10/06 23:53 hasta 21/10/06 00:18 (26 intervalos), las cuales se muestra en la Tabla 5.8.

Tabla 5.8 Intervalos con Trasgresiones de Variaciones Súbitas

Trasgresiones Súbitas de Frecuencia			
Nº	Día	Hora	$\Delta f$ (Hz)
1	20/10/2006	23:53:59	-1.911
2	20/10/2006	23:54:59	-12.785
3	20/10/2006	23:55:59	-14.458
4	20/10/2006	23:56:59	-14.854
5	20/10/2006	23:57:59	-13.603
6	20/10/2006	23:58:59	-12.936
7	20/10/2006	23:59:59	-12.55
8	21/10/2006	00:00:59	-4.628
9	21/10/2006	00:01:59	-4.86
10	21/10/2006	00:02:59	-5.57
11	21/10/2006	00:03:59	-6.159
12	21/10/2006	00:04:59	-6.613
13	21/10/2006	00:05:59	-6.76
14	21/10/2006	00:06:59	-6.358
15	21/10/2006	00:07:59	-7.042
16	21/10/2006	00:08:59	-8.372
17	21/10/2006	00:09:59	-7.797
18	21/10/2006	00:10:59	-7.836
19	21/10/2006	00:11:59	-8.097
20	21/10/2006	00:12:59	-7.905
21	21/10/2006	00:13:59	-7.034
22	21/10/2006	00:14:59	-5.826
23	21/10/2006	00:15:59	-5.909
24	21/10/2006	00:16:59	-8.279
25	21/10/2006	00:17:59	-8.017
26	21/10/2006	00:18:59	1.282

#### b) Variación Diaria

Las trasgresiones en la variaciones diarias de frecuencia se han registrado los días 20/10/06 y el 21/10/06, las cuales mostramos en la Tabla 5.9:

Tabla 5.9 Intervalos con Trasgresiones de Variaciones Diarias

IVDF			
Nº	Día	Hora	S (Hz)
1	20/10/2006	23:59:59	-81.772
2	21/10/2006	23:59:59	-109.15

### 5.3.4 Análisis de los Resultados

De acuerdo al numeral 3.3 de la NTCSE las trasgresiones a la Calidad del Producto respecto de las frecuencias súbitas que se produjeron en el área Electroandes durante los diez primeros minutos de iniciado el evento [23:53 (20-10-06) – 00:03 (21.10.06)], no son compensables por ser consecuencia de un problema en el sistema de transmisión, tal como concluye el informe técnico del COES-SINAC DEV-105-2006: Desconexión de la línea L-6520 de 50 kV y de la línea L-1703 de 138 kV, ocurrida el día 20/10/2006 a las 23:53.

Asimismo, tampoco se consideraría las trasgresiones en la variaciones diarias de frecuencia registrado el día 20/10/06 porque la trasgresion surgio debido a las altas fluctuaciones de frecuencia ocurridas en los ultimos 7 minutos del día que se encuentran dentro de los primeros 10 minutos de iniciado el evento y por lo tanto no compensables.

A continuación mostramos la Tabla 5.10 y la Tabla 5.11 con el registro de los intervalos compensables por mala calidad de la frecuencia.

Tabla 5.10 Intervalo Compensable por Trasgresión de Variación Diaria

IVDF			
Nº	Día	Hora	S (Hz)
1	21/10/2006	23:59:59	-109.15

Tabla 5.11 Intervalos Compensables por Trasgresión de Variación Súbita

Trasgresiones Súbitas de Frecuencia			
Nº	Día	Hora	$\Delta f$ (Hz)
1	21/10/2006	00:03:59	-6.159
2	21/10/2006	00:04:59	-6.613
3	21/10/2006	00:05:59	-6.76
4	21/10/2006	00:06:59	-6.358
5	21/10/2006	00:07:59	-7.042
6	21/10/2006	00:08:59	-8.372
7	21/10/2006	00:09:59	-7.797
8	21/10/2006	00:10:59	-7.836
9	21/10/2006	00:11:59	-8.097
10	21/10/2006	00:12:59	-7.905
11	21/10/2006	00:13:59	-7.034
12	21/10/2006	00:14:59	-5.826
13	21/10/2006	00:15:59	-5.909
14	21/10/2006	00:16:59	-8.279
15	21/10/2006	00:17:59	-8.017
16	21/10/2006	00:18:59	1.282

### 5.3.5 Cálculo de los Indicadores

La NTCSE establece las siguientes tolerancias para la Variación súbita de frecuencia y para la Integral de variación diaria de frecuencia (Tabla 5.12):

Tabla 5.12 Tolerancias de los Indicadores de Frecuencia

Variaciones Súbitas de Frecuencia (VSF):	1 Hz
Integral de Variación Diaria de Frecuencia (MVDF):	1200 ciclos

La tolerancia de la MVDF fue modificada de 600 a 1200 ciclos de acuerdo al Artículo 5° del D.S. N° 009-99-EM, porque el sistema eléctrico de Electroandes se encontraba aislado del SEIN.

En la Tabla 5.13 mostramos la cantidad de intervalos en falta por la trasgresión de los indicadores de calidad:

Tabla 5.13 Indicadores de la Frecuencia

Variaciones Súbitas de Frecuencia (NVSF):	16 intervalos
Integral de Variación Diaria de Frecuencia (MVDF):	1 intervalo

Considerando que la NTCSE establece que no se permite ningún intervalo con trasgresión en la variación súbita de frecuencia ni en la integral de variación diaria de frecuencia durante el mes de control, entonces concluimos que la energía entregada a Electrocentro en la S.E. Caripa 138 kV y a Austria Duvaz en la S.E. Tuctu 50 kV es de mala calidad con respecto a la frecuencia.

### 5.3.6 Cálculo de Compensaciones

#### a) Variación Súbita

Considerando que las tolerancias han sido superadas, entonces se procede a calcular el monto de la compensación de la siguiente manera :

$$\text{Compensación} = b' \cdot B_m \cdot P_m \quad (5.1)$$

Donde:

- $b'$ : Es la compensación unitaria por variación súbita de frecuencia (0.05 US\$/kW)
- $B_m$ : Es el factor que toma en consideración la cantidad de trasgresiones en la variación súbita (NVSF). En la Tabla 5.14 se muestra su variación respecto a NVSF.

Tabla 5.14 Cálculo de  $B_m$

NVSF	$B_m$
$1 < NVSF \leq 3$	1
$3 < NVSF$	$2 + (NVSF - 3)$

Para NVSF igual a 16 el valor de  $B_m$  sería 15.

- Pm: Es la máxima potencia registrada en el período donde se produce las trasgresiones por variación súbita. En la Tabla 5.15 se muestra el registro de los medidores de energía.

