

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA
COMPENSACIÓN ECONÓMICA ANTE FALLA DE UN
TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 60/10 KV**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

ARTURO FORTUNATO GOÑE TARAZONA

**PROMOCIÓN
1996 - II**

**LIMA – PERÚ
2005**

**METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA COMPENSACIÓN
ECONÓMICA ANTE FALLA DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA
DE 60/10 KV**

Dedico este trabajo a:
Dios mi Padre Celestial y su Hijo Jesucristo por
darme la bendición de estar en esta tierra,
Mis padres, por su apoyo total y su fe en mi
de que podría terminar y ser el mejor profesional,
Mis Hermanos, por su apoyo incondicional en mi carrera,
Mi esposa Raquel y mis Hijos Diego, Lenny y
Amira que son la fuente de mi superación,
A mi País por brindarme la oportunidad de tener mi profesión.

SUMARIO

El presente trabajo pretende describir la metodología empleada para el cálculo de las compensaciones en que incurre una empresa de distribución ante sus clientes, por la ocurrencia de un mantenimiento preventivo o mantenimiento correctivo ante la falla de un transformador de potencia 60/10 kV en una subestación de transmisión, teniendo en cuenta lo establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas y Norma Técnica de Calidad y Servicios Eléctricos, además, de las pérdidas económicas por energía dejada de suministrar.

En el capítulo I se hace una descripción de la importancia del transformador de potencia dentro del sistema eléctrico de una empresa de distribución, las consideraciones de diseño de estos equipos, los problemas principales que presentan y la evolución de falla por año de las subestaciones de transmisión.

El capítulo II contiene una breve descripción del marco regulatorio del sector eléctrico peruano, su estructura y el papel que desempeñan los organismos reguladores y supervisores.

El capítulo III hace una descripción de la empresa de distribución, la composición de su sistema de transmisión y distribución, los clientes asociados, la máxima demanda registrada en sus puntos de compra, cantidad de líneas y subestaciones de transmisión, transformadores de potencia 60/10 kV y redes de distribución.

El capítulo IV, describe la metodología utilizada para la proyección de la demanda global de potencia y energía del sistema eléctrico de la empresa de distribución, la demanda de las subestaciones de transmisión y las redes de distribución 10 kV.

El capítulo V, define los principales parámetros considerados para el cálculo de las compensaciones por el mantenimiento preventivo y correctivo de los transformadores de potencia 60/10 kV, como son la determinación los diagramas típicos de carga diaria de cada subestación de transmisión y su potencia firme, los apoyos de la red de distribución 10 kV y lo establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas y la Norma Técnica de Calidad y Servicios Eléctricos, finalmente se muestra un ejemplo de la forma en que se calculan las compensaciones.

El capítulo VI describe la metodología y modelamiento del programa para el cálculo de compensaciones en que incurre la empresa de distribución por mantenimiento preventivo y correctivo, además de las pérdidas económicas por energía dejada de suministrar, los criterios de riesgo técnico asumidos y los resultados obtenidos para cada subestación de transmisión.

ÍNDICE

PROLOGO

CAPÍTULO I

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 60/10 KV

1.1	Transformador de potencia 60/10 kV	4
1.2	Diseño de un transformador de potencia trifásico	4
1.3	Problemas principales en transformadores de potencia	5
1.4	Estadística de fallas en transformadores de potencia	8

CAPÍTULO II

EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO Y SU REGULACIÓN

2.1	Marco regulatorio del sector eléctrico	11
2.2	Estructura del sector eléctrico	12
2.3	Organismos Reguladores y Supervisor	13

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN

3.1	Sistema de transmisión	15
3.1.1	Sistema Lima Norte Callao	16
3.1.2	Sistema Norte Chico	16
3.2	Sistema distribución	18

CAPÍTULO IV**PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA**

4.1	Metodología proyección global	20
4.1.1	Variables explicativas del modelo	24
4.1.2	Especificación modelo econométrico	25
4.1.3	Verificación de modelo	28
4.1.4	Estimación de la demanda máxima global	29
4.1.5	Ajuste por control de pérdidas	33
4.1.6	Proyección del factor de carga	34
4.1.7	Determinación de la demanda máxima de potencia y energía	34
4.2	Metodología para proyección de demanda de subestaciones de transmisión	37
4.2.1	Tasas de crecimiento de subestaciones de transmisión	37
4.2.2	Contribución de las subestaciones de transmisión a la máxima demanda coincidente	40
4.2.3	Clientes actuales y futuros con incremento de carga mayores a 500 kW	43
4.2.4	Proyección de potencias activa y reactiva coincidente de subestaciones de transmisión	45
4.2.5	Proyección de la máxima demanda aparente en subestaciones de transmisión	47
4.3	Metodología utilizada para proyección de demanda de potencia para redes de distribución 10 kV	49
4.3.1	Cálculo de la demanda de potencia de clientes MT y BT coincidentes con la máxima demanda	

4.3.2	Determinación de las tasas de crecimiento preliminar de demanda de los clientes MT y BT por tipo de carga	51
4.3.3	Determinación de las tasas de crecimiento de demanda de redes de distribución 10 kV	52

CAPÍTULO V

PARÁMETROS PRINCIPALES PARA CÁLCULO DE COMPENSACIÓN

5.1	Curva característica de carga diaria de subestaciones de transmisión	53
5.2	Apoyo de la red de distribución 10 kV	54
5.3	Potencia firme de subestaciones de transmisión	57
5.4	Interrupciones mayores a 4 horas	59
5.5	Calidad de suministro	59
5.5.1	Período de control	61
5.5.2	Indicadores de calidad	61
5.5.3	Compensaciones	63
5.5.4	Tolerancias	65
5.5.5	Obligaciones del suministrador	67
5.6	Mantenimiento preventivo de transformadores de potencia 60/10 kV	68
5.7	Mantenimiento correctivo de transformadores de potencia 60/10 kV	70
5.8	Compensación por mantenimiento preventivo y correctivo de transformadores de potencia 60/10 kV	72
5.8.1	Compensación por Ley de Concesiones Eléctricas y Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos	73
5.8.2	Pérdidas económicas por energía dejada de suministrar	73

