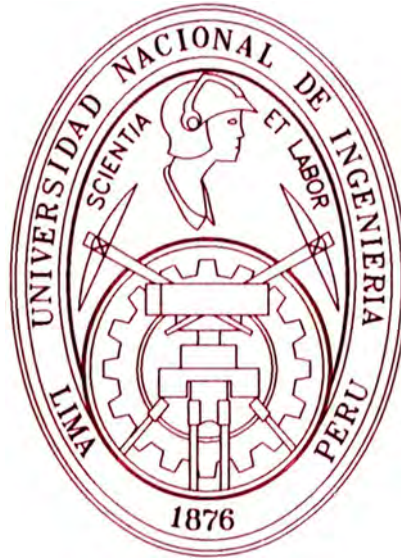


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



TITULO: “REDUCCION DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA EN LAS REDES DE DISTRIBUCION DEL SISTEMA ELECTRICO ICA”.

**Informe de Suficiencia para obtener el Título de
INGENIERO MECÁNICO-ELECTRICISTA**

Presentado por:

Juan de Dios Patiño Ccoicca

LIMA –PERÚ Marzo 2007

AGRADECIMIENTO

A Dios y a la milagrosa imagen del Señor de las Ánimas de Challhuanca Apurímac que me ha iluminado a lo largo de mi vida familiar y profesional.

Mi agradecimiento y gran aprecio al Ing. Gilberto Becerra Arévalo mi asesor en la elaboración del presente informe por su invaluable ayuda.

A la Empresa Electro Sur Medio por las facilidades brindadas en cuanto a la información obtenida, lo que me ha permitido llegar a un feliz termino con el desarrollo de este trabajo.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo en especial a mis padres, hermanos, mi esposa Gloria y mis hijas Lourdes y Catherine que con su ejemplo de amor y constancia han influido en mi personalidad para poner el entusiasmo, dedicación y esfuerzo necesario a fin de culminar este logro profesional, así como también a todas las personas que en forma directa e indirecta me apoyaron para la realización del mismo.

**REDUCCION DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LAS REDES DE
DISTRIBUCION DEL SISTEMA ELÉCTRICO ICA**

	Pag.
PRÓLOGO	1
1.- INTRODUCCION.....	3
1.1 GENERALIDADES	3
1.2 OBJETIVOS	6
1.3 DEFINICIONES.....	6
1.3.1. BALANCE DE ENERGIA.....	6
1.3.2 PERDIDAS DE ENERGIA.....	7
1.3.3 MARGEN COMERCIAL.....	8
1.4 NORMAS TÉCNICAS	8
2.- REDES DE DISTRIBUCION DEL SISTEMA ELECTRICO ICA.....	10
2.1 ALIMENTACION.....	10
2.2 DIAGRAMA UNIFILAR.....	11
2.3 REDES ELECTRICAS EN MEDIA TENSION	12
2.4 REDES ELECTRICAS EN BAJA TENSION	12
2.5 SUBESTACIONES DE 60 / 22,9-10 Kv	13
2.6 SUBESTACIONES DE 22,9-10/0,38-0,22 Kv	13
3.- PERDIDAS DE ENERGIA.....	14
3.1 DETERMINACION DE PÉRDIDAS TECNICAS.....	14
3.2 DETERMINACION DE PÉRDIDAS NO TECNICAS.....	17
3.3 DETERMINACION DE PÉRDIDAS RECONOCIDAS.....	17
3.4 DETERMINACION DEL EXCESO DE PÉRDIDAS NO RECONOCIDAS.....	18
4.- ALTERNATIVAS DE SOLUCION PARA LA REDUCCION DE LAS PÉRDIDAS.....	19
4.1 ALTERNATIVAS DE SOLUCION PARA LA REDUCCION DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS	19
4.1.1 OPTIMIZACIÓN DE REDES EN MEDIA TENSIÓN.....	21
4.1.2 OPTIMIZACION DE REDES EN BAJA TENSIÓN Y SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	22

4.2	ALTERNATIVAS DE SOLUCION PARA LA REDUCCION DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	24
	4.2.1 IMPLEMENTACIÓN DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS.....	25
	4.2.2 SECTORIZACIÓN DE EQUIPOS DE TRABAJO.....	41
5.-	EVALUACION DE COSTOS	46
5.1	COSTOS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TECNICAS	46
	5.1.1 EN REDES DE MEDIA TENSIÓN.....	46
	5.1.2 EN REDES DE BAJA TENSIÓN Y SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION.....	48
5.2	COSTOS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TECNICAS	52
	5.2.1 COSTOS DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS.....	52
	5.2.2 COSTOS DE FORMACIÓN DE EQUIPOS DE TRABAJO.....	53
	CONCLUSIONES.....	55
	RECOMENDACIONES.....	57
	ANEXOS.....	59
	BIBLIOGRAFIA	
	PLANOS	

PRÓLOGO

El análisis histórico de las pérdidas de energía en el sistema eléctrico de Ica, así como la reducción progresiva de las pérdidas reconocidas en las tarifas al cliente final, han afectado sensiblemente el margen comercial de Electro Sur Medio S.A.A., disminuyendo considerablemente sus ingresos lo que trae como consecuencia la aplicación de programas de reducción de pérdidas de energía.

Las circunstancias anteriores ponen en riesgo la situación económica de la empresa al ver reducidas sus utilidades, y ciertamente empeora la situación en el 2006 por las disminución de las pérdidas reconocidas en las tarifas a un porcentaje cercano al 5%, esto debido a que las ventas en media tensión son superiores a las de baja tensión; esto obliga a la empresa a disminuir las pérdidas de energía para mantener la rentabilidad, con mayor razón si tenemos que mejorarla.

Esta situación requiere decisiones del más alto nivel a fin de disponer recursos necesarios y suficientes para hacer frente a la problemática, haciendo posible utilizar el know how de la empresa para disminuir los índices de pérdidas permitiendo maximizar la rentabilidad de Electro Sur Medio S.A.A.

La tecnología en los últimos tiempos ha avanzado mucho y se han disminuido los costos de implementación de equipos de medición electrónicos, pudiéndose realizar cambios masivos de medidores, que en otros tiempos no hubiera sido posible, y permitiendo una mejor gestión en el control y reducción de las pérdidas de energía.

Del mismo modo existen programas informáticos que facilitan enormemente el cálculo de las pérdidas técnicas en cada punto de una red de distribución eléctrica, lo que es de gran ayuda para el estudio de reducción de pérdidas de energía.

Para la presentación de este informe de suficiencia, se ha creído conveniente dividirlo en cinco capítulos.

En el capítulo 1 se incluye los antecedentes de la situación de la Empresa Electro Sur Medio S.A.A. referente a las pérdidas de energía, asimismo la justificación para la realización del informe, los objetivos y definiciones técnicas.

El capítulo 2 trata sobre las características técnicas del sistema eléctrico de Ica, su alimentación, diagrama unifilar, redes eléctricas de media y baja tensión y subestaciones de 60/10 kV y 10/0,38-0,22 kV.

En el capítulo 3 se considera la identificación de las pérdidas de energía, técnicas y no técnicas así como las pérdidas reconocidas y no reconocidas por Organismo Supervisor de la Energía y la Minería (OSINERGMIN).

En el capítulo 4 se incluye las alternativas para la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas.

El capítulo 5 especifica la evaluación de los costos respecto a la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía.

Quiero dejar constancia de mi agradecimiento a los Ingenieros José Gutierrez de la Unidad de Control de Pérdidas y Angel Ttito de la Unidad de Planeamiento Eléctrico de Electro Sur Medio S.A.A., por su valioso apoyo a la elaboración del presente informe.

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 GENERALIDADES

a) ANTECEDENTES

El incremento de las pérdidas eléctricas es uno de los flagelos que ha azotado a las empresas eléctricas, ya sea en el marco socioeconómico, desinversión y de necesidad de racionalización del uso de la energía.

Es evidente que toda acción que estimule la eficiencia en la producción y distribución como en el uso posterior de la energía eléctrica contribuirá a optimizar los requerimientos de inversión.

La eficiencia en la gestión y la optimización de los recursos debe ser una preocupación y una función generalizada en todos los sectores de una empresa eléctrica.

El OSINERGMIN en el año 2005 señaló que los índices de pérdidas de las empresas eléctricas continúan siendo demasiado altos, tal como se muestra en la tabla adjunta.

TABLA I
PORCENTAJE PERDIDAS EN DISTRIBUIDORAS

*% Pérdidas y Ventas en Empresas Distribuidoras
al IV Trimestre-2005*

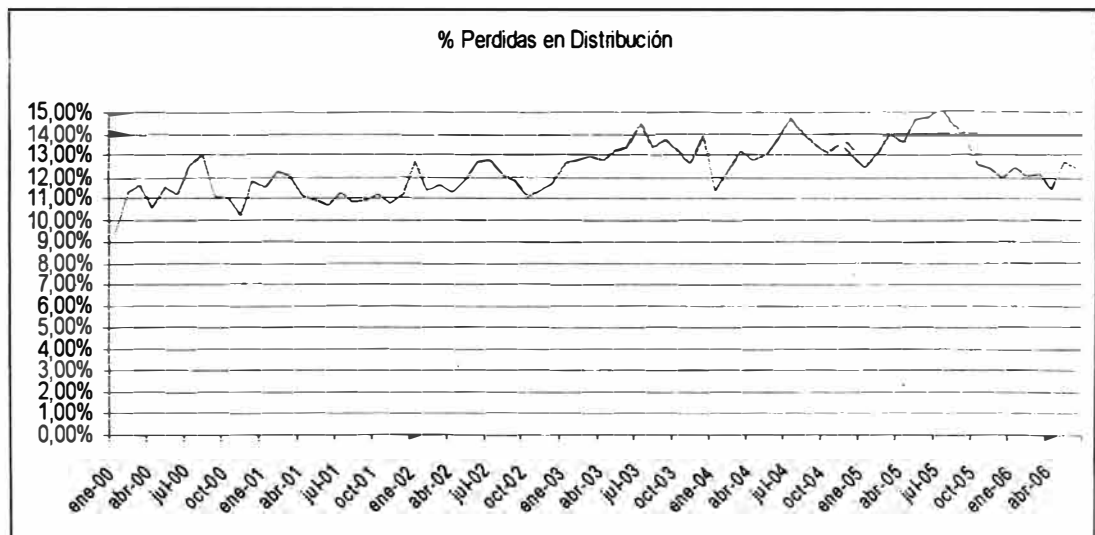
EMPRESA	Pérdidas en Distribución (%)	Estructura de Ventas (%)	
		MT	BT
Electro Centro	8,90%	17,33%	82,67%
Electro Nor Oeste	9,90%	52,32%	47,68%
Electro Norte	9,20%	29,71%	70,29%
Electro Norte Medio	10,10%	36,38%	63,62%
Electro Sur	8,90%	31,98%	68,02%
Electro Sur Este	12,70%	19,94%	80,06%
Electro Sur Medio	12,30%	63,38%	36,62%
Luz del Sur	6,30%	36,06%	63,94%
Seal	12,20%	33,32%	66,68%
Edelnor	9,00%	41,39%	58,61%
EdeCañete	8,90%	59,08%	40,92%
COELVISA	2,00%	88,27%	11,73%
Electro Puno	12,20%	31,31%	68,69%
Electro Oriente	11,30%	35,67%	64,33%

b) JUSTIFICACION

El estudio se justifica por el incremento de los índices de pérdidas en los últimos años, en toda la concesión de Electro Sur Medio S.A.A., especialmente en la ciudad de Ica, que incide directamente en la gestión de la empresa afectando el margen comercial, así como su imagen de una empresa eficiente que brinda un servicio de buena calidad.

Esto se indica claramente en el siguiente gráfico:

ILUSTRACIÓN 1.1
EVOLUCIÓN PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN ELECTRO SUR
MEDIO S.A.A.



1.2 OBJETIVOS

El objetivo del estudio es mostrar los indicadores de las pérdidas de energía en el sistema eléctrico de la ciudad de Ica y proponer un programa para la reducción de las pérdidas de energía en el sistema eléctrico de Ica, a fin de optimizar la calidad del servicio eléctrico, mejorar la imagen e incrementar el margen comercial de la Empresa Electro Sur Medio S.A.A.

1.3 DEFINICIONES

De acuerdo a diferentes organismos, entre ellos la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), se tienen las siguientes definiciones:

1.3.1 BALANCE DE ENERGÍA

El balance de energía eléctrica es la identificación y cuantificación de los consumos de la empresa. A partir del balance se analiza como se está utilizando la energía y se elaboran medidas de ahorro con el objetivo de incrementar la eficiencia del uso de la energía de la empresa y reducir las pérdidas de energía.

1.3.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

El valor de las pérdidas de energía es uno de los indicadores de la gestión técnico administrativa de las empresas eléctricas, es conveniente determinar la cantidad de energía (MWh) que se está perdiendo.

Las pérdidas de energía se clasifican en:

1.3.2.1 Pérdidas Técnicas.-

Las pérdidas técnicas constituyen la energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera, pero que sin embargo pueden ser reducidas a valores aceptables según planes establecidos para dicho efecto.

Las pérdidas técnicas se presentan principalmente por la resistencia de los conductores que transportan la energía desde los lugares de generación hasta llegar a los consumidores.

1.3.2.2 Pérdidas No Técnicas.-

Las empresas deben llevar registros precisos de la energía que se suministra a los usuarios a fin de cobrar la energía que estos utilizan, pero por ciertas razones no se tienen exactitudes en los registros de los consumos, lo cual representa pérdidas para la empresa.

1.3.3 MARGEN COMERCIAL

Es un indicador que mide la rentabilidad en la comercialización de la energía; se expresa mediante la relación que existe entre el beneficio comercial y los ingresos por la venta de energía.

También representa el porcentaje de la venta asignada al beneficio y que se usa para cubrir los otros costos asociados a la transmisión, distribución y comercialización de energía.

1.4 NORMAS TÉCNICAS

El sistema de distribución eléctrica se encuentra enmarcado dentro de un marco normativo cuyo base legal es el Decreto Ley N°25844 “Ley de Concesiones Eléctricas” y el Decreto Supremo N°009-93-EM “Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas” así como el

Código Nacional de Electricidad-Suministro, y las normas emitidas por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), el OSINERGMIN y el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI).

Entre las normas técnicas que tienen relación con la gestión de control y reducción de las pérdidas de energía eléctrica, tenemos las siguientes:

- Resolución N°370-2005-OS/CD, que fija los factores de expansión de pérdidas reconocidas en distribución y determina el valor del exceso de pérdidas que no son reconocidas en las tarifas al cliente final.
- Resolución N°496-2005-MEM, Norma sobre Contraste de Medición de energía eléctrica.
- Decreto Supremo N° 020-97-EM, Norma Técnica de calidad de los servicios eléctricos, que fija los parámetros a cumplir por parte de las empresas distribuidoras en relación a sanciones por mala calidad del servicio eléctrico.

CAPÍTULO 2

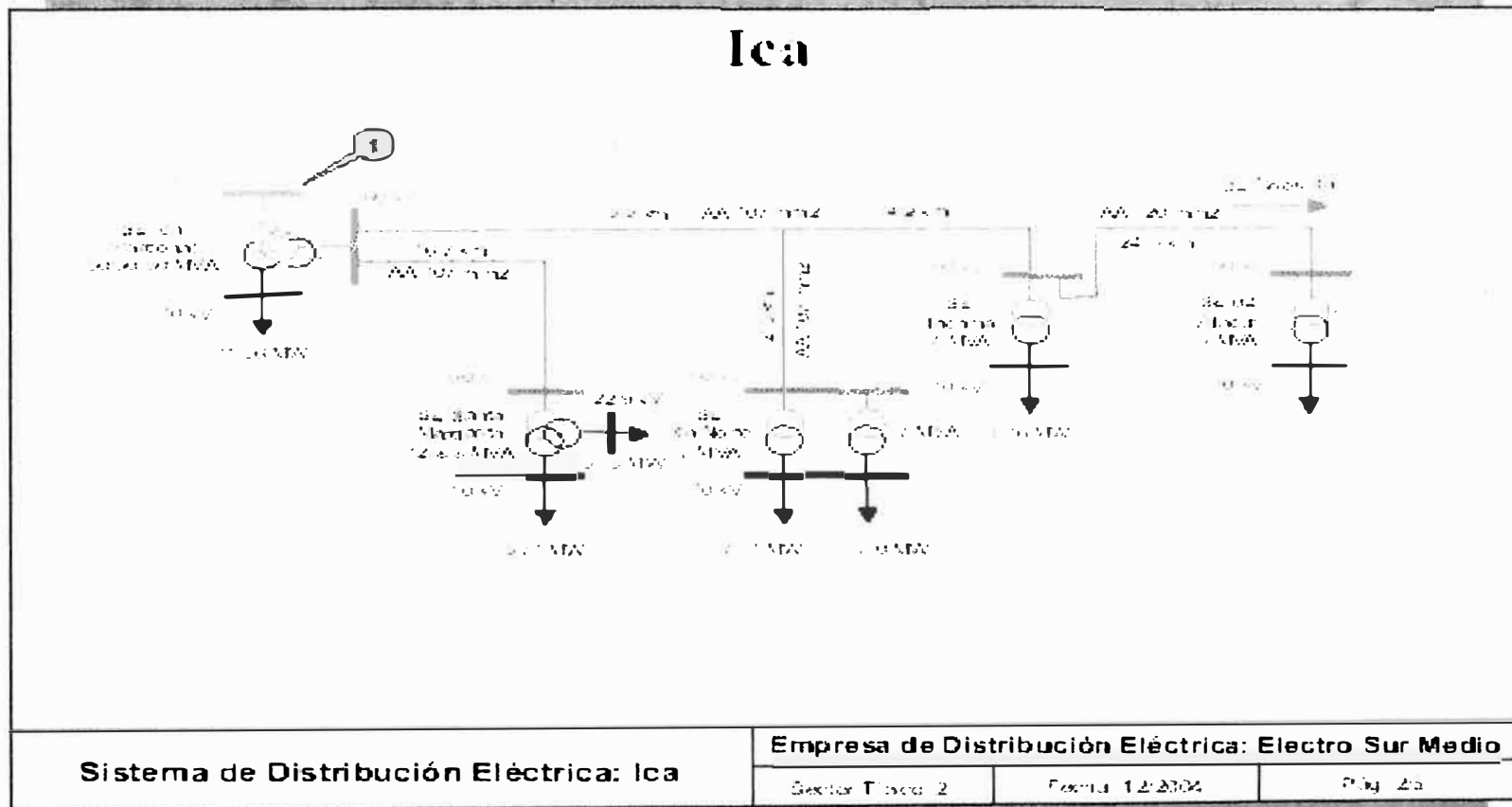
REDES DE DISTRIBUCION DEL SISTEMA ELECTRICO ICA

2.1 ALIMENTACION

El sistema Eléctrico de Ica, se encuentra interconectado al SEIN mediante la línea en 220 kV que alimenta a la SE Ica, ubicada en el distrito de Parcona de la ciudad de Ica, la que está conformada por un transformador de 220/60/10 kV, con potencias de 50/30/30 MVA.

La máxima demanda del sistema eléctrico de Ica en el año 2005, es de 37,500 MW, con un factor de carga de 0,70; alimentada por 5 circuitos en 10 kV que salen de la barra de 10 kV de la SE Ica, así como por redes en media tensión que se alimentan de 3 subestaciones de transformación 60 /10/22,9 kV, que salen de la barra de 60 kV de la SE Ica, tal como se muestra en el diagrama unificar siguiente.

2.2 DIAGRAMA UNIFILAR
Línea de alimentación en 60 kV Sistema Eléctrico Ica



2.3 REDES ELECTRICAS EN MEDIA TENSION

Las redes eléctricas son del tipo AAAC, ACSR y Cu desnudo y están en configuración radial, (anillo normalmente abierto), en el siguiente cuadro se muestran sus características.

TABLA II: CARACTERÍSTICAS REDES MEDIA TENSION

SISTEMA ELECTRICO	SET	Alimentador	Tensión (kV)	Referencia	Cable de Salida		Troncal (1 erTramo)	
					Tipo	Sección (mm ²)	Tipo	Sección (mm ²)
ICA	PARCONA	103	10		NKY	120	AAAC	185
		104	10		NKY	120	AAAC	150
		105	10		NKY	120	AAAC	150
		106	10		NKY	120	AAAC	120
		107	10		NKY	120	ACSR	120
	STA. MARGARITA	116	10		NKY	70	ACSR	120
		117	10		NKY	2(70)	ACSR	120
		118	22.9		N2XSY	70	CU	50
		119	10	Fdo San Jose	NKY	70		
		120	22.9	Agrokasa	N2XSY	70		
	TACAMA	121	10		ACSR	120	CU	25
		122	10		ACSR	120	CU	70
		123	10		ACSR	120	CU	25
		124	10	Tacama	NKY	16	CU	16
	ICA NORTE	111	10		NKY	120	CU	2(50)
		112	10		N2XSY	120	AAAC	150
		113	10		NKY	120	AAAC	150
114		10		NKY	120	AAAC	120	

2.4 REDES ELECTRICAS EN BAJA TENSION

Las redes de baja tensión son de cobre tipo CPI (Cables para Intemperie) y autoportantes, con topologías radiales en anillo normalmente abierto compuesto de 20090 estructuras de CAC, una longitud de 196 km de redes subterráneas y 539 km de redes aéreas.

2.5 SUBESTACIONES DE 60/22,9-10 kV

En la tabla adjunta se indican las características de las subestaciones 60/22,9-10 kV del sistema eléctrico Ica.

TABLA III: CARACTERISTICAS SUBESTACIONES 60 /22,9/10 kV

Sistema Eléctrico	Centro de Transformación	Relación de Transformación	Capacidad Instalada	Ubicación Geográfica
Ica	Ica Norte	60/10 kV	2 x 7 MVA	Costa
Ica	Tacama	60/10 kV	7 MVA	Costa
Ica	Santa Margarita	60/22,9/10 kV	12/8/8 MVA	Costa

2.6 SUBESTACIONES DE 10/0,38-0,22 kV

Las Subestaciones de distribución son en su mayoría del tipo Aéreo Biposte y las potencias de los transformadores de potencia, son los que se indica a continuación:

- Monofásicos : 5, 10, 15, 25 y 37 KVA.
- Trifásicos : 50, 75, 100, 125, 160, 200, 250 y 320 KVA.

Las relaciones de transformación son de 10/0,38-0,22 kV y de 22,9 /0,38-0,22 kV.

En el Anexo 02 se adjunta una relación de las Subestaciones de distribución (SED) 10/0,38-0,22 KV, pertenecientes al sistema eléctrico de Ica, donde se indica su potencia nominal, su máxima demanda y su factor de utilización.

CAPÍTULO 3

PÉRDIDAS DE ENERGÍA

3.1 DETERMINACION DE PÉRDIDAS TECNICAS

Para identificar las pérdidas técnicas se estableció un plan de trabajo que consideró las siguientes etapas:

1.-Cálculo de Pérdidas Técnicas en Media Tensión (MT), se determinaron a través de flujos de potencia por cada alimentador de Media Tensión, y solo se consideraron aquellos alimentadores de propiedad de Electro Sur Medio S.A.A.

2.-Cálculo de Pérdidas Técnicas en Transformación (MT/BT), se efectuó el cálculo de las pérdidas en el hierro y cobre para la totalidad de los transformadores de distribución de propiedad de Electro Sur Medio S.A.A., considerando las características de transformadores standard.

3.-Cálculo de Pérdidas Técnicas en Baja Tensión (BT), se determinó mediante una muestra de Subestaciones Típicas, clasificadas por zonas: Urbano, Urbano-Rural y Rural.

4.- Identificación de los medidores defectuosos tanto de clientes comunes como de clientes mayores.

Datos Utilizados

- Registros de Consumos de Energía y Potencia por Alimentador, de Mayo del 2005 hasta Abril del 2006.
- Diagramas Unifilares de los Alimentadores.
- Reportes de Consumos del Sistema Comercial.
- Planos topológicos de las Redes de Media y Baja Tensión.
- Reportes de Pérdidas de Energía del Área de Control Pérdidas

Los resultados obtenidos son los siguientes:

TABLA IV: PERDIDAS TECNICAS EN SISTEMA DISTRIBUCION ICA

Pérdidas Técnicas

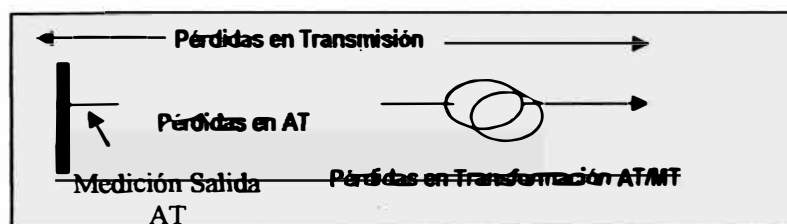
TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN		
	TOTAL	MT	BT
2.43%	5.31%	2.58%	7.25%

Pérdidas Técnicas en Subtransmisión 60 kV:

Las pérdidas técnicas de energía en subtransmisión calculadas para el sistema eléctrico Ica, ascienden a 2,43%.

ILUSTRACION 3.1: DISTRIBUCION PERDIDAS ENERGIA EN ALTA TENSION

Esquema: Sistema de Transmisión



Las pérdidas técnicas de energía en distribución en promedio ascienden a **5.31%**, las cuales se descomponen en:

A) Pérdidas Técnicas en Media Tensión (MT): 2.58%

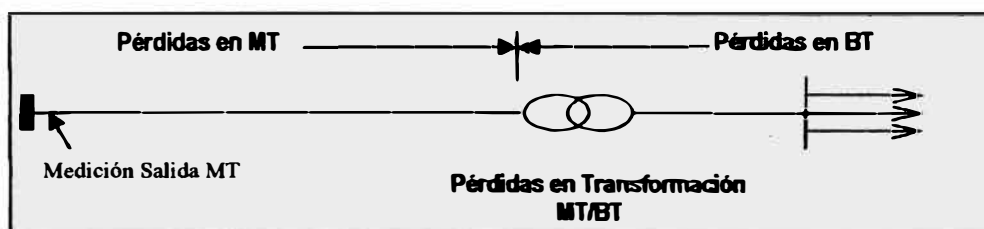
B) Pérdidas Técnicas en Baja Tensión (BT): 7.25%
(respecto a la energía distribuida en baja tensión)

b.1.- Pérdidas en Transformación (MT/BT): **2.63%**

b.2.- Pérdidas en Redes de Baja Tensión (BT): **4.62%**

ILUSTRACION 3.2 ESQUEMA PERDIDAS ENERGIA EN MEDIA Y BAJA TENSION

Esquema: Sistema de Distribución



Pérdidas Comerciales

Las Pérdidas Comerciales en promedio ascienden a **6.45 %**, el cual es determinado descontando las pérdidas técnicas de las pérdidas totales en distribución.

TABLA V: PERDIDAS TECNICAS Y COMERCIALES EN DISTRIBUCIÓN

Pérdidas Totales (13.10%)*	
Pérdidas Técnicas (5.31%)	Pérdidas Comerciales (7.79%)

* Pérdidas totales en distribución Ica (Promedio Ene – May 2006)

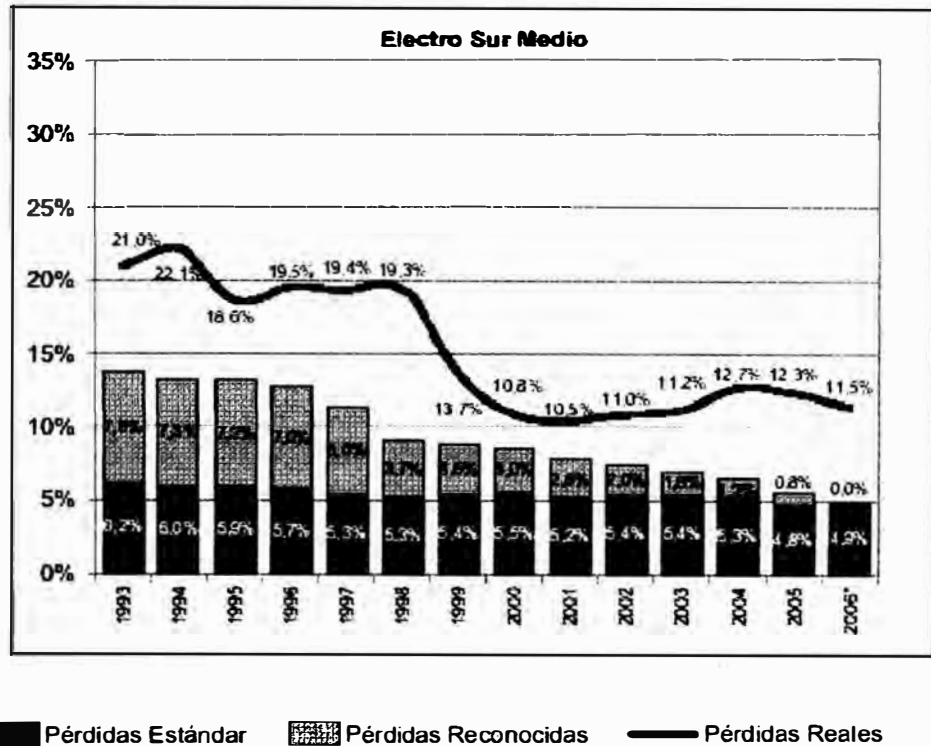
3.2 DETERMINACION DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas resultan de restarle a las pérdidas reales en distribución las pérdidas técnicas.

3.3 DETERMINACION DE PÉRDIDAS RECONOCIDAS

Las pérdidas reconocidas se determinan de acuerdo a las Resoluciones emitidas por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG (GART). El factor de expansión de pérdidas estándar aprobado para los sistemas eléctricos del sector típico 2 al que pertenece Ica, rige a partir del 01 de noviembre del 2005 y está vigente hasta el 31 de octubre del 2009.

Según una publicación del OSINERGMIN, para el período enero-septiembre 2006, se tiene para **Electro Sur Medio** unas pérdidas reales en distribución de 11,5% y de ellas sólo son reconocidas en las tarifas finales 4,9%, tal como se indica en el gráfico adjunto.



ILUSTRACION 3.3: COMPARACION PERDIDAS REALES Y RECONOCIDAS

3.4 DETERMINACION DEL EXCESO DE PÉRDIDAS NO RECONOCIDAS

El exceso de pérdidas resulta de restar las pérdidas reales de las pérdidas estándares y el resultado son las pérdidas no reconocidas en la tarifa al cliente final, el cual alcanza a 6,6%, por lo que resulta siendo un factor importante de disminución del margen comercial de la empresa.

CAPÍTULO 4

ALTERNATIVAS DE SOLUCION PARA LA REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS

4.1 ALTERNATIVAS DE SOLUCION PARA LA REDUCCION DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS

Las pérdidas técnicas han cobrado mayor importancia en los últimos años, dado que no se han realizado ampliaciones o mejoras importantes en las redes de baja tensión, Media tensión, transformadores, etc. Sin embargo la demanda ha ido en aumento, atendándose el crecimiento con las instalaciones antiguas existentes llegando a trabajar en condiciones de máxima carga ó sobrecarga con el consiguiente aumento geométrico de las pérdidas técnicas en diferentes tramos y puntos de la red eléctrica, que se evidencia con las caídas de tensión en MT y BT.

Para reducir las pérdidas técnicas en distribución, es necesario identificar las subestaciones y troncales tanto en media como en baja tensión que se encuentran subdimensionados, por su alta

caída de tensión, y proceder a su reemplazo o refuerzo según sea el caso.

Entre las diferentes acciones que se pueden implementar para reducir las pérdidas técnicas tenemos las siguientes:

- Balanceo de cargas en circuitos de BT
- Cambio de transformadores BT subdimensionados y sobredimensionados.
- Cambio de tableros y/o transformadores antiguos de distribución BT con pérdidas mayores a las estándares.
- Optimización del sistema eléctrico mediante el traslado de cargas de alimentadores de media tensión.
- Instalación de Bancos de capacitores para compensación de energía reactiva en MT, mejora del factor de potencia.
- Rehabilitación de redes CPI por autoportante o subterráneas por aéreas (autoportantes).
- Implementación de nuevas troncales en MT, y reconfiguración óptima de la red.

- Ajustes de conexiones eléctricas en la red y acometidas, reemplazo de empalmes entorchados que originan puntos calientes.
- Análisis con software para corrimiento de flujo de potencias y actualización de pérdidas técnicas.

4.1.1 OPTIMIZACIÓN DE REDES EN MEDIA TENSIÓN

De acuerdo a los cálculos realizados por el flujo de potencia, se tiene definido las troncales sobrecargadas y que necesitan un refuerzo por la caída de tensión que tienen.

En la siguiente tabla se tienen los resultados del flujo de carga.

TABLA VI: PERDIDAS TECNICAS EN MEDIA TENSION

REPORTE DE RESULTADOS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN M.T.

ITEM	ALIMENTADOR	ENERGIA DISTRIBUIDA EN MT (KWH/MES)	MAXIMA DEMANDA PROMEDIO (KW)	FACTOR DE CARGA PROMEDIO	FACTOR DE PERDIDA	PERDIDAS DE POTENCIA EN PUNTA (KW)	% PERDIDAS EN PUNTA	PERDIDAS DE ENERGIA (KWH/MES)	% PERDIDAS ENERGIA
1	T-103 (PARCONA)	2.071.600	4.700	0,61	0,45	188,40	4,01%	61.141	2,95%
2	T-104 (PARCONA)	829.108	1.904	0,60	0,44	34,20	1,80%	10.890	1,31%
3	T-105 (PARCONA)	1.156.125	2.767	0,58	0,41	88,10	3,18%	26.305	2,28%
4	T-106 (PARCONA)	561.542	1.456	0,54	0,37	30,70	2,11%	8.102	1,44%
5	T-107 (PARCONA)	2.026.908	4.204	0,67	0,52	276,00	6,57%	103.176	5,09%
6	T-116 (STA. MARGARITA)	1.143.987	2.201	0,72	0,59	51,30	2,33%	21.621	1,89%
7	T-117 (STA. MARGARITA)	1.692.306	3.503	0,67	0,52	141,90	4,05%	53.215	3,14%
8	T-118 (STA. MARGARITA)	2.089.995	4.220	0,69	0,54	142,90	3,39%	55.751	2,67%
9	T-121 (TACAMA)	304.178	697	0,61	0,44	11,30	1,62%	3.611	1,16%
10	T-122 (TACAMA)	194.975	651	0,42	0,25	17,90	2,75%	3.232	1,66%
11	T-123 (TACAMA)	545.858	1.530	0,50	0,33	53,50	3,50%	12.539	2,30%
12	T-111 (ICA NORTE)	1.589.100	2.916	0,76	0,63	93,20	3,20%	42.394	2,67%
13	T-112 (ICA NORTE)	2.332.142	4.706	0,69	0,54	136,80	2,91%	53.424	2,29%
14	T-113 (ICA NORTE)	1.830.356	4.563	0,56	0,39	117,70	2,58%	32.995	1,80%
15	T-114 (ICA NORTE)	747.573	1.554	0,67	0,52	11,00	0,71%	4.098	0,55%
TOTAL		19.115.753						492.492	2,58%

4.1.2 OPTIMIZACION DE REDES EN BAJA TENSION Y SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

De acuerdo a los cálculos realizados en el flujo de potencia, se indican en la tabla adjunta, las pérdidas en cada troncal y su porcentaje respectivo.