Tabla 5.15 Registro del consumo de potencia (kW)

MEDICIÓN (kW)	A. DUVAZ	ELC- CARIPA
20/10/2006 23:30	1861,96	260,65
20/10/2006 23:45	1879,49	246,61
<b>21/10/2006 00:00</b>	<b>1672,89</b>	<b>84,02</b>
<b>21/10/2006 00:15</b>	<b>579,75</b>	<b>0,00</b>
<b>21/10/2006 00:30</b>	<b>216,62</b>	<b>16,93</b>
21/10/2006 00:45	575,99	93,62
21/10/2006 01:00	783,85	110,28
21/10/2006 01:15	1358,59	140,80
21/10/2006 01:30	1399,91	175,03

Con los valores obtenidos y considerando un factor estimado de 0.85 a la potencia de Electrocentro, porque contiene consumos del sector típico 5 que no son compensables, se muestra la Tabla 5.16 donde se muestra las compensaciones realizadas:

Tabla 5.16 Resumen de compensaciones por Variación Súbita

CLIENTE	Nvsf	b'	Bm	Factor	Pm (KW)	COMP (US\$)
A. DUVAZ	16	0.05	15	1	1,672.89	1,254.66
ELC- CARIPA	16	0.05	15	0.85	71.42	53.56

## b) Variación Diaria

Considerando que las tolerancias han sido superada en un día, entonces se procede a calcular el monto de la compensación de la siguiente manera

$$\text{Compensación} = b'' * Bd * Pd \quad (5.2)$$

Donde:

- b'': Es la compensación unitaria por variación diaria de frecuencia (0.05 US\$/kW)
- Bd: Es el factor que toma en consideración la cantidad de trasgresiones en la variación súbita (NVSF). En la Tabla 5.17 se muestra su variación respecto a NVSF.

Tabla 5.17 Cálculo de Bd

Mvdf (ciclos)	Bd
1200 <  MVDF  <= 1800	1
1800 <  MVDF	3 + ( MVDF  - 1800) / 100

Para Mvdf igual a 6 549 ciclos, el valor de Bd sería 50.49.

- Pd: Es la máxima potencia suministrada durante el día donde se produce la trasgresión por variación diaria. En la Tabla 5.18 mostramos el resumen de las compensaciones a pagar por las trasgresiones por variación diaria de la frecuencia:

Tabla 5.18 Resumen de compensaciones por Variación Diaria

CLIENTE	Mvdf	b"	Bd	Factor	Pd (KW)	COMP (US\$)
A. DUVAZ	6549	0.05	50.49	1	2,096.12	5,291.64
ELC- CARIPA	6549	0.05	50.49	0.85	248.37	627.02

Las recomendaciones que podemos aprender del presente ejemplo, las indicaremos en el capítulo sexto.

#### 5.4 Interrupciones del Suministro

En el presente caso, mostramos la mala calidad de suministro ocurrida por las interrupciones en el suministro eléctrico del usuario Electroucayali.

##### 5.4.1 Datos Generales

Tabla 5.19 Datos del Punto de Entrega de Electroucayali

Suministradora	ELECTROPERU
Nombre del Cliente	ELECTROUCAYALI
Período de Evaluación	1ER SEMESTRE 2007
Punto de Entrega	S.E. PUCALLPA
Nivel de Tensión	60 kV

##### 5.4.2 Diagrama Unifilar

La medición de calidad en la S.E. Pucallpa 60 kV corresponde a la calidad de suministro eléctrico, para ello se ubica el punto de entrega de energía señalado en el contrato y se registra todas las interrupciones ocurridas en dicho punto, ya sea por falla o por mantenimiento. La figura 5.16 indica la ubicación del punto de entrega S.E. Pucallpa 60kV del usuario Electroucayali.

### UBICACIÓN DEL PUNTO DE ENTREGA DE ENERGIA ESQUEMA UNIFILAR DEL SUMINISTRO S.E. PUCALLPA 60 kV

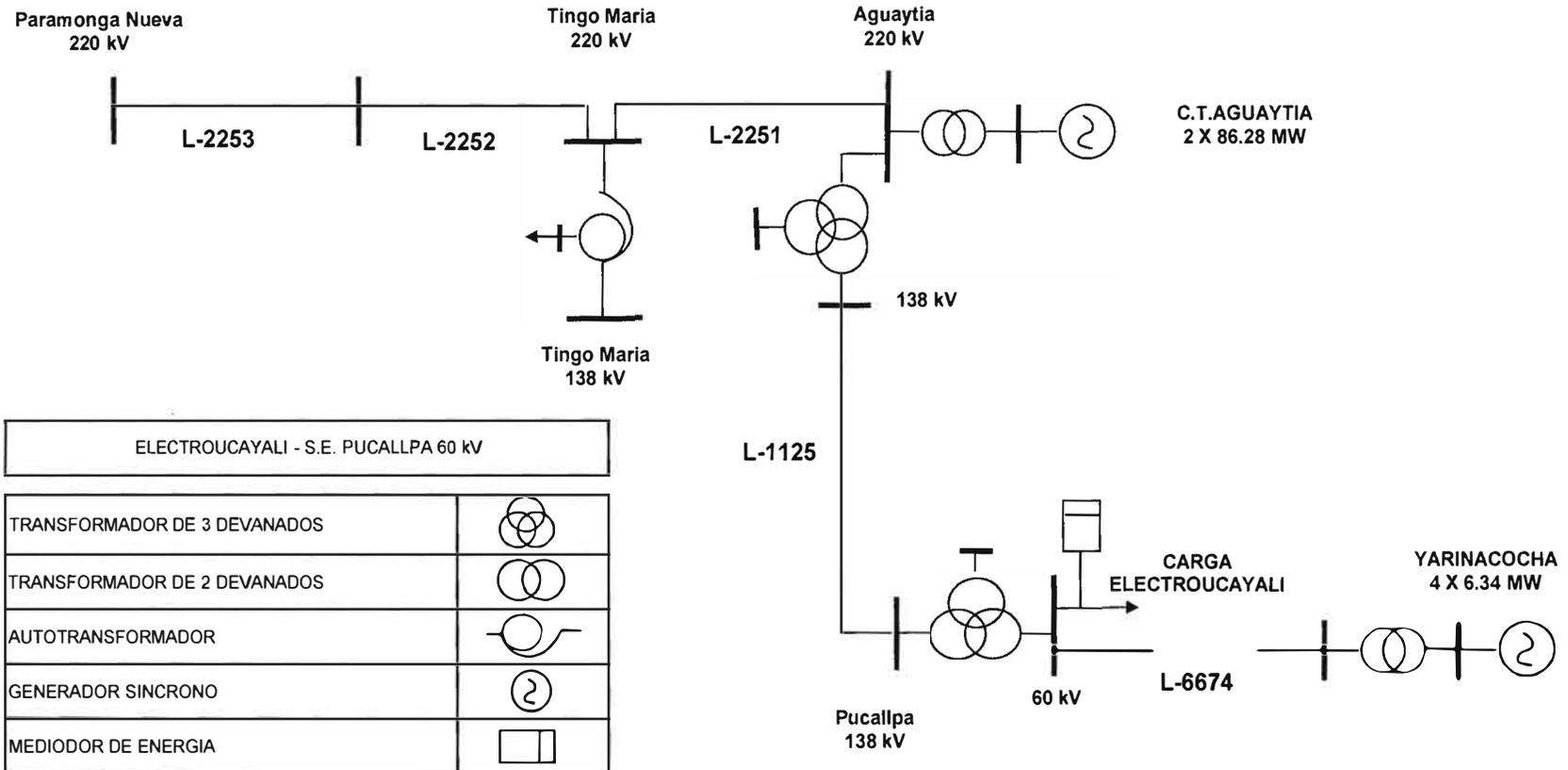


Figura 5.16 Punto de Entrega de Electroucayali – S.E. Pucallpa 60 kV

### 5.4.5 Interrupciones del Suministro

Durante el primer semestre del 2007 ocurrieron siete interrupciones que afectaron el suministro eléctrico de ElectroUcayali, los cuales mostramos en la Tabla 5.20:

Tabla 5.20 Registro de Interrupciones de Suministro

Código	INICIO		FIN		Tipo de Interrupción
	Fecha	Hora	Fecha	Hora	
INT 1	14/01/2007	02:15:44	14/01/2007	02:24:00	No Programado
INT 2	08/02/2007	01:30:49	08/02/2007	01:55:07	No Programado
INT 3	08/02/2007	03:59:14	08/02/2007	04:07:00	No Programado
INT 4	15/02/2007	04:04:08	15/02/2007	04:09:00	No Programado
INT 5	21/02/2007	21:56:08	21/02/2007	22:04:00	No Programado
INT 6	27/04/2007	01:09:21	27/04/2007	01:14:00	No Programado
INT 7	05/05/2007	13:19:38	05/05/2007	13:25:00	No Programado

### 5.4.6 Tolerancias máximas de un semestre

Las tolerancias establecidas en la NTCSE para un cliente cuyo punto de suministro se encuentra en alta tensión, como es el caso de ElectroUcayali en la S.E. Pucallpa 60kV, se muestra en la Tabla 5.21:

Tabla 5.21 Tolerancias Suministro en Alta Tensión

Máximo número de interrupciones (N') :	2.0
Máxima duración ponderada de interrupciones (D') :	4.0 hs

### 5.4.5 Análisis de los eventos y Responsables

De acuerdo al análisis realizado por el COES, en la Tabla 5.22 se muestra el resumen de las empresas responsables de las interrupciones ocurridas en el punto de entrega de S.E. Pucallpa 60 kV.

Tabla 5.22 Registro de Interrupciones de Suministro

Código	Informe COES SINAC	Causa Interrupción	Asignación de Responsabilidad	Empresa Responsable
INT 1	DEV-002-2007	Desconexión L-2251	D-140-2007	ETESELVA
INT 2	DEV-011-2007	Desconexión L-1125	D-235-2007	ISA PERU
INT 3	DEV-012-2007	Desconexión L-2251	D-242-2007	ETESELVA
INT 4	DEV-015-2007	Desconexión L-2252	D-287-2007	ETESELVA
INT 5	DEV-018-2007	Desconexión L-1125	D-303-2007	ISA PERU
INT 6	DEV-037-2007	Desconexión L-2251	D-587-2007	ETESELVA
INT 7	DEV-041-2007	Desconexión L-2252	D-650-2007	ETESELVA

### 5.4.6 Cálculo de los Indicadores de Calidad

Todas las interrupciones en el suministro eléctrico han sido provocadas por fallas en el sistema de transmisión, entonces el factor  $K_i$  de cada interrupción sería 1 y obtendríamos los siguientes valores mostrados en la Tabla 5.23:

Tabla 5.23 Registro de Indicadores de Suministro

Número Total de Interrupciones (N) :	7.00
Duración Total Ponderada de Interrupciones (D) :	1.05 hs

#### 5.4.7 Cálculo de Compensaciones

Considerando que las tolerancias han sido superadas, entonces se procede a calcular el monto de la compensación de la siguiente manera:

$$\text{Compensación} = e * E * ENS \quad (5.3)$$

Donde:

- $e$ : Es la compensación unitaria por incumplimiento de la calidad de suministro (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:

$$E = \left[ 1 + \frac{(N - N')}{N'} + \frac{(D - D')}{D'} \right] \quad (5.4)$$

El dispositivo legal vigente a la letra dice: “El segundo **y**lo el tercer término del miembro derecho de esta expresión serán considerados para evaluar las compensaciones, **solamente si sus valores individuales son positivos**. Luego:

$$E = \left[ 1 + \frac{(7 - 2)}{2} \right] = 3.5$$

- $ENS$ : Es la energía teóricamente no suministrada a un cliente determinado y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = \frac{ERS}{(NHS - \sum d_i)} \cdot D \quad \text{en KWh} \quad (5.5)$$

Donde:

$ERS$ : Es la energía registrada en el semestre (78'996,638.27 Kwh).

$NHS$ : Es el número de horas en el semestre (4,344 horas).

$\sum d_i$ : Es la duración total de las interrupciones ocurridas en el semestre (1.35 horas).

Reemplazando valores:

$$ENS = \frac{78'996,638.27}{(4,344 - 1.05)} * 1.05 = 19,124.38 \text{ Kwh}$$

Reemplazando los valores obtenidos en la formula 5.3, tenemos:

$$\text{Compensación} = 23,427.36 \text{ US\$}$$

El pago de compensaciones se realiza en soles utilizando el tipo de cambio venta del ultimo día del mes anterior al mes cuando se pagara la compensación, en este caso seria del 31 de julio de 2007, así:

$$\text{Compensación} = 23,427.36 * 3.161 = 74,053.89 \text{ S/}$$

#### 5.4.8 Cálculo de Resarcimientos

La compensación por cada interrupción debe ser asumida por el responsable debidamente identificado por el COES, esta compensación se calcula según lo siguiente:

$$C_i = \frac{E_i}{E} \cdot C \quad (5.6)$$

Donde:

- $E_i$ : Es el factor que toma en consideración la magnitud con la que ha contribuido el suministrador "i" a superar las tolerancias:

$$E_i = \frac{1}{2} \cdot \left( \frac{N_i}{N} + \frac{D_i}{D} \right) + \frac{N_i}{N} \cdot \frac{(N - N')}{N'} + \frac{D_i}{D} \cdot \frac{(D - D')}{D'} \quad (5.7)$$

Reemplazando valores, obtenemos la Tabla 5.24 donde se muestra la participación de cada empresa en la mala calidad de suministro a través de los indicadores:

Tabla 5.24 Indicadores de calidad de responsabilidad de cada empresa

Responsable	Ni	Di	Ei	E
ETSELVA	5.0	0.52	2.39	3.50
ISA PERU	2.0	0.54	1.11	3.50

Reemplazando los valores en la formula (5.7), tenemos los montos de resarcimiento de cada uno de los responsables de la mala calidad:

$$\text{Resarcimiento}_{\text{Eteselva}} = 50,523.87 \text{ S/}$$

$$\text{Resarcimiento}_{\text{ISAPERU}} = 23,530.02 \text{ S/}$$

Las recomendaciones que podemos aprender del presente ejemplo, las indicaremos en el capítulo sexto.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

1. Los hornos de arco son fuentes generadores de flicker PST, tal como lo demuestra la medición de calidad realizada en la independencia 220 kV en diferentes meses del año y que resuelve como responsable a la empresa Aceros Arequipa.
2. La compensación por exceso de Flicker PST al usuario Cottonsur asciende a US\$ 7,696.46 para el mes de mayo 2006. Considerando que la carga de Cottonsur solo representa un 5 % de la carga de esa zona de concesión de Electrosumedio, entonces la compensación a todos los usuarios sería aprox. US\$ 153 929. El resultado es mucho peor si se tiene en cuenta que la NTCSE indica que la compensación continúa hasta que se subsane la mala calidad, así considerando hasta la última medición realizada en el mes de diciembre 2006 tendríamos una compensación aprox. de US\$ 1 231 433 .
3. La mala calidad de tensión ocurrida en la S.E. Salamanca 60 kV en el mes de diciembre 2006 fue producto de la variación atípica de su carga por lo cual no es compensable.
4. De haber sido compensable la mala calidad de tensión en S.E Salamanca 60 kV se tendría un monto de US\$ 4 145. Considerando que esta carga representa un 8.05 % de la carga total entonces el monto de compensación total a todos los usuarios sería US\$ 51 517.
5. La mala calidad de frecuencia ocurrida en la S.E. Tuctu 50 kV y S.E. Caripa 138 kV ocurrida en el mes de octubre 2006 fue producto de la no actuación de los esquemas de rechazo de carga de diversos usuarios ubicado en dicha área de concesión.
6. La compensación por mala calidad de frecuencia ocurrida en la S.E. Tuctu 50 kV y S.E. Caripa 138 kV ocurrida en el mes de octubre 2006 asciende a US\$ 7 226.88.
7. La mala calidad de suministro ocurrida en la S.E. Pucallpa 60 kV ocurrida en el segundo semestre del 2006 fue producto de las desconexiones de las líneas de transmisión ubicadas aguas arriba del punto de suministro, como son las líneas L-2252 y L-2251 de 220 kV y la línea L-1125 de 138 kV.
8. La mala calidad del suministro ocurrida en la S.E. Pucallpa 60 kV ocurrida en el segundo semestre del 2006 asciende a US\$ 74 053.89.