CAPÍTULO VI

CÁLCULO DE COMPENSACIÓN ANTE LA FALLA DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA 60/10 KV

6.1	Metodología para el cálculo de compensaciones	75
6.2	Criterios de riesgo técnico	77
6.2.1	Condiciones normales de operación	77
6.2.2	Condiciones de contingencia simple	77
6.2.3	Análisis de las subestaciones 60/10 kV	78
a)	Ampliación de capacidad de transformación 60/10 kV	78
b)	Nuevas subestaciones 60/10 kV	78
6.3	Programa para cálculo de compensación	79
6.4	Resultados del cálculo de compensación	80

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 89

APÉNDICES 91

APÉNDICE A

Características eléctricas y mecánicas de transformadores de potencia 60/10 kV	92
--	----

APÉNDICE B

Líneas de transmisión de la empresa de distribución	94
---	----

APÉNDICE C

Subestaciones y transformadores de potencia de la empresa de distribución	96
---	----

APÉNDICE D

Máxima demanda aparente (MVA) histórica de las subestaciones de transmisión	97
---	----

APÉNDICE E

Proyección de demanda de la red de distribución 10 kV	102
---	-----

APÉNDICE F

Curva característica de carga diaria de subestaciones de transmisión 109

BIBLIOGRAFÍA 135

PRÓLOGO

Actualmente las empresas de distribución de energía independientemente de lo establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas y Norma Técnica de Calidad de servicios eléctricos, se encuentran mas comprometidas con garantizar que la atención del servicio que presta a sus clientes en todas sus modalidades sea en forma confiable, oportuna y de calidad. Para lograr esto destina una gran parte de sus gastos para el mantenimiento de los transformadores de potencia 60/10 kV, por ser estos los equipos principales dentro del sistema eléctrico de una empresa de distribución.

Esto ha originado que el área de mantenimiento de transformadores de las empresas de distribución optimice su gestión con respecto a las actividades del mantenimiento preventivo con el fin de mantener en un estado aceptable y óptimo estos equipos y el mantenimiento correctivo a fin de reducir los tiempos para el reemplazo del transformador de potencia 60/10 kV fallado.

No obstante la eficiente labor que desarrolla el área de mantenimiento de transformadores, esta no pueda evitar que uno de estos transformadores 60/10 kV de las subestaciones de transmisión quede fuera de servicio, que se podrían originar por

el mantenimiento preventivo programado o por la ocurrencia de una falla interna ó externa en el transformador que originaria el mantenimiento correctivo del mismo, lo cual dependiendo de la potencia instalada de la subestación de transmisión, su potencia firme y apoyo de las redes de distribución 10 kV ocasionaría para la empresa el pago de compensaciones, pérdidas económicas por energía dejada de suministrar, deterioro de la buena imagen de la empresa ante sus clientes y/o otros que se pudieran originar.

Ante esta situación se hace necesario disponer de un programa que calcule las compensaciones producidas por los mantenimientos preventivo y correctivo según lo establecido en Ley de Concesiones Eléctricas y Norma Técnica de Calidad de servicios eléctricos, además de las pérdidas económicas para la empresa por energía dejada de suministrar.

La evaluación de estas compensaciones en que incurre una empresa de distribución por el mantenimiento preventivo y correctivo de transformadores de potencia 60/10 kV, permitirá:

Al área de planificación hacer una mejor sustentación de los proyectos de inversión referidos a ampliación por incremento de demanda de la subestación de transmisión, instalación de una unidad adicional para minimizar los pagos por compensación ante un mantenimiento correctivo, hacer una renovación de transformadores de potencia que han cumplido con su vida útil y que operan en zonas de alta densidad de carga.

Para el área de mantenimiento de transformadores le permitirá hacer una optimización de su parque de transformadores 60/10 kV en donde podrá evaluar de acuerdo a las estadísticas de fallas de cada transformador y de acuerdo a la carga abastecida, realizar un movimiento de transformadores de tal forma que en zonas de

baja densidad de carga se encuentren los transformadores con alta probabilidad de falla. Además, esta área podrá seleccionar el día y la hora de inicio en que la compensación por mantenimiento preventivo de cualquiera de los transformadores de potencia 60/10 kV es nula ó mínima.

El presente trabajo pretende mostrar las consideraciones asumidas para elaborar un programa desarrollado en un sistema de base de datos Microsoft Access, que permita calcular las compensaciones en que incurre una empresa de distribución por las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo de transformadores de potencia 60/10 kV.

CAPÍTULO I

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 60/10 KV

1.1. Transformador de potencia 60/10 kV

Los transformadores de potencia son máquinas eléctricas de gran importancia y valor dentro de un sistema eléctrico, entendiéndose con ello que los transformadores son los elementos más importantes de los sistemas energéticos en el ámbito mundial.

La gran mayoría de los transformadores de potencia 60/10 kV que se instalaron a mediados de los setenta, están presentando altos niveles de falla, lo cual ha llevado a incrementar los costos que generan el mantenimiento preventivo y correctivo.