TABLA VII: PERDIDAS TECNICAS EN BAJA TENSION

RESULTADOS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS CALCULADAS EN REDES (BT)

ITEM	ALIMENTADOR	TIPO DE CARGA	% EN BAJA TENSION	ENERGIA DISTRIB. EN BT (KWH/MES)	PERDIDAS TECNICAS DE ENERGIA EN BT (KWH/MES)
1	T-103 (PARCONA)	URBANO RURAL	3,05%	655.701	19992
2	T-104 (PARCONA)	URBANO	5,19%	48.822	2533
3	T-105 (PARCONA)	URBANO	5,19%	982.882	50993
4	T-106 (PARCONA)	URBANO	5,19%	427.750	22192
5	T-107 (PARCONA)	URBANO RURAL	3,05%	221.811	6763
6	T-116 (STA. MARGARITA)	URBANO RURAL	3,05%	168.869	5149
7	T-117 (STA. MARGARITA)	URBANO RURAL	3,05%	198.890	6064
8	T-118 (STA. MARGARITA)	RURAL	0,83%	128.050	1058
9	T-121 (TACAMA)	RURAL	0,83%	108.798	899
10	T-122 (TACAMA)	RURAL	0,83%	50.164	415
11	T-123 (TACAMA)	RURAL	0,83%	39.011	322
12	T-111 (ICA NORTE)	URBANO	5,19%	577.888	29982
13	T-112 (ICA NORTE)	URBANO	5,19%	1.200.212	62269
14	T-113 (ICA NORTE)	URBANO	5,19%	1.529.811	79369
15	T-114 (ICA NORTE)	URBANO	5,19%	873.453	45316
	TOTAL		4,62%	7.212.112	333316

Asimismo de acuerdo a los cálculos realizados por el programa de flujo de potencia, se indican en la tabla adjunta las pérdidas técnicas en transformación MT/BT.

RESULTADOS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN TRANSFORMACIÓN (MT/BT)

ITEM	ALIMENTADOR	ENERGIA DISTRIB. EN BT (KWH/MES)	TOTAL PERDIDAS (MT/BT) KWH/MES	PERDIDAS X ALIMENTADOR
1	T-103 (PARCONA)	655.701	16.026	2,44%
2	T-104 (PARCONA)	48.822	1.537	3,15%
3	T-105 (PARCONA)	982.882	23.112	2,35%
4	T-106 (PARCONA)	427.750	10.490	2,45%
5	T-107 (PARCONA)	221.811	7.858	3,54%
6	T-116 (STA MARGARIT)	168.869	4.364	2,58%
7	T-117 (STA MARGARIT)	198.890	5.218	2,62%
8	T-118 (STA MARGARIT)	128.050	4.526	3,53%
9	T-121 (TACAMA)	108.798	3.943	3,62%
10	T-122 (TACAMA)	50.164	2.552	5,09%
11	T-123 (TACAMA)	39.011	1.716	4,40%
12	T-111 (ICA NORTE)	577.888	16.380	2,83%
13	T-112 (ICA NORTE)	1.200.212	29.457	2,45%
14	T-113 (ICA NORTE)	1.529.811	36.283	2,37%
15	T-114 (ICA NORTE)	873.453	25.861	2,96%
	TOTAL	7.212.112	189.322	2,63%

TABLA VIII: PERDIDAS TECNICAS EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Para disminuir las pérdidas técnicas en baja tensión se ha decidido comenzar con la ejecución de un plan de descongestionamiento de las redes eléctricas del cercado de Ica, que traerá los siguientes beneficios:

- Liberar la sobrecarga de redes y subestaciones de distribución, y Evitar el colapso de las nuestras instalaciones eléctricas.
- Corregir los problemas de caída de tensión, mejorar la calidad del servicio eléctrico y reducir las compensaciones por mala calidad del producto.

- Incrementar la capacidad disponible de nuestras instalaciones eléctricas para la atención de nuevas cargas e incrementos de las existentes.
- Reducir las pérdidas técnicas en transformación MT/BT y en distribución en BT.

4.2 ALTERNATIVAS DE SOLUCION PARA LA REDUCCION DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Análisis de la Realidad

En la ciudad de Ica La Empresa “Electro Sur Medio S.A.A.” se dedica a la distribución y venta de energía eléctrica a 55 000 clientes en su área de concesión, en el análisis de sus operaciones presenta una disminución de pérdidas en el segundo semestre 2005 y una estabilización del índice pérdidas de en el primer semestre 2006.

En algunos distritos se observa conexiones clandestinas masivas en centros poblados que no cuentan con energía eléctrica, así como fraudes por manipulación del sistema de medición y/o conexiones en la acometida antes del medidor.

El fraude y las conexiones clandestinas que no son controladas influyen negativamente sobre el resto de los clientes ante la evidente situación del consumo de energía sin pagar generando el efecto de contagio y hacer lo mismo, tal situación es peligrosa y debemos evitar.

También ocasionan pérdidas los errores de medición, que favorecen al cliente, originando que facturemos montos menores al real, debido a los años de antigüedad y la fragilidad de los medidores electromecánicos de inducción, constituyendo con el fraude y el clandestinaje las pérdidas comerciales o pérdidas negras más representativas.

4.2.1 IMPLEMENTACIÓN DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS

En los últimos años se ha renovado poco el parque de medidores, así también no existe un adecuado mantenimiento y la tecnología antigua de los sistemas de medición de nuestros clientes a generado fallas y descalibraciones en nuestros sistemas de medición ocasionando que facturemos menos de lo que debemos facturar por errores de la medición, afectando los ingresos de Electro Sur Medio S.A.A., pero, no solo afecta la facturación sino también emergen problemas colaterales relacionados con la calidad y precisión de la medida, supervisada y fiscalizada por el ente regulador de los servicios eléctricos, OSINERG.

De acuerdo a los muestreos estadísticos sobre precisión de la medida en los años 2004 y 2005, aproximadamente el 30% de

nuestro parque de medidores se encuentra fuera de clase de precisión excediendo la tolerancia límite de 5%.

Por cumplimiento del “Procedimiento para Fiscalización de Contrastación y/o verificación de medidores de electricidad”, las concesionarias están obligadas a contrastar y/o cambiar el 10% del parque por año, con la finalidad de mejorar la calidad de la medición, cuya inversión debe financiarse con el aporte de mantenimiento y reposición que mensualmente paga el usuario (que también es fiscalizado), este monto es aproximadamente \$ 13 000 /mes en el sistema eléctrico Ica.

El banco de contrastes del laboratorio de medidores donde se realiza las pruebas y ajustes necesarios para calibrar los medidores presenta problemas, requiere cambios de partes y mantenimiento a fin de garantizar una adecuada calibración de los medidores, así como la implementación de la instrumentación que haga posible las pruebas necesarias al sistema de medición tanto en laboratorio como en campo.

En el caso de los sistemas de medición de los clientes mayores, aproximadamente el 8,5% tienen medición electromecánica inadecuada para facturar las tarifas con distinción de horas, registros de potencias y energías reactivas, no garantizando una precisión de la medición y de facturación.

En razón de estos motivos, se presenta el presente plan de trabajo para la implementación de medidores electrónicos:

Análisis del entorno interno y externo

Fortalezas y Oportunidades

Pérdidas identificadas debidamente focalizadas.

- Identificados las Marcas de medidores con mayor índice de descalibración (WUXI, GANZ, HOLLEY)
- Conocimiento de la zona de trabajo.
- Identificados los sistemas de medición de Clientes Mayores con sistemas de medición electromecánicos e inadecuados.
- Entrada al mercado de medidores monofásicos electrónicos; más precisos y confiables con características antifraudes
- Se cuenta con el software Cymdist y NAP para flujo de potencia.
- Experiencia técnica y estratégica en reducción y control de pérdidas.

Debilidades y Amenazas

- Software de gestión de pérdidas inconcluso
- La Ley de Concesiones Eléctricas no considera una sanción efectiva para el hurtador de energía.
- Falta de recursos económicos de respaldo a la gestión.

- Financiamiento de zonas no electrificadas.
- Financiamiento de nuevas redes BT y MT, rehabilitación y ampliación.
- Medidores electromecánicos de nuestros clientes se descalibran con golpes menores por tener piezas móviles y por defectos de fabricación.
- Exposición a multas del Osinerg por descalibración de medidores
- Medición incompleta en SED de distribución o totalizadores.

Objetivos:

- Reducir las pérdidas comerciales y técnicas, optimizadas conforme la configuración del sistema eléctrico de Ica y coherente con las pérdidas estándares.
- Mejorar la calidad de la medición de nuestros clientes.
- Cumplir con la normatividad del sector eléctrico relacionada a la precisión de la medida.
- Eliminar las multas por descalibración de medidores.

Metas:

- La meta para el año 2 006 es reducir las pérdidas en 1,5%.

Acciones

Cambio de tecnología de medición de clientes residenciales; electrónicos por electromecánicos

En el entorno de los equipos de medición, el desarrollo de la tecnología ha permitido cambiar antiguos medidores de agujas, vueltas de discos conectados a engranajes, accionados por campos magnéticos, etc. evitando que algún golpes descalibre el medidor, se debían instalar totalmente verticales, la desviación cambia la fuerza(peso) y movimiento de sus engranajes así como de otras partes móviles.

Ahora tenemos medidores electrónicos de una precisión superior, no tiene partes móviles por lo que puede ser instalado en cualquier posición y con características antifraude, no tiene mecanismos que puedan detener o disminuir el registro sin darse cuenta.

Ganar precisión nos permitirá aumentar nuestra facturación, mejorar la calidad de la medición y evitar reclamos por averías del medidor.

Ventajas del medidor electrónico:**Precisión Total:**

Los medidores electrónicos de clase 1 son más exacto que los medidores electromecánicos clase 2 (de Inducción), se ha comprobado en laboratorio que la exactitud de los medidores electrónicos en error porcentual esta más cercano a 0% (el ideal) lo que permite una mejor medición de la energía consumida.

Mantiene precisión a través del tiempo:

Los medidores electrónicos garantizan que durante el tiempo de su vida útil (15 años) estos van a registrar correctamente (...y dentro de su clase de precisión), en el caso de los medidores electromecánicos de 25 años de vida útil a partir del año 10 aproximadamente empiezan a descalibrarse por lo que necesariamente hay que retirarlos para mantenimiento (volver a calibrarse), en el caso de los medidores electromecánicos Wuxi y Holley la gran mayoría se descalibraron al cuarto año de instalados.

Precisión de la medición en diferentes ángulos de inclinación:

Los medidores electrónicos registran correctamente el consumo de energía consumida aún esté instalado en forma horizontal (ángulo de 180°). caso que no sucede en un medidor electromecánico. Tal situación es aprovechada por usuarios que conocen para detener el registro del medidor sin haberlo manipulado.

Precisión de la medida en cargas bajas:

El medidor electrónico registra consumos menores a 10mA (como radios, pequeños artículos eléctricos, artefactos en la modalidad "Stand By" como televisores, DVD, equipos que se apagan solo con el control remoto pero que están conectados las 24 horas).

Mientras que en un medidor electromecánico por su tecnología registra consumos a partir de 50 mA porque para iniciar el movimiento del disco tiene que vencer fuerzas de rozamiento mecánicas en sus partes móviles.

Mayor dificultad para manipulaciones:

Los medidores electrónicos, mostrados en las siguientes fotos, son más difíciles de manipulaciones, para alterar su registro requiere de especialidad, sin embargo un medidor electromecánico lo puede adulterar el mismo cliente.



Foto de un medidor electromecánico y otro electrónico (tomada en ELSM)

ILUSTRACION 4.2.1: COMPARACION MEDIDOR INDUCCION Y ELECTRONICO**Reducción de medidores descalibrados**

Las muestras mensuales de Contrastación (verificación de descalibración) del año 2005 indicaron que el 30% del parque de medidores están fuera de tolerancia (5% es el nivel máximo de tolerancia).

El 2 006 se reemplazaron 10 000 medidores electromecánicos entre la marcas Wuxi, Ganz y Holley que son los que tienen mayor porcentaje de descalibración, así como los medidores con más de 15 años de antigüedad. La selección de estos medidores obedece a un algoritmo que cumple las disposiciones del procedimiento 005-2004-OS/CD.

Con esto se espera reducir el porcentaje de descalibración de nuestro parque de medidores de 30% a 15%.

Implementación del laboratorio de medidores

Laboratorio de Medidores actualmente no cuenta con equipos e instrumentos de precisión que permitan evaluar en forma oportuna y desarrollar una labor de mantenimiento preventivo de los equipos de contrastes de medidores.

Es importante su implementación con equipos é instrumentos de precisión y mantenimiento correctivo del banco de ensayos de medidores monofásicos, el cual permitirá mejorar la exactitud de la medición y aumentar la producción de medidores contrastados.

Mantenimiento correctivo del banco de ensayos de medidores:

Los pines de borneras (gastados) están ocasionando falsos contactos, los sensores de Luz no sensan correctamente los indicadores de revoluciones dificultando la calibración, los carbones de variación de voltajes están gastados ocasionando saltos de pasos de voltajes.

Se debe reparar:

- a. Pines terminales de los contactos en borneras.
- b. Sensores electrónicos de luz visible.
- c. Carbones de variación de voltaje

Adquisición de Medidor patrón y instrumentación de medición:

Actualmente no se realiza la verificación periódica al medidor patrón y/o equipos de instrumentación del banco de ensayos de medidores.

No se está verificando (comparación con patrones de ESM) los medidores patrones de la empresas contrastadoras que realizan los contrastes de medidores por la NTCSE y por contrastes en la campaña de Osinerg.

Debemos adquirir un medidor Patrón monofásico de Energía Eléctrica clase 0.05%, un amperímetro de precisión, voltímetro

y cosfímetro de mayor exactitud que la del actual banco de ensayos de medidores.

Renovación de la medición de Clientes Mayores

A Diciembre 2005 el parque de medidores instalados en Clientes Mayores activos del sistema eléctrico Ica, está representado por medidores electrónicos en un 91.54% y medidores electromecánicos en 8.46%, dentro de un universo de 505 medidores.

Si bien es cierto la cantidad de medidores electrónicos instalados actualmente representa el mayor porcentaje, no todos presentan características similares, por ejemplo tenemos medidores que solo miden energía y demanda (15.8%), mientras que los medidores multitarifa suman en total 84.2% (Considerando solo medidores electrónicos).

Podemos definir que la optimización de la medición en clientes mayores apunta a que todos nuestros clientes tengan instalados medidores que pertenezcan a un mismo género o tipo de tal forma que se cumpla con los requisitos necesarios para nuestra evaluación, ya sea desde el punto de vista de facturación de consumos de energía, calidad de servicio y control de pérdidas.

Los medidores de energía en kWh usados por Electro Sur Medio S.A.A. presentan tal importancia que son generalmente conocidos como la "caja registradora" de la empresa. Tradicionalmente se han usado medidores del tipo de operación electromecánica pero en los últimos 10 años se han generalizado el uso de los medidores electrónicos.

Los medidores electromecánicos tradicionales basan su operación en la acción electromagnética entre una bobina de voltaje y una bobina de corriente cuyo resultado es el hacer girar un disco de cobre o de aluminio mientras simultáneamente un imán permanente ofrece una acción de freno proporcional a la velocidad del disco. La energía consumida se indica por el número de revoluciones del disco. Este tipo de medidores, ha estado en uso por más de cien años.

No fue sino hasta principios de la década de 1990 cuando los primeros medidores electrónicos con microprocesador analógico digital aparecieron en el mercado a un precio razonable. La aplicación inmediata fue en la medición de reactivos donde se requerían de dos medidores electromecánicos además de un transformador de ángulo de fase para hacer la misma función – el ahorro era inmediato.

A partir de entonces los medidores electrónicos han estado reemplazando el uso de los tradicionales medidores electromecánicos cada vez a un ritmo más acelerado. Este reemplazo se debe no solamente a las ventajas económicas que da el medidor electrónico especialmente cuando se necesita medir energías reactivas o donde las tarifas de la empresa eléctrica requieren información acerca de tiempo de uso, estaciones, perfil de carga, etc. y tampoco solamente a los ahorros adicionales que se presentan con las características multirango de varios medidores electrónicos que permiten usar el mismo medidor para distintas formas y voltajes de distribución, datos que estos medidores almacenan en la memoria electrónica para convertirlos en valiosa información en la determinación de demandas máximas, perfiles de carga de equipo de distribución, optimización de tarifas, análisis de calidad de energía, control de pérdidas no técnicas, servicio al cliente, etc. Los medidores electrónicos procesan las señales de corriente y voltaje en forma digital y permiten obtener no solamente medición de energía en kWh como los medidores electromecánicos sino que mediante operaciones aritméticas pueden calcular, y mostrar en pantalla como valores de instrumentación, KVA, KVAR, factor de potencia, voltajes, corrientes, ángulos de fase, contenido de armónicas, etc..

Verificación de Servicio

Un producto adicional de los medidores electrónicos es su capacidad de autodiagnóstico y verificación de servicio. Esta capacidad de los medidores de estado sólido les permite identificar su operación correcta cada final de DIA cuando el medidor verifica mediante un algoritmo que sus componentes principales se encuentran en buen estado. En caso de que se detecte un error el medidor registra estos daños para que en un proceso de lectura posterior el usuario pueda percatarse de que el equipo podría requerir de reparación, haciendo uso de alarmas.

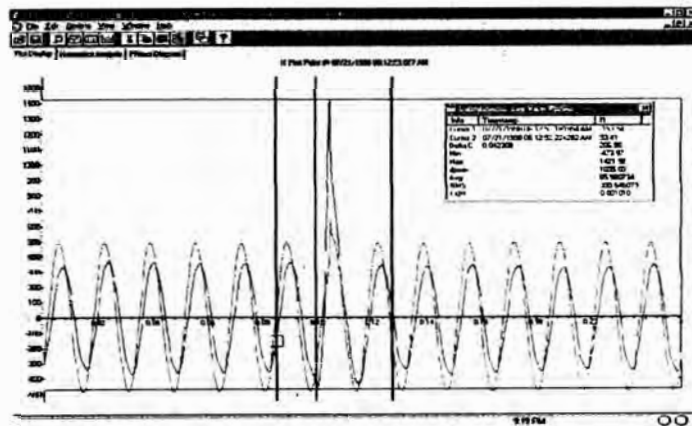
Anteriormente se requerían una serie de pasos y de equipo adicional para asegurarse de que el medidor estaba conectado según la secuencia de fases correcta y de que el también recibiera señales de voltaje y corriente adecuadas. Los medidores electrónicos en su mayoría tienen esas funciones incorporadas y basta ejecutar un programa a través de una salida del mismo medidor para que esta labor se resuelva en cuestión de minutos, este procedimiento asegura de que se este llevando a cabo una facturación correcta y de que al mismo

tiempo se puede evitar una segunda visita o una queja por parte del cliente.

Calidad de Energía

Las multas por baja calidad de energía pueden ser particularmente altas en ciertos casos y por consiguiente se debe asegurar que la energía cumpla con los más altos estándares en calidad.

En el siguiente gráfico se muestra como el medidor electrónico guarda en su memoria junto con el evento, la fecha y hora en que dicho evento.



ILUSTRACION 4.2.2: REGISTROS DE UN MEDIDOR ELECTRONICO

Cuando el medidor es leído ya sea a través del puerto óptico o a través de cualquier método de comunicación remota, los registros del medidor son una constancia fiel de los eventos que hayan acontecido en dicho medidor y en muchos casos esta información ha sido admitida como prueba legal en demandas comerciales.

El área de mediciones, se encarga de que los medidores estén en correcto funcionamiento y de realizar su lectura y transmisión de datos al área de facturación al cliente. El área de Grandes Clientes analiza posteriormente la información que el departamento de facturación le hayan proporcionado para sugerir a los grandes usuarios mejores condiciones de uso, horarios de facturación, contenido de armónicos o factores de potencia – todo tendiente a mejorar la eficiencia del sistema y por consiguiente la rentabilidad de la Empresa.

Administrar la gran cantidad de datos requiere de programas de cómputo adecuados y de una base de datos poderosa. Existen también algunas otras funciones que un buen sistema de administración de datos debe tener, funciones como:

- a) validación del medidor – el programa debe reconocer e identificar el número de serie del medidor

- b) validación de la lectura – el sistema debe comparar la lectura con mediciones anteriores
- c) validación de la transmisión – el sistema debe asegurarse de que la transmisión de datos remota fue completa y exitosa
- d) alarmas – el sistema debe ser capaz de reconocer y transmitir la alarmas que el medidor haya detectado
- e) eventos - reconocer y transmitir eventos
- f) escalable – debe ser capaz de crecer con e tiempo en tamaño, tecnología y tipos de medidores.

4.2.2 SECTORIZACIÓN DE EQUIPOS DE TRABAJO

Para una efectiva acción de control de las pérdidas de energía, se requiere una sectorización de los equipos de trabajo, de acuerdo a las siguientes estrategias:

De Organización, Dirección y Control

Conformación de cuadrillas y supervisores en función a cantidad de clientes y alimentadores seleccionados, con dirección centralizada en la sede Ica.

Emplear recursos con eficiencia y racionalidad para maximizar el efecto de reducción y control así como la innovación de métodos, o tecnologías eficaces.

Sensibilizar y mantener comunicación permanente con las áreas de la Empresa canalizando sus capacidades, motivando al personal y lograr involucrarse con los objetivos y metas del plan.

Automatizar los procesos operativos y de control que facilite y mejore la gestión.

Monitoreo permanente de diversas actividades; efectividad de intervenciones, mediciones, abastecimiento de materiales, gasto, proceso de facturación, reclamos, seguridad, Osinerg, traslados de carga, balances de pérdidas, etc.

Recompensas basadas en el desempeño y logro de objetivos al personal involucrado.

Las tácticas a emplearse son las siguientes:

Para hacer frente al fraude:

Inspección del suministro:

- Revisión del medidor (S.E. seleccionada); cableado, precinto, bornera, carcasa, mecanismos

- Revisión de la acometida (S.E. seleccionada);
integridad en todo su tramo

Saneamiento del suministro:

- Cambio de medidor.
- Cambio de acometida.
- Cambio de tapa bornera corta por larga.
- Cambio de chapas de caja portamedidor.
- Taponeado de tubo entrada-salida con concreto.

Para hacer frente al Clandestinaje:

Bloqueo de la red eléctrica:

- Utilización de vanos con cable concéntrico.
- Cambio de chapa de la ponchera.
- Montaje de abrazaderas antiescalamiento.
- Taponeado de agujeros de postes de CAC.

Energía eléctrica para centros poblados

- Instalación provisional de suministro.
- Instalación definitiva de redes.
- Facilidades para la obtención del suministro eléctrico.

Para superar las Anomalías de medidores:

Cambios de medidores:

- Wuxi

- Holley
- Ganz

Para el Control

Inspección del suministro:

- Revisión del medidor (padron de observados).
- Revisión de la acometida (padron de observados).

Instalación de Medición:

- Medición en MT. (Trafomix).
- Medición de Subestaciones de distribución.

Cambio de horario:

- Trabajar en turnos y días diferente al horario normal de trabajo de la empresa.

Campaña publicitaria (énfasis en los valores, el peligro, el delito):

- Medios de comunicación locales (radios, TV).
- Mensajes en recibos de energía eléctrica.
- Cobertura y difusión de acciones, operativos.

Acciones legales:

- Denuncias a hurtadores de energía.
- Apoyo policial.

Para control de Clientes Mayores

Inspección del suministro:

- Revisión del medidor (S.E. seleccionada)
- Revisión de la acometida (S.E. seleccionada)

Saneamiento del suministro:

- Cambio de medidor (Perfil de carga y diagrama fasorial).
- Cambio de chapas de caja portamedidor.
- Instalación de caja LT para los Transformadores de corriente.

De Operaciones

Se trabajará principalmente en los alimentadores 103, 104, 105, 112, 113 y 114, teniéndose las siguientes prioridades:

Reducir pérdidas en 239 (de 266) transformadores MT/BT cuyas pérdidas superan el 8,5%, la meta es 8,5% de pérdidas.

La reducción de pérdidas por transformadores MT/BT se sustentará en la detección y erradicación de fraudes, clandestinaje y anomalías, así como balanceo de cargas y mejora de la caída de tensión (condensadores BT).

Cambiar red BT a una red protegida y a mayor altura, y atención con medidores prepago.

CAPÍTULO 5

EVALUACION DE COSTOS

5.1 COSTOS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TECNICAS

La reducción de pérdidas por el cambio de redes en mal estado, se dará por etapas, comenzando con las que ocasionan mayor porcentaje de pérdidas respecto a las reconocidas por OSINERG.

5.1.1 EN REDES DE MEDIA TENSIÓN

Tomando en consideración las pérdidas de energía en las troncales de media tensión, indicadas en la tabla adjunta:

REPORTE DE RESULTADOS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN M.T.

ITEM	ALIMENTADOR	ENERGIA DISTRIBUIDA EN MT (KWH/MES)	MAXIMA DEMANDA PROMEDIO (KW)	FACTOR DE CARGA PROMEDIO	FACTOR DE PERDIDA	PERDIDAS DE POTENCIA EN PUNTA (KW)	% PERDIDAS EN PUNTA	PERDIDAS DE ENERGIA (KWH/MES)	% PERDIDAS ENERGIA
1	T-103 (PARCONA)	2.071.600	4.700	0,61	0,45	188,40	4,01%	61.141	2,95%
2	T-104 (PARCONA)	829.108	1.904	0,60	0,44	34,20	1,80%	10.890	1,31%
3	T-105 (PARCONA)	1.156.125	2.767	0,58	0,41	88,10	3,18%	26.305	2,28%
4	T-106 (PARCONA)	561.542	1.456	0,54	0,37	30,70	2,11%	8.102	1,44%
5	T-107 (PARCONA)	2.026.908	4.204	0,67	0,52	276,00	6,57%	103.176	5,09%
6	T-116 (STA. MARGARITA)	1.143.987	2.201	0,72	0,59	51,30	2,33%	21.621	1,89%
7	T-117 (STA. MARGARITA)	1.682.306	3.503	0,67	0,52	141,90	4,05%	53.215	3,14%
8	T-118 (STA. MARGARITA)	2.089.995	4.220	0,69	0,54	142,90	3,39%	55.751	2,67%
9	T-121 (TACAMA)	304.178	697	0,61	0,44	11,30	1,62%	3.611	1,19%
10	T-122 (TACAMA)	194.975	651	0,42	0,25	17,90	2,75%	3.232	1,66%
11	T-123 (TACAMA)	545.858	1.530	0,50	0,33	53,50	3,50%	12.539	2,30%
12	T-111 (ICA NORTE)	1.589.100	2.916	0,76	0,63	93,20	3,20%	42.394	2,67%
13	T-112 (ICA NORTE)	2.332.142	4.706	0,69	0,54	136,80	2,91%	53.424	2,29%
14	T-113 (ICA NORTE)	1.830.356	4.563	0,56	0,39	117,70	2,58%	32.995	1,80%
15	T-114 (ICA NORTE)	747.573	1.554	0,67	0,52	11,00	0,71%	4.098	0,55%
TOTAL		19.115.753						492.492	2,58%

TABLA VI: PERDIDAS TECNICAS EN MEDIA TENSION

El presente estudio considera el traspaso de carga de troncales sobrecargadas a otras troncales con el fin de reducir las pérdidas joule.

De acuerdo a los análisis de flujos de potencia, se han considerado los siguientes cambios:

Transferencia de Carga de SET Ica Norte (Troncal 114) a SET Parcona a través de una segunda terna en la de Troncal 103

Tramo proyectado:	Inversión Estimada
1) Cable de Salida SP03a (30mts 3-1x120mm ² N2XSY)	3,000US\$
2) Nueva Línea 10kV (2 km de AAAC 3x120mm ²)	32,000US\$
3) Interruptor de Potencia para maniobra en SED 74	10,000US\$
4) Cable de Salida de SED 74 (70mts 3-1x120mm ² N2XSY)	7,000US\$
	52,000US\$
Total	360,600US\$

Con este cambio se están reduciendo las pérdidas técnicas en aproximadamente 1 % en esta troncal; además se está mejorando la caída de tensión de en la troncal 114.

5.1.2 EN REDES DE BAJA TENSIÓN Y SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

Se tiene un plan de descongestionamiento de las instalaciones del casco urbano del cercado de Ica, definiéndose como área de estudio el indicado en el siguiente gráfico:

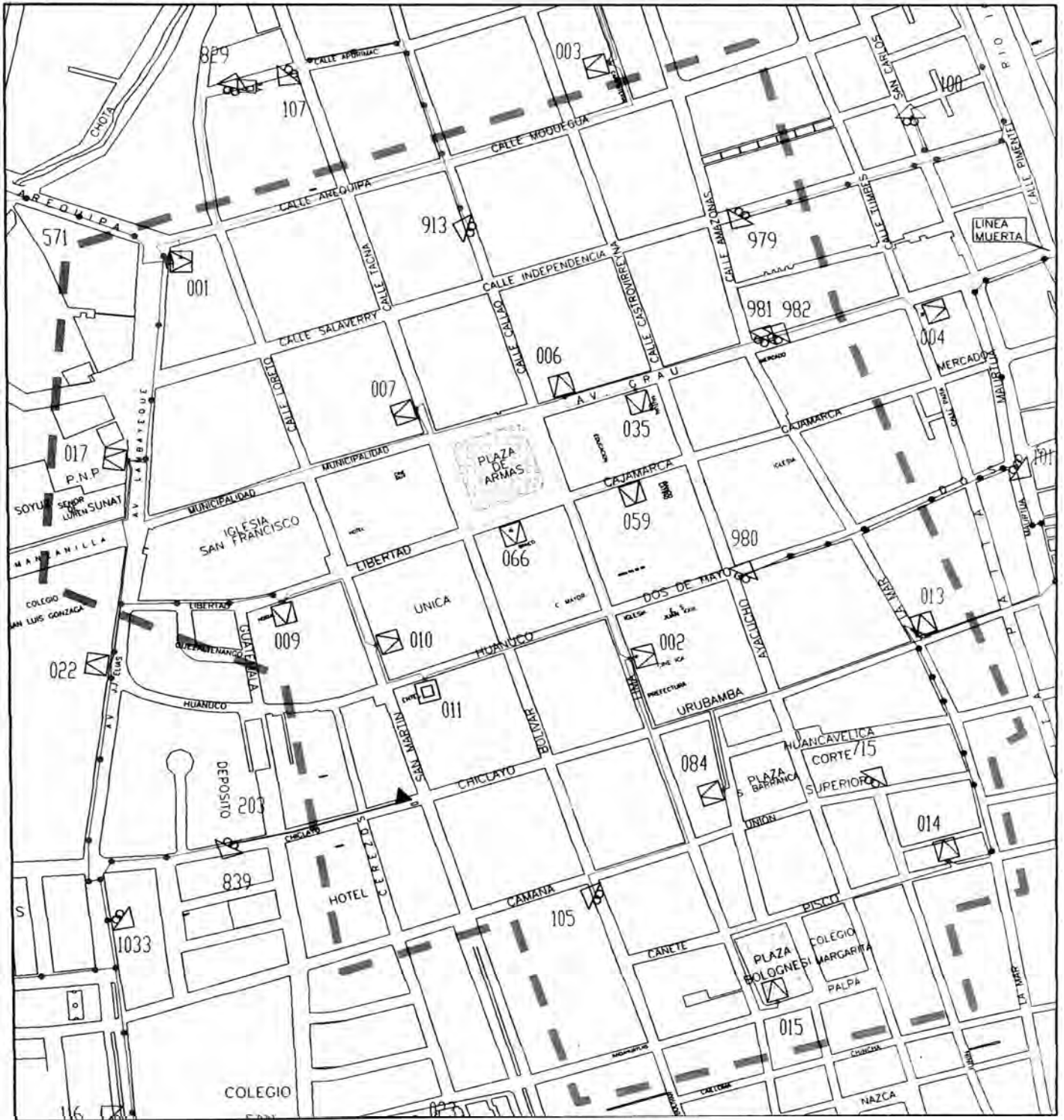


Ilustración 5.1.2: Área descongestionamiento Redes Baja Tensión

la zona comprende principalmente la plaza de Armas y dos (02) cuadras a la redonda, además de las zonas de la Plazuela Barranca y Bolognesi.

Las subestaciones comprendidas en el estudio son en su mayoría subestaciones del tipo caseta, compuestas con transformadores de relativa capacidad y cuya distribución en baja tensión es 220 Voltios, 3Ø, como lo indica la siguiente tabla:

TABLA IX: “SUBESTACIONES COMPRENDIDAS EN EL ESTUDIO”

ITEM	Nº SED	COD_SED	UBICACIÓN	TRONCAL	TIPO	PROPIEDAD
1	01	SE40001	CALLE LAMBAYEQUE, 2ª CUADRA	IN-13	CASETA	ELSM
2	02	SE40002	CALLE LIMA, 3ª CUADRA	IN-13	CASETA	ELSM
3	06	SE40006	AV. GRAU, 1ª CUADRA	IN-13	SUBTERRÁNEA	BCO CREDITO
4	07	SE40007	CALLE TACNA, 1ª CUADRA	IN-13	CASETA	ELSM
5	09	SE40009	CALLE LIBERTAD, 3ª CUADRA	IN-13	CASETA	ELSM
6	13	SE40013	CALLE URUBAMBA, 3ª CUADRA	SP-05	CASETA	ELSM
7	14	SE40014	CALLE PISCO, 4ª CUADRA	SP-05	CASETA	ELSM
8	15	SE40015	CALLE PALPA, 1ª CUADRA	SP-05	CASETA	ELSM
9	17	SE40017	CALLE LAMBAYEQUE, 1ª CUADRA	IN-13	CASETA	ELSM
10	35	SE40035	EX - MUTUAL	IN-13	SUBTERRÁNEA	CAJA RURAL
11	84	SE40084	CALLE PIURA S/N	SP-05	CASETA	CINE REX
12	105	SE40105	CALLE BOLIVAR, 5ª CUADRA	IN-13	AEREA	ELSM
13	913	SE40913	CALLE CALLAO, 2ª CUADRA	IN-14	AEREA	ELSM
14	979	SE40979	CALLE INDEPENDENCIA S/N	IN-14	AEREA	ELSM
15	980	SE40980	CALLE DOS DE MAYO S/N	SP-05	AEREA	ELSM
16	981	SE40981	AV. GRAU, 3ª CUADRA	IN-13	AEREA	ELSM
17	982	SE40982	AV. GRAU, 3ª CUADRA	IN-13	AEREA	ELSM

De acuerdo a los parámetros evaluados por cada subestación, se determinará una propuesta integral que combine los problemas de radios de acción mayores a los normales, riesgo

de sobrecarga y capacidad física de las subestaciones consideradas en el presente estudio.