## **Recomendaciones**

De acuerdo con el ejemplos desarrollados se realizan las siguientes recomendaciones:

- 1.** No realizar las mediciones de calidad en los Clientes Regulados durante períodos que incluyan días festivos importantes, como son Navidad y Año Nuevo porque la variación atípica de la demanda distorsionaría el comportamiento normal de la tensión.
- 2.** Se recomienda restituir la aplicación efectiva de las compensaciones derivadas por la inyección de perturbaciones (Armónicas de Tensión y Flicker) en el sistema eléctrico que superen las tolerancias establecidas en la NTCSE. Actualmente no existe una penalidad para los infractores, razón por lo cual continúan inyectando las perturbaciones a la red y no realizan las inversiones necesarias para mitigar sus efectos.
- 3.** Supervisar la adecuada implementación de los reles de mínima frecuencia de los clientes con los ajustes indicados en el estudio anual de RACMF. Existen usuarios que para evitar la disminución de su carga no implementaban el esquema de rechazo de carga con la idea que sea otro usuario quien asuma la disminución de carga y esto puede traer como consecuencia el colapso del sistema eléctrico, tal como se sucedió en el ejemplo de la calidad de la frecuencia.
- 4.** Se recomienda que Aceros Arequipa mitigue el flicker PST que genera el funcionamiento normal de sus hornos de arco eléctrico con la instalación de un Compensador Estático de Potencia Reactiva (SCV) para que regule las fluctuaciones de tensión en cada fase de manera automática.
- 5.** Realizar mantenimiento preventivo más frecuente en las puesta a tierra de las torres de alta tensión de las líneas L-2251 y L-2252 de 220 kV, pues los registros demuestran una alta frecuencia de salidas de servicio debido a las incidencias de descargas atmosféricas en las cercanías.
- 6.** Implementar el procedimiento de recuperación de la línea de transmisión de tal manera que el tiempo para recuperar las cargas reguladas sea el menor tiempo posible.

## ANEXO A

### CONFIGURACION DEL MEDIDOR ION PARA LA MEDICIÓN REMOTA DE CALIDAD DEL PRODUCTO VIA MODEM

#### 1. Creación de la base de datos:

Necesitamos crear una base de datos para guardar la información requerida.

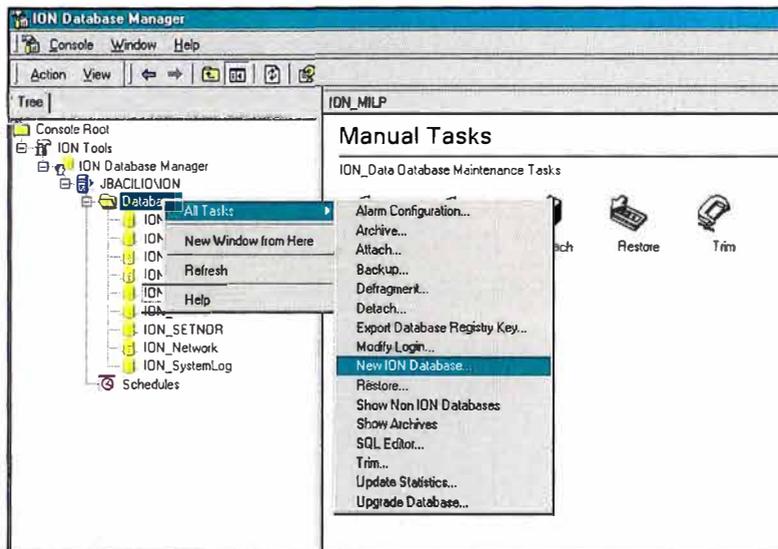
##### 1.1 En ION ENTERPRISE:

Ion Database Manager:

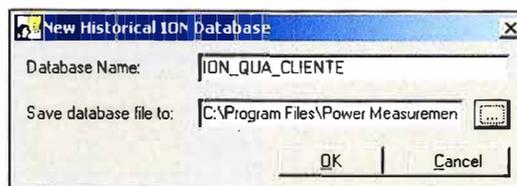
Action

All Tasks

New Ion Database



A continuación aparece el siguiente cuadro donde debemos colocar el nombre de la base de datos y la ubicación del directorio donde se guardara.



##### 1.2 EN SQL SERVER:

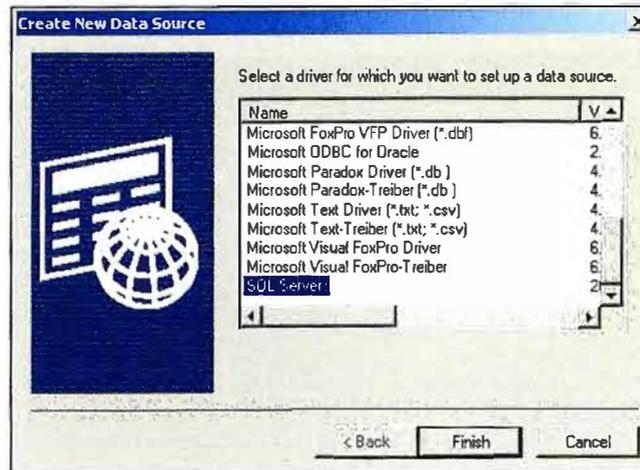
Control Panel

Administrative Tools

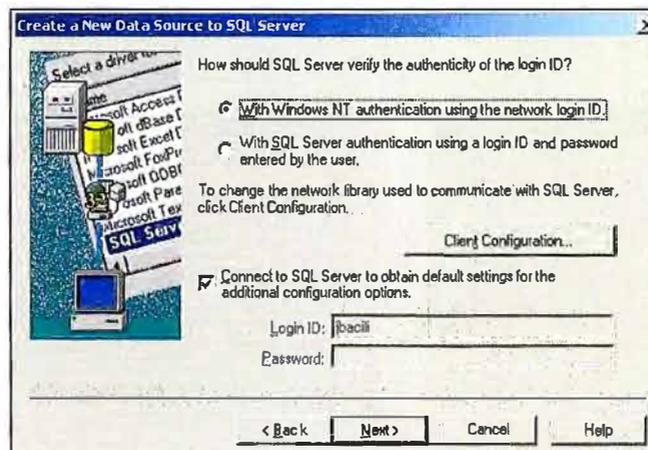
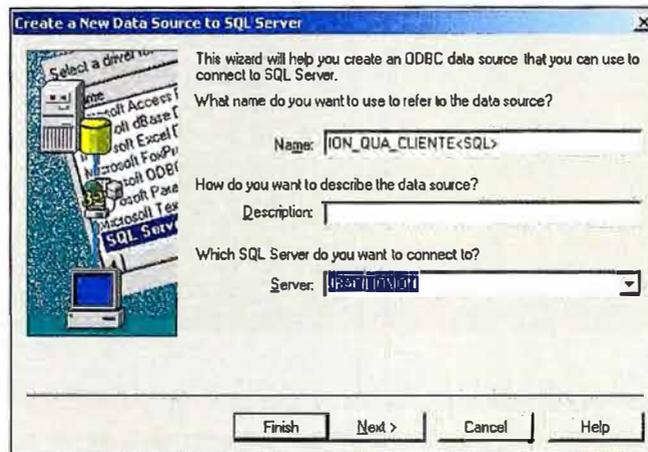
Data Sources (ODBC)