1.2. Diseño de un transformador de potencia trifásico

Los transformadores son dispositivos capaces de modificar algunas características de la energía eléctrica, basando su principio estructural en dos bobinas con dos o más devanados o arrollamientos alrededor de un centro común llamado núcleo. El núcleo es el elemento encargado de acoplar magnéticamente los arrollamientos de las bobinas primaria y secundaria del transformador. Esta construido en la mayoría de casos superponiendo numerosas chapas de aleación acero – silicio, con el fin de

reducir las pérdidas por histéresis magnética y aumentar la resistividad del acero. La forma más sencilla de construir el núcleo de un transformador es la que consta de tres columnas, las cuales se cierra por las partes superior e inferior con otras dos piezas llamadas culata.

Con el fin de facilitar la refrigeración del transformador los núcleos disponen de unos canales en su estructura que sirven para que circule el aceite de refrigeración. En los transformadores trifásicos, los núcleos se disponen en tres columnas unidas a sus respectivas culatas superior e inferior.

Los transformadores tienen la capacidad de transformar el voltaje y la corriente a niveles más altos o más bajos.

La relación de transformación de un transformador depende del número de espiras (vueltas) tanto de la bobina primaria como de la secundaria.

1.3. Problemas principales en transformadores de potencia

Las características eléctricas y mecánicas de los transformadores de potencia 60/10 kV de la empresa de distribución se muestran en el APÉNDICE A.

Los problemas principales que presentan los transformadores de potencia actualmente en la empresa de distribución son descritos a continuación:

- Deterioro del aceite dieléctrico del transformador, por envejecimiento normal de su vida útil.
- Envejecimiento prematuro del papel aislante (celulosa), por declive normal de su vida útil.

- Pérdida de estanqueidad de los transformadores y pérdidas frecuentes de aceite aislante por diversos puntos.
- Fallas continuas en la caja de mando del conmutador o regulación.
- Problemas de diseño interno de transformadores que ocasionan arcos internos de alta energía por cortocircuito entre espiras, generalmente provocadas por sobretensiones transitorias (del 70 al 80% de las fallas de transformadores se inician como fallas entre espiras).
- Fallas del aislamiento de los bushings del transformador de potencia.
- Cortocircuitos fase a tierra o entre fases en bornes del transformador (externos a la cuba).
- Conexiones deficientes entre arrollamientos y terminales.
- Fallas en el aislamiento de los laminados del núcleo.
- Descargas parciales a través del fluido refrigerante, por contaminación del mismo.
- Las compras corporativas de transformadores de potencia por la economía de escala está ocasionando que los precios estén por debajo de los precios estándares que se tenían antes de entrar en este tipo de compras, lo que ha hecho que se baje la calidad en los diseños de estos equipos y está originando que equipos recién instalados tengan problemas prematuramente.
- Altos niveles de ruido generados por los ventiladores acoplados a los transformadores de potencia, originando que las empresas de distribución queden expuestas a multas por incumplimiento del Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Subsector Electricidad emitida por el Ministerio de Energía y Minas en Julio del 2001.

- Transformadores antiguos con alto contenido de bifenilos policlorados (PCB) mayores a lo establecido por la Norma Internacional American Society for Testing and Materials - ASTM D 4059 (50 ppm), originan que estos sean retirados de las subestaciones de transmisión, lo cual ocasiona un decremento de disponibilidad en el parque de transformadores.
- El parque de transformadores se encuentra con un promedio de antigüedad de 19 años, que representa un alto valor para el promedio de vida útil de estos equipos. En las TABLAS N° 1.1 y 1.2 se muestran la distribución y la antigüedad de estos equipos. Los detalles de las características eléctricas y mecánicas de los transformadores de potencia 60/10 kV de la empresa de distribución se muestran en el APÉNDICE A.

TABLA N° 1.1
Distribución de los transformadores de potencia 60/10 kV

Transformadores 60/10 kV	Cantidad	Antigüedad Promedio (Años)
Lima Norte	45	18
Norte Chico	7	28
T O T A L	52	19

TABLA N° 1.2
Antigüedad de los transformadores de potencia 60/10 kV

Tiempo	Cantidad
Menor a 10 Años	19
Entre 10 y 20 Años	12
Entre 20 y 30 Años	8
Mayor de 30 Años	13
T O T A L	52

1.4. Estadística de fallas en transformadores de potencia

En la TABLA N° 1.3, se muestra la estadística de fallas de los transformares de potencia de la empresa de distribución por subestaciones de transmisión en las que no se incluyen las fallas por errores de operación.

De esta tabla se puede observar como ha sido la evolución de fallas para el periodo 1995 – 2004, en la que se aprecia el alto índice que se tenía en el año 1995 y como este ha ido disminuyendo hasta el año 2004 debido a lo siguiente:

- Optimización del mantenimiento preventivo de los transformadores 60/10 kV por el área de mantenimiento de la empresa de distribución, con el objetivo de reducir ó evitar los mantenimientos correctivos por falla de los transformadores de potencia 60/10 kV.

- La entrada en vigencia de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (“NTCSE”), promulgada en el año 1997, obligó a la empresa de distribución a invertir en la adquisición de transformadores de potencia 60/10 kV a fin de minimizar las compensaciones por mantenimiento preventivo y correctivo y las pérdidas económicas por energía dejada de suministrar.
- Cambio en la gestión de la empresa de distribución al ya no ser prioridad la venta de energía, sino la satisfacción del cliente.