Las propuestas de solución integral estarán compuestas por las siguientes alternativas:

- Implementar Nuevos Centros de Distribución.
- Incrementar la Capacidad de las Subestaciones Existentes.
- Efectuar transferencia de Circuitos de Baja Tensión.
- Reubicar Subestaciones de Distribución.

Para ello se considerará como parte del estudio efectuar las siguientes acciones:

- Identificar terrenos disponibles para implementar nuevos centros de distribución.
- Identificar Subestaciones de Terceros en los cuales sea factible implementar transformadores de distribución y convertirlas en nuevos centros de distribución.
- Contactar con entidades y/o locales que puedan ceder parte de sus instalaciones físicas para implementar subestaciones de distribución.

Asimismo, como parte del estudio se determinará el presupuesto real del Proyecto.

MONTO ESTIMADO DE INVERSIÓN

El Monto estimado de inversión del proyecto asciende a **US\$ 210 000.00** (No Incluye IGV), el cual se compone de la siguiente manera:

Monto Estimado de Inversión	US\$
1.- Elaboración Estudios	4 000.00
2.- Adquisición de Terrenos	20 000.00
3.- Adquisición de Equipos	120 000.00
4.- Obras Civiles	24 000.00
5.- Obras Electromecánicas	36 000.00
6.- Gastos Genarales y Dirección Técnica	6 000.00
TOTAL US\$	210 000.00

5.2 COSTOS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Los costos de reducción de pérdidas no técnicas se dan en dos rubros importantes, los cuales son el cambio de medidores de inducción monofásicos por medidores electrónicos monofásicos y la implementación de equipos de trabajo que se dediquen a tiempo completo al objetivo de identificar los puntos críticos donde se producen las pérdidas no técnicas y procedan a reducirlas y controlarlas de acuerdo a un programa establecido.

5.2.1 COSTOS DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS

Los costos de implementación de medidores electrónicos en el sistema eléctrico de Ica, alcanza el siguiente importe:

- Cambio de 10000 medidores monofásicos de inducción por electrónicos:

A \$/. 20,00 por cada medidor electrónico resulta un importe total de \$ 200 000,00 dólares USA.

5.2.2 COSTOS DE FORMACIÓN DE EQUIPOS DE TRABAJO

Las acciones operativas para reducción de pérdidas comerciales y técnicas se indican en la siguiente hoja del plan de acciones:

Programas de acercamiento de la Empresa al Cliente, es fundamental cambiar la imagen de la empresa a través de participación directa en actividades de la comunidad y publicidad enfocada a comunicar voluntad de mejora del servicio y la problemática de las pérdidas como limitante para este objetivo

Programa de identificación con las metas de pérdidas al interior de la empresa, desde la alta dirección como prioridad hasta los niveles inferiores.

Mejora de atención del servicio a nuestros clientes

Apoyo legal y policial permanente para hacer frente al hurto, la delincuencia y el Osinergmin.

Premio por resultados a la Contratista y el personal de pérdidas de la Empresa.

El Presupuesto para la reducción y el control de las pérdidas de energía fue de \$ 700 000 dólares en el año 2006, sin incluir el

costo de los medidores electrónicos monofásicos, el cual se invertirá en los siguientes rubros:

\$ 400 000 dólares en SUMINISTROS; materiales para inspecciones de clientes residenciales, detección del fraude y errores en los sistemas de medición, control de los medidores y acometidas, en inspecciones de Clientes Mayores, materiales para saneamiento y protección de los sistemas de medición electrónicos y electromecánicos vulnerables de Clientes Mayores y residenciales, implementación de sistemas de Medición de Transformadores de Distribución, en saneamiento y protección de las redes eléctricas de Baja tensión y cajas de medición

\$ 250 000 dólares en SERVICIOS DE TERCEROS para reducción de pérdidas.

\$ 50 000 dólares en CARGAS DIVERSAS; implementos de seguridad, herramientas, comunicación, apoyo policial _ legal, medios de comunicación, papelería, etc.

CONCLUSIONES

- 1) La aplicación de un programa de reducción de pérdidas es beneficioso para las empresas distribuidoras dado que la inversión realizada es retornada en pocos años por el incremento del margen comercial. Es así que entre los años 2005 y 2006, se tiene una disminución de pérdidas de 1,28%, lo que resulta beneficioso para la empresa dado que el margen comercial se incrementa por acción de esta reducción de pérdidas de energía en distribución.

- 2) Valorizando el 1,28% de reducción de pérdidas, como una disminución de la compra y conociendo que la tarifa media de compra en el sistema Ica fue como promedio en el año 2006 de ctms/ 14,50 por kWh, se obtiene un ahorro en la compra de energía de aproximadamente USA\$ 154220,00

- 3) La reducción de las pérdidas técnicas en redes de distribución, es rentable para las empresas de distribución, dado que el retorno de la inversión se da en pocos años, asegurando que el crecimiento de la demanda se satisfaga de una manera óptima, instalando únicamente los elementos que sean técnica y económicamente razonables.

- 4) La tentación de hacer fraudes por parte de los usuarios sobre todo en los sectores más pobres, es siempre presente, por lo que es necesario una legislación más severa en lo que respecta al hurto de energía.
- 5) Es necesario continuar con el cambio de medidores de inducción monofásicos por medidores electrónicos para los clientes residenciales, hasta completar el 100%, dado que este medidor es más confiable y registra consumos mínimos (pequeños radios), que los otros medidores no lo registran, incrementando de esta manera la venta de energía.
- 6) El sistema georeferencial de Electro Sur Medio S.A.A., ayuda a la determinación de las pérdidas técnicas dado que se puede tener en línea los datos técnicos de las redes y proceder a los análisis para su reducción.
- 7) Debido al alto congestionamiento de las redes primarias, se debe analizar la conveniencia técnica-económica de instalar una nueva subestación 60/10 kV en la zona sur de Ica, a fin de disminuir las pérdidas técnicas en distribución y optimizar el alcance las redes existentes.

RECOMENDACIONES

- 1 Es necesario implementar permanentemente el área de control de pérdidas de energía, con el fin de sostener la reducción del porcentaje de pérdidas, con equipamiento de última tecnología, como son los detectores de cables subterráneos clandestinos y proceder a la erradicación continua de estas instalaciones clandestinas.
- 2 Electro Sur Medio debe seguir remodelando las redes de baja tensión, sobre todo en las colas de los circuitos con el fin de reducir las pérdidas técnicas e incrementar la capacidad de sus líneas.
- 3 Se debe realizar pruebas de instalación de condensadores monofásicos en la misma caja donde se encuentra ubicado el medidor de energía domiciliario, sobre todo en las colas de los circuitos secundarios con alta caída de voltaje, dado que permite elevar el voltaje y reducir las pérdidas técnicas.
- 4 Se deben realizar cursos de actualización dirigidos a electricistas particulares, tocando entre otros temas el de las conexiones eléctricas clandestinas y las sanciones que la Ley de concesiones eléctricas aplica.
- 5 Las empresas distribuidoras deben implementar acciones permanentes de control de las pérdidas de energía, para mejorar el margen comercial, dado que el OSINERGMIN considera para la aprobación de las tarifas a los usuarios finales, la aplicación de factores de pérdidas en redes de distribución estándares, es decir

un sistema modelo, con redes en buen estado, con sólo un 2 % de reconocimiento para las pérdidas no técnicas (clandestinos, hurtos, fallas, etc.).

- 6 Se debe incrementar el uso de redes autoportantes en la Empresas distribuidoras, por su menor costo y porque ayuda a disminuir las conexiones clandestinas.
- 7 Es necesario la reducción de las pérdidas técnicas en las redes, identificándolos por subestaciones, y realizando evaluaciones técnico-económicas en las inversiones, ya sea por una nueva configuración, un refuerzo de redes o un mejoramiento del factor de potencia.
- 8 Es conveniente instalar medidores de energía electrónicos en cada subestación 10/0,38-0,22 kV, a fin de tener permanentemente, consumos que permitan controlar las pérdidas registradas en cada circuito de baja tensión.
- 9 Se debe diseñar el sistema informático de Electro Sur Medio S.A.A., de tal manera que permita acceder a formatos preestablecidos y conocer desviaciones de consumo de los clientes realizando las correcciones respectivas.
- 10 La política de control de pérdidas debe ir de la mano con un programa de facilidades de pago a los clientes morosos.
- 11 El programa de pérdidas de energía debe ser apoyado desde el más alto nivel gerencial, para que así tenga el mayor éxito posible.

ANEXOS**Anexo 01****Relación de Transformadores Distribución**

SISTEMA : ICA				
N° SE	TRONCAL	POT NOM (kva)	Dem. Potencia KVA	F.U. %
1	113	160	74,83	46,77%
2	113	320	273,62	85,51%
3	114	250	152,71	61,08%
4	113	250	95,99	38,39%
6	113	320	137,20	42,88%
7	113	500	237,97	47,59%
9	113	320	239,80	74,94%
12	114	100	85,25	85,25%
13	105	160	84,93	53,08%
14	105	250	131,83	52,73%
15	105	250	136,04	54,41%
16	113	160	70,86	44,29%
17	113	320	117,66	36,77%
18	113	250	155,38	62,15%
19	113	160	111,51	69,69%
20	112	160	119,59	74,75%
22	113	250	63,99	25,59%
23	113	160	84,40	52,75%
24	105	100	71,46	71,46%
31	112	100	58,75	58,75%
32	105	100	58,64	58,64%
35	113	250	163,87	65,55%
36	105	160	119,84	74,90%
37	113	160	103,46	64,66%
38	105	160	156,97	98,10%

39	106	250	209,94	83,98%
40	114	250	141,42	56,57%
41	114	160	92,48	57,80%
42	114	160	155,05	96,91%
44	112	160	118,14	73,84%
45	112	160	60,42	37,76%
46	112	100	61,26	61,26%
47	112	100	65,12	65,12%
51	114	100	43,04	43,04%
52	114	160	48,55	30,35%
53	114	100	72,42	72,42%
54	114	160	103,83	64,89%
55	106	160	78,21	48,88%
56	112	125	58,06	46,44%
58	105	250	156,37	62,55%
60	112	25	10,83	43,32%
64	112	160	105,97	66,23%
67	112	160	84,51	52,82%
68	105	100	58,20	58,20%
69	104	50	50,37	100,74%
71	111	160	83,54	52,21%
72	105	37,5	16,57	44,19%
73	112	37,5	11,02	29,40%
74	114	160	16,37	10,23%
75	112	100	43,07	43,07%
76	112	100	77,11	77,11%
78	112	100	55,07	55,07%
82	114	125	30,72	24,57%
84	105	100	74,52	74,52%
89	112	100	31,26	31,26%
95	112	160	22,96	14,35%

101	105	160	81,17	50,73%
102	105	100	53,98	53,98%
103	105	160	112,61	70,38%
104	106	160	101,85	63,66%
105	113	200	182,00	91,00%
106	105	160	104,41	65,26%
107	114	160	71,87	44,92%
108	106	100	58,53	58,53%
109	113	75	37,00	49,33%
110	113	100	42,37	42,37%
111	106	160	100,26	62,66%
112	105	250	114,01	45,61%
113	106	80	58,70	73,38%
115	113	50	40,09	80,18%
116	113	80	52,14	65,17%
117	113	50	33,87	67,74%
119	112	100	79,72	79,72%
120	112	100	84,22	84,22%
123	112	50	28,50	57,00%
124	112	160	91,20	57,00%
127	114	50	13,57	27,13%
129	114	160	101,89	63,68%
133	112	37,5	12,44	33,18%
134	112	100	70,77	70,77%
135	106	100	48,71	48,71%
136	106	160	99,77	62,35%
139	103	80	54,85	68,56%
140	103	100	51,35	51,35%
141	103	50	42,87	85,74%
142	103	80	48,23	60,28%
143	103	80	66,83	83,54%

144	103	125	123,37	98,69%
145	103	160	105,75	66,10%
146	103	100	100,70	100,70%
147	103	160	101,48	63,43%
149	111	160	113,16	70,73%
150	111	100	53,45	53,45%
151	104	80	43,58	54,47%
152	111	80	56,79	70,98%
153	111	100	49,23	49,23%
154	103	100	85,36	85,36%
155	103	100	89,17	89,17%
156	103	50	45,55	91,10%
163	111	80	7,83	9,78%
164	103	160	115,31	72,07%
165	111	80	53,67	67,09%
166	111	160	124,16	77,60%
168	111	80	21,26	26,58%
169	111	80	38,81	48,52%
171	112	100	82,03	82,03%
172	106	125	94,69	75,75%
174	106	50	53,83	107,66%
175	113	25	5,54	22,16%
176	112	25	4,26	17,05%
179	105	80	59,89	74,87%
183	105	160	117,13	73,21%
198	112	250	150,62	60,25%
199	112	160	108,16	67,60%
200	105	100	19,46	19,46%
201	112	80	51,74	64,67%
202	106	40	42,58	106,44%
204	114	160	44,17	27,60%

205	114	100	44,76	44,76%
206	111	100	36,45	36,45%
209	114	50	16,73	33,46%
210	111	100	87,80	87,80%
211	111	100	36,96	36,96%
212	111	100	71,92	71,92%
233	106	160	90,40	56,50%
236	112	100	39,72	39,72%
237	104	80	74,38	92,98%
238	112	50	29,89	59,78%
239	111	100	8,18	8,18%
240	107	50	52,82	105,63%
241	107	50	20,01	40,01%
242	107	100	62,50	62,50%
243	107	100	68,50	68,50%
244	107	50	32,32	64,64%
245	107	80	106,69	133,37%
246	107	50	36,48	72,95%
247	107	50	13,44	26,88%
248	107	10	2,63	26,28%
249	107	10	2,14	21,40%
250	107	50	27,16	54,32%
270	114	50	15,39	30,78%
272	113	80	49,77	62,21%
284	107	50	25,27	50,55%
285	107	25	2,74	10,94%
286	107	15	4,31	28,70%
287	107	80	59,29	74,11%
288	107	10	4,43	44,27%
289	107	15	2,10	13,98%
290	107	50	29,10	58,20%

291	107	10	5,94	59,40%
292	107	15	6,47	43,11%
293	107	15	8,74	58,27%
294	107	10	1,26	12,60%
295	107	25	6,32	25,29%
296	107	80	51,96	64,95%
297	107	25	23,26	93,05%
298	107	50	31,68	63,35%
299	107	15	6,78	45,20%
300	107	50	14,00	28,01%
301	107	10	0,90	9,00%
302	107	25	7,43	29,72%
303	107	10	2,28	22,80%
304	107	15	8,10	54,02%
305	107	100	59,81	59,81%
306	107	25	7,43	29,72%
308	107	50	15,88	31,76%
309	107	10	4,18	41,80%
310	107	25	25,83	103,31%
311	107	50	28,27	56,53%
312	107	50	36,10	72,21%
313	107	50	23,34	46,68%
320	111	50	25,98	51,96%
325	112	100	39,84	39,84%
331	111	25	7,75	31,01%
341	103	100	66,07	66,07%
342	103	100	63,82	63,82%
343	103	160	45,77	28,61%
344	112	80	54,80	68,50%
346	111	50	46,38	92,76%
349	114	100	70,88	70,88%

353	105	160	188,36	117,73%
361	112	80	61,48	76,85%
364	106	25	16,32	65,30%
365	106	15	5,38	35,84%
369	114	15	8,81	58,71%
370	111	25	10,52	42,10%
375	103	160	133,09	83,18%
376	103	100	113,50	113,50%
377	103	100	104,54	104,54%
379	103	100	61,71	61,71%
380	103	100	64,30	64,30%
381	103	100	89,56	89,56%
384	104	100	49,47	49,47%
385	103	100	75,82	75,82%
394	104	25	12,59	50,34%
396	112	25	25,81	103,26%
411	112	100	55,23	55,23%
412	105	160	85,79	53,62%
413	105	160	84,01	52,51%
414	112	50	33,40	66,80%
415	105	10	2,58	25,80%
419	112	25	20,95	83,80%
430	111	100	26,38	26,38%
505	112	37,5	14,15	37,74%
510	103	100	76,69	76,69%
511	103	100	56,16	56,16%
512	103	100	70,43	70,43%
539	113	160	56,94	35,59%
540	104	125	56,01	44,81%
541	105	100	112,70	112,70%
542	105	100	85,11	85,11%

543	103	125	48,58	38,86%
544	103	100	44,56	44,56%
545	103	64	41,86	65,41%
547	114	100	38,13	38,13%
590	112	160	64,66	40,41%
591	114	160	40,89	25,56%
593	104	25	1,55	6,22%
596	112	160	116,99	73,12%
618	114	100	32,69	32,69%
626	103	65	18,27	28,11%
656	105	160	108,60	67,87%
660	113	100	90,93	90,93%
662	112	50	13,77	27,54%
664	112	100	20,48	20,48%
669	114	100	25,26	25,26%
671	114	100	50,19	50,19%
672	114	100	41,18	41,18%
673	114	100	20,51	20,51%
674	114	100	19,81	19,81%
675	114	100	35,89	35,89%
680	112	15	3,39	22,60%
681	112	100	42,74	42,74%
682	112	125	31,32	25,06%
683	107	15	4,60	30,67%
684	114	100	45,24	45,24%
685	114	100	27,30	27,30%
698	112	25	4,78	19,14%
712	112	50	36,46	72,91%
724	107	100	25,83	25,83%
746	112	50	16,41	32,82%
750	114	160	26,80	16,75%

755	111	50	15,16	30,33%
758	112	50	20,74	41,47%
763	103	80	37,52	46,90%
764	103	50	34,23	68,45%
765	113	125	43,62	34,89%
766	111	125	61,94	49,56%
776	105	100	34,33	34,33%
778	111	125	49,70	39,76%
779	111	100	34,27	34,27%
781	105	80	23,65	29,56%
782	105	80	30,93	38,66%
783	105	80	39,39	49,23%
789	114	50	10,40	20,79%
790	114	50	35,45	70,90%
807	107	37,5	11,37	30,31%
813	103	80	19,02	23,77%
814	103	50	35,35	70,71%
815	106	25	11,66	46,64%
816	106	25	2,95	11,80%
818	113	160	66,98	41,86%
819	112	50	17,77	35,55%
820	105	100	48,68	48,68%
821	103	50	23,45	46,89%
834	111	100	28,12	28,12%
839	113	160	115,35	72,10%
850	111	25	6,05	24,19%
867	113	100	19,76	19,76%
869	113	50	12,98	25,96%
870	113	100	19,14	19,14%
877	103	50	45,71	91,42%
880	112	25	23,16	92,63%

881	112	100	53,69	53,69%
882	105	100	20,90	20,90%
883	105	50	11,32	22,63%
884	105	125	34,23	27,38%
886	114	25	14,11	56,43%
887	114	100	22,61	22,61%
888	114	100	39,96	39,96%
889	114	100	34,57	34,57%
893	114	30	19,63	65,44%
894	112	50	44,26	88,53%
896	113	50	28,14	56,28%
900	113	37,5	5,71	15,24%
906	112	100	59,09	59,09%
907	104	15	8,09	53,90%
909	112	100	19,23	19,23%
911	111	100	25,71	25,71%
912	111	100	23,01	23,01%
914	112	100	31,76	31,76%
916	111	50	32,91	65,82%
919	112	50	31,76	63,53%
921	105	160	76,00	47,50%
922	112	100	89,76	89,76%
923	103	50	28,15	56,31%
924	105	50	16,58	33,17%
929	103	80	28,99	36,24%
930	114	160	38,96	24,35%
931	114	160	45,45	28,41%
937	114	100	9,52	9,52%
938	114	80	5,66	7,07%
939	106	125	109,46	87,57%
942	106	25	2,10	8,40%

944	105	100	12,82	12,82%
945	105	125	75,01	60,01%
951	111	100	9,93	9,93%
954	112	125	19,74	15,79%
956	103	125	64,99	51,99%
959	112	100	35,56	35,56%
962	112	50	5,29	10,58%
965	114	25	4,14	16,55%
969	111	100	15,79	15,79%
970	112	25	0,22	0,89%
971	111	50	15,88	31,76%
980	105	160	89,19	55,74%
981	113	200	46,69	23,35%
982	113	160	41,34	25,84%
983	111	50	9,07	18,14%
986	111	100	18,66	18,66%
988	111	50	7,98	15,96%
991	103	100	38,42	38,42%
1000	103	80	26,60	33,26%
1001	103	50	25,87	51,74%
1004	105	100	35,82	35,82%
1005	105	100	50,22	50,22%
1006	105	100	62,39	62,39%
1007	105	80	71,91	89,88%
1008	112	25	8,14	32,57%
1012	114	80	17,84	22,30%
1014	112	50	29,98	59,97%
1026	113	100	42,01	42,01%
1028	114	100	50,24	50,24%
1035	112	50	15,22	30,43%
1039	111	125	14,39	11,52%

1046	112	160	52,83	33,02%
1047	112	125	11,74	9,39%
1048	112	160	18,52	11,57%
1049	106	10	0,93	9,32%
1055	111	25	2,18	8,74%
1057	112	50	10,89	21,78%
1077	105	50	12,43	24,86%
1079	112	15	6,08	40,54%
1080	112	80	9,65	12,07%
1108	111	100	16,98	16,98%
1119	112	100	2,45	2,45%
1125	112	50	9,77	19,53%

BIBLIOGRAFIA

- 1) Manual latinoamericano y del caribe para el control de las pérdidas de energía.
- 2) Tesis de grado de la Escuela Superior Politécnica del Ecuador: “Identificación y control de pérdidas de energía en los sistemas secundarios de distribución.
- 3) Revista “El Informativo” de OSINERGMIN.
- 4) Anuario estadístico 2005 OSINERGMIN.

I-2359J



MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

ES COPIA AUTENTICADA

JOSE ALADZEME ROSALES
SECRETARIO GENERAL
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

Resolución Ministerial

Nº496-2005-MEM/DM

CONSIDERANDO:

Lima.5 de diciembre 2005

Que, mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, publicado el 25 de noviembre de 1993, se aprobó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), estableciendo en su artículo 163°, entre otros aspectos, que el usuario debe abonar al concesionario, mensualmente, un monto que cubra el mantenimiento de la conexión, de la cual forma parte el contador de energía, y que permita su reposición al cabo de 30 años;

Que, mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM, publicado el 11 de octubre de 1997, se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), con el objetivo de establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluido el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas de electricidad y los Clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas, asegurando así a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno;

Que, la NTCSE con el espíritu de salvaguardar el adecuado funcionamiento del contador de energía por el cual el concesionario en aplicación del artículo 163° del RLCE percibe un monto para su mantenimiento; considera como parte de la Calidad del Servicio Comercial, la Precisión de Medida de la Energía, estableciendo un proceso de control el cual implica la realización de contrastes de contadores de energía considerando tamaños de muestra en función del número de usuarios de una concesión;

Que, por Resolución Ministerial N° 012-2003-EM/DM, publicada el 18 de enero de 2003, se aprobó la Norma Técnica "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica", con el objetivo de reglamentar el proceso de Contrastación del Sistema de Medición, y regular las relaciones entre el Usuario, el Concesionario, el Contrastador, OSINERG e INDECOPI;

Que, es indispensable incluir en la Norma Técnica a la cual se refiere el considerando precedente, las actividades de contrastación de los Sistemas de Medición con contadores estáticos;

Que, es necesario establecer el tiempo mínimo que debe durar la prueba de marcha en vacío de los contadores;

Que, resulta necesario considerar explícitamente en la mencionada Norma Técnica, las responsabilidades de las empresas Contrastadoras, referidas a los aspectos a considerar en el Informe de Contrastación;

Que, en el caso de detección de intervención no autorizada, de irregularidad en el contador debido a un elemento externo o modificación de las condiciones normales de instalación que modifique las características de funcionamiento del contador, el Contrastador debe abstenerse de realizar el contraste e informar al Concesionario y/o OSINERG, según corresponda;



MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS
DIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD

NORMA DGE
“CONTRASTE DEL SISTEMA DE
MEDICION DE ENERGIA ELECTRICA”

Noviembre 2005

Norma DGE “Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica”

CONTENIDO

1.	DEFINICIONES	3
2.	OBJETO	4
3.	ALCANCE	4
4.	BASE LEGAL	4
5.	CONTRASTACION DE SISTEMAS DE MEDICION	5
6.	CONTRASTACION A SOLICITUD DEL USUARIO	6
6.1	Procedimiento para la Contrastación	6
6.2	Contrastación del Sistema de Medición en Campo.....	6
6.3	Contrastación del Sistema de Medición en Laboratorio	8
6.4	Pruebas y Verificaciones Adicionales	8
6.5	Distribución de Responsabilidades	9
7.	CONTRASTACION POR INICIATIVA DEL CONCESIONARIO	10
7.1	Procedimiento para la Contrastación	10
7.2	Distribución de Responsabilidades	10
8.	RECUPERO O REINTEGRO POR ERROR DE MEDICION	11
9.	DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS	11

Norma DGE “Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica”

1. DEFINICIONES

1.1 Concesionario

Es el titular de una concesión definitiva de distribución, otorgada al amparo de la Ley de Concesiones Eléctricas.

1.2 Contrastación

Proceso técnico que permite determinar los errores del Sistema de Medición mediante su comparación con un Sistema Patrón. Forman parte de este proceso las pruebas o ensayos que se le realicen a los transformadores de corriente, si fuese el caso.

1.3 Contrastador

Persona natural o jurídica independiente de las partes en el contrato de suministro, autorizada por INDECOPI para efectuar la Contrastación de Sistemas de Medición.

1.4 Corriente Máxima (Imáx)

El valor más alto de la corriente para el cual el contador debe cumplir con los requisitos de precisión establecidos.

1.5 Corriente Nominal (In)

Valor de la corriente en función del cual se fijan las características del funcionamiento óptimo del contador.

1.6 Error de Corriente (error de relación)

Error que el transformador de corriente induce en la medida de una corriente, originado por la diferencia entre la relación de transformación real y la relación de transformación asignada en la placa de características del transformador.

1.7 Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI)

Es la autoridad competente para autorizar el desarrollo de la actividad de Contrastación de Sistemas de Medición.

1.8 Norma Metrológica Peruana

Es el documento técnico normativo aprobado por INDECOPI, que establece las características metrológicas, los errores máximos permisibles y los métodos de ensayo de un medio de medición.

1.9 Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG)

Es la autoridad competente para supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la Norma.

1.10 Reglamento para la Autorización y Supervisión de Entidades Contrastadoras (Reglamento)

Es el documento emitido por la Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales de INDECOPI, mediante el cual éste autoriza y supervisa a las entidades que realizan actividades de Contrastación de Sistemas de Medición, para que cumplan con los requisitos necesarios y presten un servicio eficiente.



1.11 Relación de Transformación

Es la relación entre la corriente del lado primario y la del lado secundario del transformador de corriente.

1.12 Sistema de Medición (o Equipo de Medición)

Es todo el conjunto de equipamiento requerido para la medición de energía activa y reactiva, y máxima demanda. Podrá ser de medición directa (empleando únicamente contadores de energía activa y reactiva, y registradores de máxima demanda) o, medición indirecta (empleando transformadores de medición).

1.13 Sistema Patrón

Es el Sistema usado como modelo de comparación para evaluar el sistema a contrastar y que tiene un nivel de precisión mayor al sistema evaluado. El Sistema Patrón debe ser calibrado por el INDECOPI o por Laboratorios de Calibración debidamente acreditados para tal fin.

1.14 Transformador de Corriente

Transformador de medida que sirve para conocer la intensidad de corriente en un conductor (lado primario) a través de la corriente inducida por éste (conductor) en el lado secundario y, de su relación de transformación.

Para un sentido correcto de las conexiones, el ángulo de desfase entre las corrientes del lado primario y secundario, es aproximadamente igual a cero.

1.15 Transformador de Medida

Transformador destinado a alimentar (a través de su lado secundario) instrumentos de medida, contadores, relés y otros aparatos análogos.

1.16 Usuario

Persona natural o jurídica que hace uso legal del suministro eléctrico correspondiente y, es la responsable por el cumplimiento de las obligaciones técnicas y económicas que se derivan de la utilización de la electricidad.

2. OBJETIVO

Reglamentar el proceso de Contrastación del Sistema de Medición; así como regular las relaciones entre el Usuario, el Concesionario, el Contrastador, OSINERG e INDECOPI.

3. ALCANCE

Esta Norma es aplicable:

- i) Dentro de las actividades referidas a la precisión de la medida de la energía tal como lo establece la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y Normas Técnicas complementarias;
- ii) Cuando el Usuario o el Concesionario requieran la Contrastación del Sistema de Medición, por considerar que la medición de la máxima demanda y/o energía eléctrica, no corresponden al consumo real; y,
- iii) Cuando el OSINERG, requiera efectuar la Contrastación de los Sistemas de Medición en el ejercicio de su función de fiscalización.

4. BASE LEGAL

Artículo 92° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.
Artículo 163°, 171°, 181° y 182° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.

5. CONTRASTACION DE SISTEMAS DE MEDICION

- 5.1** La presente Norma se aplica para la Contrastación en campo y, parcialmente para la Contrastación en laboratorio en concordancia con el numeral 5.2 . Toda Contrastación se realiza con equipos certificados por INDECOPI.

En todos los casos, la Contrastación debe ser realizada por un Contrastador. El Concesionario sólo podrá efectuar la Contrastación, cuando cuente con autorización expresa del OSINERG. La solicitud de autorización será evaluada por OSINERG dentro de los diez (10) hábiles de recibida, en caso de no pronunciarse en dicho plazo se tendrá por aceptada. Cada solicitud será referida a un caso concreto.

- 5.2** La Contrastación en laboratorio, se hará de acuerdo a las prescripciones aplicables de las Normas Metrológicas Peruanas y, a falta de éstas, de acuerdo a la norma IEC (International Electrotechnical Commission) y/o la norma ISO (International Organization for Standarization). En caso de no existir ninguna de las anteriores, se utilizarán normas que sean de uso internacional.
- 5.3** El Usuario, el Concesionario, o sus respectivos representantes, tienen derecho a presenciar la Contrastación en campo o en laboratorio, sin que el Contrastador pueda limitar el ejercicio de tal derecho.
La presencia del Usuario o del Concesionario, en el momento de la Contrastación, es potestativa, razón por la cual la no participación de alguna de las partes no invalidará la Contrastación.
- 5.4** El Contrastador está obligado a identificarse ante el Usuario y el Concesionario.
- 5.5** Cuando se trate de Contrastación en laboratorio, inmediatamente después que el Sistema de Medición haya sido retirado por el Contrastador, el Concesionario instalará un Sistema de Medición provisional en correcto funcionamiento, debidamente precintado y calibrado o con aferición. El Concesionario llevará un registro de estos casos, el cual estará a disposición de OSINERG en la forma y condiciones que este Organismo lo determine.
- 5.6** En los casos de Contrastación en laboratorio, el Contrastador deberá reinstalar el Sistema de Medición en un plazo no mayor a cinco (05) días calendario de efectuadas las pruebas, para lo cual el Contrastador deberá comunicar por escrito a quien solicitó la contrastación, con copia a la otra parte, según corresponda conforme a los numerales 6 o 7, la fecha y hora de la reinstalación con un plazo de veinticuatro (24) horas de anticipación como mínimo.
- 5.7** El Informe de Contrastación deberá contener:
- i) Los resultados obtenidos en las pruebas;
 - ii) Las características de los precintos de seguridad retirados (cuanto menos tipo, número y color) y de aquellos instalados luego de la intervención;
 - iii) El estado de las conexiones eléctricas del Sistema de Medición; y,
 - iv) Las condiciones de operación y estado general de los componentes del Sistema de Medición que se observen al momento de retiro y/o intervención al mismo.

6. CONTRASTACIÓN A SOLICITUD DEL USUARIO

6.1 Procedimiento para la Contrastación

6.1.1 Solicitar al Concesionario por escrito la Contrastación del Sistema de Medición, indicando el Contrastador que haya seleccionado. Además, precisará una de las siguientes alternativas de Contrastación a utilizar: en campo, o en laboratorio.

6.1.2 El Concesionario, en un plazo máximo de dos (2) días hábiles posteriores a la recepción de la solicitud del Usuario, comunicará al Contrastador seleccionado para que efectúe las pruebas correspondientes.

6.1.3 Dentro de los seis (6) días hábiles siguientes de recibida la comunicación del Concesionario, el Contrastador deberá:

- i) Comunicar por escrito, con un mínimo de dos (2) días calendario de anticipación, al Concesionario y Usuario la fecha y hora en la que se procederá a intervenir el Sistema de Medición para efectos de Contrastación en campo. Cuando la Contrastación sea en laboratorio, comunicará el día y hora del retiro del Sistema de Medición y de su Contrastación, la cual se llevará a cabo dentro de los dos (2) días calendario siguientes;
- ii) Realizar las pruebas de acuerdo a las pautas indicadas en la presente Norma y/o en las Normas indicadas en el numeral 5.2, según sea el caso; y,
- iii) Entregar el Informe de Contrastación al Usuario, con copia al Concesionario. Tratándose de contrastación en laboratorio la entrega la efectuará en un plazo no mayor de tres (03) calendario de efectuada la contrastación. Tratándose de contrastación en campo la entrega la efectuará en la misma fecha de efectuada la contrastación.

En los Sectores Típicos de Distribución que corresponden a zonas urbano rural y rural, el contrastador deberá iniciar lo señalado en el presente numeral dentro de los ocho (8) días hábiles siguientes de recibida la comunicación del Concesionario.

6.2 Contrastación del Sistema de Medición en Campo

Del resultado de la Contrastación en campo, el Usuario tendrá información general del estado del Sistema de Medición relacionado con las tolerancias fijadas en esta Norma y condiciones en que se encuentran las conexiones eléctricas respectivas.