System DSN

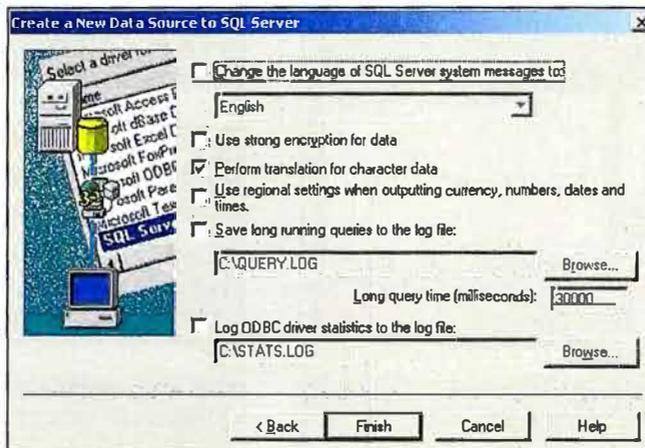
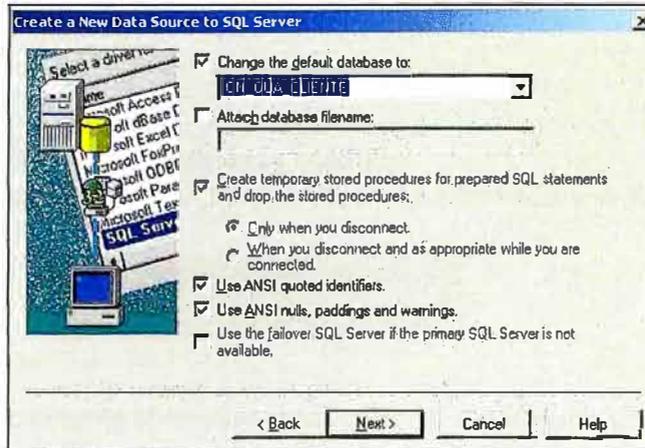
Add



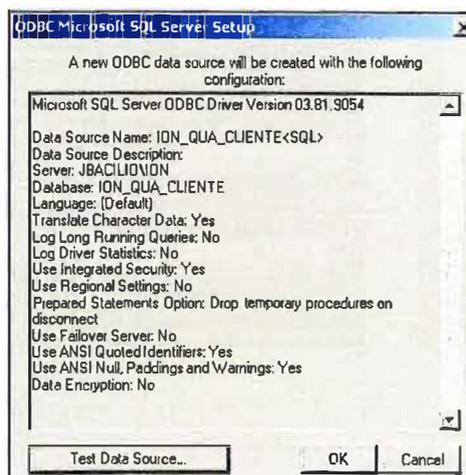
Se coloca el mismo nombre de la base de datos creadas en el ION DATABASE MANAGER incluyendo el sufijo <SQL>. Además elegimos el servidor del cual se conectara el SQL.



Elegimos la base de datos recientemente creada.



Una vez finalizada, se muestra la configuración de la base de datos y realizamos un test de prueba, cuyo resultado será satisfactorio si hemos realizados los pasos correctamente.



## 2. Creación del nodo de comunicación:

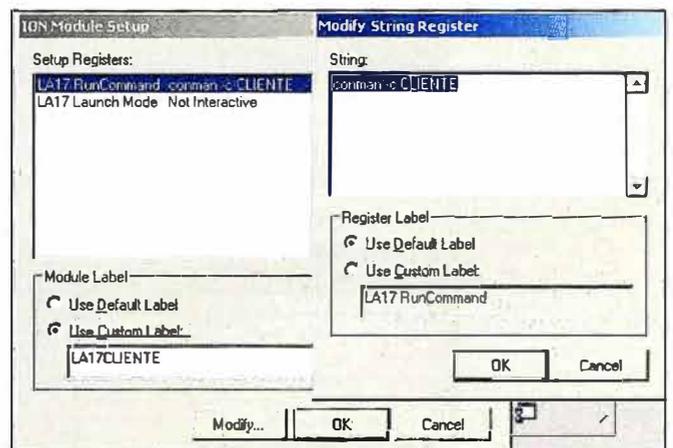
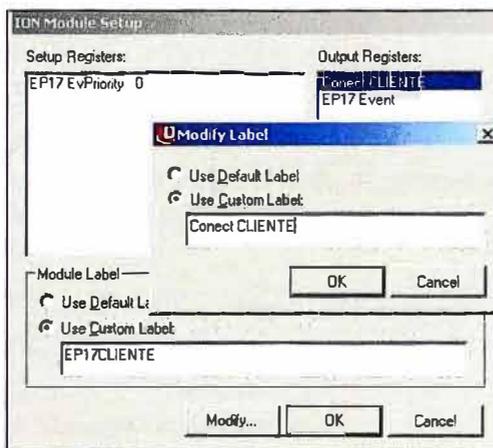
Ion Designer:  
VIP.JBACILIO  
Creamos:

### External Pulse Modules y Launching Module:

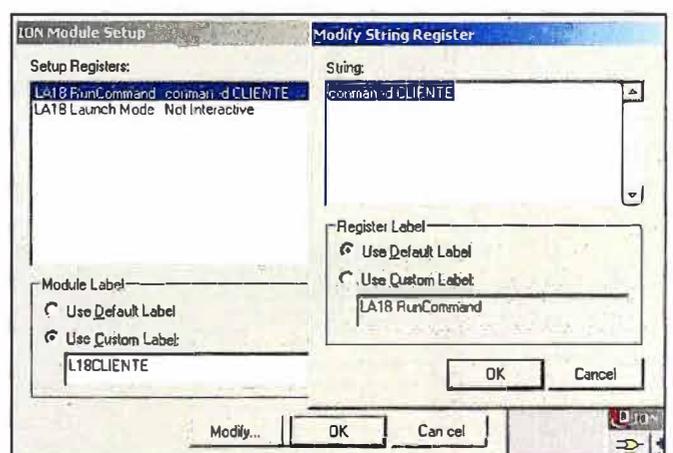
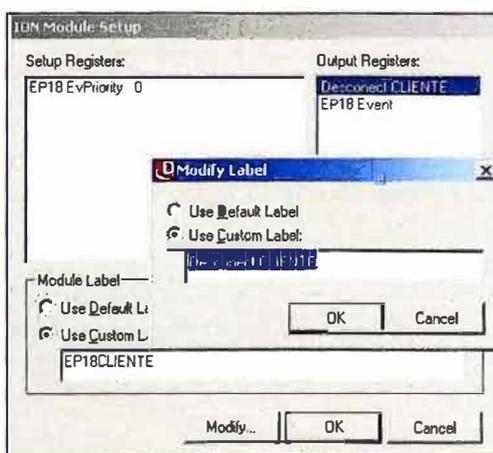
Nos sirve para crear la conexión y desconexión del sitio hacia el nodo del cliente.



**CONEXIÓN:** Colocamos el nombre del cliente y el comando de conexión -c-



**DESCONEXIÓN:** Colocamos el nombre del cliente y el comando de conexión -d-



### 3. Configuración del modo de comunicación:

#### 3.1 SITE:

Nos sirve para elegir el modo de comunicación con el cliente. En este caso es a través del modem por lo cual se inserta el numero telefónico y la tasa de transferencia.