TABLA N° 1.3
Estadística fallas por subestaciones de transmisión de la empresa de distribución

SUBESTACIONES 60/10 kV	AÑO									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
ANCON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BARSI	-	2	-	2	-	-	-	1	-	1
CANTO GRANDE	1	1	1	1	-	-	1	-	-	1
CAUDIVILLA	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-
CHAVARRIA	4	3	4	-	-	-	2	1	-	-
INDUSTRIAL	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
INFANTAS	6	1	-	-	-	-	-	-	-	-
JICAMARCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MARANGA	1	-	3	2	1	-	-	-	-	-
MIRONES	4	2	1	1	2	-	-	1	2	-
NARANJAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OQUENDO	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-
PANDO	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
PERSHING	-	1	2	2	-	-	-	1	-	-
PUENTE PIEDRA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SANTA MARINA	1	2	1	7	-	-	1	-	-	-
SANTA ROSA	5	11	1	2	2	2	1	-	-	-
TACNA	3	4	1	1	-	-	-	-	2	-
TOMAS VALLE	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-
VENTANILLA	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
ZAPALLAL	-	3	1	3	1	-	-	-	-	-
CHANCA Y	-	-	-	1	-	1	-	1	-	-
HUACHO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HUARAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SUPE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	27	31	19	22	7	4	5	4	4	2

CAPÍTULO II

EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO Y SU REGULACIÓN

2.1. Marco regulatorio del sector eléctrico

El marco regulatorio para el desarrollo de actividades eléctricas en el Perú está principalmente integrado por:

- Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”), Decreto Ley N° 25844, promulgado el 19 de noviembre de 1992.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Supremo N° 009-93-EM, promulgado el 19 de febrero de 1993.
- Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, Decreto Supremo N° 029-94-EM, promulgado el 7 de junio de 1994.
- Ley de creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía – Osinerg, Decreto Ley N° 26734, promulgado el 27 de diciembre de 1996.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (“NTCSE”), Decreto Supremo N° 020-97-EM, promulgado el 9 de octubre de 1997.
- Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, Decreto Ley N° 26876, promulgado el 18 de noviembre de 1997.

Algunas de las características más representativas del modelo regulatorio peruano para el desarrollo de las actividades eléctricas son:

- a.- La desintegración vertical o segmentación de las tres principales actividades: generación, transmisión y distribución
- b.- La existencia de un régimen de libertad de precios para el suministro de energía que pueda efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados – basado en el principio de reconocimiento de costos eficientes - para aquellos suministros que lo requieran por su naturaleza
- c.- La administración privada de la operación de los sistemas eléctricos interconectados bajo principios de eficiencia, minimización de costos y garantía de calidad y confiabilidad en el suministro de electricidad.

2.2. Estructura del sector eléctrico

El sector eléctrico en el Perú está dividido en tres sub-sectores, cada uno de los cuales comprende una actividad distinta: generación, transmisión y distribución de electricidad. La actividad de distribución de electricidad involucra principalmente la compra de electricidad a generadores en grandes volúmenes y a tensiones altas, para su transformación, entrega y comercialización a los usuarios finales en volúmenes más pequeños y tensiones más bajas, a través de una red de distribución.

La industria eléctrica peruana estaba organizada sobre la base de distintos sistemas eléctricos interconectados que facilitaban la coordinación de las actividades de generación, transmisión y distribución dentro de un área geográfica determinada. Los dos más importantes sistemas eléctricos peruanos eran el Sistema Interconectado Centro Norte (“SICN”) y el Sistema Interconectado Sur (“SIS”). El 9 de octubre del

2000 ambos sistemas fueron conectados mediante la entrada en operación de la Línea de Transmisión Mantaro - Socabaya, dando origen al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional ("SEIN"). Adicionalmente, existen varios otros sistemas menores que operan de manera aislada.

La Ley de Concesiones Eléctricas establece como principio general la división de las actividades que conforman el sector eléctrico de forma tal que más de una actividad (generación, transmisión por el Sistema Principal de Transmisión y distribución) no pueda ser desarrollada por una misma empresa, salvo por lo previsto en dicha ley y en la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico. Bajo los términos de la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, la integración vertical y horizontal de las actividades antes mencionadas debe someterse a una autorización previa a cargo de INDECOPI, cuando se superen ciertos parámetros objetivos establecidos en dicha norma. Los actos de concentración en el sector eléctrico no se encuentran prohibidos por si mismos, sino solamente aquellos que tuviesen un efecto perjudicial en el mercado, de esta forma la autorización de INDECOPI dependerá de la evaluación que haga de los efectos del acto de concentración en el mercado en cada caso particular. Asimismo, la Ley de Concesiones Eléctricas permite la integración vertical en los casos de los sistemas aislados donde una misma empresa tiene a su cargo más de una de dichas actividades.

2.3. Organismos reguladores y supervisor

En términos generales, las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el Perú se encuentran regidas por la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento, según han sido modificados. Dentro del marco regulatorio del sector,

existen dos entidades principalmente encargadas de velar por la implementación y el cumplimiento de las normas aplicables a las actividades del sector eléctrico. Dichas entidades son el MEM, y el OSINERG.

El MEM tiene a su cargo establecer la política general del sector, regular o reglamentar materias relativas a la protección del ambiente y al otorgamiento, supervisión y terminación o caducidad de autorizaciones y concesiones para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión o distribución de electricidad, entre otras.

El OSINERG tiene a su cargo, entre otras facultades, establecer las tarifas de las transacciones sujetas a precios regulados sobre la base de los criterios establecidos en las leyes aplicables, actuar como dirimente en los casos previstos en éstas y velar por el cumplimiento de las disposiciones contenidas en las leyes aplicables para las actividades del sector y de sancionar a quienes las incumplan. De acuerdo a lo estipulado en la Ley No. 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la Comisión de Tarifas de Energía (la “CTE”) se integró al OSINERG como un solo organismo regulador y fiscalizador. Como consecuencia de ello, OSINERG asumió las funciones que antes estaban a cargo de la CTE.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN

3.1. Sistema de transmisión

La empresa de distribución para atender el servicio eléctrico en sus zonas de concesión, se abastece desde el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (“SEIN”) en un 100% para su concesión de Lima Norte y Callao y en un 99% para la zona del Norte Chico, constituyendo el 1% restante generación propia en los centros aislados.