El Contrastador incluirá en el Informe de Contrastación el estado de las conexiones eléctricas del Sistema de Medición y efectuará las siguientes pruebas:

- i) Prueba de marcha en vacío, cuyo ensayo se realizará a la tensión de la red del Concesionario, con factor de potencia 1 y con una corriente de 0,001 veces la nominal, verificando que el disco no complete una revolución para contadores inductivos. Para el caso de los contadores estáticos, la prueba de marcha en vacío se efectuará a la tensión de la red del Concesionario sin que circule corriente, verificando que el contador no de más de un pulso. La duración mínima de este ensayo, para ambos tipos de contadores, será de quince (15) minutos, salvo que el disco, en el caso de contadores inductivos, se detenga antes del tiempo indicado, en este último caso se deberá esperar dos (02) minutos adicionales, contados a partir del momento en que el disco se detuvo.

Cuando el sistema de medición ha pasado satisfactoriamente todas las pruebas de Campo y no hay explicación para un alto consumo, el Usuario podrá solicitar la realización de las pruebas indicadas en el numeral 6.4.3



o la realización de la prueba de marcha en vacío por el tiempo que corresponda a esta prueba en laboratorio.

- ii) Para cada condición indicada en las Tablas N° 01 y N° 02, el Contrastador verificará que cada componente del Sistema de Medición, contador y transformador respectivamente, funcionen dentro de los errores porcentuales indicados en las mismas.

Tabla N° 01: Contador
Error Admisible (%) según la clase de precisión

Condición	Valor de la Corriente	Factor de Potencia	Clase de Precisión						
			Contadores Estáticos				Contadores de Inducción		
			0,2S	0,5S	1	2	0,5	1	2
			Error Admisible (%)				Error Admisible (%)		
1	0,05 In (*)	1	± 0,3	± 0,7	± 2,5	± 3,5	± 1,5	± 2,5	± 3,5
2	In	1	± 0,3	± 0,7	± 1,5	± 2,5	± 1	± 1,5	± 2,5
3	Imáx	1	± 0,3	± 0,7	± 1,5	± 2,5	± 1	± 1,5	± 2,5

(*) Para Usuarios con contadores de inducción y con consumo promedio mensual mayor a 100 kW.h , la condición 1 corresponderá a un valor de corriente igual a 0,1 In; el valor promedio se calculará considerando los consumos registrados en el suministro en los seis (6) meses consecutivos anteriores a la realización del contraste. En el caso de contrastes comprendidos en el inciso ii) del numeral 3, el cálculo del promedio no incluirá el mes en reclamación.

En el caso de aquellos equipos de medición que no posean la indicación de corriente máxima (Imáx), ésta será considerada como cuatro (4) veces la corriente nominal (4 In).

En caso de sistemas trifásicos, el contraste se efectuará conservando la misma secuencia fases con la que se encuentre operando el contador.

En los casos de un Sistema de Medición Indirecta, se realizará pruebas a los transformadores de corriente. En ningún caso, el transformador deberá ser de una clase superior a la clase del contador.

Tabla N° 02: Transformador de Corriente
Error de Corriente Admisible (%) según la clase de precisión

Condición	Valor de la Corriente	Clase de Precisión			
		0,1	0,2	0,5	1
		Error Admisible (%)			
1	0,05 In	± 0,4	± 0,75	± 1,5	± 3
2	0,2 In	± 0,2	± 0,35	± 0,75	± 1,5
3	In	± 0,1	± 0,2	± 0,5	± 1
4	1,2 In	± 0,1	± 0,2	± 0,5	± 1

El error de corriente admisible resulta de la siguiente fórmula:

$$Error\ de\ Corriente\ (\%) = \frac{(K_n \times I_s - I_p) \times 100}{I_p}$$

Siendo:

K_n : Relación de Transformación asignada en placa;

I_s : Corriente real en el lado secundario correspondiente a I_p , en condiciones de medida;



I_p : Corriente real en el lado primario.

En todos los casos, la carga secundaria utilizada debe ser inductiva con un factor de potencia de 0,8; excepto cuando la carga sea inferior a 5 VA, en cuyo caso, el factor de potencia será 1. En ningún caso la carga será inferior a 1 VA .

6.3 Contratación del Sistema de Medición en Laboratorio

El Contrastador realizará las pruebas de acuerdo a lo señalado en el numeral 5.2 de la presente Norma.

La prueba de marcha en vacío se realizará a la tensión nominal, con factor de potencia 1 y con una corriente de 0,001 veces la nominal, verificando que el disco no complete una revolución para los contadores inductivos.

Para el caso de los contadores estáticos, la prueba de marcha en vacío se efectuará a 115% la tensión nominal sin que circule corriente, verificando que el contador no de más de un pulso. La duración (t) del ensayo será:

- i) para contadores de clase 0,2S y 0,5S, veinte (20) veces mayor que el tiempo entre dos pulsos, cuando se aplica la intensidad de arranque al contador indicada en la Tabla N° 03; y,
- ii) para contadores de clase 1 y 2, la duración (t) mínima, expresada en minutos, será determinado mediante la siguiente fórmula:

$$t \geq \frac{f \times 10^6}{k \times m \times U_n \times I_{m\acute{a}x}}$$

Siendo:

f : Factor asociado a la clase del contador (clase 1: $f = 600$ y clase 2: $f = 480$);

k : Impulsos emitidos por kW.h (imp/kW.h);

m : Número de elementos de medida;

U_n : Tensión nominal;

$I_{m\acute{a}x}$: Corriente máxima.

Tabla N° 03: Corriente de Arranque para Contadores Estáticos

Clase del Contador	Factor de Potencia	Corriente de Arranque
0,2S	1	0,001 I_n
0,5S	1	0,001 I_n

En los casos de un Sistema de Medición indirecta, se realizará ensayos a los transformadores de intensidad. Se podrá tomar como referencia la Norma Europea EN 60044-1:1999, específicamente la Tabla N° 11 de la referida norma.

6.4 Pruebas y Verificaciones Adicionales

6.4.1 Funcionamiento del Contómetro y Verificación de la Constante:

a) Contraste en campo:

- a1) En concordancia con el numeral 5.7, el contómetro será objeto de una inspección visual, que consiste en verificar o identificar condiciones que afecten el adecuado funcionamiento o lectura de este accesorio;

tales como que se encuentre trabado, que los números de los rodillos no estén alineados de forma tal que induzcan a error en la lectura, entre otras.

En casos que los errores de precisión resulten atípicos, el Contrastador podrá efectuar la prueba de Verificación de la Constante del Contador de acuerdo a lo siguiente:

- a2) En contadores de inducción; el rotor debe dar un número entero de vueltas de tal forma que el rodillo que gira más rápido o la aguja del integrador pueda ser leído con una exactitud suficiente que permita verificar la constante del contador.
- a3) En contadores estáticos; se comprobará que la relación entre la información suministrada por la salida de control y la indicada en el visualizador corresponde a los datos que figuran en la placa de características.
- b) Contraste en laboratorio:
 - b1) El contómetro será objeto de una inspección mecánica, que consiste en verificar los engranajes del integrador o identificar condiciones que afecten el adecuado funcionamiento de este accesorio.
 - b2) La verificación de la constante del contador se efectuará de acuerdo a los literales a2) o a3), según corresponda.

6.4.2 Aislamiento del Sistema de Medición:

Para el contraste en campo se verificará la resistencia de aislamiento del sistema de medición entre las partes vivas con relación a tierra, tomando como referencia la Tabla N° 1 de la Norma Técnica Peruana NTP 370.304.2002.

Si algún componente o el Sistema de Medición en conjunto no pasa esta prueba, debe ser declarado como no conforme, y el Concesionario procederá a reemplazarlo.

6.4.3 Cuando los Sistemas de Medición han pasado satisfactoriamente las pruebas de Contraste y aparentemente no hay explicación para un alto consumo de energía, el Contrastador a solicitud del Usuario o del Concesionario, en este último caso previa autorización expresa del Usuario, para lo cual deberá informarle de los alcances de dicha prueba, podrá realizar pruebas de aislamiento de las instalaciones internas del Usuario, conforme lo indica la Tabla N° 1 de la Norma Técnica Peruana NTP 370.304.2002. Los resultados serán incluidos en el Informe de Contraste, estos nuevos elementos no intervienen en la determinación de la conformidad en el Sistema de Medición. El Concesionario cancelará el costo de esta verificación de las instalaciones internas del Usuario, y si fueron solicitadas por el Usuario, cargará en la factura del mes siguiente el monto que corresponda.

En concordancia con el numeral 9.5 el Concesionario deberá exhibir en los locales de atención al público, junto a los costos de contrastación, los costos de los servicios de medición de aislamiento por cada Contrastador de forma diferenciada a los costos de contraste.

6.5 Distribución de Responsabilidades

6.5.1 El Concesionario cancelará el presupuesto de la Contrastación al Contrastador. Cuando sea responsabilidad del Usuario asumir el costo de la Contrastación, el Concesionario cargará el monto que corresponda en la factura del mes siguiente.

Será responsabilidad del Usuario asumir el costo de la Contrastación, si el resultado de la prueba de marcha en vacío cumple con lo establecido en la presente Norma y cada una de las pruebas de contrastación, determina un error porcentual dentro del margen de precisión establecidos en esta Norma o en las normas indicadas en el numeral 5.2, según sea el caso, además de las pruebas de Funcionamiento del Contómetro y Aislamiento del Sistema de Medición indicadas en los numerales 6.4.1 y 6.4.2, respectivamente.

6.5.2 El Concesionario está obligado a reemplazar el Sistema de Medición o parte del mismo, según corresponda; y asumir todos los costos de la Contrastación y del nuevo sistema cuando:

- i) La prueba de marcha en vacío no cumple lo establecido en la presente Norma; o,
- ii) Alguna de las pruebas de contrastación, determina un error porcentual fuera del margen de precisión establecidos en esta Norma o en las Normas indicadas en el numeral 5.2, según sea el caso; o,
- iii) El Sistema de Medición no cumple con una o más de las pruebas y verificaciones adicionales mencionadas en el numeral 6.4; excepto las pruebas a las que hace referencia el numeral 6.4.3.

Tratándose de hurto del sistema de medición, o de parte del mismo, el concesionario también asumirá el reemplazo correspondiente.

6.5.3 Todo reemplazo deberá realizarlo el Concesionario en un plazo máximo de diez (10) días calendario de efectuadas las pruebas, para lo cual el Concesionario deberá notificar previamente al Usuario la fecha y hora de dicho reemplazo, con 48 horas de anticipación como mínimo. Asimismo, el Concesionario deberá garantizar el correcto funcionamiento del Sistema de Medición a instalar, entregando al Usuario el certificado correspondiente de contraste en laboratorio emitido por un Contrastador, si el caso lo amerita se aplicará la excepción indicada en el numeral 5.1. El Concesionario deberá llevar un registro de estos casos, el cual estará a disposición de OSINERG en la forma y condiciones que este Organismo lo determine.

7. CONTRASTACION POR INICIATIVA DEL CONCESIONARIO

7.1 Procedimiento para la Contrastación

7.1.1 El Concesionario solicitará por escrito a un Contrastador la Contrastación del Sistema de Medición.

7.1.2 El Concesionario comunicará por escrito al Usuario, por lo menos con dos (2) días hábiles de anticipación, la fecha en que será intervenido el Sistema de Medición para su Contrastación, indicando el Contrastador correspondiente. El Concesionario deberá llevar un registro de estos casos, el cual estará a disposición de OSINERG en la forma y condiciones que este Organismo lo determine.

7.1.3 La Contrastación se efectuará en campo o en laboratorio. El Contrastador remitirá al Concesionario el informe correspondiente, con copia al Usuario, en los plazos que precisa el inciso iii) del numeral 6.1.3, según corresponda.

7.2 Distribución de Responsabilidades

7.2.1 El Concesionario asumirá todo el costo de la Contrastación, cualquiera que fuera el resultado de la misma.

7.2.2 El Concesionario está obligado a reemplazar el Sistema de Medición conforme lo indicado en el numeral 6.5.3, y asumir el costo del mismo, en los casos señalados en el numeral 6.5.2 de la presente Norma, excepto las pruebas a las que hace referencia el numeral 6.4.3.

8. REINTEGRO O RECUPERO POR ERROR DE MEDICION

El Concesionario efectuará el reintegro o el recuperó, según sea el caso, del monto correspondiente determinado conforme a lo establezca la Norma DGE "Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica".

8.1 El reintegro procederá en los siguientes casos:

- i) Si la prueba de marcha en vacío no cumple lo establecido en la presente Norma; o,
- ii) Si el promedio de errores de las pruebas realizadas, al contador o al transformador, resulta positivo y mayor que el promedio de los errores admisibles correspondientes, conforme a los valores establecidos en esta Norma o en las Normas indicadas en el numeral 5.2, según sea el caso.

8.2 El recuperó procederá si se cumple las siguientes dos (2) condiciones:

- i) Si el promedio de errores de las pruebas realizadas, al contador o al transformador, resulta negativo y menor que el promedio de los errores admisibles correspondientes, conforme a los valores establecidos en esta Norma o en las normas indicadas en el numeral 5.2, según sea el caso; y,
- ii) Si la Contrastación se realiza a través de un Contrastador.

9. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

9.1 En casos que el Contrastador detecte modificaciones de las condiciones normales de funcionamiento del Sistema de Medición, debe abstenerse de realizar el contraste e informar lo detectado al Concesionario y a OSINERG, más tardar el siguiente día hábil de la detección.

9.2 En concordancia con el numeral 1.3, el Contrastador no podrá realizar labores que sean responsabilidad del Concesionario.

9.3 Presentada la solicitud de Contrastación por parte del Usuario, el Concesionario no podrá realizar inspecciones técnicas ni intervenciones al Sistema de Medición antes que se efectúe la Contrastación.

9.4 Las empresas concesionarias y las empresas vinculadas económicamente a éstas, no podrán realizar la actividad de Contrastación dentro de su zona de concesión.

Entiéndase por empresas vinculadas económicamente, la definición contenida en la Resolución N° 0065-1999/INDECOPI-CRT "Reglamento para la Autorización y Supervisión de Entidades Contrastadoras", o la que la sustituya.

9.5 El Concesionario deberá exhibir en los locales de atención al público la relación de los Contrastadores, los costos de los servicios de Contrastación en campo o laboratorio y los costos por pruebas de aislamiento de las instalaciones internas

del usuario por cada Contrastador e informar los alcances de estos servicios, indicando las diferencias respectivas.

- 9.6** El Contrastador y el Concesionario están obligados a cumplir con el Código Nacional de Electricidad, el Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Subsector Electricidad y demás Normas aplicables; y, contar con el concurso de personal calificado que tenga experiencia no menor de dos (02) años en trabajos de contraste o similares, bajo la conducción y responsabilidad de un ingeniero electricista o mecánico electricista o rama a fin, o un técnico electricista acreditado con diploma de un instituto superior tecnológico, todos competentes en el tema.

Asimismo, el personal del Contrastador, en sus trabajos de campo o laboratorio, deberán estar debidamente uniformados portando en lugar visible su identificación (fotocheck). En alguna parte del uniforme se indicará en forma clara "Empresa Contrastadora Autorizada".

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO
SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 370-2005-OS/CD**

Lima, 13 de octubre de 2005

VISTOS:

El Informe Técnico OSINERG-GART/DDE N° 041-2005 elaborado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (en adelante GART) y el informe emitido por la Asesoría Legal Interna OSINERG-GART-AL-2005-155.

CONSIDERANDO:

Que, el OSINERG, de conformidad con la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), fijó las tarifas de distribución eléctrica para el periodo noviembre 2001 – octubre 2005 a través de la Resolución OSINERG N° 2120-2001-OS/CD, correspondiendo fijarlas nuevamente para el periodo noviembre 2005 – octubre 2009;

Que, mediante Resolución OSINERG N° 001-2003-OS/CD, el Consejo Directivo del OSINERG aprobó la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", en cuyo Anexo C quedó asimismo aprobado el "Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica";

Que, el procedimiento contenido en el Anexo C antes mencionado, se ha venido desarrollando cumpliendo todas las etapas previstas en el mismo, tales como el encargo por parte de la GART de la elaboración de los estudios de costos del VAD a las empresas de distribución eléctrica, las mismas que adjudicaron y contrataron los respectivos estudios a empresas consultoras precalificadas por la GART; la elaboración de los estudios por parte de los Consultores VAD, bajo la supervisión de la GART con el apoyo de los Supervisores VAD; la presentación de los resultados finales de los estudios, los mismos que fueron publicados por la GART en la página web del OSINERG; la convocatoria de las audiencias públicas previstas, Audiencia Pública de las Empresas y Audiencia Pública del OSINERG; la exposición y sustentación de los resultados finales por los Consultores VAD y las empresas de distribución eléctrica responsables, en la Audiencia Pública de las Empresas convocada por la GART; la formulación de las observaciones a los estudios y resultados finales de conformidad con la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE); la presentación de la absolución de las observaciones y los resultados finales definitivos por parte de los Consultores VAD, que fueron analizados por la GART con el apoyo de los Supervisores VAD; la prepublicación del proyecto de resolución de las tarifas de distribución eléctrica, la exposición y sustentación del proyecto de resolución prepublicado por parte del OSINERG, en la Audiencia Pública Descentralizada del OSINERG convocada por la GART; la presentación de las opiniones y sugerencias de los interesados respecto de la prepublicación; y el análisis respectivo del OSINERG;

Que, la LCE en su artículo 68° dispone que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo sin que ello se realice, el OSINERG deberá establecer los VAD para cada concesión, utilizando Factores de Ponderación de acuerdo a las características de cada sistema, para luego, de conformidad a lo previsto en los artículos 69° y 70° de la LCE, estructurar un conjunto de Precios Básicos para cada concesión y calcular la Tasa Interna de Retorno para conjuntos de concesionarios considerando un período de análisis de 25 años y

evaluando los ingresos obtenidos con los precios básicos, los costos de explotación y el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución Eléctrica;

Que, el artículo 71° de la LCE establece que si las tasas antes calculadas, no difieren en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización señalada en el artículo 79° de la LCE, los VAD que les dan origen serán definitivos, lo cual es el caso de la presente regulación; y en virtud a lo dispuesto en el artículo 72° de la LCE y 151° de su Reglamento corresponde a OSINERG, en cumplimiento a su función reguladora, establecer los Valores Agregados de Distribución y sus Fórmulas de Reajuste, de aplicación a partir del 01 de noviembre de 2005, los que considerarán factores que ajusten la demanda total según lo previsto en los Artículos 139° y 147° del Reglamento;

Que, OSINERG de conformidad con lo dispuesto por el artículo 3° de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en los artículos 27° y 52° literal v), de su Reglamento General aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el artículo 22°, inciso a) del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tiene el encargo de regular las Tarifas de Distribución Eléctrica;

Que, el Informe Técnico OSINERG-GART/DDE N° 041-2005, que se acompaña como Anexo N° 1 de la presente resolución, formando parte integrante de la misma, contiene los antecedentes, criterios y resultados que sustentan la presente resolución de Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica, complementando la motivación que sustenta la decisión del OSINERG, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3°, numeral 4 de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

RESUELVE:

Artículo 1°.- Fijese los Valores Agregados de Distribución, Cargos Fijos y Parámetros de Cálculo Tarifario a que se refiere el artículo 43°, incisos b) y d), y el artículo 44° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

1. Definición de Parámetros

Parámetro	Descripción
VADMT	Valor agregado de distribución en media tensión por sector típico (S/./kW-mes)
VADBT	Valor agregado de distribución en baja tensión por sector típico (S/./kW-mes)
α_{MT}	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADMT
α_{BT}	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADBT
CFE	Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S/./mes)
CFS	Cargo fijo mensual para medición simple de potencia y/o simple o doble medición de energía (S/./mes)
CFH	Cargo fijo mensual para medición doble (horaria) de energía y potencia (S/./mes)
CER	Cargo por energía reactiva (S/./kVAR.h)
CMTPP _g	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia de generación

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 370-2005-OS/CD**

CMTFP _g	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación
CBTPP _g	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia de generación
CBTFP _g	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación
CMTTP _d	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución
CMTFP _d	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución
CBTPP _d	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución
CBTFP _d	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución
FCPPMT	Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión
FCFPMT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en media tensión
FCPPBT	Factor de coincidencia para demandas de punta en baja tensión
FCFPBT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en baja tensión
PEMT	Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión
PEBT	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión
PPMT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión
PPBT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión
NHUBT	Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión
NHUBTPP _A	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta
NHUBTFP _A	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta
NHUBTPP _B	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta
NHUBTFP _B	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta
NHUBTAP	Número de horas de uso para el cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución del servicio de alumbrado público
PEPP	Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kW.h)
PEFP	Precio de la energía en horas fuera de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kW.h)
PE	Precio ponderado de la energía en la barra equivalente de media tensión (S/./kW.h)
PP	Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S/./kW-mes)
PTPMT	Factor de corrección del valor agregado de distribución en media tensión
PTPBT	Factor de corrección del valor agregado de distribución en baja tensión
VMTTP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S/./kW-mes)
VMTFP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta (S/./kW-mes)
VBTPP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta (S/./kW-mes)
VBTFP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de fuera de punta (S/./kW-mes)
VADMT _g	Valor agregado de distribución en media tensión ponderado a nivel empresa (S/./kW-mes)

VADBT _p	Valor agregado de distribución en baja tensión ponderado a nivel empresa (S./kW-mes)
--------------------	--

2. Tarifas de Distribución Eléctrica

2.1 Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos

Los Valores Agregados de Distribución en Media Tensión (VADMT) y en Baja Tensión (VADBT) para cada uno de los sectores de distribución típicos definidos en la Resolución Directoral N° 015-2004-EM/DGE, son los del cuadro siguiente y están expresados en nuevos soles por kW-mes (S./kW-mes).

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
VADMT	11.050	7.777	12.804	25.834	32.683	16.812
VADBT	37.755	30.966	42.282	43.175	60.437	20.279

La participación (%) de los costos de inversión (aVNR) y, de operación y mantenimiento (OyM) en el VADMT y VADBT es la siguiente:

		Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
VADMT	aVNR	74.57%	58.34%	60.54%	71.49%	73.74%	46.98%
	OyM	25.43%	41.66%	39.46%	28.51%	26.26%	53.02%
	Total	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
VADBT	aVNR	66.91%	60.45%	60.74%	55.89%	71.18%	41.46%
	OyM	33.09%	39.55%	39.26%	44.11%	28.82%	58.54%
	Total	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

La incidencia (%) en el costo de capital de trabajo en el VADMT y VADBT es la siguiente:

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
α_{MT}	0.22%	1.02%	1.03%	0.13%	0.06%	0.13%
α_{BT}	0.29%	0.97%	1.02%	0.20%	0.07%	0.14%

Los Cargos Fijos para cada uno de los sectores de distribución típicos definidos en la Resolución Directoral N° 015-2004-EM/DGE, son los del cuadro siguiente y están expresados en nuevos soles por mes (S./mes).

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
CFE	1.963	1.967	1.967	1.129	1.179	2.249
CFS	3.336	3.342	3.342	5.634	7.932	13.326
CFH	3.933	3.930	3.342	5.634	7.932	13.326

Los Valores Agregados VMTPP, VMTFP, VBTPP y VBTFP por empresa de distribución eléctrica se determinarán con las siguientes expresiones:

$$VMTFP = VADMT_p \times FBP$$

$$VMTPP = PTPMT \times VMTFP$$

$$VBTFP = VADBT_p \times FBP$$

$$VBTPP = PTPBT \times VBTFP$$

Los $VADMT_p$ y $VADBT_p$ deberán ser calculados por las empresas de distribución eléctrica a partir de los Valores Agregados de Distribución fijados por sector típico y los factores de ponderación del $VADMT$ y $VADBT$ establecidos mediante la Resolución OSINERG N° 157-2005-OS/CD y modificatorias.

El término FBP representa el equilibrio entre la facturación de potencia a los usuarios y la potencia coincidente con la máxima demanda del sistema de distribución eléctrica.

2.2 Factores de Economía de Escala

2.2.1 Sector Típico 1

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2005 – Octubre 2006	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2006 – Octubre 2007	0.9927	0.9911	0.9955
Noviembre 2007 – Octubre 2008	0.9855	0.9822	0.9911
Noviembre 2008 – Octubre 2009	0.9783	0.9735	0.9867

2.2.2 Sector Típico 2

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2005 – Octubre 2006	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2006 – Octubre 2007	0.9972	0.9977	0.9972
Noviembre 2007 – Octubre 2008	0.9945	0.9954	0.9944
Noviembre 2008 – Octubre 2009	0.9919	0.9931	0.9917

2.2.3 Sector Típico 3

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2005 – Octubre 2006	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2006 – Octubre 2007	0.9984	0.9988	0.9951
Noviembre 2007 – Octubre 2008	0.9969	0.9976	0.9903
Noviembre 2008 – Octubre 2009	0.9954	0.9964	0.9855

2.2.4 Sector Típico 4

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2005 – Octubre 2006	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2006 – Octubre 2007	0.9922	0.9929	0.9971
Noviembre 2007 – Octubre 2008	0.9844	0.9858	0.9943
Noviembre 2008 – Octubre 2009	0.9768	0.9788	0.9914

2.2.5 Sector Típico 5

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2005 – Octubre 2006	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2006 – Octubre 2007	0.9914	0.9915	0.9964
Noviembre 2007 – Octubre 2008	0.9829	0.9832	0.9928
Noviembre 2008 – Octubre 2009	0.9744	0.9749	0.9893

2.2.6 Sector Especial

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2005 – Octubre 2006	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2006 – Octubre 2007	0.9910	0.9911	0.9973
Noviembre 2007 – Octubre 2008	0.9820	0.9822	0.9947
Noviembre 2008 – Octubre 2009	0.9732	0.9734	0.9921

2.3 Cargo por Energía Reactiva (CER)

CER = 0.0409 S/./kVAR.h

3. Parámetros de Cálculo Tarifario

3.1 Factores de Expansión de Pérdidas

			Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
Media Tensión	Energía	PEMT	1.0131	1.0153	1.0173	1.0203	1.0203	1.0153
	Potencia	PPMT	1.0167	1.0252	1.0391	1.0411	1.0411	1.0219
Baja Tensión	Energía	PEBT	1.0989	1.0913	1.1029	1.1120	1.1120	1.0841
	Potencia	PPBT	1.1072	1.1325	1.1660	1.1787	1.1787	1.0947

3.2 Factores de Coincidencia

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
FCCPMT	0.919	0.923	0.945	0.939	0.809	0.949
FCCPBT	0.871	0.908	0.788	0.818	0.740	0.979
FCCPBT	0.889	0.898	0.896	1.000	0.776	0.953
FCCPBT	0.802	0.838	0.763	0.988	0.707	0.873

3.3 Factores de Contribución a la Punta

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
CMTPP _g	0.769	0.719	0.882	0.632	0.735	0.136
CMTFP _g	0.446	0.258	0.729	0.138	0.445	0.042
CBTPP _g	0.727	0.912	0.771	0.344	0.605	0.403
CBTFP _g	0.492	0.612	0.407	0.312	0.384	0.005
CMTPP _d	0.701	0.590	0.756	0.552	0.611	0.123
CMTFP _d	0.386	0.211	0.556	0.131	0.354	0.038
CBTPP _d	0.643	0.731	0.734	0.314	0.458	0.361
CBTFP _d	0.406	0.465	0.364	0.281	0.377	0.005

3.4 Número de Horas de Uso de Baja Tensión

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
NHUBT	420	340	330	300	262	262
NHUBTPP _A	120	120	120	120	120	120
NHUBTFP _A	570	570	570	570	570	570
NHUBTPP _B	104	100	100	100	100	100
NHUBTFP _B	304	484	484	484	484	484
NHUBTAP	360	360	360	360	360	360

3.5 Factores de Corrección del Valor Agregado de Distribución

Los factores de corrección del Valor Agregado de Distribución PTPMT y PTPBT que ajustan el VADMT y VADBT respectivamente, por las ventas de potencia en horas fuera de punta son los siguientes:

Empresa	PTPMT	PTPBT
Coelvisac	0.9235	0.4736
Edecañete	0.5886	0.9784
Edelnor	0.8218	0.9212
Electro Oriente	0.7376	0.9878
Electro Pangoa	1.0000	1.0000
Electro Puño	0.7319	0.9693
Electro Sur Este	0.9215	0.9754
Electro Sur Medio	0.4138	0.9723
Electro Tocache	0.9058	0.9763
Electro Ucayali	0.6126	0.9837
Electrocentro	0.9073	0.9840
Electronoroeste	0.5230	0.9826
Electronorte	0.7651	0.9744
Electrosur	0.6901	0.9831
Emsemsa	0.9965	0.9757
Emseusa	0.8048	0.9920
Hidrandina	0.6626	0.9789
Luz del Sur	0.8697	0.8837
Seal	0.8294	0.9532
Sersa	0.9714	1.0000

Para los sistemas de distribución eléctrica administrados por empresas municipales y otros, se tomará los valores 0.9900 y 0.9900 para el PTPMT y PTPBT respectivamente.

3.6 Factor de Ponderación del Precio de la Energía (Ep)

El Ep se calculará anualmente a nivel de empresa de distribución eléctrica para: i) los sistemas de distribución eléctrica interconectados y, ii) los sistemas de distribución eléctrica aislados con demanda máxima superior a 12 MW. El Ep a aplicarse será igual al promedio de los valores de los últimos dos años calendario y tendrá vigencia a partir del 01 de mayo de cada año.

$$E_p = \frac{(a - c - e)}{(a - c - e) + (b - d - f)}$$

Donde:

La energía anual entregada a los sistemas de distribución eléctrica en barras de media tensión:

- En horas de punta = a
- En horas fuera de punta = b

La energía anual vendida en media tensión (opciones tarifarias MT2, MT3 y clientes libres en media tensión) multiplicada por el factor de expansión de pérdidas PEMT:

- En horas de punta = c
- En horas fuera de punta = d

La energía anual vendida en baja tensión (opciones tarifarias BT2, BT3, BT5A y clientes libres en baja tensión) multiplicada por los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEPT:

- En horas de punta = e
- En horas fuera de punta = f

Las energías vendidas en cada una de las opciones tarifarias deberán considerar el mismo período de facturación con los ajustes que fueran necesarios.

El E_p se aplicará para calcular el precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión (PE) de las opciones tarifarias MT4, BT4, BT5B, BT5C, BT6 y BT7.

$$PE = E_p \times PEPP + (1 - E_p) \times PEFP$$

Las empresas deberán comunicar al OSINERG los resultados y el sustento respectivo del E_p , a más tardar el 15 de marzo de cada año en los formatos que se establezcan para tal fin. El OSINERG realizará la revisión y análisis de los resultados y el sustento, pudiendo formular fundamentadamente las observaciones que sean pertinentes.

Para los sistemas aislados de distribución eléctrica con demanda máxima menor a 12 MW, el E_p a aplicar será de 0.35, pudiendo la empresa de distribución eléctrica demostrar otros factores ante el OSINERG de acuerdo con las fórmulas antes referidas.

3.7 Factor de Balance de Potencia Coincidente en Horas Punta (FBP)

Las ventas de energía y potencia de los sistemas eléctricos mayores a 12 MW de demanda máxima, deberán ajustarse anualmente de conformidad al balance de potencia coincidente en horas punta con el objetivo de evitar la sobre-venta o sub-venta de potencia de punta, de forma tal que exista igualdad entre la potencia ingresada menos las pérdidas eficientes y la potencia de punta efectiva supuestamente vendida.

Por cada sistema de distribución eléctrica se determinará anualmente el factor de balance de potencia en horas punta (FBP) que afectará los correspondientes valores agregados de

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 370-2005-OS/CD**

distribución. Las empresas de distribución eléctrica presentarán al OSINERG para la aprobación del respectivo FBP, la información sustentatoria de acuerdo a lo establecido en la Resolución OSINERG N° 0555-2002-OS/CD o en aquella que la sustituya.

La potencia teórica coincidente (PTC) será la suma de los siguientes componentes:

PTCB: La PTC de las tarifas MT2, MT3, MT4, BT2, BT3, BT4, clientes libres en MT y BT se calcularán a partir de la facturación de potencia y se afectarán los correspondientes factores de coincidencia y factores de contribución a la punta según corresponda.

PTCM: La PTC de las tarifas BT5A, BT5B, BT5C, BT6 y BT7 se obtendrá a partir de la facturación de energía y del número de horas de uso correspondiente.

PPR: Las pérdidas de potencia reconocidas serán calculadas según los factores de expansión de pérdidas.

El valor de PTC no podrá ser mayor que la máxima demanda del sistema de distribución eléctrica, ajustándose a esta mediante el factor FBP.

El valor FBP será calculado anualmente con la información correspondiente al periodo anual anterior y tendrá vigencia a partir del 01 de mayo de cada año. Para los sistemas con demanda máxima menor a 12 MW el valor de FBP será de 1.0, pudiendo la empresa de distribución eléctrica demostrar otros factores ante el OSINERG de acuerdo a lo establecido en la Resolución OSINERG N° 0555-2002-OS/CD o en aquella que la sustituya.

Las empresas de distribución eléctrica deberán solicitar anualmente al OSINERG la aprobación de los resultados del FBP de acuerdo a lo establecido en la Resolución OSINERG N° 0555-2002-OS/CD o en aquella que la sustituya.

Para el periodo noviembre 2005 - abril 2006 se aplicará los valores siguientes:

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 370-2005-OS/CD**

Empresa	Sistema	FBP _{MT}	FBP _{BT}
Edelnor	Lima Norte	0.9761	0.9825

Empresa	Sistema	FBP
Edelnor	Huacho-Supe-Barranca Huaral-Chancay	1.0226
Electrocentro	Huancayo	0.9492
Electronoroeste	Piura Sullana-El Arenal-Paita	1.1310
Electronorte	Chiclayo Chiclayo Baja Densidad	0.9037
Hidrandina	Caraz-Carhuaz-Huaraz Chimbote Chimbote Rural Trujillo Trujillo Baja Densidad	1.0137
Electro Oriente	Iquitos Iquitos Rural Tarapoto-Moyobamba Bellavista-Gera-Tarapoto Rural Rioja Oriente	0.9113
Electrosur	Tacna	0.9335
Electro Sur Este	Cusco	0.9031
Electro Puno	Puno Puno Baja Densidad Juliaca Juliaca Rural	1.0297
Electro Sur Medio	Chincha Ica Pisco	1.0755
Electro Ucayali	Pucallpa	0.9989
Luz del Sur	Lima Sur	0.9314
Seal	Arequipa	0.9356

3.8 Precios en Barra Equivalente de Media Tensión (PEPP, PEFP, PE y PP)

Los precios en la barra equivalente de media tensión se obtendrán a partir de los precios en barra en las subestaciones de referencia, adicionándoles los cargos por transmisión y transformación hasta las barras de media tensión del sistema de distribución eléctrica, según la metodología regulada por el OSINERG para los Precios en Barra.