Ion Management Console:  
Sites → New → Modem Site

Property	Value
Name	CLIENTE
Phone Number	9,044414852.....4
Enabled	Yes
Computer	JBACILIO
Baud Rate	9600
Description	Trujillo Norte 138KV
Time Synch IDN Enabled	No
Time Synch 3720 Enabled	No
Time Synch 300X Enabled	No

Property Description:  
Name: Name of the site.

OK Cancel

#### 3.2 DEVICE:

Nos sirve para elegir el nodo de conexión del modem, el tipo de medidor, su Unit ID y la ubicación del cliente.

Ion Management Console:  
Devices → New → Serial Device

Property	Value
Group	CLIENTE
Name	QUALITY
Device Type	IDN 7600
Unit ID	102
Site	CLIENTE
Enabled	Yes
Description	

Property Description:  
Group: Name of the group.

OK Cancel

#### 3.3 DIAL OUT MODEM:

Nos sirve para elegir el tipo de modem utilizado en la medición.

Ion Management Console:  
Devices → New → Serial Device

Property	Value
Modem Type	USRobotics Sportster 33600
Computer	JBACILIO
Serial Port	COM1
RtsCts	No
Use DTR	No
Enabled	Yes
Constraints	
Description	

Property Description:  
Serial Port: Name of the COM port on the ION server.

OK Cancel

#### 4. Selección de la información a descargar del medidor

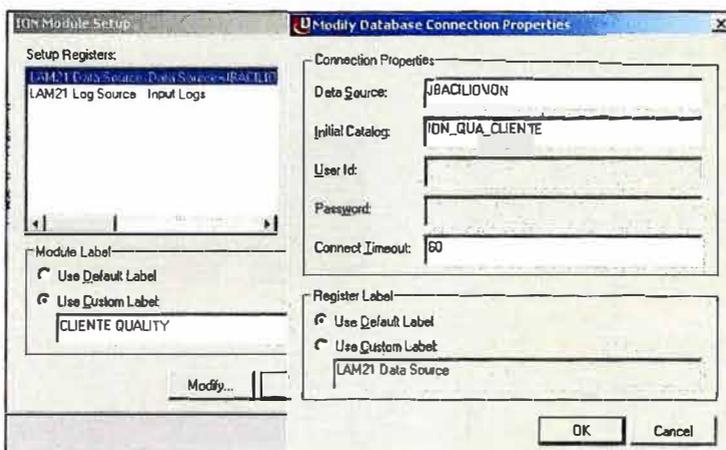
Ion Designer:

LogInserter.JBacilio

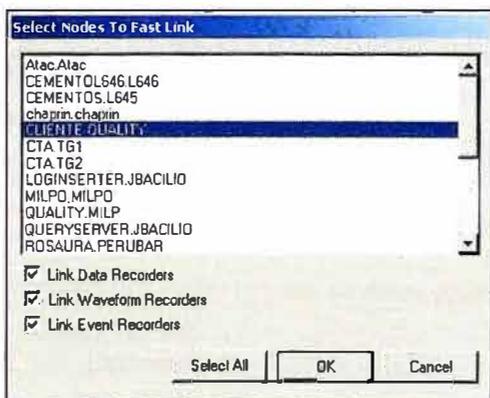
Creamos:

#### Log Acquisition Modules:

Se indica la base de datos donde se almacenara la información

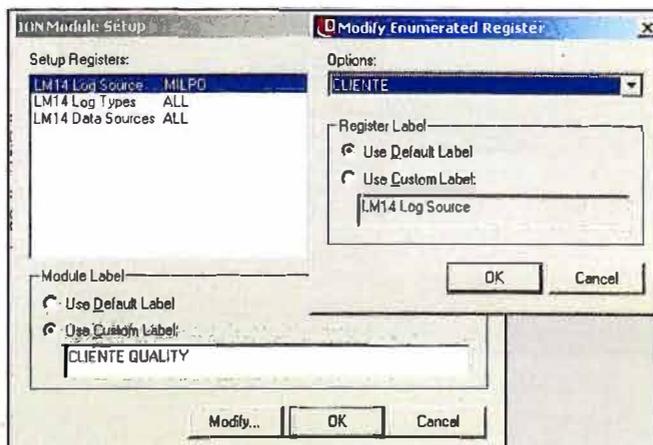


Se indica el nodo y los Links de los registros a descargar:



#### Log Monitor Modules:

Se indica el nodo donde se realiza la medición



## 5. Selección de la información a utilizar de la base de datos

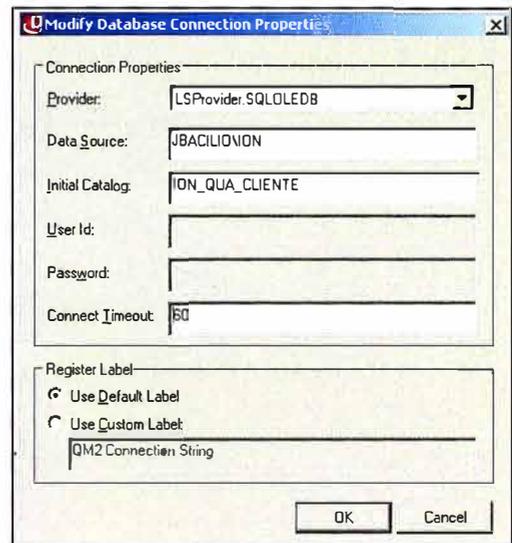
Ion Designer:

QueryServer.JBacilio

Creamos:

### Query Modules:

Se indica la base de datos donde se sacara la información



## VISUALIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN REQUERIDA

Ion Vista:

Creamos:

### Data log Viewer:

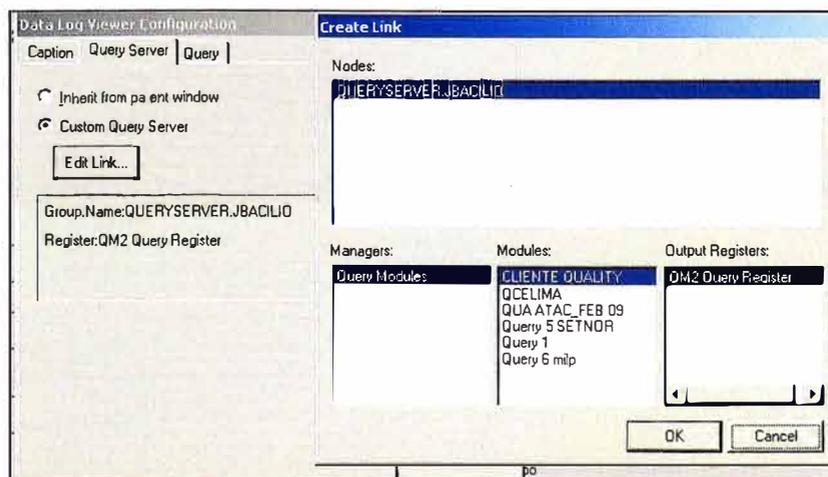
Se muestra los registros almacenados en la base de datos que deseamos visualizar.