La empresa de distribución es la empresa concesionaria del suministro en el norte de Lima (Lima Norte), Callao y Norte Chico, con un mercado asociado de 912.194 clientes a diciembre 2004, mientras que la demanda máxima en los puntos de compra alcanzó los 744,8 MW.

Para el abastecimiento de Lima Norte y Callao, la empresa de distribución compra la energía en las subestaciones de interconexión Santa Rosa en 220 kV y 60 kV y Chavarría en 220 kV. Para la zona del Norte Chico compra la energía en las subestaciones Paramonga Nueva y Huacho (“REP” – Red de Energía del Perú) en el nivel de 66 kV y en Paramonga existente en el nivel de 13,8 kV.

3.1.1. Sistema Lima norte y Callao

El sistema de transmisión de la zona de Lima Norte y Callao está constituido por dos subsistemas: uno que nace a partir de la subestación Santa Rosa y que se extiende en forma radial en 60 kV para alimentar a 3 subestaciones de bajada (60/10 kV) y el otro subsistema que parte desde la subestación Chavarría, alimentando a 12 subestaciones de bajada mediante líneas de 60 kV. Adicionalmente se cuenta con una línea de doble circuito en 220 kV que abastece desde la subestación Chavarría a la subestación Barsi, desde la que se alimentan otras 5 subestaciones de bajada con líneas de 60 kV.

La subestación Chavarría está formada por 3 bancos monofásicos, uno de 180 MVA y dos de 120 MVA, con relación de transformación 220/60 kV. Por esta subestación se compra cerca del 75% de la energía que abastece el sistema eléctrico de Edelnor.

La subestación Barsi está formada por 3 bancos monofásicos, uno de 120 y dos de 85 MVA, con relación de transformación 220/60 kV

La subestación Santa Rosa posee 2 bancos monofásicos de 85 MVA cada uno, con relación de transformación 220/60 kV.

3.1.2. Sistema norte chico

En la zona del Norte chico el sistema de transmisión es de 66 y 60 kV, la zona de Huacho se abastece desde la subestación Huacho (“REP”) y Supe desde la subestación Paramonga Nueva (“SEIN”) en 66 kV y en 60 kV para las localidades de Chancay y Huaral, partiendo de la subestación de transmisión Zapallal, al final del sistema de Lima norte.

El sistema eléctrico de transmisión de la empresa de distribución está conformado por 419,6 km de líneas y 25 subestaciones con una potencia instalada de 2.102,2 MVA, tal como se muestran en las TABLAS N° 3.1 y 3.2. el detalle de estas tablas se encuentran en los APENDICES B y C.

TABLA N° 3.1
Líneas de transmisión de la empresa de distribución

Tensión (kV)	Longitud (km)		
	Aéreo	Subterráneo	Total
220	16,65	2,00	18,65
66	69,56	-	69,56
60	303,81	27,59	331,39
TOTAL	390,02	29,59	419,61

TABLA N° 3.2
Subestaciones y transformadores de la empresa de distribución

Relación de Transformación (kV)	Cantidad de Subestaciones	Cantidad de Transformadores	Capacidad Instalada (MVA)
220/60	3 (2)	8 (1)	880,00
66/10	2	3	67,00
60/10	23	50	1.155,15
TOTAL	28	61	2.102,15

Nota:

- (1) 8 bancos de 3 polos cada uno.
- (2) Estas SET's tienen 2 niveles de transformación. En la contabilidad total se han considerado en forma independiente.

Así mismo, la empresa de distribución dispone de equipos de compensación reactiva en sus redes, 109,8 MVAR en barras 10 kV de las subestaciones 60/10 kV, 6,6 MVAR en sus redes de media tensión y 22,3 MVAR en las redes de baja tensión. Asimismo se cuenta con un compensador estático en la subestación Chavarría de 20 MVAR inductivo, 40 MVAR capacitivo.

3.2. Sistema distribución

El sistema de distribución eléctrico de la empresa de distribución cuenta con 283 redes de distribución en media tensión (MT), distribuidos de la siguiente manera, 250 corresponden a la zona de concesión Lima Norte y Callao, que comprende todos los distritos del norte de la ciudad de Lima y 33 al norte chico que abarca las localidades asentadas en el valle del río Huaura, ubicada a 142 km al norte de la capital.

Los circuitos de distribución en MT de Lima norte operan a un nivel de tensión de 10 kV. En el Norte Chico 27 circuitos operan en 10 kV, 3 en 20 kV y 3 en 22,9 kV. Las redes aéreas son de aleación de aluminio, mientras que las redes subterráneas están compuestas por cables con aislamiento del tipo NKY y N2XSY.

Los circuitos de Baja Tensión (BT) que operan a un nivel de tensión de 220 voltios, están constituidos por el sistema convencional conductor protegido contra intemperie (CPI), con conductores de cobre forrado y el sistema DAC que usa cables autosoportados; mientras que la red subterránea está compuesta por cables con aislamiento del tipo NYY.

Las instalaciones del sistema de distribución de la empresa de distribución se muestran en la Tabla N° 3.3.