En tanto la Resolución de Precios en Barra, u otra específica, no regule de manera diferente, se obtendrá para cada sistema de distribución eléctrica una distancia equivalente de transmisión en función de los kW-km, multiplicando las respectivas demandas ó potencias instaladas por las distancias acumuladas a la barra de referencia y dividiendo la sumatoria por la demanda ó potencia instalada total. Asimismo, se establecerán los demás parámetros que sean necesarios para definir el costo de transmisión y transformación en los términos que establece la Resolución de Precios en Barra.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 370-2005-OS/CD**

Cuando existan líneas de transmisión de distinta tensión se obtendrá la distancia equivalente de transmisión en el nivel de tensión de mayor longitud (tensión de referencia). Las distancias en niveles de tensión distintos se ajustarán de modo que considerando el cargo unitario regulado en la tensión de referencia se obtenga el mismo costo total.

Las empresas de distribución eléctrica deberán solicitar al OSINERG la aprobación de la distancia equivalente y demás parámetros a emplear, adjuntando para este fin los diagramas unifilares y la información sustentatoria previa a su aplicación. Dicho trámite se efectuará cuando las condiciones del cálculo de la distancia equivalente varíen.

Para efectos de la presente resolución, las distancias equivalentes a considerar serán las vigentes a la fecha.

Artículo 2°.- Fijese las fórmulas de actualización de los Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos según lo establecido en el artículo 73° de la LCE.

1. Valor Agregado de Distribución en Media Tensión (VADMT)

$$FAVADMT = AMT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BMT \times \frac{D}{D_0} + CMT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{D}{D_0} + DMT \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{D}{D_0}$$

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
AMT	0.8710	0.8604	0.8536	0.9377	0.8988	0.9295
BMT	0.0717	0.0751	0.0507	0.0071	0.0262	0.0240
CMT	0.0449	0.0175	0.0141	0.0000	0.0000	0.0000
DMT	0.0124	0.0470	0.0816	0.0552	0.0750	0.0465

Siendo:

AMT	:	Coficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADMT
BMT	:	Coficiente de participación de los productos importados en el VADMT
CMT	:	Coficiente de participación del conductor de cobre en el VADMT
DMT	:	Coficiente de participación del conductor de aluminio en el VADMT

La participación de las partidas arancelarias en el coeficiente de participación de los productos importados (BMT) es la siguiente:

Partida Arancelaria	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
8471.10.00.00	-	5.83%	1.96%	-	-	-
8471.30.00.00	1.06%	-	-	4.29%	4.96%	5.00%
8471.41.00.00	0.58%	-	-	-	-	-
8471.49.00.00	0.39%	-	-	-	-	-
8471.60.10.00	0.59%	-	-	-	-	-
8517.11.00.00	0.20%	-	-	-	-	-
8517.50.00.00	9.67%	-	-	-	-	-
8524.99.90.00	10.25%	-	-	-	-	-
8525.20.19.00	2.85%	-	-	4.29%	3.82%	3.75%
8535.30.00.00	-	74.06%	60.48%	-	-	-
8536.20.90.00	-	-	-	37.14%	37.02%	37.08%
8536.50.90.00	74.41%	-	-	54.28%	54.20%	54.17%
8537.10.00.00	-	-	-	-	-	-
8704.21.00.10	-	20.11%	37.56%	-	-	-
Total	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

La participación de la partida arancelaria del Cobre (7413.00.00.00) en el coeficiente de participación del conductor de cobre (CMT) es 100%.

La participación de la partida arancelaria del Aluminio (7614.90.00.00) en el coeficiente de participación del conductor de aluminio (DMT) es 100%.

2. Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión (VADBT)

$$FAVADBT = ABT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BBT \times \frac{D}{D_0} + CBT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{D}{D_0} + DBT \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{D}{D_0}$$

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
ABT	0.8840	0.8591	0.8374	0.8425	0.8266	0.7906
BBT	0.0216	0.0447	0.0401	0.0450	0.0310	0.1084
CBT	0.0363	0.0238	0.0145	0.0280	0.0349	0.0973
DBT	0.0581	0.0724	0.1080	0.0845	0.1075	0.0037

Siendo:

ABT	:	Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADMT
BBT	:	Coeficiente de participación de los productos importados en el VADMT
CBT	:	Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADMT
DBT	:	Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADMT

La participación de las partidas arancelarias en el coeficiente de participación de los productos importados (BBT) es la siguiente:

Partida Arancelaria	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
8471.10.00.00	-	11.94%	3.33%	-	-	-
8471.30.00.00	3.33%	-	-	10.42%	10.32%	10.41%
8471.41.00.00	1.83%	-	-	-	-	-
8471.49.00.00	1.22%	-	-	-	-	-
8471.60.10.00	1.84%	-	-	-	-	-
8517.11.00.00	0.63%	-	-	-	-	-
8517.50.00.00	30.32%	-	-	-	-	-
8524.99.90.00	32.16%	-	-	-	-	-
8525.20.19.00	8.96%	-	-	10.42%	10.32%	10.42%
8535.30.00.00	-	15.06%	12.51%	-	-	-
8536.20.90.00	-	-	-	-	-	-
8536.50.90.00	-	-	-	79.16%	79.36%	79.17%
8537.10.00.00	19.71%	-	-	-	-	-
8539.32.00.00	-	31.79%	20.35%	-	-	-
8704.21.00.10	-	41.21%	63.81%	-	-	-
Total	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

La participación de la partida arancelaria del Cobre (7413.00.00.00) en el coeficiente de participación del conductor de cobre (CBT) es 100%.

La participación de la partida arancelaria del Aluminio (7614.90.00.00) en el coeficiente de participación del conductor de aluminio es (DBT) 100%.

3. Cargos Fijos (CFE, CFS y CFH)

$$FACFE = FACFS = FACFH = \frac{IPM}{IPM_0}$$

4. Cargo por Energía Reactiva (CER)

$$FACER = \frac{TC}{TC_0}$$

5. Definición de los Parámetros de las Fórmulas de Actualización

$$D = TC \times (1 + TA)$$

Siendo:

D	Índice de productos importados.
TC	Valor referencial para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica: Dólar promedio para cobertura de importaciones (valor venta) determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, cotización de Oferta y Demanda - Tipo de Cambio Promedio Ponderado o el que lo reemplace. Se utilizará el último valor venta publicado en el Diario Oficial "El Peruano" al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
TA	Tasa Arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico. Se utilizarán los valores de TC y TA vigentes al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
IPM	Índice de precios al por mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del mes de la última publicación oficial disponible al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
IPCu	Índice del precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el tercer mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas. Para la obtención de este indicador se tomarán en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. US\$/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)".
IPAI	Índice del precio del aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del tercer mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Week.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 370-2005-OS/CD**

Los valores base que se utilizarán en las fórmulas de actualización son:

TC ₀ (S./US\$)	:	3.283
TA ₀ (%) (*)	:	12%
IPM ₀	:	165.203249
IPCu ₀ (ctv. US\$/lb)	:	130.00
IPAl ₀ (US\$/tn)	:	1711.07

(*) Tasa Arancelaria base (TA₀) para el rubro de conductor de cobre y aluminio.

Las Tasas Arancelarias bases (TA₀) para el rubro de productos importados, calculadas de acuerdo con la participación de las respectivas partidas arancelarias en los VAD de media y baja tensión por sector típico, son las siguientes:

VAD	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
MT	5.26%	4.60%	5.13%	4.26%	4.26%	4.26%
BT	9.54%	7.78%	7.54%	4.63%	4.62%	4.62%

- El valor base del tipo de cambio del Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (TC₀) corresponde al 31/12/2004.
- Los valores base de la tasas arancelarias (TA₀) se determinaron a partir de las tasas por partidas arancelarias vigentes al 31/12/2004.

Partida Arancelaria	Tasa Arancelaria
8471.10.00.00	4.00%
8471.30.00.00	7.00%
8471.41.00.00	7.00%
8471.49.00.00	4.00%
8471.60.10.00	7.00%
8517.11.00.00	4.00%
8517.50.00.00	7.00%
8524.99.90.00	12.00%
8525.20.19.00	7.00%
8535.30.00.00	4.00%
8536.20.90.00	4.00%
8536.50.90.00	4.00%
8537.10.00.00	12.00%
8539.32.00.00	12.00%
8704.21.00.10	7.00%

- El valor base del índice de precios al por mayor (IPM₀) corresponde al mes de diciembre de 2004.
- El valor base del precio del cobre corresponde al promedio de los precios promedios mensuales de los 12 últimos meses que terminan en diciembre de 2004.
- El valor base del precio del aluminio corresponde al promedio de los precios promedios semanales (week avg.) de las 52 últimas semanas que terminan en la cuarta semana del mes de diciembre (24/12/2004).

Artículo 3°.- Los pliegos tarifarios serán calculados de conformidad con la Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD que aprueba la norma de "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final". Los pliegos tarifarios serán actualizados cuando se cumpla al menos una de las siguientes condiciones:

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 370-2005-OS/CD**

Cuando los precios en barra sean variados por parte de las empresas de generación eléctrica según la regulación vigente para dichos precios.

Cuando alguno de los factores de actualización FAVADMT, FAVADBT, FACFE, FACFS y FACFH se incremente o disminuya en más de 1.5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización.

Artículo 4°.- Para efectos de la compensación por racionamiento de energía y potencia a que se refiere el artículo 168° del Reglamento de la LCE se considerará para la opción tarifaria BT5A como precio de energía los valores B.1.1 (X_{PA}) y B.2, y como precio de potencia los valores B.1.1 (Y_{PA}) y C; para las opciones tarifarias BT5B y BT6 como precio de energía el valor b1, y como precio de potencia el valor b2; y para la opción BT7 como precio de energía el valor b1 y como precio de potencia los valores b2 y b3, establecidos en la Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD que aprueba la norma de "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final".

Artículo 5°.- Las empresas de distribución eléctrica aplicarán las disposiciones tarifarias de los artículos precedentes para determinar los pliegos tarifarios a usuario final, debiendo remitir previamente a su publicación en cada oportunidad copia suscrita por su representante legal a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG y la publicarán en uno de los diarios de mayor circulación local. La vigencia del correspondiente pliego tarifario será a partir del día siguiente a su publicación.

Artículo 6°.- La presente resolución será vigente del 01 de noviembre de 2005 al 31 de octubre de 2009.

Artículo 7°.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial "El Peruano" y consignada, junto con su Anexo N° 1, en la página web del OSINERG: www.osinerg.gob.pe.

**ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo**

1997-10-09.- D. S. N° 020-97-EM.- Aprueban la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (1997-10-11). Incluye modificaciones según Decreto Supremo N° 009-99-EM (1999-04-11), Decreto Supremo N° 013-2000-EM (2000-07-27), Decreto Supremo N° 040-2001-EM (2001-07-17), Decreto Supremo 004-2006-EM (2006-01-06) y Decreto Supremo 026-2006-EM (2006-04-21) .

**DECRETO SUPREMO
N° 020-97-EM**

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA
CONSIDERANDO:

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

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

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

DECRETA:

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

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

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

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

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República.

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

NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

I. OBJETIVO

II. BASE LEGAL

III. ALCANCES

IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

TÍTULO PRIMERO

1. DISPOSICIONES GENERALES

TÍTULO SEGUNDO

2. ETAPAS DE APLICACIÓN DE LA NORMA

TÍTULO TERCERO

3. OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR, DEL CLIENTE Y DE TERCEROS

TÍTULO CUARTO

4. COMPETENCIA DE LA AUTORIDAD

TÍTULO QUINTO

5. CALIDAD DE PRODUCTO

5.1 TENSIÓN

5.2 FRECUENCIA

5.3 PERTURBACIONES

5.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

5.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

TÍTULO SEXTO

6. CALIDAD DE SUMINISTRO

6.1 INTERRUPCIONES

6.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

6.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

TÍTULO SÉTIMO

7. CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

7.1 TRATO AL CLIENTE

7.2 MEDIOS DE ATENCIÓN

7.3 PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

7.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

7.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

TÍTULO OCTAVO

8. CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

8.1 DEFICIENCIAS DEL ALUMBRADO

8.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

8.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

DISPOSICIONES FINALES

NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

I. OBJETIVO

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

II. BASE LEGAL

Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 29°, 31°, 34°, 36°, 102° y aquéllos que resulten aplicables.).

Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 6°, 55°, 95°, 183°, 201°, 239° y aquéllos que resulten aplicables.)

Resolución Ministerial N° 405-96-EM/VME que aprueba la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 sobre Alumbrado de Vías Públicas.

Resolución Ministerial N° 365-95-EM/VME que aprueba la Escala de Multas y Penalidades a aplicarse en caso de incumplimiento a la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y demás normas complementarias.

Resolución Directoral N° 012-95-EM/DGE que aprueba la Directiva N° 001-95-EM/DGE que regula la solución de reclamos de usuarios del Servicio Público de Electricidad.

III. ALCANCES

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

La presente norma es de aplicación imperativa para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y aplicable a suministros sujetos al régimen de libertad de precios, en todo aquello que las partes no hayan acordado o no hayan pactado en contrario.

- *Párrafo según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*
- *Nota 1.- El artículo 1° del D. S. N° 009-99-EM publicado el 1999.04.11 dispone lo siguiente: "Suspender la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para:*
 - a) Los Sistemas Aislados Menores;*
 - b) Los sistemas eléctricos calificados por la Comisión de Tarifas Eléctricas como Sector de Distribución Típico 3 y 4; y,*
 - c) Los sistemas eléctricos calificados por la Comisión de Tarifas Eléctricas como Sector de Distribución Típico 2 cuya máxima demanda no exceda los 1 000 kW.*
Para efectos de este artículo, se considera como Sistema Aislado Menor a todo sistema eléctrico cuya potencia instalada, en generación, no supere los 5 MW."
- *Nota 1.- El artículo 1° del D. S. N° 009-99-EM publicado el 1999.04.11 ha sido modificado mediante el D.S. N° 004-2006-EM, publicado el 2006.01.06, y dispone lo siguiente: "Suspender la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para:*
 - a) Los Sistemas Aislados Menores;*
 - b) Todas las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por la Autoridad como Sectores de Distribución Típicos 4 o 5; y,*

- c) *Las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por la Autoridad como Sectores de Distribución Típicos 2 o 3, cuyo promedio de las dos más altas demandas registradas en el periodo de control de la calidad del suministro no exceda los 500 kW.*

Para efectos de este artículo, considerar Sistema Aislado Menor a todo sistema eléctrico cuya potencia instalada, en generación, no supere los 5 MW.

- *Nota 2.- El artículo 2° del D. S. N° 009-99-EM publicado el 1999-04-11 dispone lo siguiente: “Disponer que el Ministerio de Energía y Minas, mediante Resolución Ministerial, pueda restituir la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en cualquiera de los sistemas a que se hace referencia en el artículo anterior, que considere conveniente. Los concesionarios involucrados serán notificados con un (1) año de anticipación.”*
- *Nota 3.- El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM publicado el 2001-07-17 modifica el artículo 1° del D. S. N° 009-99-EM publicado el 1999.04.11 de acuerdo a lo siguiente: “Suspender la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para:*
 - a) *Los Sistemas Aislados Menores;*
 - b) *Todas las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) como Sector de Distribución Típico 3 y 4; y,*
 - c) *Las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) como Sector de Distribución Típico 2 cuya máxima demanda no exceda los 500 kW.*

Para efectos de este artículo, se considera como Sistema Aislado Menor a todo sistema eléctrico cuya potencia instalada, en generación, no supere los 5 MW.

No se iniciará la cadena de pago de compensaciones en las localidades afectas a esta suspensión.”

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

a) Calidad de Producto:

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

b) Calidad de Suministro:

- Interrupciones.

c) Calidad de Servicio Comercial:

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

d) Calidad de Alumbrado Público:

- Deficiencias del Alumbrado.

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

IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

TÍTULO PRIMERO

1. DISPOSICIONES GENERALES

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

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

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

TÍTULO SEGUNDO

2. ETAPAS DE APLICACIÓN DE LA NORMA

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

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

- a) Adquirir equipos e instalar la infraestructura necesaria para la medición y registro de los parámetros de la Calidad de Producto, Calidad de Suministro, Calidad de Servicio Comercial y Calidad de Alumbrado Público a controlar; excepto en aquellos casos que, por mandato explícito de la Norma, puedan implementarse en etapas posteriores.
- b) Implementar todos los medios necesarios para garantizar la calidad del servicio comercial que les compete.
- c) Implementar todos los medios de registro necesarios y organizar todos los mecanismos de procesamiento de la información:

Para el cálculo de los indicadores;

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

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

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

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

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

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

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

- *Nota 1.- El artículo 1° del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000.07.27 dispone lo siguiente: “ampliar el plazo de aplicación de la Segunda Etapa de la NTCSE hasta el 31 de diciembre del 2000.”*
- *Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18 dispone lo siguiente: “Amplíese hasta el 31 de diciembre del 2001, el plazo de aplicación de la Segunda Etapa de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.”*
- *Nota 3.- El artículo 5° del DS N° 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18 dispone lo siguiente: “Deróguese el Decreto Supremo N° 52-94-EM y déjese sin efecto el artículo 1° del Decreto Supremo N° 013-2000-EM.”*

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

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

- *Nota 1 .- La primera disposición transitoria del D. S. N° 013-2000-EM publicado el 2000-07-27 dispone lo siguiente: “Aplicar gradualmente las compensaciones a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la NTCSE, de la siguiente manera:
Calidad de Producto: 30% de los montos calculados para el primer trimestre de la Tercera Etapa; 60% del monto calculado para el segundo trimestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa.
Calidad de Suministro, Calidad de Servicio Comercial y Calidad de Alumbrado Público: 50% del monto calculado para el primer semestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa.”*
- *Nota 2.- El artículo 5° del D.S. N° 040-2001-EM publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: “Déjase sin efecto la Primera Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 013-2000-EM y la Resolución Ministerial N° 607-99-EM/VME.”*
- *Nota 3.- La primera disposición transitoria del D. S. N° 040-2001-EM publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: “Se aplicarán gradualmente las compensaciones por mala calidad de suministro a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la Norma, de la siguiente manera:
Zona de concesión de Lima: 50% de los montos calculados para los dos primeros semestres, 100% del monto calculado a partir del tercer semestre.
Zona de concesión fuera de Lima: 30% del monto calculado para el primer semestre, 60% de los montos calculados para el segundo y tercer semestre, 100% a partir del cuarto semestre.”*

- *Nota 4.- La segunda disposición transitoria del D. S. N° 040-2001-EM publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: "Aplicar gradualmente las compensaciones a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la Norma, de la siguiente manera:
Calidad de Producto: 30% de los montos calculados para el primer trimestre de la Tercera Etapa; 60% del monto calculado para el segundo trimestre de la Tercera Etapa; y, 100% del monto calculado a partir del tercer trimestre de la Tercera Etapa.
Calidad de Alumbrado Público: 50% del monto calculado para el primer semestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado a partir del segundo semestre de la Tercera Etapa."*

TÍTULO TERCERO

3. OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR, DEL CLIENTE Y DE TERCEROS

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

- a) Para el caso de entidades que suministran o comercializan electricidad, realizar las inversiones y cubrir los costos de adquisición e instalación de equipos, mediciones y registros. Las entidades que provean el servicio de transmisión o sean propietarios de redes de acceso libre, utilizarán las mediciones y registros que les deben ser entregados por quienes suministran o comercializan electricidad a través de sus redes.
- b) Cubrir los costos que demande el cálculo de indicadores de calidad, cálculo de compensaciones y los mecanismos de transferencia de información a la Autoridad;
- c) Proporcionar a la Autoridad, con veracidad, toda la información, procesada o no, que ella solicite para el control de la calidad, así como brindar las facilidades y los medios necesarios que le permitan la verificación de la misma, y cualquier actividad necesaria para determinar el nivel de calidad del servicio eléctrico que suministre;
- d) Pagar a su Cliente, dentro de los plazos establecidos, las compensaciones respectivas por incumplimiento con la calidad del servicio eléctrico, independientemente de que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor;
- e) Abonar el importe de las multas que la Autoridad le aplique;
- f) Informar sobre las obligaciones de sí mismo, como Suministrador, a todos sus Clientes en nota adjunta a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio de cada año.

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

- a) Para el caso de entidades que suministran o comercializan electricidad, realizar las inversiones y cubrir los costos de adquisición e instalación de equipos, mediciones y registros. Las entidades que provean el servicio de transmisión o sean propietarios de redes de acceso libre, utilizarán las mediciones y registros que les deben ser entregados por quienes suministran o comercializan electricidad a través de sus redes.
- b) Cubrir los costos que demande el cálculo de indicadores de calidad, cálculo de compensaciones y los mecanismos de transferencia de información a la Autoridad;
- c) Proporcionar a la Autoridad, con veracidad, toda la información, procesada o no, que ella solicite para el control de la calidad, así como brindar las facilidades y los medios necesarios que le permitan la verificación de la misma, y cualquier actividad necesaria para determinar el nivel de calidad del servicio eléctrico que suministre;
- d) Pagar a su Cliente dentro de los plazos establecidos, las compensaciones respectivas por incumplimiento en la calidad del servicio eléctrico, independientemente de que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor y otras situaciones debidamente justificadas y sustentadas ante la Autoridad; estos casos serán tratados conforme a la Tercera Disposición Final de la presente Norma;

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

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

d) Pagar a su Cliente, dentro de los plazos establecidos, las compensaciones respectivas por incumplimiento en la calidad del servicio eléctrico, independientemente de que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo caso de fuerza mayor y casos de reforzamientos o ampliaciones de instalaciones existentes, debidamente calificados como tales por la Autoridad. Estos casos serán tratados conforme a la Tercera Disposición Final de la presente Norma y la Resolución del Consejo Directivo del OSINERG N° 010-2004-0S/CD, o la que la sustituya.

- **Inciso d) según D.S. N° 026-2006-EM, publicado el 2006.04.21**

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

3.3 Los propietarios de instalaciones de transmisión, redes de acceso libre, u otras instalaciones complementarias de un sistema eléctrico, son responsables ante sus Clientes por el deterioro que la operación de sus instalaciones origina en la calidad de la electricidad del sistema, en lo referente a interrupciones y/o perturbaciones. Los Suministradores de estos servicios son responsables ante sus Clientes por las compensaciones que estos últimos efectúen a terceras partes; compensaciones cuya causa probada sea estrictamente las interrupciones y la emisión de perturbaciones que excedan las tolerancias establecidas en la Norma.

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

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

3.3 Los Suministradores que por mandato de los Artículos 33° y 34° de la Ley están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, son responsables ante sus clientes,

con respecto a este servicio, por el deterioro que la operación de sus instalaciones origina en la calidad de la electricidad del sistema, en lo referente a interrupciones y/o perturbaciones, imputables a ellos. Dichos Suministradores son responsables ante aquellos clientes por las compensaciones que estos últimos efectúen a terceras partes; compensaciones cuya causa probada sea estrictamente las interrupciones y la emisión de perturbaciones que excedan las tolerancias establecidas en la Norma.

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

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

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

3.5 En caso de transferencias de energía, en condiciones de mala calidad, desde un Comité de Operación Económica del Sistema (COES) o entre integrantes de un COES, este Comité está obligado a investigar e identificar a los miembros responsables por el incumplimiento con la calidad de producto y suministro y de garantizar las retribuciones respectivas a los Suministradores afectados para resarcirlos de las compensaciones pagadas a sus Clientes por faltas ajenas. Tratándose de casos en los que es difícil o imposible identificar a los responsables, todos los miembros del COES asumen la responsabilidad solidariamente, a excepción de aquellos cuya intervención en la deficiencia sea manifiestamente imposible.

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

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

3.6 Todo Cliente es responsable ante su Suministrador por aquellas perturbaciones que inyecte en la red excediendo las tolerancias establecidas de acuerdo a la Norma. El Cliente será notificado de este hecho por su Suministrador, luego que éste haya comprobado fehacientemente

la falta del Cliente. El hecho será simultáneamente comunicado a la Autoridad debiendo adjuntar prueba sustentatoria.

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

- *Nota 1.- El artículo 6° del DS N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente: “Suspender la aplicación del numeral 3.7 y el pago de compensaciones por emisión de perturbaciones a que se refiere el numeral 5.3 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, durante la Segunda Etapa.”*
- *Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 modifica el artículo 6° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11 de acuerdo a lo siguiente:
“Artículo 6°.- Suspender la aplicación del numeral 3.7 y el pago de compensaciones por emisión de perturbaciones a que se refiere el numeral 5.3 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
Para restituir la aplicación de estos numerales, el Ministerio de Energía y Minas conformará una Comisión para el análisis integral de las perturbaciones y su eficaz aplicación en nuestro mercado eléctrico. Para ello se convocará a representantes de empresas eléctricas y de grandes clientes. El referido análisis comprenderá un estudio de las tolerancias, compensaciones respectivas por la transgresión de dichas tolerancias, número de puntos de medición y el plazo de adecuación de los clientes emisores de perturbaciones a los límites establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.”*

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

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

TÍTULO CUARTO

4. COMPETENCIA DE LA AUTORIDAD

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

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

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

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

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

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

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

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

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

TÍTULO QUINTO

5. CALIDAD DE PRODUCTO

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

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

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

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

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

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

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

- *Nota 1.- El artículo 3° del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27 dispone lo siguiente: “Disponer que las compensaciones por mala calidad de tensión y por mala calidad de frecuencia, a que da origen la aplicación de la NTCSE en su Segunda Etapa, se calculen mensualmente y se efectúen a través de liquidaciones semestrales.”*
- *Nota 2.- La primera disposición transitoria del D. S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27 dispone lo siguiente: “Aplicar gradualmente las compensaciones a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la NTCSE, de la siguiente manera:
Calidad de Producto: 30% de los montos calculados para el primer trimestre de la Tercera Etapa; 60% del monto calculado para el segundo trimestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa.
Calidad de Suministro, Calidad de Servicio Comercial y Calidad de Alumbrado Público: 50% del monto calculado para el primer semestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa.”*

- *Nota 3.- El artículo 5° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: “Déjase sin efecto la Primera Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 013-2000-EM y la Resolución Ministerial N° 607-99-EM/VME.”*

5.1 TENSIÓN

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

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

- *Nota 1.- El artículo 7° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente: “Disponer, por excepción, que la referencia para el cálculo de los indicadores de calidad de tensión establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en instalaciones en Alta y Muy Alta Tensión existentes en la fecha de emitirse el presente Decreto Supremo, será la tensión de operación estipulada en los contratos entre suministradores y clientes. Esta excepción rige por diez (10) años contados desde la fecha citada.”*
- *Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 modifica el artículo 7° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11 de acuerdo a lo siguiente: “Artículo 7°.- Disponer, por excepción, que la referencia para el cálculo de los indicadores de calidad de tensión establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en instalaciones en Alta y Muy Alta Tensión existentes a la fecha de emitirse el presente Decreto Supremo, será la tensión de operación estipulada en los contratos entre suministradores y clientes. Esta excepción rige por diez (10) años contados desde la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.
Para el caso de Media Tensión, durante un período de 10 años contados a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, la Autoridad podrá disponer, por excepción, el cálculo de indicadores de calidad de tensión en función de la tensión de operación, siempre que se cumpla con un plan de adecuación determinado por la misma Autoridad. El plazo para la adecuación no deberá exceder el período de 10 años al que se refiere este párrafo.”*

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

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al tres por ciento (3%) del período de medición.

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

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

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

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

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

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

Donde:

- p.- Es un Intervalo de Medición en el que se violan las tolerancias en los niveles de tensión.
- a.- Es la compensación unitaria por violación de tensiones:
Primera Etapa: a=0.00
Segunda Etapa: a=0.01 US\$/kWh
Tercera Etapa: a=0.05 US\$/kWh
- A_p.- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador ΔV_p(%), medido en el intervalo p, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 1

Indicador ΔV _p (%)	Todo Servicio A _p	Red Sec. Rural* A _p
5.0 < ΔV _p (%) ≤ 7.5	1	-
7.5 < ΔV _p (%) ≤ 10.0	6	1
10.0 < ΔV _p (%) ≤ 12.5	12	12
12.5 < ΔV _p (%) ≤ 15.0	24	24
15.0 < ΔV _p (%) ≤ 17.5	48	48
ΔV _p (%) > 17.5	96	96

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

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

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

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

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

Donde:

- p.- Es un Intervalo de Medición en el que se violan las tolerancias en los niveles de tensión.
- a.- Es la compensación unitaria por violación de tensiones:
Primera Etapa: a=0.00
Segunda Etapa: a=0.01 US\$/kWh
Tercera Etapa: a=0.05 US\$/kWh
- A_p.- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador ΔV_p(%), medido en el intervalo p, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 1

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

5.1.4 Control.- El control se realiza a través de mediciones monofásicas o trifásicas, según corresponda al tipo de Cliente, por medio de equipos registradores cuyas especificaciones técnicas hayan sido aprobadas por la Autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas:

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

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

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

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

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

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

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

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

5.2 FRECUENCIA

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

- *Tolerancia sobre variaciones diarias según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*
- *Nota 1.- El artículo 5° del D.S. N° 009-99-EM publicado el 1999. 04.11, dispone lo siguiente: “Incrementar en cincuenta por ciento (50%) las tolerancias del indicador Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) para el Sistema Interconectado del Sur (SIS) y en cien por ciento (100%) para los Sistemas Aislados Mayores. Se incrementan en la misma proporción los límites del parámetro M_{VDF} contenidos en la tabla N° 4 del numeral 5.2.6 para el cálculo de compensaciones en tales sistemas. Los incrementos a que se hacen referencia en el párrafo que antecede, serán aplicables hasta la interconexión del SIS al Sistema Interconectado Centro Norte (SICN); y para el caso de los Sistemas Aislados Mayores, hasta cuando éstos se interconecten a un sistema mayor. De producidas las situaciones previstas, serán de aplicación las tolerancias establecidas para el sistema mayor. Para efectos de este artículo, se considera como Sistema Aislado Mayor a todo sistema eléctrico cuya potencia instalada, en generación, es mayor de 5 MW y menor de 100 MW.”*
- *Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27 modifica al artículo 5° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11, de acuerdo a lo siguiente : “Artículo 5°.- Incrementar las tolerancias del indicador Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) en cincuenta por ciento (50%) para todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación sea menor de 1000 MW y mayor o igual a 100 MW, y en cien por ciento (100%) para los Sistemas Aislados Mayores o para los sistemas eléctricos cuya potencia instalada en generación sea menor de 100 MW. Se incrementan en la misma proporción los límites del parámetro M_{VDF} contenidos en la tabla N° 4 del numeral 5.2.6 para el cálculo de compensaciones en cada categoría mencionada. Los incrementos a que se refiere el párrafo anterior se aplican:*
 - a) *A las partes de un sistema interconectado mientras permanezcan dentro de cada categoría y operen temporalmente de manera separada; y/o*
 - b) *A un sistema independiente hasta que pase a formar parte de uno mayor. Si, en un día determinado, i) se interconectan dos sistemas, u ii) operan temporalmente de manera separada dos o más partes de un sistema, las compensaciones para los clientes de cada sistema o parte se calculan considerando tanto las tolerancias como los límites del parámetro M_{VDF} que correspondan al sistema de menor tamaño al que estuvieron conectados durante tal día; y el parámetro Γ a considerarse para el día siguiente es el que corresponde al sistema de mayor tamaño. Para efectos de este artículo, se considera como Sistema Aislado Mayor a todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación es menor de 100 MW y mayor o igual a 5 MW.”*
- *Nota 3.- Último párrafo del artículo 5° del D.S. N° 009-99-EM publicado el 1999.04.11 modificado por D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17, de acuerdo a lo siguiente : “Artículo 5°.- Incrementar las tolerancias del indicador Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) en cincuenta por ciento (50%) para todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación sea menor de 1000 MW y mayor o igual a 100 MW, y en cien por ciento (100%) para los Sistemas Aislados Mayores o para los sistemas eléctricos cuya potencia instalada en generación sea menor de 100 MW. Se incrementan en la misma proporción los límites del parámetro M_{VDF} contenidos en la tabla N° 4 del numeral 5.2.6 para el cálculo de compensaciones en cada categoría mencionada. Los incrementos a que se refiere el párrafo anterior se aplican:*
 - a) *A las partes de un sistema interconectado mientras permanezcan dentro de cada categoría y operen temporalmente de manera separada; y/o*
 - b) *A un sistema independiente hasta que pase a formar parte de uno mayor. Si, en un día determinado, i) se interconectan dos sistemas, u ii) operan temporalmente de manera separada dos o más partes de un sistema, las compensaciones para los clientes de cada sistema o parte se calculan considerando tanto las tolerancias como los límites del parámetro M_{VDF} que correspondan al sistema de menor tamaño al que estuvieron conectados durante tal día; y el parámetro Γ a considerarse para el día siguiente es el que corresponde al sistema de mayor tamaño. Para Sistemas Aislados Menores, el control de la frecuencia se efectúa sólo con el indicador de variaciones sostenidas de frecuencia. Para efectos de este artículo se considera como:*

- **Sistema Aislado Mayor:** A todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación es menor de 100 MW y mayor o igual a 5 MW.
- **Sistema Aislado Menor:** A todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación es menor a 5 MW.”

5.2.4 Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, en cada caso: i) si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo acumulado superior al tres por ciento (3%) del Período de Medición; ii) si en un Período de Medición se produce más de una Variación Súbita excediendo las tolerancias; o iii) si en un Período de Medición se producen violaciones a los límites establecidos para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia.

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

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

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

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

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

Donde:

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

Tabla N° 2

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

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

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

Donde:

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

Primera Etapa: **b'**=0.00

Segunda Etapa: **b'**=0.01 US\$/kW

Tercera Etapa: **b'**=0.05 US\$/kW

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

Tabla N° 3

N_{VSF}	B_m
$1 < N_{VSF} \leq 3$	1
$3 < N_{VSF} \leq 7$	10
$7 < N_{VSF}$	100

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

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

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

Donde:

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

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

Primera Etapa: **b''**=0.00

Segunda Etapa: **b''**=0.01 US\$/kW

Tercera Etapa: **b''**=0.05 US\$/kW

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

Tabla N° 4

M_{VDF} (ciclos)	B_d
$12 < M_{VDF} \leq 60$	1
$60 < M_{VDF} \leq 600$	10
$600 < M_{VDF}$	100

Tabla N° 4

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

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

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

5.2.6 Las compensaciones por Variaciones Sostenidas de Frecuencia, por Variaciones Súbitas de Frecuencia y por Variaciones Diarias de Frecuencia se evalúan para el Período de Medición a

través de las fórmulas que aparecen a continuación, las mismas que están expresadas en función a la potencia o energía suministrada en condiciones de mala calidad.