Debemos elegir la base de datos donde sacaremos la información:

Query Server

Custom Query Server

Edit Link



Debemos elegir los registros que deseamos visualizar:

Query

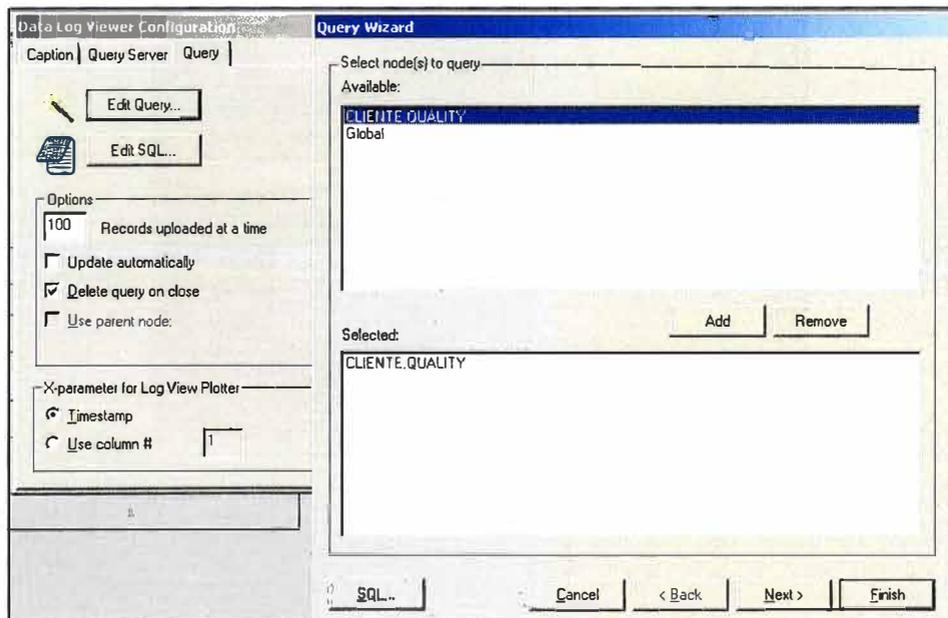
Edit Query

Elegimos el nodo.

Elegimos los registros que deseamos visualizar (Nos dan a escoger entre todos los registros programados por el Loginsertter que almacena esa base de datos).

- Flicker:  
EN50160 Prm-Flk@MILPO.MILPO
- Tensiones entre fase:  
Hist Mean Log@MILPO.MILPO
- Armonicos:  
VR H2-H17@MILPO.MILPO  
VR H18-H34@MILPO.MILPO  
VR, VS H34-H40@MILPO.MILPO  
VS H2-H17@MILPO.MILPO  
VS H18-H34@MILPO.MILPO  
VT H2-H17@MILPO.MILPO  
VT H18-H34@MILPO.MILPO  
VT H34-H40@MILPO.MILPO

Elegimos el orden de los campos que deseamos visualizar (Si no seleccionamos un campo entonces no será visible)



Query Wizard  
Node1

Node: CLIENTE.QUALITY

Advanced log view

Available:

Log Label	Columns Labels
EgyDmd Log@CLIENTE.QUALITY	MWh entregado,MWh recibido,MWh del-rec,MWh...
ENS0160 Flicker@CLIENTE.QUALITY	V1-Flick N,V1-Flick N invd,V1-Flick N1,V2-Flick N,V2...
ENS0160 Freq/Mg@CLIENTE.QUALITY	Freq N,Freq N invd,Freq N1,Freq N2,V1-Mag N,
ENS0160 Hrm Vlt@CLIENTE.QUALITY	V1-HrmN,V1-Hrm N invd,V1-Hrm N1,V1-Hrm N2,
ENS0160 Inhm Vlt@CLIENTE.QUALITY	V1-Inthrm N,V1-Inthrm N invd,V1-Inthrm N1,V2-It
ENS0160 Intrp@CLIENTE.QUALITY	V1-Intrpt N1,V1-Intrpt N2,V1-Intrpt N3,V2-Intrp
ENS0160 MSignal@CLIENTE.QUALITY	V1-MSignal N,V1-MSignal N invd,V1-MSignal N1,V2-
ENS0160 MSignal@CLIENTE.QUALITY	V1-MSignal N1,V1-MSignal N1? V1-MSignal N1? V1-

Add Remove

Selected:

Hist mean Log@CLIENTE.QUALITY

Cancel < Back Next > Finish

Query Wizard  
Table1

Table: Hist mean Log@CLIENTE.QUALITY

Select the columns to appear in the Log Viewer:

Available:	Selected (in order):
node	node
log	timestamp
timestamp	Vll ab mean
Vll ab mean	Vll bc mean
Vll bc mean	Vll ca mean
	Vll avg mean

Filter

Timestamp Format: yyyy/mm/dd hh:mm:ss

node = <text> AND

Replace Insert Delete AND OR NOT { }

Where...

Cancel < Back Next > Finish

## ANEXO B

### ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA Y DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE GENERACIÓN DEL SEIN PARA EL AÑO 2009

#### B.1 Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF)

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA	TEMPORIZACION	ARRANQUE	PENDIENTE	TEMPORIZACION
		(Hz)	(s)	Hz	(Hz / s)	(s)
1	5,2%	59,00	0,15	59,8	-1,1	0,15
2	7,8%	58,90	0,15	59,8	-1,1	0,15
3	4,0%	58,80	0,15	59,8	-1,1	0,15
4	10,0%	58,70	0,15	59,8	-1,5	0,15
5	10,0%	58,60	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0			
(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz						
(3) En la Zona Sur, la temporización de los relés de derivada de derivada de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay es 0,35 s						

Figura B.1 Zona Centro

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA	TEMPORIZACION	ARRANQUE	PENDIENTE	TEMPORIZACION
		(Hz)	(s)	Hz	(Hz / s)	(s)
1	5,2%	59,00	0,15	59,8	-0,75	0,30
2	7,8%	58,90	0,15	59,8	-0,75	0,30
3	4,0%	58,80	0,15	59,8	-0,75	0,30
4	10,0%	58,70	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
5	8,0%	58,60	0,15			
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0			
(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz						

Figura B.2 Zona Norte

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA	TEMPORIZACION	ARRANQUE	PENDIENTE	TEMPORIZACION
		(Hz)	(s)	Hz	(Hz / s)	(s)
1	5,2%	59,00	0,15	59,8	-0,65	0,15
2	7,8%	58,90	0,15	59,8	-0,65	0,15
3	4,0%	58,80	0,15	59,8	-0,65	0,15
4	3,0%	58,70	0,15	59,8	-1,1	0,15
5	3,0%	58,60	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0			
(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz						

Figura B.3 Zona Sur

## ANEXO C

### DOCUMENTACIÓN MINIMA PROBATORIA PARA LA SOLICITUD DE FUERZA MAYOR (RESOLUCION OSINERG N° 010-2004-OS/CD)

DOCUMENTO	Acto Vandálico	Impacto de Vehículo contra estructura de red área de energía eléctrica	Afectación de instalaciones de la red de energía eléctrica	Fenómeno Naturales	Accidente de trabajo y accidente de terceros (b)	Hurto de conductores y/o equipos eléctricos	Avería provocada por poda o tala de árboles	Riesgo por incendio o aledaño a instalaciones eléctricas	Solicitud de Autoridad
Copia del Cargo de Presentación de la solicitud de caificación de fuerza mayor	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Informe Técnico del hecho causante de la variación (a)	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Informe detallando las medidas de prevención adoptadas	X	X	X		X	X	X	X	
Documentación técnica indicando que la instalación afectada cumple con las distancias mínimas de seguridad establecidas en las normas respectivas	X	X	X	X	X	X	X	X	
Parte Policial en base a una inspección o constatación por parte de los efectivos policiales de la zona, de los hechos ocurridos y de las instalaciones afectadas (c)	X	X	X	X	X	X	X	X	
Copia del aviso a los usuarios afectados, con la indicación del medio y la fecha en la cual se emitió.	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Registró fotográfico que muestre las instalaciones afectadas. Deberá tener inscrita la fecha y hora, además de elementos que hagan reconocible el lugar.	X	X	X	X	X	X	X	X	
Informe de la entidad responsable: SENAMHI, Instituto Geofísico del Perú, o Defensa Civil.				X					X
Informe de Investigación del Accidente realizado por la empresa concesionaria o quien ella designe					X				