TABLA N° 3.3
Kilómetros de redes y subestaciones de distribución (SED)

Redes MT (Km)		Redes BT (Km)		N° SED's	
Aéreo	Subterráneo	Aéreo	Subterráneo	Cantidad	MVA
1.742	1.442	3.135	5.820	7.488	1.059
55 %	45 %	35 %	65 %		

CAPÍTULO IV

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

4.1. Metodología proyección global

Para efectuar la proyección global de la demanda (Energía y Potencia) de la empresa de distribución, se emplean modelos causales de carácter econométrico. En este tipo de modelos, se aplica la estadística a datos económicos, buscando apoyar con ecuaciones económicas el comportamiento de una variable dada, en nuestro caso la demanda de energía.

En primer lugar se procedió a la estimación del consumo global de Energía para toda el área de concesión de la empresa de distribución (Ver Fig. 4.1 y 4.2) y luego se proyectó la demanda por cada tipo de consumo (residencial, industrial, alumbrado público, comercial y otros,), las cuales, luego, fueron ajustadas a la proyección global total.

A partir de la estimación del consumo de Energía se procede a proyectar la Potencia (Demanda Máxima), teniendo en cuenta la evolución de las compras de energía, el factor de carga y los niveles de pérdidas.

En resumen los pasos seguidos son los siguientes:

- Determinación de las variables explicativas que interpreten y/o describa de mejor manera el comportamiento de la demanda de energía.
- Especificación del modelo econométrico y estimación de los parámetros del modelo.
- Verificación del modelo mediante la inferencia estadística: Coeficiente de Correlación (R^2), Test de Fisher (F) y Test de Student (T).
- Estimación de la demanda de energía inicial.
- Ajuste por factor de pérdidas.
- Estimación de las compras de energía.
- Proyección del factor de carga.
- Estimación de la demanda máxima global.

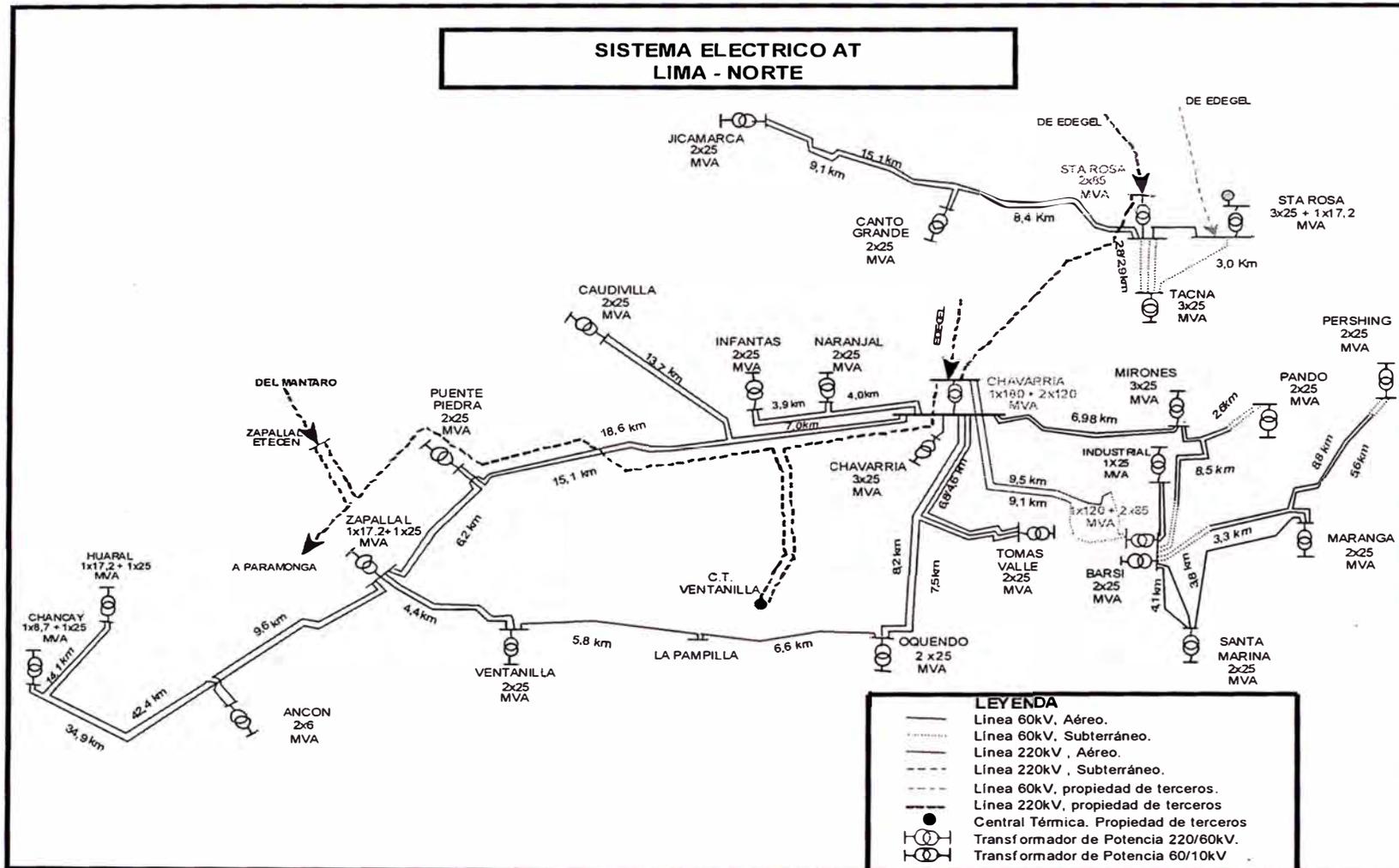


Fig. 4.1
Diagrama esquemático del Sistema Lima Norte y Callao de la empresa de distribución