Compensaciones por Variaciones Sostenidas = $\sum_q b \cdot B_q \cdot E(q)$(Fórmula N° 6)

Donde:

q.- Es un intervalo de medición de quince (15) minutos de duración en el que se violan las tolerancias en los niveles de frecuencia.

b.- Es la compensación unitaria por violación de frecuencias:

- Primera Etapa: $b=0.00$
- Segunda Etapa: $b=0.01$ US\$/kWh
- Tercera Etapa: $b=0.05$ US\$/kWh

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

Tabla N° 2

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

B_q , se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

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

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

Donde:

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

- Primera Etapa: $b'=0.00$
- Segunda Etapa: $b'=0.01$ US\$/kW
- Tercera Etapa: $b'=0.05$ US\$/kW

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

Tabla N° 3

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

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

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

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

Donde:

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

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

Primera Etapa: $b''=0.00$

Segunda Etapa: $b''=0.01$ US\$/kW

Tercera Etapa: $b''=0.05$ US\$/kW

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

Tabla N° 4

M _{VDF} (ciclos)	B _d
$600 < M_{VDF} \leq 900$	1
$900 < M_{VDF} $	$3 + (M_{VDF} - 900)/100$

B_d , se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.3 PERTURBACIONES

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

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

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

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

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

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

b) Para ARMÓNICAS: Las Tensiones Armónicas Individuales (V_i) y el Factor de Distorsión Total por Armónicas (THD).

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

5.3.3 Tolerancias:

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

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

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

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

Tabla N° 5

ORDEN (n) DE LA ARMÓNICA ó THD	TOLERANCIA V_i' ó THD' (% con respecto a la Tensión Nominal del punto de medición)	
	Para tensiones mayores a: 60 kV	Para tensiones menores o iguales a: 60kV

(Armónicas Impares no múltiplos de 3)		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
mayores de 25	$0.1 + 2.5/n$	$0.2 + 2.5/n$
(Armónicas impares múltiplos de 3)		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
mayores de 21	0.2	0.2
(Pares)		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
mayores de 12	0.2	0.5
THD	3	5

Tabla N° 5

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

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

- *Nota 1.- El artículo 6° del DS N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente: “ Suspende la aplicación del numeral 3.7 y el pago de compensaciones por emisión de*

perturbaciones a que se refiere el numeral 5.3 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, durante la Segunda Etapa.”

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

“Artículo 6°.- Suspender la aplicación del numeral 3.7 y el pago de compensaciones por emisión de perturbaciones a que se refiere el numeral 5.3 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Para restituir la aplicación de estos numerales, el Ministerio de Energía y Minas conformará una Comisión para el análisis integral de las perturbaciones y su eficaz aplicación en nuestro mercado eléctrico. Para ello se convocará a representantes de empresas eléctricas y de grandes clientes. El referido análisis comprenderá un estudio de las tolerancias, compensaciones respectivas por la transgresión de dichas tolerancias, número de puntos de medición y el plazo de adecuación de los clientes emisores de perturbaciones a los límites establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.”

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

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

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

Donde:

- r.- Es un intervalo de medición en el que se violan las tolerancias por Flícker.
- c.- Es la compensación unitaria por Flícker:
Primera Etapa: c=0.00
Segunda Etapa: c=0.10 US\$/kWh
Tercera Etapa: c=1.10 US\$/kWh
- C_r.- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud de la Distorsión Penalizable por Flícker DPF(r) calculado para el intervalo de medición “r” como:
DPF(r) = P_{st}(r) - P_{st}'
Si: DPF(r) ≥ 1; C_r = 1
Si: DPF(r) < 1; C_r = DPF(r) • DPF(r)
- E(r).- Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición “r”.

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

Donde:

- s.- Es un intervalo de medición en el que se violan las tolerancias por armónicas.
- d.- Es la compensación unitaria por armónicas:
Primera Etapa: d=0.00
Segunda Etapa: d=0.10 US\$/kWh
Tercera Etapa: d=1.10 US\$/kWh
- D_s.- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud de la Distorsión Penalizable por Armónicas DPA(s) calculado para el intervalo de medición “s” como:

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

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

Si: DPA(s) ≥ 1; D_s = 1

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

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

5.3.7 Control.- Se efectúan registros mensuales de perturbaciones con lecturas válidas en los siguientes puntos:

- En uno (1) por cada veinticuatro (24) de los puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.
- En una muestra representativa del número de barras de salida en baja tensión de subestaciones MT/BT que comprenda por lo menos lo siguiente:

Tabla N° 6

Clientes en Baja Tensión por Suministrador	Número de Puntos de Medición Registrados Mensualmente	
	Flicker	Armónicas
Con más de 500,000 Clientes	24	24
Con 100,001 a 500,000 Clientes	12	12
Con 10,001 a 100,000 Clientes	6	6
Con 501 a 10,000 Clientes	3	3
Con 500 clientes o menos	-	-

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

- En uno (1) por cada veinticuatro (24) de los puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.
- En una muestra representativa del número de barras de salida en baja tensión de subestaciones MT/BT que comprenda por lo menos lo siguiente:

Tabla N° 6

Clientes en Baja Tensión por Suministrador	Número de Puntos de Medición Registrados Mensualmente	
	Flicker	Armónicas
Con más de 500,000 Clientes	24	24
Con 100,001 a 500,000 Clientes	12	12
Con 10,001 a 100,000 Clientes	6	6
Con 501 a 10,000 Clientes	3	3
Con 500 clientes o menos	-	-

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

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

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

Tabla N° 6

Clientes en Baja Tensión por Suministrador	Número de Puntos de Medición Registrados Mensualmente	
	Flicker	Armónicas
Con más de 500,000 clientes	18	18
Con 100,001 a 500,000 clientes	9	9
Con 10,001 a 100,000 clientes	5	5
Con 501 a 10,000 clientes	2	2
Con 500 clientes o menos	-	-

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

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

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

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

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

5.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Copias de los registros del mes anterior en medio magnético;
- Modelos matemáticos, procedimientos de cálculo, programas, etc., que se requieran para verificar el cálculo de indicadores y compensaciones.
- El cálculo de los indicadores de calidad;
- El cálculo de las compensaciones a sus Clientes.
- Un resumen de las compensaciones pagadas a sus Clientes.
- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones.

Los registros de las lecturas efectuadas sobre Flícker, Armónicas y Energía Suministrada por cada período de medición, serán entregados a la Autoridad con un informe que contendrá como mínimo la siguiente información:

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

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

- Resumen de los indicadores de calidad calculados;
- Resumen de las compensaciones a ser pagadas a sus Clientes.
- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador entre todos los afectados, por cada parámetro que haya resultado de mala calidad, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones.

Los registros de las lecturas efectuadas sobre Flícker, Armónicas y Energía Suministrada por cada período de medición, organizados de la siguiente manera:

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

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

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

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

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

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

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

5.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

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

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

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

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

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

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

5.5.5 Verificar los registros de las mediciones.

5.5.6 Verificar los indicadores de calidad obtenidos por el Suministrador.

5.5.7 Verificar el cálculo de las compensaciones.

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

TÍTULO SEXTO

6. CALIDAD DE SUMINISTRO

6.1 INTERRUPCIONES

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

- Interrupciones programadas en redes* $K_i = 0.5$
- Otras : $K_i = 1.0$

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

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

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

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

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

El número de interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%). El Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre se redondea al entero inmediato superior.

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

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

d_i Es la duración individual de la interrupción i .

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Número de Interrupciones por Cliente (N')

Clientes en Muy Alta y Alta Tensión 02 Interrupciones/semestre

Clientes en Media Tensión 04 Interrupciones/semestre

Clientes en Baja Tensión 06 Interrupciones/semestre

Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')

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

- **Nota 1.- El artículo 4° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente:**
“Incrementar en treinta por ciento (30%) las tolerancias de los indicadores siguientes: Número de Interrupciones por Cliente (N’) y Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D’) establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para el Sector de Distribución Típico 2. Tales incrementos se redondean al entero superior.”
- **Nota 1.- El artículo 4° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 ha sido modificado mediante el D.S. N° 004-2006-EM, publicado el 2006.01.06, y dispone lo siguiente:**
“Incrementar en un factor de treinta por ciento (30%) las tolerancias de los indicadores siguientes: Número de Interrupciones por Cliente (N’) y Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D’) establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para los Sectores de Distribución Típicos 2 y 3. Tales incrementos se redondean al entero superior y son aplicables única y exclusivamente a la actividad eléctrica de distribución del mercado regulado.
Toda cadena de pago se iniciará cuando se hayan transgredido las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro que la Norma establece para el cliente final durante el semestre de control, considerando el incremento al cual hacen referencia el párrafo anterior. Asimismo, las respectivas compensaciones se efectúan culminado el semestre de control, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones.”
- **Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 modifica el artículo 4° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11, de acuerdo a lo siguiente: “Incrementar en un factor de treinta por ciento (30%) las tolerancias de los indicadores siguientes: Número de Interrupciones por Cliente (N’) y Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D’) establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para el Sector de Distribución Típico 2.**
A partir de la Tercera Etapa, durante el primer semestre, el factor incrementador será de setenta por ciento (70%), durante el segundo y tercer semestre será de cincuenta por ciento (50%) y a partir del cuarto semestre el factor incrementador será el treinta por ciento (30%) ya establecido en el párrafo anterior.
Tales incrementos se redondean al entero superior y son aplicables única y exclusivamente a la actividad eléctrica de distribución del mercado regulado.
Toda cadena de pago se iniciará cuando se hayan transgredido las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro que la Norma establece para el cliente final durante el semestre de control, considerando los incrementos a los cuales hacen referencia los párrafos anteriores. Asimismo, las respectivas compensaciones se efectúan culminado el semestre de control, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones.”

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

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

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

6.1.6 Compensaciones por mala calidad de suministro.- Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad

del servicio no satisface los estándares fijados en los numerales 6.1.4 ó 6.1.5 de la Norma, según corresponda.

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

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

Compensaciones Por Interrupciones = e • E • ENS.....(Fórmula N° 14)

Donde:

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

Primera Etapa: e=0.00

Segunda Etapa: e=0.05 US\$/kWh

Tercera Etapa: e=0.95 US\$/kWh (*)

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

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

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

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

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

Donde:

ERS Es la Energía Registrada en el Semestre.

NHS Es el Número de Horas del Semestre.

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

6.1.8 Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía Teóricamente no Suministrada (ENS), el Número de Interrupciones por Cliente por Semestre (N) y la Duración Total Acumulada de Interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Compensaciones Por Interrupciones = e • E • ENS.....(Fórmula N° 14)

Donde:

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

Primera Etapa: e=0.00

Segunda Etapa: e=0.05 US\$/kWh

Tercera Etapa: e=0.35 US\$/kWh

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

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

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

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

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

Donde:

ERS : Es la energía registrada en el semestre.

NHS : Es el número de horas del semestre.

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

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

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

Donde:

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

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

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

Donde:

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

D_i : Duración total ponderada de interrupciones por las cuales es responsable el Suministrador "i", con dos decimales de aproximación.

N, D : Son los indicadores de calidad del suministro en el punto de compra-venta correspondiente, en el semestre de control.

N', D' : Son las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro para el nivel de tensión del punto de compra-venta correspondiente.

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

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

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

Donde:

e : Es la compensación unitaria ya establecida en este mismo numeral.

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

Tabla N° 6-A

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

E_f , se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

(*) El tercer término de esta expresión será considerado para evaluar E_f , solamente si su valor individual resulta positivo.

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

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

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

Tal que:

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

Donde:

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

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

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

Los sub-índices:

“ k ” : Representa a cada interrupción por rechazo de carga.

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

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

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

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

6.1.8 Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía Teóricamente No Suministrada (ENS), el Número de Interrupciones por Cliente por Semestre (N) y la Duración Total Acumulada de Interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Compensaciones por Interrupciones = $e \cdot E \cdot ENS$(Fórmula N° 14)

Donde:

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

Primera Etapa : $e = 0,00$ US\$/kW.h

Segunda Etapa : $e = 0,05$ US\$/kW.h

Tercera Etapa : $e = 0,35$ US\$/kW.h

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

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

En caso que se produzca una interrupción no programada de duración superior a treinta y cuatro (34) horas continuas, el cálculo de las compensaciones se realizará considerando el factor de ponderación E calculado mediante la fórmula 15-A.

$E = [1 + (N - N')/N' + (24 - D')/D' + 1/3 \cdot (D - D')/D']$(Fórmula N° 15-A)

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

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

$ENS = ERS / (NHS - \sum d_i) \cdot D$; (expresada en: kW.h).....(Fórmula N° 16)

Donde:

ERS : Es la energía registrada en el semestre.

NHS : Es el número de horas del semestre.

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

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

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

Donde:

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

E_i : Factor que toma en consideración la magnitud con la que ha contribuido el Suministrador “i”, a transgredir las tolerancias de los indicadores establecidas para el nivel de tensión del punto de compra-venta en cuestión. Calculado por la siguiente expresión:

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

Donde:

N_i : Número ponderado de interrupciones por las cuales es responsable el Suministrador “i”, con un decimal de aproximación.

D_i : Duración total ponderada de interrupciones por las cuales es responsable el Suministrador “i”, con dos decimales de aproximación.

N, D : Son los indicadores de calidad del suministro en el punto de compra-venta correspondiente, en el semestre de control.

N', D' : Son las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro para el nivel de tensión del punto de compra-venta correspondiente.

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

Las compensaciones por interrupciones originadas por la actuación de los relevadores de protección y/o por apertura manual por disposición del COES, ya sea por mínima frecuencia o por mínima tensión, se calculan por línea o alimentador, según la siguiente fórmula. Estas compensaciones se distribuyen proporcionalmente entre todos los clientes afectados, de acuerdo a su consumo de energía registrado durante el semestre correspondiente.

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

Donde:

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

Tabla N° 6-A

N_{RCF}	E_f
$1 \leq N_{RCF} \leq 2$	1
$2 < N_{RCF}$	$1 + (N_{RCF} - 2)/4 + (D_{RCF} - 0,15)/0,15$ (*)

E_f , se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

(*) El tercer término de esta expresión será considerado para evaluar E_f , solamente si su valor individual resulta positivo.

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

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

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

Tal que:

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

Donde:

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

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

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

Los sub-índices:

“ k ” : Representa a cada interrupción por rechazo de carga.

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

$ENST_{f,k}$: Es la Energía No Suministrada Total por Rechazo de Carga, evaluada en el punto de compra-venta de energía como la comparación del diagrama de

carga del día de la interrupción por rechazo de carga con el diagrama de carga del día típico correspondiente.

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

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 026-2006-EM, publicado el 2006.04.21*

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

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

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

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

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

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

Los equipos necesarios para llevar a cabo automáticamente las mediciones a que se hacen referencia en el punto a) se implementan durante la Etapa 1.

Donde no existan, o en tanto no se hayan instalado, equipos que permitan identificar claramente el inicio y final de las interrupciones, su detección se lleva a cabo: i) A través del registro de llamadas telefónicas de clientes afectados, ii) A través de la revisión de los registros de parámetros de la calidad de producto, y/o iii) A través del análisis de cualquier o

cualesquiera otro(s) registro(s) del cliente o suministrador que permita detectarlas inequívocamente.

Los suministradores y clientes proveen a la autoridad, a solicitud de ésta, la información sustentatoria para cada caso.

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

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

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

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

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

Los suministradores y clientes proveen a la autoridad, a requerimiento de ésta, la información sustentatoria para cada caso.

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

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

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

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

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

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

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

6.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

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

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

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

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

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

a) La primera debe permitir discriminar claramente los componentes de la red asociados a la alimentación eléctrica de cada Cliente, consignando por lo menos la siguiente información

Identificación del Cliente (Número de suministro)

Alimentador de BT y ramal al que está conectado

Subestación de distribución MT/BT

Alimentador de MT

Centro de transformación AT/MT

Red de AT

b) La segunda debe contener la información referida a cada una de las interrupciones que ocurran en la red eléctrica bajo su responsabilidad; consignando por lo menos la siguiente información:

Fecha y hora de inicio de cada interrupción;

Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción (Ejm.: fase, ramal, alimentador, subestación MT/BT, alimentador MT, centro de transformación AT/MT, red de AT, etc.);

Identificación de la causa de cada interrupción;

Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, indicando su respectiva potencia nominal;

Número de Clientes afectados por cada interrupción;

Número total de Clientes del Suministrador, por tipo, de acuerdo a la información estadística más reciente disponible;

Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

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

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

6.2.7 Dentro de los primeros veinte (20) días calendario del semestre, entregar a la Autoridad, lo siguiente:

Copias de los registros del semestre anterior en medio magnético;

Modelos matemáticos, procedimientos de cálculo, programas, etc., que se requieran para verificar el cálculo de indicadores y compensaciones.

Los indicadores de calidad calculados;

El cálculo de las compensaciones pagadas a sus Clientes;

Resúmenes de las compensaciones pagadas con montos totalizados;

Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones.

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

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

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

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

6.2.8 Compensar a sus Clientes afectados por la deficiente Calidad de Suministro, en la facturación del mes siguiente de concluido el Período de Control semestral. Estas compensaciones se deben realizar sin necesidad de previa solicitud de los Clientes; y no puede postergarse ni condicionarse la obligación de compensar a que se hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros al Suministrador. Al realizar la compensación, el Suministrador debe adjuntar al Cliente, un detalle con el número de interrupciones y la duración de cada una de aquéllas consideradas para la compensación. Esto se hace en la factura o en nota adjunta.

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

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

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

6.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

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

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

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

6.3.4 Verificar los registros cruzando información.

6.3.5 Verificar los indicadores de calidad obtenidos por el Suministrador.

6.3.6 Verificar el cálculo de las compensaciones.

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

TÍTULO SÉTIMO

7. CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

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

a) Trato al Cliente

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

– Otros.

b) Medios a disposición del Cliente:

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

c) Precisión de medida de la energía facturada.

7.1 TRATO AL CLIENTE

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

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

7.1.3 Tolerancias:

a) Solicitudes de Nuevos Suministros o Ampliación de la Potencia Contratada

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

i. Sin modificación de redes:

Hasta los 50 kW: 7 días calendario

Más de 50 kW: 21 días calendario

ii. Con modificación de redes (incluyendo extensiones y añadidos de red primaria y/o secundaria que no necesiten la elaboración de un proyecto):

Hasta los 50 kW: 21 días calendario

Más de 50 kW: 56 días calendario

iii. Con expansión sustancial y con necesidad de proyecto de red primaria que incluya Nuevas Subestaciones y tendido de red primaria:

Cualquier potencia: 360 días calendario.

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

c) Opciones tarifarias:

i. La empresa está obligada a valorizar los consumos con la opción tarifaria solicitada por el Cliente dentro de un plazo máximo de veinte (20) días calendario desde que se presentó la solicitud de cambio, en caso de no requerirse otro equipo de medición; o dentro del plazo máximo de siete (7) días calendario después de cumplidas las condiciones a que está obligado el solicitante.

ii. Dentro de los siete (7) días calendario de recibida la solicitud, el Suministrador debe notificar al Cliente los requisitos que éste debe satisfacer para atender su solicitud.

iii. En casos de incumplimiento por parte del Suministrador, los consumos del Cliente son valorizados con los elementos existentes y presunciones que le resulten favorables.

iv. El Cliente tiene derecho a solicitar el cambio de su opción tarifaria una vez por año y el Suministrador está obligado a concederlo.

d) Reclamaciones por errores de medición/facturación

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

d) Reclamaciones por errores de medición/facturación:

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

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

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

e) Otros

- i. Cualquier otra reclamación debe recibir una respuesta, por escrito, dentro de los treinta (30) días calendario de presentada, salvo los plazos estipulados para casos específicos en la Norma.
- ii. Las garantías del Cliente respecto a pagos en exceso que hubiera efectuado, su derecho a que no se condicione la atención de su reclamación al pago previo del importe reclamado, a que no se le suspenda el servicio mientras cumpla con sus demás obligaciones, y el procedimiento de reclamación en general, se rige por la Directiva 001-95-EM/DGE aprobada por Resolución Directoral N° 012-95-EM/DGE en lo que no se oponga a la presente Norma.

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

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

El Suministrador debe implementar un sistema de recepción de solicitudes y reclamaciones durante la Primera Etapa y lo debe mantener abierto en las etapas posteriores. En éste se debe registrar toda la información referente a la atención del Suministrador. Asimismo, el Suministrador debe mantener, en cada centro de atención comercial, un "Libro de Observaciones" foliado y rubricado por la Autoridad, donde el Cliente puede anotar sus observaciones, críticas o reclamaciones con respecto al servicio. A pedido de la Autoridad, el contenido de estos libros le deben ser remitidos por el Suministrador, de la manera requerida por ella, y con la información ampliatoria necesaria.

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

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

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

Los Suministradores deben presentar a la Autoridad, un informe mensual sobre los pedidos y reclamaciones recibidos, en un plazo máximo de veinte (20) días calendario, después de concluido el mes en el que se produjeron. En este informe debe constar la cantidad de pedidos y reclamaciones del mes correspondiente, diferenciados por causa y de acuerdo a lo requerido por la Autoridad, con los tiempos medios de atención y/o resolución de los mismos. El

Suministrador debe presentar conjuntamente con lo anterior, un registro informático detallado, para los casos en los cuales se han excedido los plazos establecidos para la atención o solución del inconveniente, indicando los datos de los Clientes afectados, motivos de las reclamaciones, tiempos transcurridos hasta la solución de los problemas y motivos que originaron las demoras.

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

7.2 MEDIOS DE ATENCIÓN

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

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

7.2.3 Tolerancias

a) Facturas

- i. Las Empresas de Electricidad deben emitir facturas claras y correctas, basadas en lecturas reales. Estas facturas deben especificar obligatoriamente, además de lo establecido en el Art. 175° del Reglamento, las magnitudes físicas de consumo y las contratadas, los cargos fijos por potencia y energía, las cargas impositivas desagregadas correspondientes, las fechas de emisión y vencimiento de la factura, la fecha de corte por pagos pendientes de ser el caso, y las estadísticas mensuales de consumo del Cliente correspondientes a los últimos doce (12) meses de manera gráfica. Asimismo, deben especificar de manera clara y desagregada, los rubros y montos de todas las compensaciones pagadas al Cliente.
- ii. En el dorso de la factura, se debe indicar los lugares de pago, la dirección, teléfono y horario de los Locales de Atención al Público, los números de teléfono para la recepción de reclamaciones por falta de suministro, los requisitos y el procedimiento completo y claro que debe seguir el Cliente para presentar una reclamación y para realizar su seguimiento; incluyendo la segunda instancia.
- iii. La Empresa de Electricidad debe estar en condiciones de demostrar, cuando la Autoridad lo requiera, que el reparto de facturas se efectúa oportunamente.
- iv. Adjunto a las facturas correspondientes a los meses de abril y setiembre de cada año, el Suministrador está obligado a remitir una nota explicativa de los derechos de los Clientes con relación a:
 - Marco legal de la actividad eléctrica indicando normas y fechas de publicación;
 - Cambio de opciones tarifarias;
 - Contribuciones reembolsables;
 - Calidad de servicio y compensaciones;
 - Contrastación de equipos;
 - Otros que resulten relevantes.

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

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

Asimismo, el Suministrador debe mantener en cada centro de atención comercial, un "Libro de Observaciones" foliado y rubricado por la Autoridad, donde el Cliente puede anotar sus

observaciones, críticas o reclamaciones con respecto al servicio. A pedido de la Autoridad, el contenido de estos libros debe ser remitidos por el Suministrador, de la manera requerida por ella y con la información ampliatoria necesaria.

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

c) Centros de atención telefónica/fax

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

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

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

7.3 PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

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

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

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

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

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

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

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

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

7.3.5 Control.- La Autoridad dispone una evaluación semestral en relación con la Precisión de Medida de la Energía Facturada. Para ello, se deben programar mediciones de inspección

mensuales, en una muestra propuesta por el Suministrador sobre el universo de sus Clientes. La muestra debe ser aprobada y/o modificada por la Autoridad dentro de los siete (7) días calendario de presentada; en caso contrario, se tendrá por aprobada. La muestra debe comprender por lo menos lo siguiente:

7.3.5 Control.- El control se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debidamente certificados por la entidad competente y aprobados por la Autoridad. La Autoridad dispone una evaluación semestral de la Precisión de Medida de la Energía Facturada. Para ello, se deben programar mediciones de inspección mensuales, en una muestra propuesta por el Suministrador sobre el universo de sus Clientes. La muestra debe ser aprobada por la Autoridad y debe comprender por lo menos lo siguiente:

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

Tabla N° 7

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

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

7.3.5 Control.- El control se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debidamente certificados por la entidad competente y aprobados por la Autoridad. La Autoridad dispone una evaluación semestral de la Precisión de Medida de la Energía Facturada. Para ello, se deben programar mediciones de inspección mensuales en una muestra estadística de medidores, divididos en estratos representativos sobre el universo de sus clientes en función a: i)opción tarifaria, ii)marca; y, iii)antigüedad de los medidores. La muestra debe comprender, por lo menos, lo siguiente:

Tabla N° 7

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

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

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

7.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

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

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

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

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

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

7.4.6 Dentro de los primeros veinte (20) días calendario del semestre, entregar a la Autoridad, lo siguiente:

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

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

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

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

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

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

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

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

7.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

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

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

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

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

7.5.3 Presenciar la instalación y/o retiro de equipos.

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

7.5.5 Verificar los resultados obtenidos.

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

TÍTULO OCTAVO

8. CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

8.1 DEFICIENCIAS DEL ALUMBRADO

8.1.1 Indicador de Calidad.- El indicador principal para evaluar la Calidad del Alumbrado Público es la longitud de aquellos tramos de las vías públicas que no cumplen con los niveles de luminancia, iluminancia o deslumbramiento especificados en la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996, para la calzada o acera, de acuerdo al tipo de alumbrado especificado para cada vía en esa misma norma. Este indicador denominado Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Deficiente I(%) está expresado como un porcentaje de la Longitud Total de las Vías con Alumbrado (L) cuyo responsable es el Suministrador, y está definido como:

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

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

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

Donde :

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

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

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

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

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

8.1.4 Las compensaciones se calculan en función de la energía facturada al Cliente por concepto de Alumbrado Público durante el período de control, a través de las fórmulas que aparecen a continuación.

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

Donde:

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

Primera Etapa : $g=0.00$

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

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

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

Tabla N° 8

Indicador $l(\%)$		G
$5.0 <$	$l(\%) \leq 7.5$	1
$7.5 <$	$l(\%) \leq 10.0$	2
$10.0 <$	$l(\%) \leq 12.5$	3
$12.5 <$	$l(\%) \leq 15.0$	4
$15.0 <$	$l(\%) \leq 20.0$	8
$20.0 <$	$l(\%) \leq 25.0$	16
	$l(\%) > 25.0$	48

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

Tabla N° 8

Indicador $l(\%)$		G
$10.0 <$	$l(\%) \leq 12.5$	1
$12.5 <$	$l(\%) \leq 15.0$	2
$15.0 <$	$l(\%) \leq 17.5$	3
$17.5 <$	$l(\%) \leq 20.0$	4
$20.0 <$	$l(\%) \leq 25.0$	8
	$l(\%) > 25.0$	16

EAP.- Es la Energía, o el equivalente en energía expresado en kWh, que el cliente paga por concepto de Alumbrado Público, en promedio, en un mes del semestre en el

8.1.4 Las compensaciones se calculan en función de la energía facturada al Cliente por concepto de Alumbrado Público, durante el período de control a través de las fórmulas que aparecen a continuación:

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

Donde:

g : Es la compensación unitaria por Alumbrado Público deficiente:

$$g = 0.01 \text{ US\$/kWh}$$

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

Tabla N° 8

Indicador I (%)	G
$10.0 < I(\%) \leq 12.5$	1
$12.5 < I(\%) \leq 15.0$	2
$15.0 < I(\%) \leq 17.5$	3
$17.5 < I(\%) \leq 20.0$	4
$20.0 < I(\%) \leq 25.0$	5
$ I(\%) > 25.0$	6

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

- *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*
- *Nota .- La tercera disposición transitoria del D. S. N° 040-2001-EM publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: "Por el período de un (1) año contado desde la fecha de publicación del presente Decreto Supremo para el factor G a que se refiere el numeral 8.1.4., se aplicará la siguiente Tabla:*

Tabla N° 8-A

Indicador I (%)	G
$10.0 < I(\%) \leq 15.0$	1
$15.0 < I(\%) \leq 20.0$	2
$20.0 < I(\%) \leq 25.0$	3
$25.0 < I(\%) \leq 30.0$	4
$30.0 < I(\%) \leq 35.0$	5
$ I(\%) > 35.0$	8

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

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

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

8.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8.2.8 Dentro de los primeros veinte (20) días calendario del semestre, entregar a la Autoridad, lo siguiente:

Copias de los registros de medición del semestre en medio magnético;

Modelos matemáticos, procedimientos de cálculo, programas, etc., que se requieran para verificar el cálculo de indicadores y compensaciones.

El cálculo de los indicadores de calidad;

El cálculo de las compensaciones a sus Clientes;

Un resumen de las compensaciones pagadas a sus Clientes;

Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones.

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

Resumen del cálculo de los indicadores de calidad;

Resumen de las compensaciones a ser pagadas a sus Clientes;

Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador, entre todos los afectados, donde se muestre paso a paso la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones.”

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

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

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

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

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

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

8.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

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

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

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

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

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

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

8.3.5 Verificar los registros de las mediciones.

8.3.6 Verificar los indicadores de calidad obtenidos por el Suministrador.

8.3.7 Verificar el cálculo de las compensaciones.

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

DISPOSICIONES FINALES

Primera.- Las compensaciones derivadas de deficiencias en las redes de transmisión, no podrán exceder del diez por ciento (10%) de las ventas semestrales de la respectiva empresa transmisora. En caso que las compensaciones derivadas de las deficiencias en las redes de transmisión excedan el referido límite, éstas se reducirán proporcionalmente.

Primera.- Las compensaciones derivadas de deficiencias en las redes de transmisión, no podrán exceder del diez por ciento (10%) de las ventas semestrales de la respectiva empresa

transmisora. En caso de excederse dicho límite, las compensaciones que, exclusivamente, por esas deficiencias se originen en el resto de la cadena de suministradores y clientes, se reducen y pagan de la siguiente manera:

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

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

Primera.- Las compensaciones derivadas de deficiencias en las redes de transmisión, no podrán exceder de diez por ciento (10%) de las ventas semestrales por servicios de transmisión de la respectiva empresa transmisora. Para el cálculo del referido diez por ciento (10%), no se considerará los ingresos correspondientes a las Ampliaciones de las instalaciones en operación comercial al 31 de diciembre de 2005. Entiéndase como Ampliaciones a las nuevas ternas de las líneas en concesiones de transmisión vigentes, ampliación de capacidad de transformación, modificación de subestaciones, instalación de equipos de compensación reactiva, entre otros, que sean puestas en operación comercial después del 31 de diciembre de 2005. No se considerará como Ampliación las nuevas instalaciones que requieran nueva concesión.

Para los efectos del párrafo que antecede, la Autoridad establecerá los requisitos que debe cumplir una instalación para que sea tipificada como Ampliación. Asimismo, publicará semestralmente los ingresos totales percibidos por cada empresa y los correspondientes a las Ampliaciones.

En caso que el cálculo de la compensación exceda dicho límite, las compensaciones que se originen en el resto de la cadena de suministradores y clientes, exclusivamente por deficiencias en las instalaciones de transmisión, se reducen proporcionalmente y se pagan de la siguiente manera, en concordancia con el numeral 6.1.8:

- a) Se calculan las compensaciones que un suministrador debería pagar por todas las deficiencias ocurridas, incluyendo las originadas en el sistema de transmisión;
- b) Se calculan las compensaciones que el mismo suministrador debería pagar por todas las deficiencias ocurridas, excluyendo las deficiencias originadas en el sistema de transmisión;

El suministrador debe pagar como compensación, la suma de lo siguiente: i) El monto calculado en el punto b); y, ii) La diferencia resultante de los montos calculados en los puntos a) y b), hasta el límite de las compensaciones recibidas por su o sus suministradores, producto de las deficiencias originadas en el sistema de transmisión.

▪ ***Texto de la primera disposición final según D.S. N° 026-2006-EM, publicado el 2006. 04.21***

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

derivados de quejas de Clientes relacionados con la Calidad de Producto, tendrán una duración de tres (3) días.

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

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

- *Texto la tercera disposición final según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

Tercera.- Los casos a los que se refiere el inciso d) del numeral 3.1, serán tratados conforme lo siguiente:

- a) Cuando un Suministrador considere que el deterioro de la calidad del servicio eléctrico en un período ha sido producto de un caso de fuerza mayor, debe informar a la Autoridad dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de ocurrido el hecho. Dentro de un plazo máximo de quince (15) días calendario de ocurrido el evento, el Suministrador presentará ante la Autoridad la solicitud de calificación del evento como fuerza mayor acompañando la documentación probatoria.
- b) Un Suministrador podrá solicitar a la Autoridad ser exonerado del pago de las compensaciones correspondientes, cuando prevea que el deterioro de la calidad del servicio eléctrico en una zona y periodo determinados se producirá por causa de reforzamientos o ampliaciones de instalaciones existentes. La solicitud de exoneración será presentada con el debido sustento y con una anticipación no menor de quince (15) días calendario a la fecha en que se prevea la ocurrencia del deterioro de la calidad del servicio. Para tales efectos, la Autoridad establecerá los criterios que le permitan evaluar la solicitud de exoneración y emitir un pronunciamiento al respecto.

Cumplidos los plazos correspondientes, la Autoridad emitirá su pronunciamiento en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada la solicitud de calificación, para los casos de fuerza mayor; y en un plazo máximo de diez (10) días calendario de presentada la solicitud de exoneración, para los casos de interrupciones programadas por reforzamientos o ampliaciones de instalaciones existentes. Vencido el plazo sin pronunciamiento expreso de la Autoridad, se tendrá por aprobada la solicitud de calificación o de exoneración, según corresponda. Lo resuelto por la Autoridad pone fin a la vía administrativa.

- *Texto la tercera disposición final según D.S. N° 026-2006-EM, publicado el 2006.04.21*

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

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

Sexta.- Cada Empresa de Distribución fija los límites máximos de emisión de perturbaciones que un Cliente pueda generar e inyectar en la red, en función al número y características de los Clientes conectados a un mismo punto de acoplamiento común y a las tolerancias establecidas en la Norma, tolerancias que deben ser respetadas en tales puntos. Estos niveles serán compatibles con valores reconocidos internacionalmente y aprobados por la Autoridad.