(a) Contenido Mínimo del informe Técnico:

1. Fecha y hora de Inicio de la variación.
2. Los sectores afectados por la variación, con indicación del distrito y provincia al cual pertenecen.
3. El motivo de la variación.
4. Croquis de ubicación geográfica de la zona afectada, con indicación de la ubicación de la falla.
5. Fecha y hora de la reposición total de suministro de energía eléctrica.
6. Sustento técnico en el que se justifique el uso de tiempo empleado para la reposición total del servicio eléctrico.
7. Los equipos e instalaciones afectadas, (con detalle de los daños ocasionados).
8. Maniobras efectuadas en caso de la ejecución de reposiciones parciales del servicio eléctrico.
9. Esquema eléctrico unifilar (o de operación) con indicación de la actuación del sistema de protección y la ubicación del desperfecto.
10. La actuación del sistema de protección, tipo de falla registrada.
11. El Código de identificación de la interrupción utilizado en los reportes enviados a la Unidad de Calidad de los Servicios Eléctricos del OSINERG.
12. El Código de identificación de la manobra afectada.

(b) OSINERG designará a un supervisor para la investigación del accidente.

(c) El parte policial debe ser resultado de la inspección a las instalaciones afectadas y no de una transcripción de los hechos por parte de un representante de la concesionaria o de un tercero no identificado.

**ANEXO D  
PLANILLA DE MEDICIONES**

GRÁFICO N° 1

**EMPRESA:**

<b>PLANILLA DE MEDICIÓN</b>		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	REMEDIACIÓN	RECLAMO
REPET. MEDICIÓN FALLIDA	<b>REQUERIDO POR OSINERG</b>	
ALTERNATIVO, REEMPLAZA A:		

TIPO DE SERVICIO:		
URBANO	URB-RURAL	RURAL

TIPO DE SUMINISTRO	MONOFASICO	TRIFASICO	
PARÁMETRO A MEDIR	TENSIÓN	FLICKER	ARMÓNIC.

REGISTRADOR INSTALADO:
MARCA:
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

## BIBLIOGRAFIA

- [1]. MINEM, "Ley de Concesiones Eléctricas", Decreto Ley N° 25844 y modificatorias, Perú, 1997.
- [2]. MINEM, "Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas", D.S. N° 009-93-EM y modificatorias, Perú, 1993.
- [3]. MINEM, "Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica", Ley N° 28832, Perú, 2006
- [4]. MINEM, "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos", D.S. N° 020-97-EM, Perú, 1997.
- [5]. OSINERGMIN, "Base Metodológica de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos", R. N° 1535-2001-OS/CD y modificatorias, Perú, 2001.
- [6]. MINEM, "Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados", R.D. N° 014-2005-EM/DGE y modificatorias, Perú, 2005.
- [7]. MINEM, "Suspensión de la aplicación de la NTCSE", D.S. N° 004-2006-EM, Perú, 2006.
- [8]. MINEM, "Sectores Típicos de distribución", R.D. N° 015-2004-EM/DGE, Perú, 2004.
- [9]. OSINERGMIN, "Clasificación de los sistemas de distribución eléctrica", R.D. N° 157-2005-OS/CD, Perú, 2005
- [10]. "Power Quality Terms and Definitions", [www.mtm.at/pqnet/PQDEF.htm](http://www.mtm.at/pqnet/PQDEF.htm).
- [11]. COES, "Lineamiento para el Proceso de Análisis de Eventos que ocasionan Trasgresiones a la NTCSE", Perú, 2007.
- [12]. OSINERGMIN, "Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones", N° 028-2003-OS/CD, Perú, 1997.
- [13]. OSINERGMIN, "Reporte Estadístico del Mercado Libre de Electricidad", Año 8 Noviembre 2008.
- [14]. COES, "Estudio De Rechazo Automático De Carga/Generación Del SEIN – Año 2009", Informe final COES-SINAC/DEV-157-2008, Perú, 2008.
- [15]. IEEE, "Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality", IEEE

Standard 1159-1995, 1995.

- [16]. Joseph Seymour y Terry Horsley, "Los siete tipos de problemas en el suministro eléctrico", [www.apc.com](http://www.apc.com).
- [17]. "Power Quality Terms and Definitions", [www.mtm.at/pqnet/PQDEF.htm](http://www.mtm.at/pqnet/PQDEF.htm).
- [18]. Schneider Electric España, "Los armónicos en las redes perturbadas y su tratamiento", Cuaderno Técnico N° 152, España, 2000.
- [19]. Schneider Electric España, "Flicker o parpadeo de las fuentes luminosas", Cuaderno Técnico N° 176, España, 2001.
- [20]. Schneider Electric España, "La calidad de la energía eléctrica", Cuaderno Técnico N° 199, España, 2004.
- [21]. COES, "Coordinación de la operación en tiempo real del SEIN", Procedimiento Técnico N° 9, Perú, 2001.
- [22]. COES, "Programación del mantenimiento para la operación del SEIN", Procedimiento Técnico N° 12, Perú, 2001.
- [23]. COES, "Reserva rotante en el SEIN", Procedimiento Técnico N° 22, Perú, 2004.
- [24]. Antonio Gómez Expósito, "Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica", Mc Graw Hill, España, 2002.
- [25]. OSINERGMIN, "Evaluación de las solicitudes de calificación de fuerza mayor", N° 010-2004-OS/CD, Perú, 2004.
- [26]. OSINERGMIN, "Procedimiento para supervisar la implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación", N° 489-2008-OS/CD, Perú, 2008.
- [27]. Jorge Bacilio, "Informe consolidado de la calidad del producto – Mayo 2006", Termoselva, 2006.
- [28]. Jorge Bacilio, "Informe consolidado de la calidad del producto – Junio 2006", Termoselva, 2006.
- [29]. Jorge Bacilio, "Informe consolidado de la calidad del producto – Octubre 2006", Termoselva, 2006.
- [30]. Jorge Bacilio, "Informe consolidado de la calidad del producto – Diciembre 2006", Termoselva, 2006.
- [31]. COES, "Desconexión de la línea L-2251", Informe COES-SINAC DEV-002-2007", Perú, 14 de enero de 2007.
- [32]. COES, "Desconexión de la línea L-1125", Informe COES-SINAC DEV-011-2007", Perú, 8 de febrero de 2007.
- [33]. COES, "Desconexión de la línea L-2251", Informe COES-SINAC DEV-012-2007", Perú, 8 de febrero de 2007.

- [34]. COES, "Desconexión de la línea L-2252", Informe COES-SINAC DEV-015-2007", Perú, 15 de febrero de 2007.
- [35]. COES, "Desconexión de la línea L-1125", Informe COES-SINAC DEV-018-2007", Perú, 21 de febrero de 2007.
- [36]. COES, "Desconexión de la línea L-2251", Informe COES-SINAC DEV-037-2007", Perú, 27 de abril de 2007.
- [37]. COES, "Desconexión de la línea L-2252", Informe COES-SINAC DEV-041-2007", Perú, 5 de mayo de 2007.