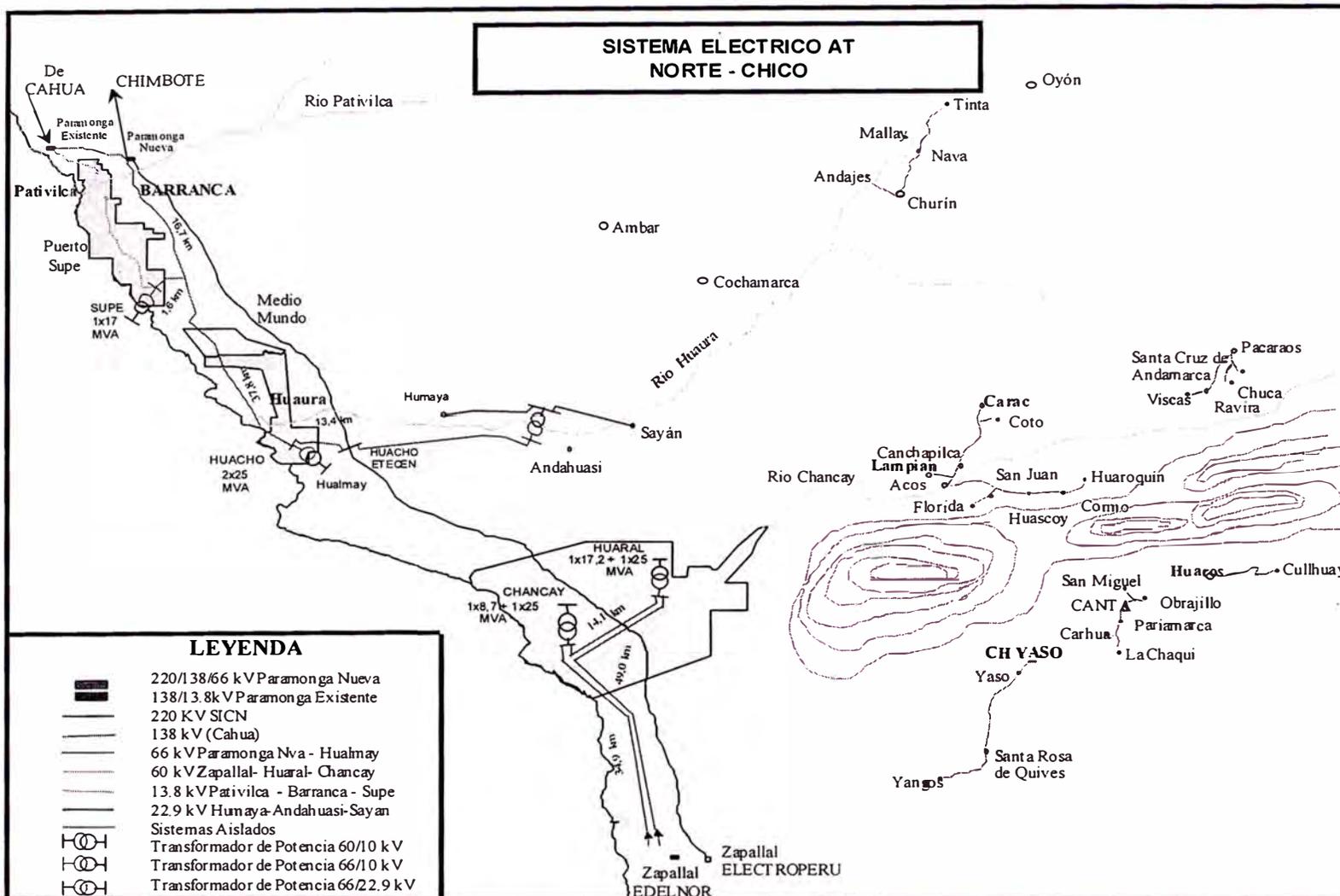


Fig. 4.2
Diagrama esquemático del Sistema Norte Chico de la empresa de distribución

4.1.1. Variables explicativas del modelo

Las variables explicativas que se consideran en el modelo econométrico para la proyección global de energía en la empresa de distribución son las siguientes:

a) Producto bruto interno nacional (PBI)

El PBI Nacional muestra la evolución de la economía del país y será empleada en la predicción global y sectorial. El PBI de Lima y Callao represento en el año 2000 el 46% del PBI en el ámbito nacional (a valores constantes 1994), es por ello, que ante la dificultad de proyectar el PBI para Lima y Callo, se emplea la proyección en el ámbito nacional.

Según estimaciones efectuadas por el Ministerio de Economía y Finanzas (Revisión del Marco Macroeconómico Multianual 2005 – 2007), Línea de Negocios de Distribución Regional (Dirección Corporativa de Planificación y Control ENERSIS Chile), International Monetary Fund, Apoyo Consultoría y los principales Bancos de Inversión Nacionales e Internacionales (Santander Central Hispano Investment, Morgan Stanley, Merrill Lynch, entre otros), al momento de elaborar el presente estudio se espera un crecimiento del PBI del 4,06% para el año 2005.

Para los próximos dos años se prevé un PBI del 4,10 y 4,13%, para luego mantenerse en un promedio de 4,0% de crecimiento a partir del año 2008.

b) Población (POB)

La segunda variable explicativa considerada es la población, la cual se utiliza para la proyección global y de los sectores residencial, comercial y alumbrado público. La población considerada comprende el área de concesión de la empresa de distribución.

Como tendencia del crecimiento se tomará la estimación del Instituto Nacional de Estadística e Informática (“INEI”), que proyecta una tasa del 1,29% para el período 2005 – 2014.

c) Índice de volumen físico (IVF)

Este índice se emplea para proyectar las ventas industriales, el cual mide la evolución de la producción manufacturera en el país.