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

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

Donde:

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

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

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

Δt : Es la duración del intervalo de medición x .

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

- *“El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) deberá adecuar las Bases Metodológicas para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos al presente decreto Supremo, en un plazo máximo de 30 días contados a partir de la fecha de Nota 1.- El artículo 9° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente: vigencia de éste.”*
- *Nota 2.- La primera disposición complementaria del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27 establece lo siguiente: “Disponer que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía – OSINERG– adecue las Bases Metodológicas para la Aplicación de la NTCSE al presente Decreto Supremo, en un plazo máximo de treinta (30) días contados a partir de la fecha de su publicación.”*
- *Nota 3.- La primera disposición complementaria del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 establece lo siguiente: “Disponer que el OSINERG adecue las Bases Metodológicas para la aplicación de la NTCSE al presente Decreto Supremo, en un plazo máximo de treinta (30) días contados a partir de la fecha de su publicación.”*

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

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

Décimo Primera.- Las disposiciones referentes a compensaciones por racionamiento e interrupciones, así como la Escala de Multas y Penalidades aprobada por Resolución Ministerial N° 365-95-EM/VME o la que la sustituya, permanecen vigentes y en consecuencia son aplicables durante las tres Etapas a que se refiere el título Segundo de la Norma.

Décimo Segunda.- El Ministerio de Energía y Minas, previo estudio especializado, podrá variar, mediante Resolución Ministerial, las tolerancias, el número de puntos de medición y las compensaciones unitarias establecidas en la presente norma.

Décimo Tercera.- Las interrupciones originadas por la actuación de los relevadores de protección por mínima frecuencia, cuyo ajuste ha sido establecido por el coordinador de la operación en tiempo real del sistema, son atribuibles a la generación.

- *Disposición añadida según el artículo 8° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

Décimo Tercera.- Las interrupciones originadas por la actuación de los relevadores de protección por mínima frecuencia, cuyo ajuste ha sido establecido por los Comités de Operación Económica de los Sistemas (COES) son atribuibles al generador. El COES determinará al miembro responsable de estas interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia, aplicando lo establecido en el numeral 3.5 de la Norma.

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

Décimo Cuarta.- Durante el tiempo que transcurre entre la selección de un punto o lugar de medición y la finalización de la medición correspondiente, los Suministradores están obligados a suspender y a eximirse de realizar toda labor de expansión, reforzamiento y manipulación temporal y/o permanente de cualquier parte de sus instalaciones que de manera directa o indirecta pueda alterar las tensiones, el contenido de flícker y/o tensiones armónicas, la precisión de medida de la energía y el alumbrado público durante su medición. Tampoco podrán coordinar con sus Clientes ni con Terceros la realización de cualquier acción que conduzca al mismo fin. Las mediciones deben llevarse a cabo en las condiciones que tenían las instalaciones durante las veinticuatro (24) horas anteriores al momento de selección de los puntos o lugares de medición.

- *Disposición añadida según el artículo 5° del D.S. N° 013-2000-EM,, publicado el 2000. 07. 27*

Décimo Quinta.- El OSINERG evaluará el efecto que la Regulación Tarifaria implique en la aplicación de la Norma y propondrá las correcciones pertinentes de manera que su aplicación no supere las condiciones de calidad del servicio que se hayan previsto en los estudios de modelamiento que hayan servido de base para la correspondiente regulación.

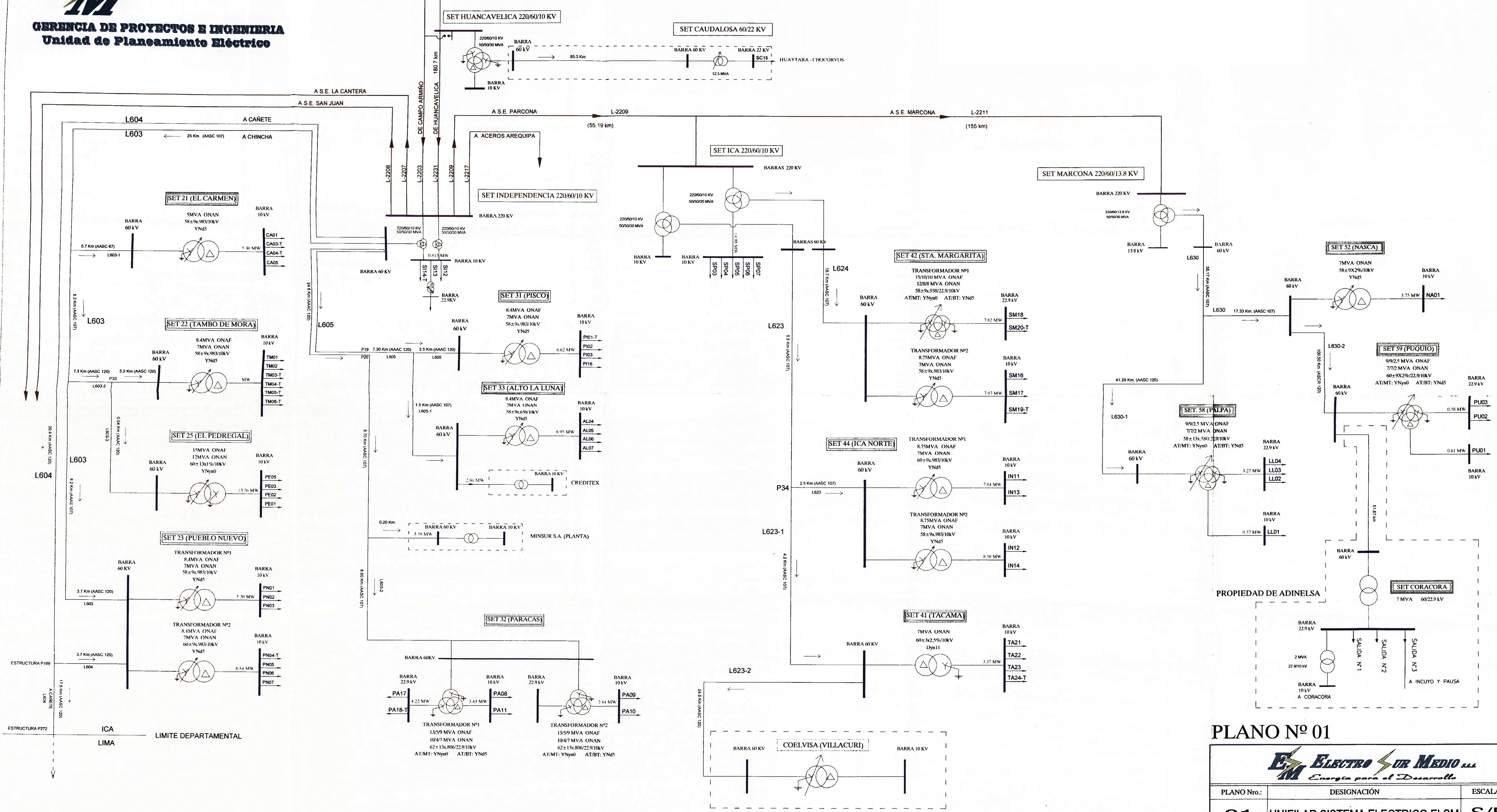
- *Disposición añadida por el artículo 6° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

DIAGRAMA UNIFILAR DE LLTT Y SSEE - ELSM



GERENCIA DE PROYECTOS E INGENIERIA
Unidad de Planeamiento Eléctrico

LINEA EN 220 KV DE REP

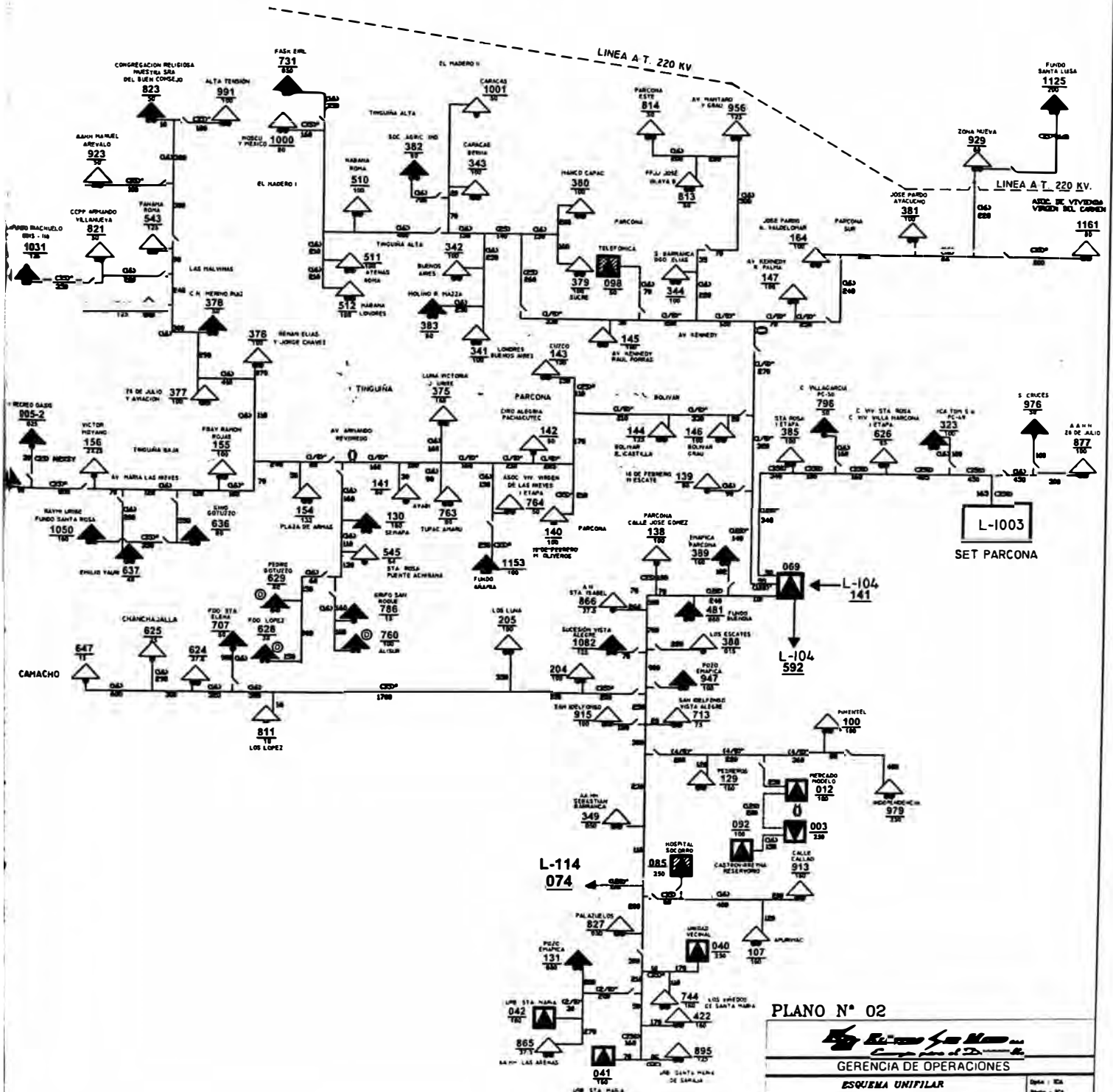


PLANO Nº 01



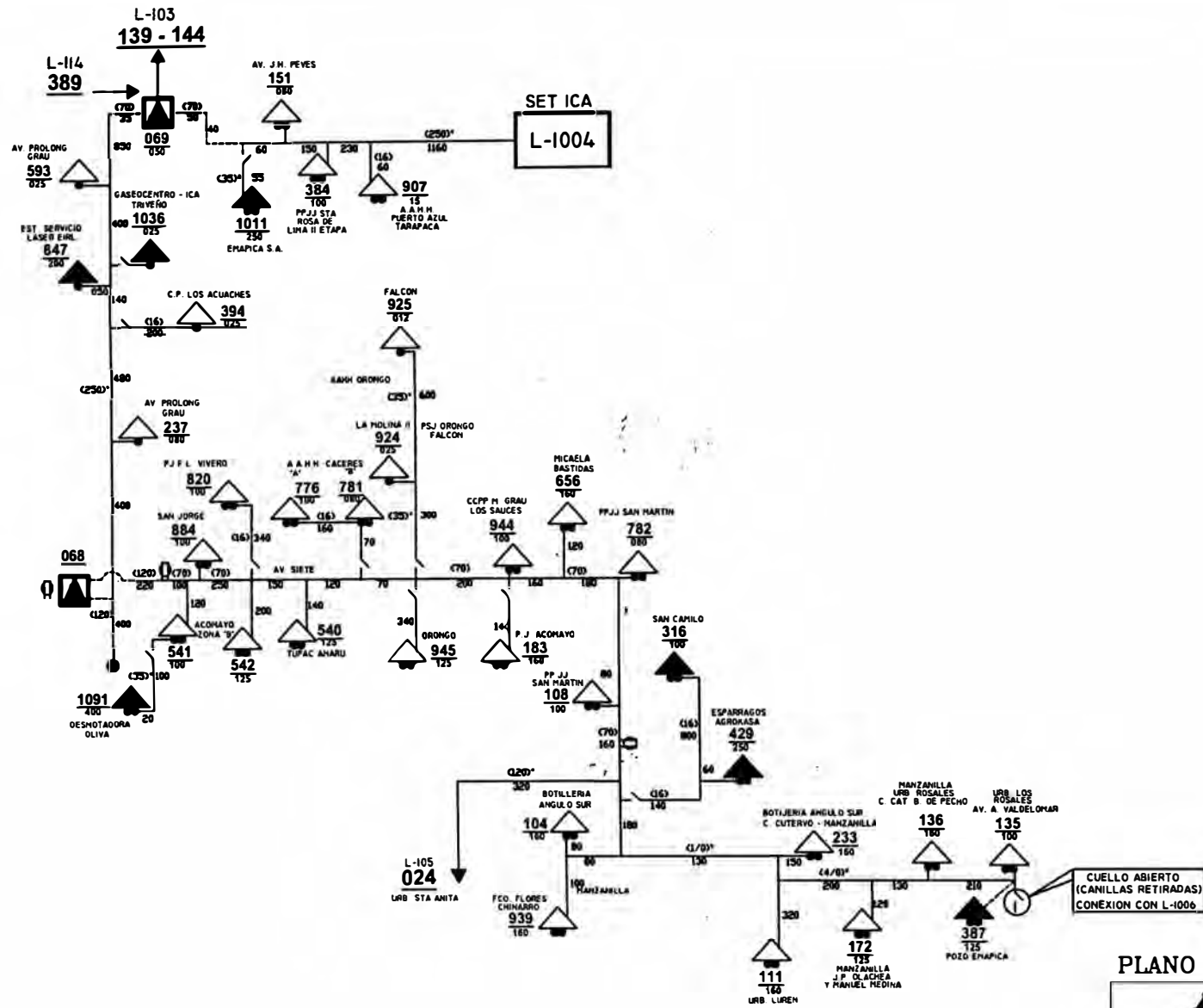
PLANO Nro.:	DESIGNACIÓN	ESCALA	
01	UNIFILAR SISTEMA ELECTRICO ELSM	S/E	
FECHA:	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
ENERO 2007	Bach: R. HUAMANI	ING. A. TITTO H.	ING. L. NAVARRO P.

MAXIMAS DEMANDAS A DICIEMBRE DE 2006
C:\Documents and Settings\RosalEscritorio\16-May-07



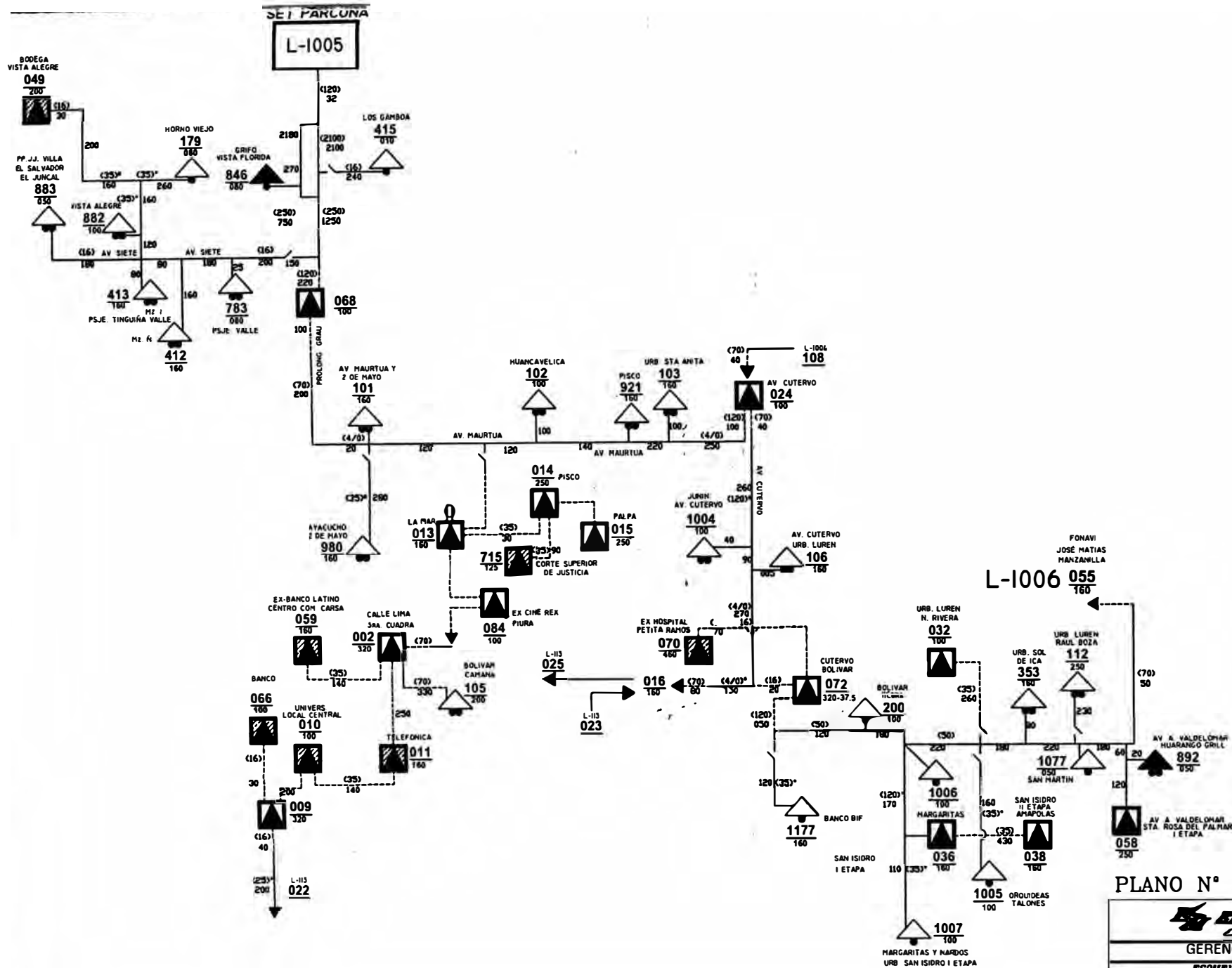
PLANO N° 02

GERENCIA DE OPERACIONES				
ESQUEMA UNIFILAR				
TRONCAL L-103 - 10 KV.				
SET PARCONA				
A.M.S.	P.C.M.	P.C.M.	S&T - 06	S/R



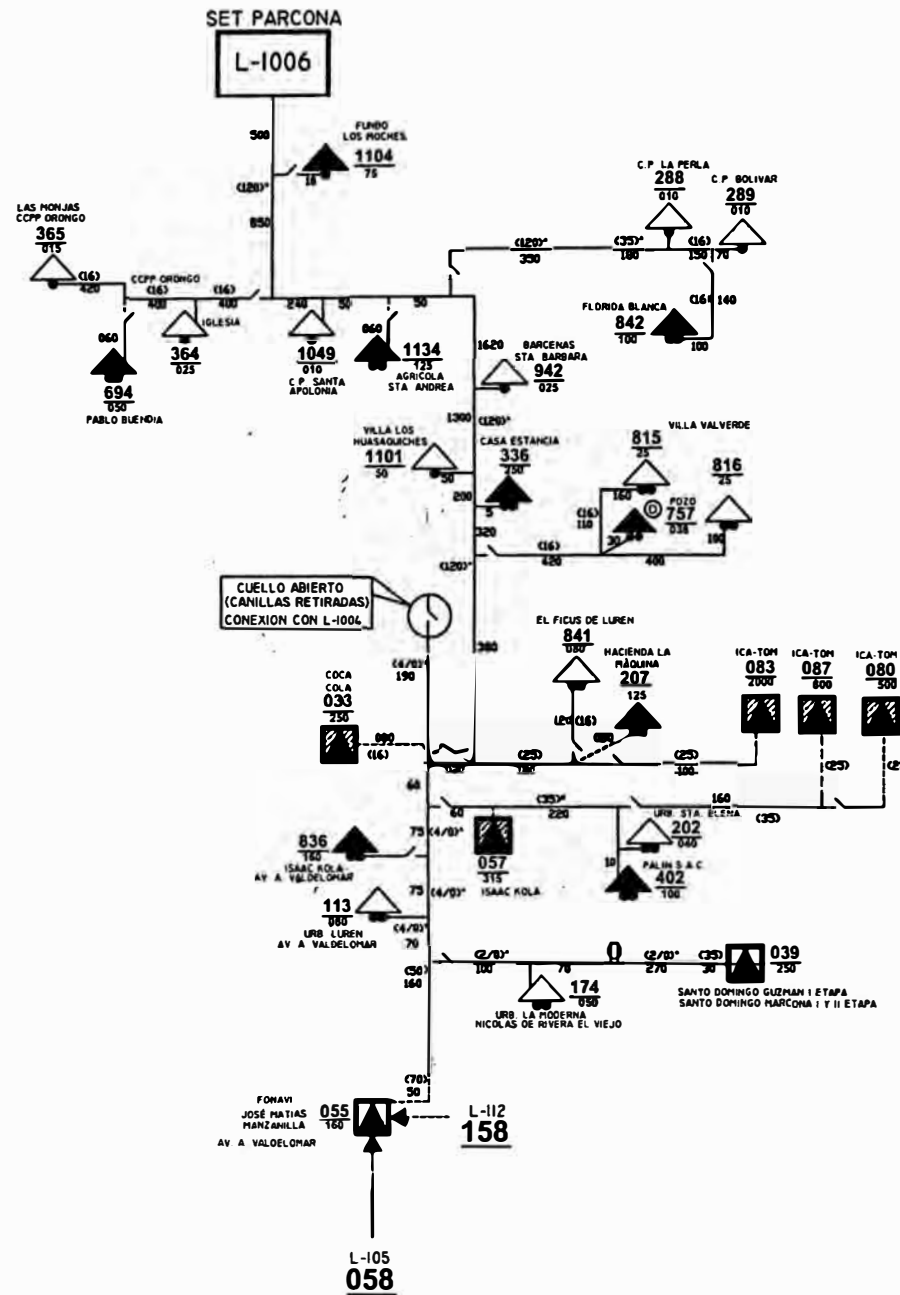
PLANO N° 03

GERENCIA DE OPERACIONES				
ESQUEMA UNIFILAR				Dpto: ICA
TRONCAL L-1004 - 10 KV.				Dist: ICA
SET. PARCONA				Troncal: 1004
PLANO N°				03
DISEÑO	REVISÓ	APROBÓ	FECHA	ESCALA
H.H.V.	P.C.M.	P.C.M.	MAY. - 06	S/E




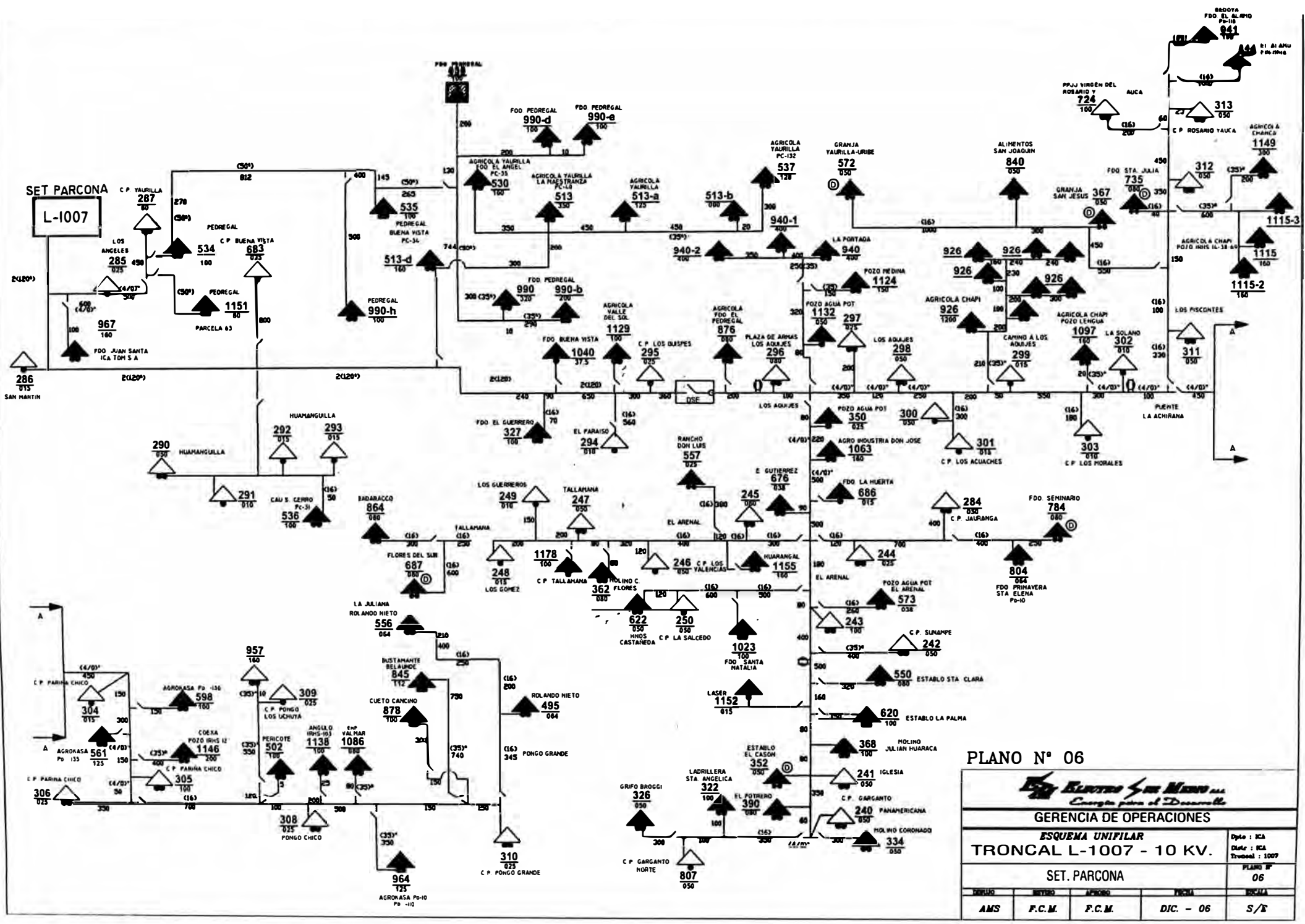
PLANO N° 04

GERENCIA DE OPERACIONES				
ESQUEMA UNIPILAR				
TRONCAL L-105 - 10 KV.				
SET. PARCONA				
INDICE	METROS	APROBADO	FECHA	ESCALA
A.M.S.	P.C.M.	F.C.M.	DIC. - 06	PLANO N° 04
				S/E



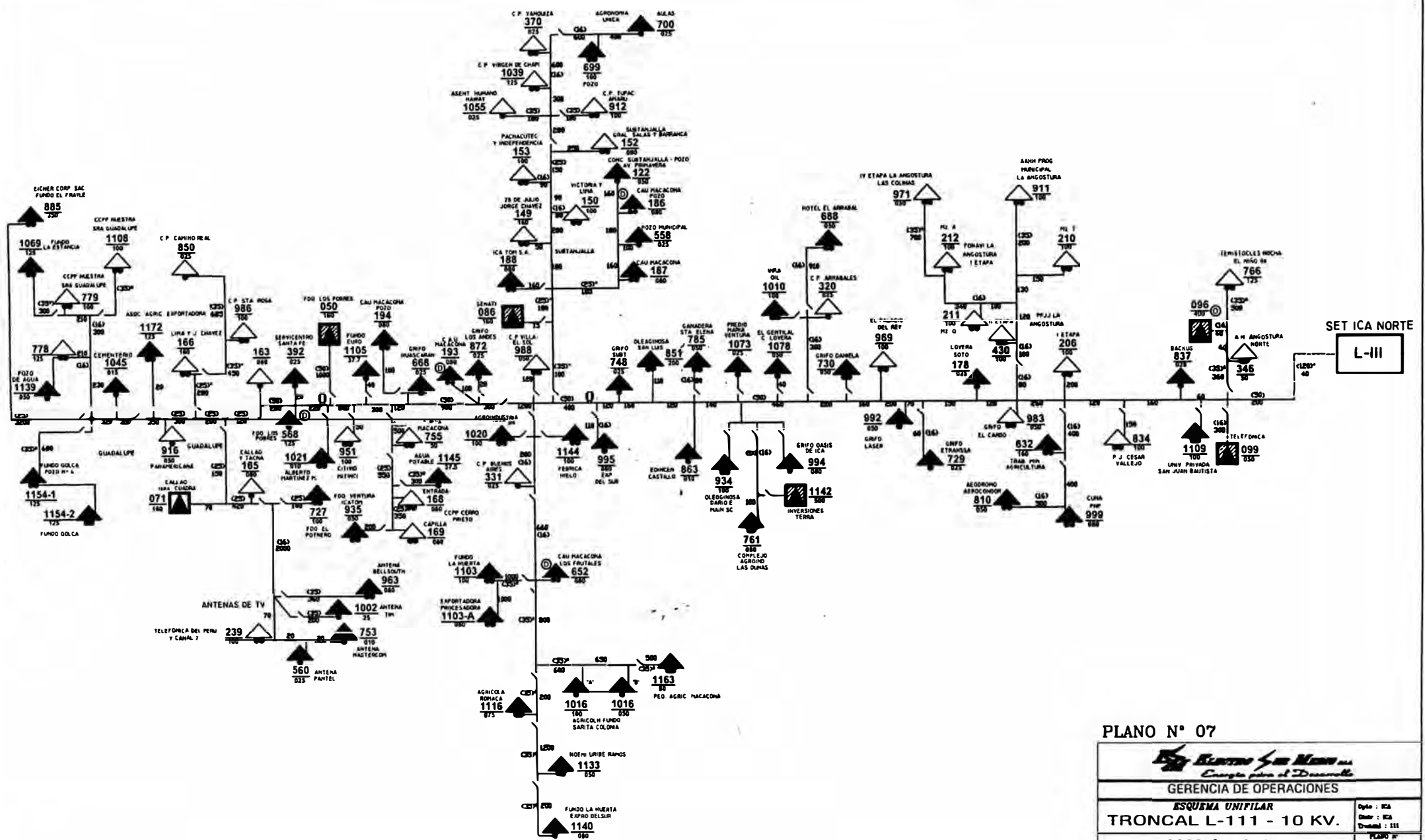
PLANO N° 05

 GERENCIA DE OPERACIONES				
ESQUEMA UNIFILAR TRONCAL L-1006 - 10 KV.				
SET. PARCONA				Dipto : ICA Diseñ : ICA Trazado : 1008
PLANOS 05				PLANO N° 05
A.M.S.	F.C.M.	F.C.M.	SET. - 06	S/B



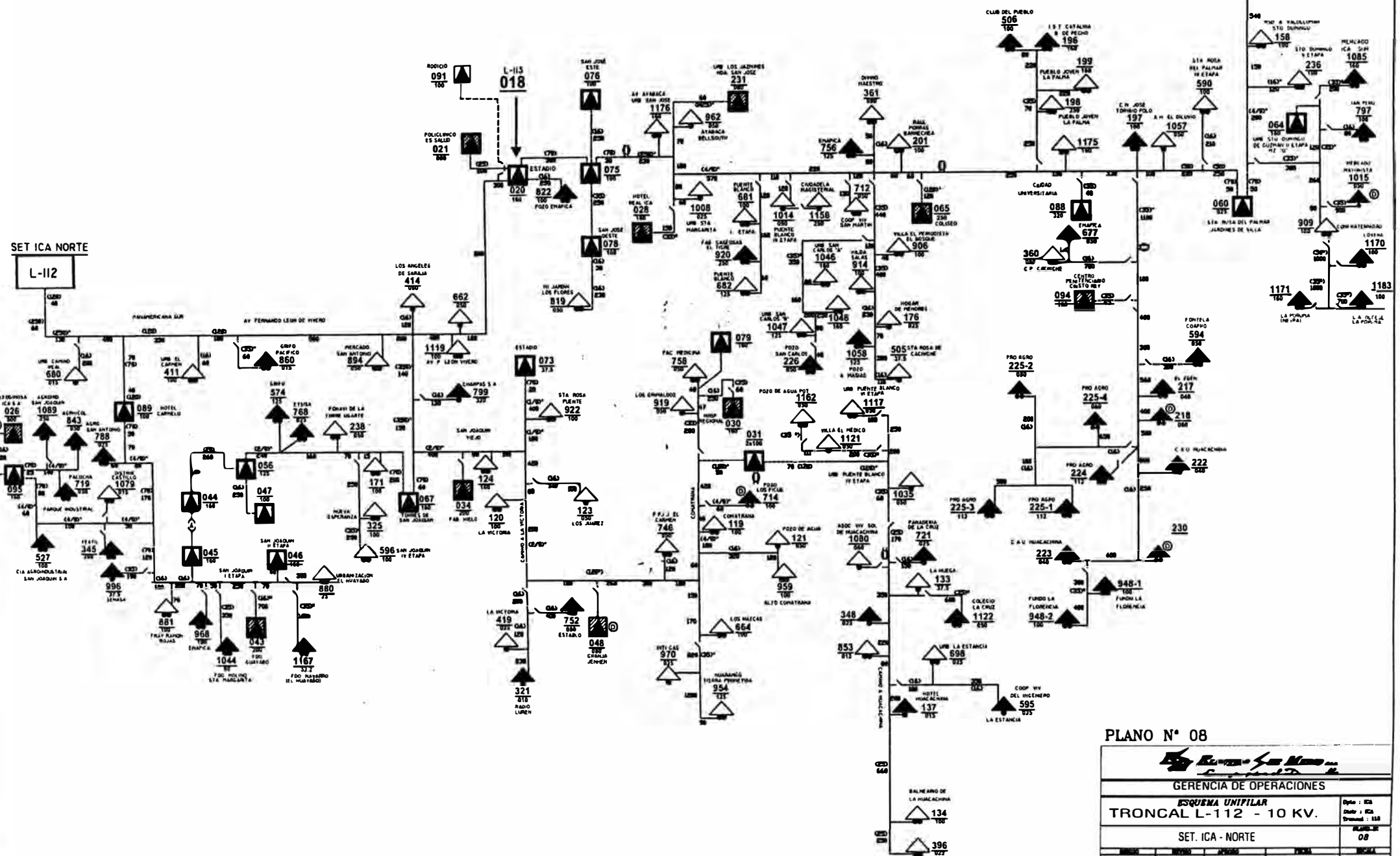
PLANO N° 06

GERENCIA DE OPERACIONES				
ESQUEMA UNIFILAR				
TRONCAL L-1007 - 10 KV.				Dpto: ICA
SET. PARCONA				Date: ICA
PLANO N° 06				Troncal: 1007
INICIO	FIN	APROBADO	FECHA	BOCANA
AMS	F.C.M.	F.C.M.	DIC. - 06	S/E



PLANO N° 07

GERENCIA DE OPERACIONES				
ESQUEMA UNIFILAR				
TRONCAL L-111 - 10 KV.				
S.S.E.E. ICA - NORTE				
PROYECTO	DISEÑO	APROBADO	FECHA	ESCALA
HHV	F.C.M.	F.C.M.	MAY. - 06	S/B
				Dibujo : ICA Datos : ICA Troncal : 111
				PLANO N° 07



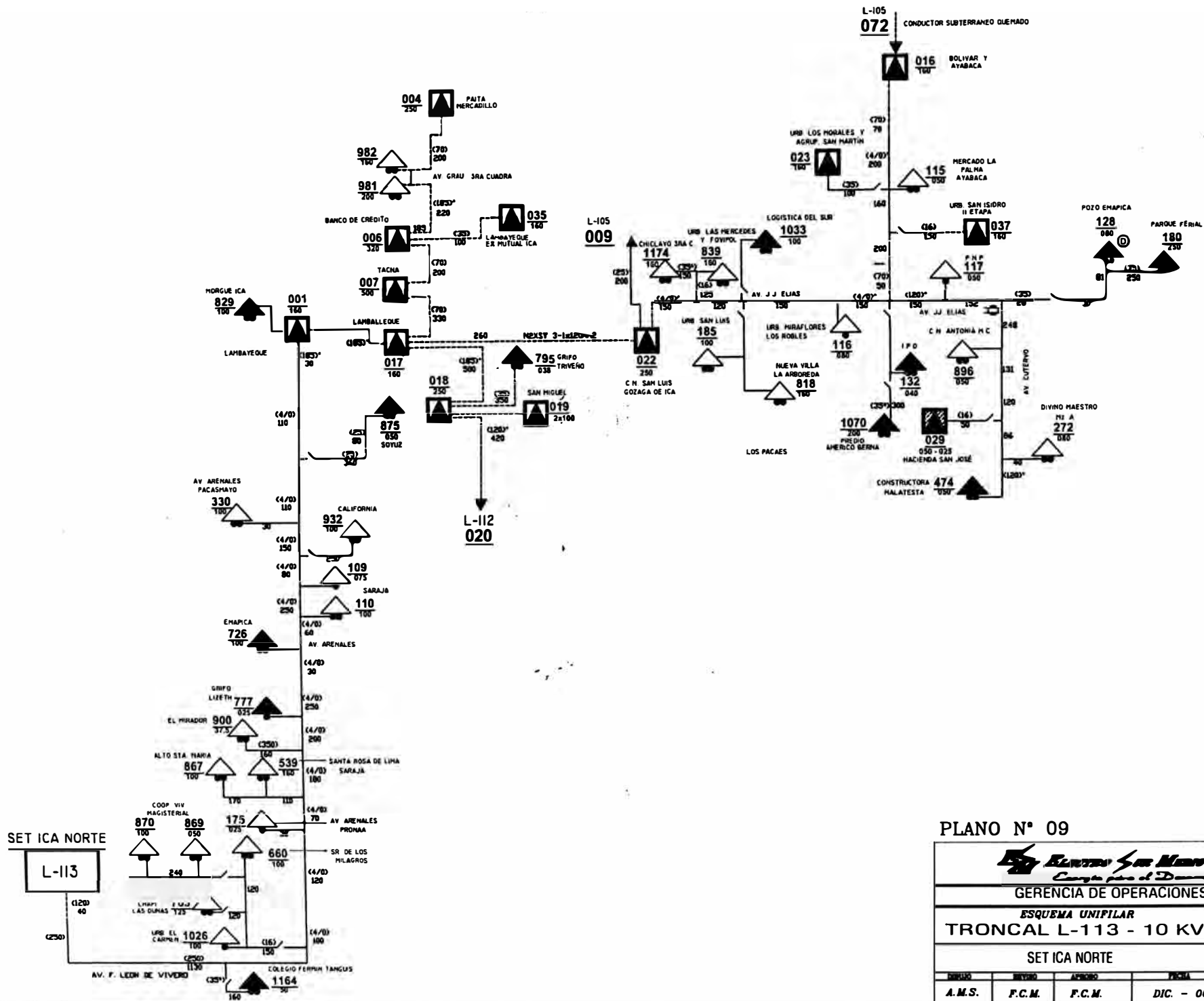
PLANO N° 08

ESQUEMA UNIFILAR
TRONCAL L-112 - 10 KV.

SET. ICA - NORTE

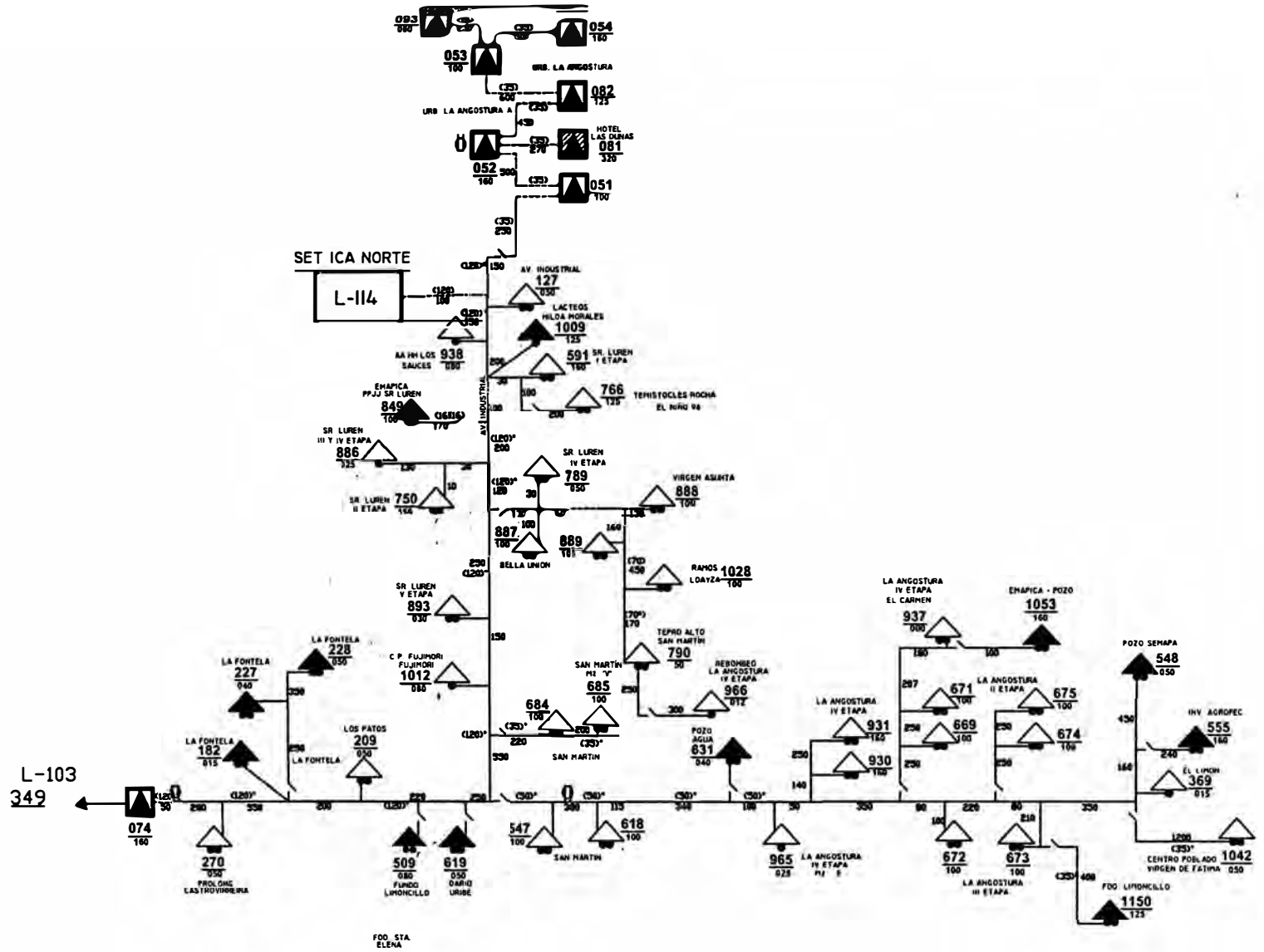
REVISOR	PROYECTOR	REVISOR	PROYECTOR
AMS	P.C.M.	P.C.M.	DIC. - 08

ESQUEMA UNIFILAR
 TRONCAL L-112 - 10 KV.
 SET. ICA - NORTE
 PLANO N° 08




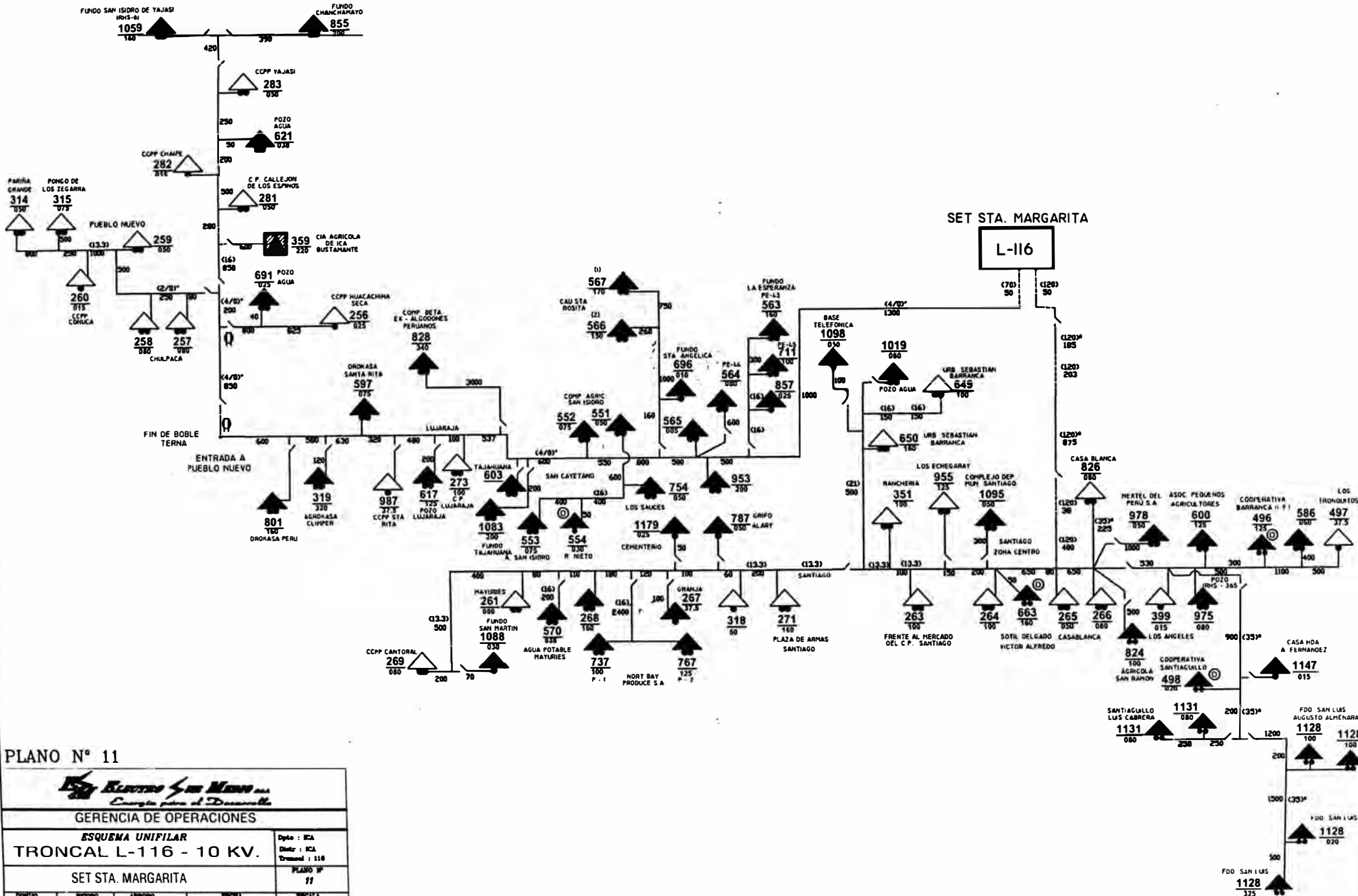
PLANO N° 09

GERENCIA DE OPERACIONES				
ESQUEMA UNIFILAR TRONCAL L-113 - 10 KV.				Dpto : ICA Dist. : ICA Troncal : 113
SET ICA NORTE				PLANO N° 09
DISEÑO	REVISÓ	APROBÓ	FECHA	ESCALA
A.M.S.	F.C.M.	F.C.M.	DIC. - 06	S/E



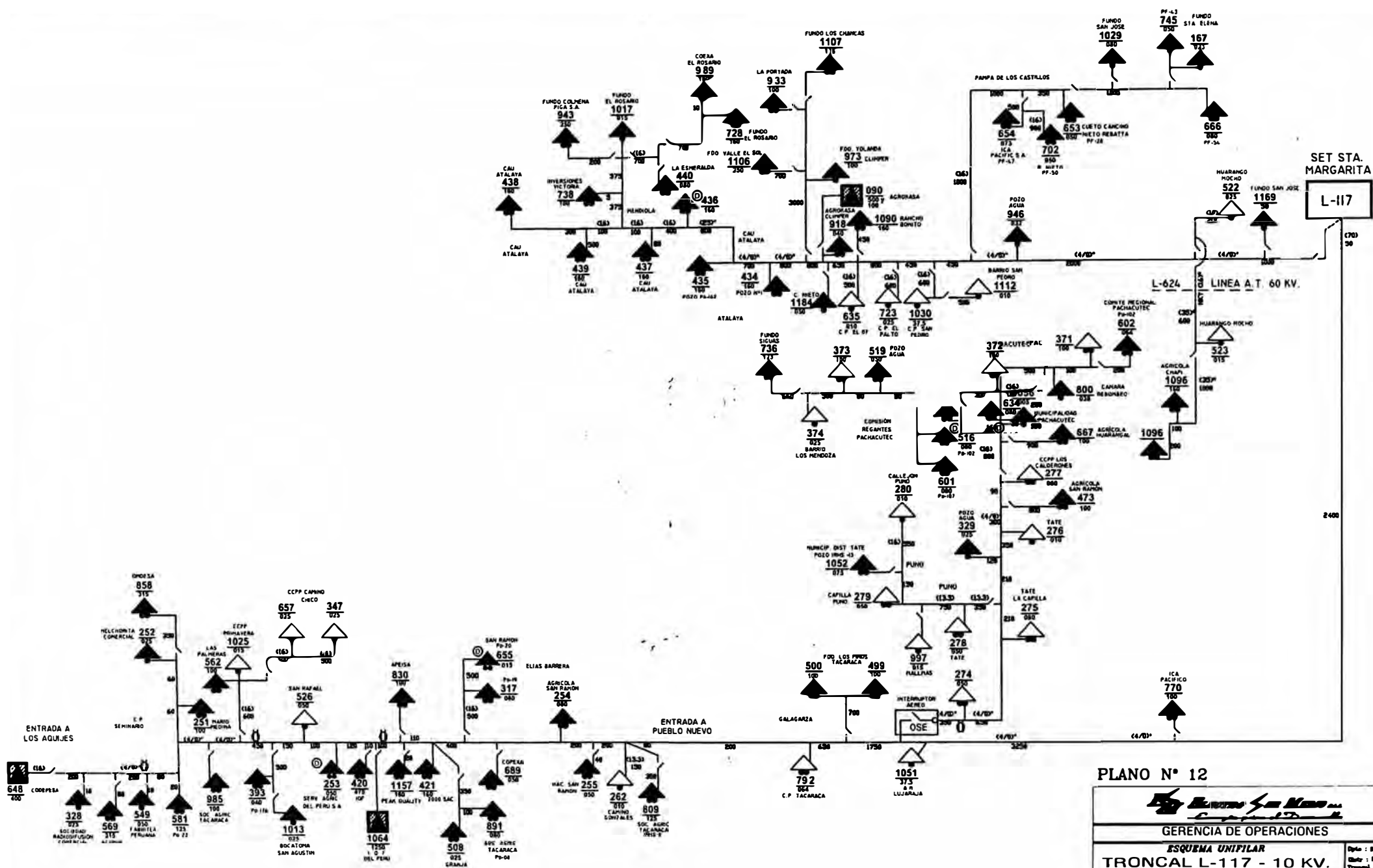
PLANO N° 10

 GERENCIA DE OPERACIONES				
ESQUEMA UNIFILAR TRONCAL L-114 - 10 KV.				
S.S.E.E. ICA - NORTE				PLANO N° 10
NOMBRE	DISEÑO	APROBADO	FECHA	ESCALA
AMS	F.C.M.	F.C.M.	SET - 2006	S/E



PLANO N° 11

GERENCIA DE OPERACIONES				
ESQUEMA UNIFILAR				Dpto.: ICA
TRONCAL L-116 - 10 KV.				Distr.: ICA
SET STA. MARGARITA				Diseño: 116
PLANO N° 11				
FECHA	REVISOR	APROBADO	PROYECTA	BOYAMA
AMS	F.C.M.	F.C.M.	DIC. - 06	S/B

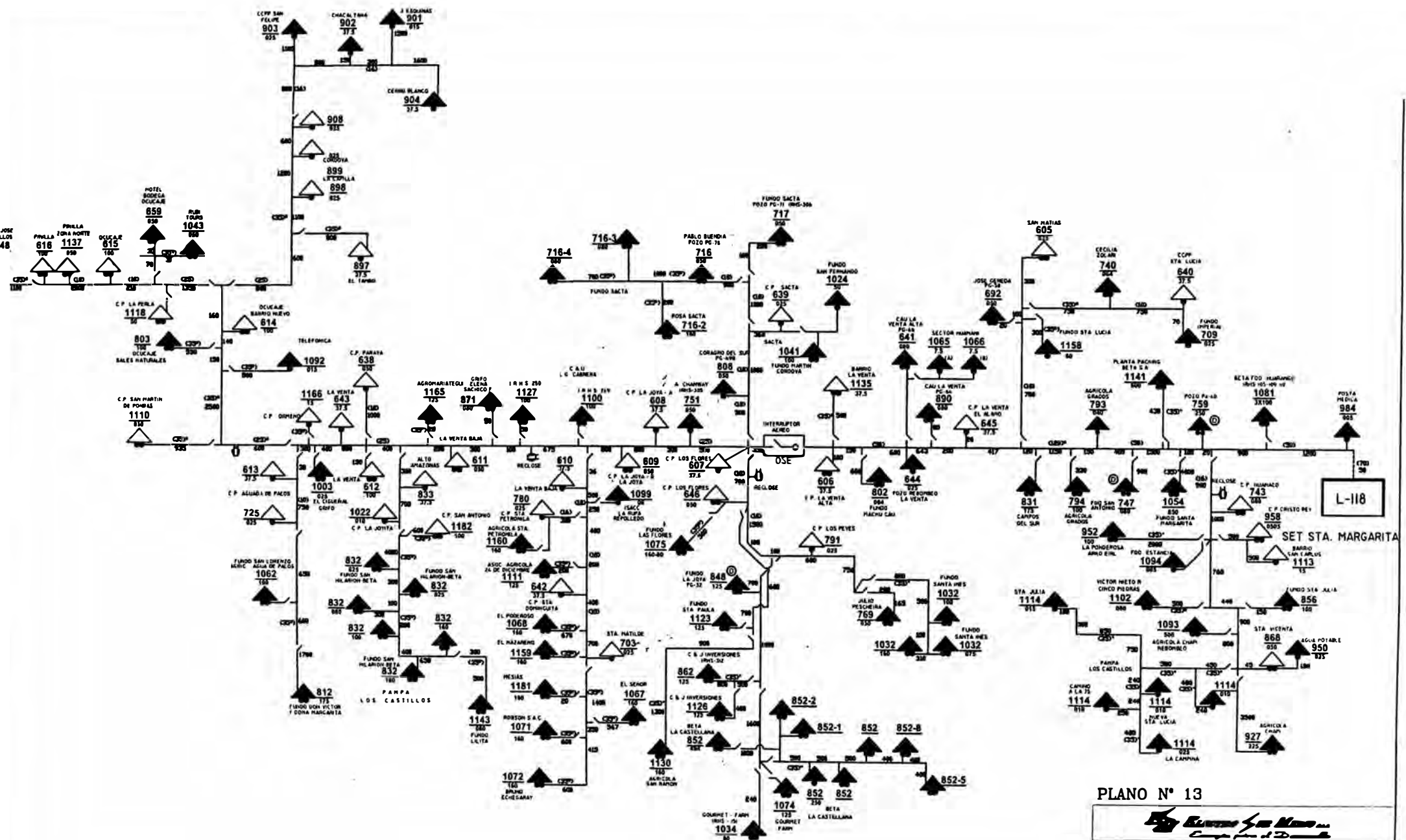


PLANO N° 12

ESQUERMA UNIPILAR

GERENCIA DE OPERACIONES				
TRONCAL L-117 - 10 KV.				
SET STA. MARGARITA				
Escala:	1:1	Escala:	1:1	Plano N°:
Escala:	1:1	Escala:	1:1	Plano N°:
Escala:	1:1	Escala:	1:1	Plano N°:
Escala:	1:1	Escala:	1:1	Plano N°:
Escala:	1:1	Escala:	1:1	Plano N°:

SAN JOSE
PAILLOS
1148



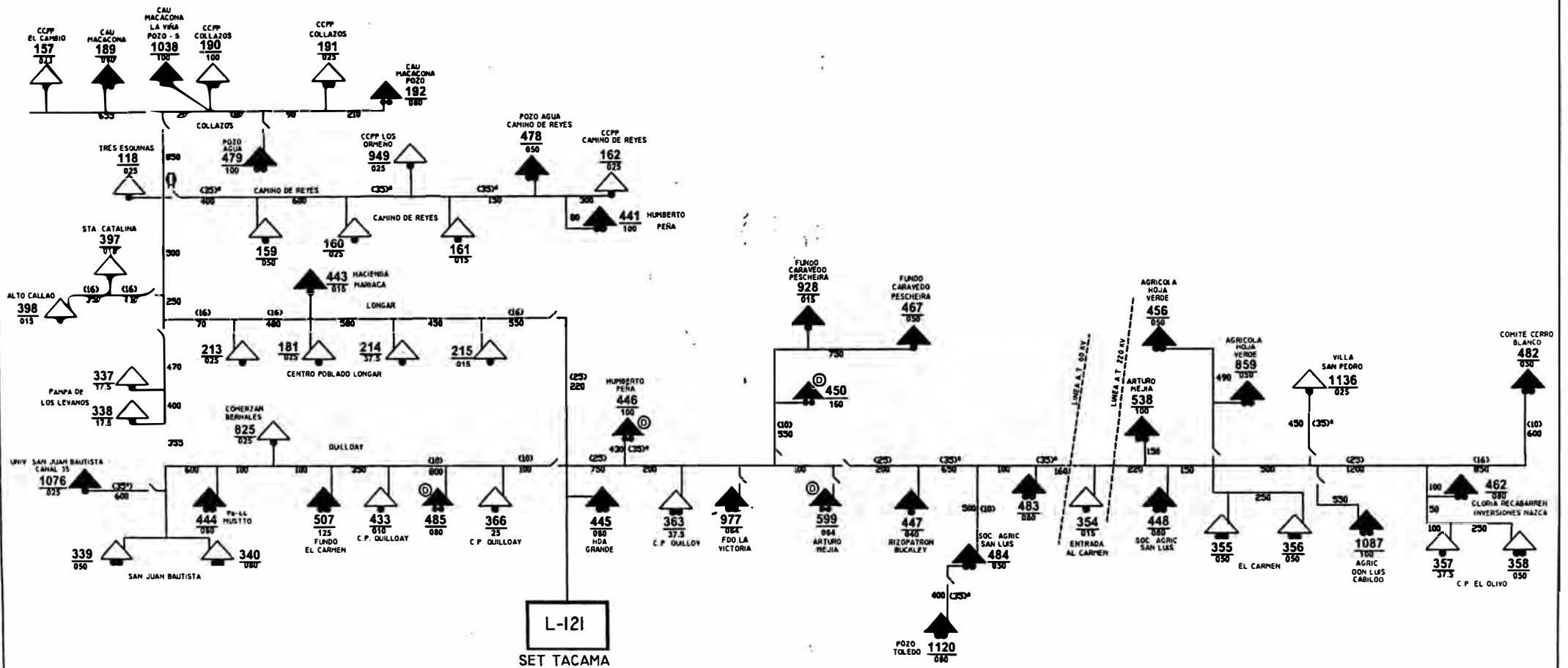
PLANO N° 13

GERENCIA DE OPERACIONES

ESQUEMA UNIFILAR
TRONCAL L-118 - 22.9 KV.

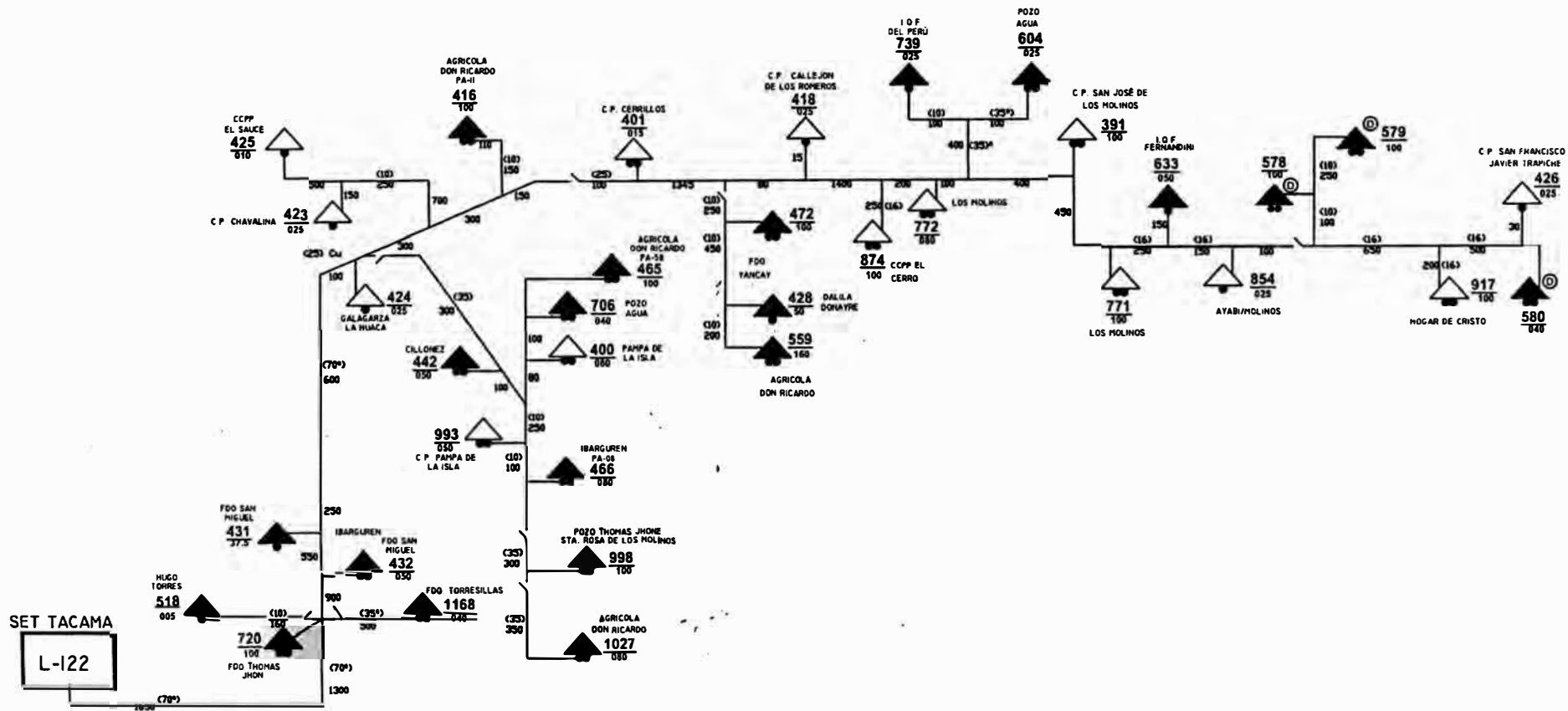
SET STA. MARGARITA

Escala: 1:100	Fecha: 10/10/1988	Hoja: 13	Total: 13
AMS	P.C.M.	P.C.M.	DIC - 08
5/8			



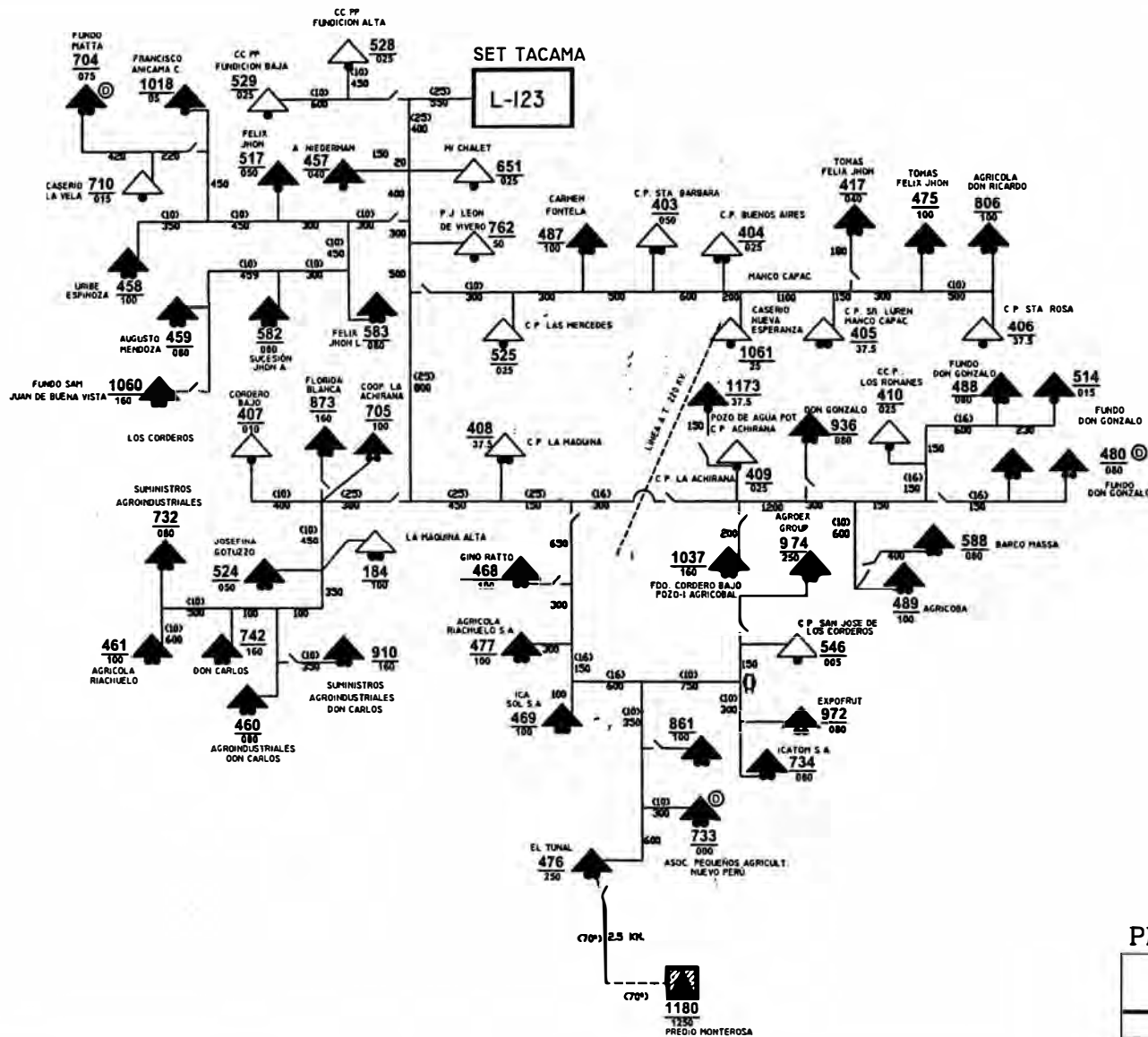
PLANO N° 14

GERENCIA DE OPERACIONES				
ESQUEMA UNIPILAR TRONCAL L-121 - 10 KV.				Dpto : ICA Distr : ICA Tercenal : 181
SET TACAMA				PLANO N° 14
DISEÑO	REVISOR	APROBADO	FECHA	ESCALA
HHV	P.C.M.	P.C.M.	MAY. - 06	S/S



PLANO N° 15

ESQUEMA UNIFILAR				
GERENCIA DE OPERACIONES				
TRONCAL L-122 - 10 KV.				
SET TACAMA				PLANO N° 15
DISEÑO	REVISÓ	APROBÓ	FICHA	BOQUINA
HHV	P.C.M.	P.C.M.	SET. - 06	S/E



PLANO N° 16

GERENCIA DE OPERACIONES				
ESQUEMA UNIPILAR TRONCAL N° 123 - 10 KV.				Dpto : ICA Distrito : ICA Tramado : 180
SET TACAMA				PLANO N° 16
SERVIDOR	METRO	AFICHO	FECHA	ENCARGADO
AMS	F.C.M.	F.C.M.	DIC. - 06	S/E