Se consideró un crecimiento del 4,3% para 2005, de acuerdo a las políticas del gobierno y proyecciones de algunos sectores privados. Para el año 2006 se espera un crecimiento menor al presente año, seguido de un leve crecimiento al año siguiente, conforme a la tendencia del PBI. El crecimiento promedio esperado para el período 2005 - 2014 es 4,2% al año.

d) Tiempo (T)

Es una variable que se debe considerar cuando eliminamos datos históricos correspondientes a años atípicos; en nuestro caso no se consideran los años 1998, 2000 y 2003 por ser años con crecimiento del sector eléctrico no concordantes al crecimiento económico del país.

4.1.2. Especificación del modelo econométrico

Empleando los datos presentados en la TABLA N° 4.1, se efectúa la selección de la regresión adecuada para el modelo de proyección.

Las ecuaciones seleccionadas son las siguientes:

TOTAL:

$$11.499,55 - 4,06 * POB + 18,9 * PBI + 340,95 * t \quad (4.1)$$

Residencial:

$$338.692,5 * 0,9977 ^ POB * 1,2458 ^ t * 0,9988 ^ PBI \quad (4.2)$$

Industrial:

$$300,159 * 1,015 ^ PBI * 0,921 ^ PBI_{manufatura} - 65,15 * t \quad (4.3)$$

Comercial y Otros:

$$3.297,98 + 0,913 * POB + 11,619 * t - 2,565 * PBI \quad (4.4)$$

Alumbrado Público:

$$21.018,302 * 0,998 ^ POB * 1,172 ^ t \quad (4.5)$$

TABLA N° 4.1
Información histórica de la empresa de distribución

Año	Max. Demanda (MW)	Demanda de Energía (GWh)					Población Edelnor (Miles)	PBI - Valores Ctes de 1994 (Millones Nuevos Soles)	Porcent. de Perdidas	Elasticidad (VENT/PBI)
		Residenc.	Industr.	Com. y Otros	AP	Total				
1 993	554,27	840,58	959,55	526,56	109,54	2 436,24	4 065,5	87 375,0	19,5%	0,4
1 994	604,14	959,71	1 095,53	601,19	125,07	2 781,50	4 147,8	98 576,4	18,8%	1,1
1 995	604,71	995,88	1 136,82	623,84	129,78	2 886,32	4 230,1	107 054,0	16,0%	0,4
1 996	613,30	1 032,55	1 178,68	646,82	134,56	2 992,61	4 308,4	109 730,4	14,7%	1,5
1 997	627,57	1 123,60	1 282,61	703,85	146,43	3 256,49	4 386,3	117 192,0	12,6%	1,3
1 998	639,86	1 206,74	1 197,18	827,65	157,00	3 388,57	4 464,6	116 488,9	10,7%	-6,8
1 999	650,18	1 235,46	1 146,33	883,39	157,97	3 423,14	4 544,1	117 537,3	10,3%	1,1
2 000	653,05	1 284,00	1 173,26	966,39	159,38	3 583,03	4 625,5	121 180,9	9,7%	1,5
2 001	664,65	1 322,39	1 006,23	1 014,47	158,48	3 501,57	4 698,2	121 423,3	9,6%	-11,4
2 002	675,58	1 403,39	1 018,07	1 103,35	161,55	3 686,36	4 768,3	127 737,3	9,4%	1,0
2 003	685,30	1 460,24	927,98	1 146,37	160,31	3 694,90	4 839,4	132 629,6	9,4%	0,1
2 004	744,80	1 544,91	1 112,68	1 239,20	170,51	4 067,30	4 911,5	139 354,0	8,8%	2,0

4.1.3. Verificación de modelo

Para verificar la validez de la regresión, se han realizado las siguientes pruebas:

Coefficiente de correlación (R^2): Mide el grado de correlación existente entre la demanda y las variables explicativas. Se debe buscar obtener valores cercanos al 100%. Los resultados son los siguientes:

Total	:	98,8 %
Residencial	:	98,5 %
Industrial	:	93,4 %
Comercial y Otros	:	99,3 %
Alumbrado Público	:	52,3 %

Test de Fisher (F): La estadística F mide la bondad del ajuste alcanzado, es decir, permite determinar si valores de R^2 altos son aleatorios o no. Para que las ecuaciones sean aceptables, el valor obtenido debe ser superior al valor de tabla: **3,59**.

Total	:	137,7
Residencial	:	153,0
Industrial	:	28,4
Comercial y Otros	:	267,0
Alumbrado Público	:	4,4

Test de Student (T): Permite determinar si cada variable explicativa es útil para la estimación de la demanda. Para ello, el valor absoluto obtenido por variable debe ser superior al valor de las tablas: **1,782**.

Total	:	POB (3,1); PBI (4,3); t (3,4)
-------	---	-------------------------------

Residencial	:	POB (1182,4); t (19,4); PBI(638,0)
Industrial	:	PBImanufa (200,1); t(70,1); PBI(167,5)
Comercial y Otros	:	POB (0,69); t (0,11) ; PBI (1,17)
Alumbrado Público	:	POB (422,6); t (6,45)

De los dos modelos analizados (modelo proyección global y el de sectores económicos), se escogió el modelo global por disponer de datos mucho más confiables, además, al efectuar las pruebas de validación de los dos modelos resulta ser la que mejor ajuste estadístico presenta.

4.1.4. Estimación de la demanda máxima global inicial

La estimación de la demanda de energía se presenta en la TABLA N° 4.2, en el cual se puede observar que el crecimiento promedio esperado del consumo de energía para los próximos diez años es de 4,25%.

Los valores mostrados en la TABLA N° 4.2 muestran únicamente el crecimiento de la demanda sin considerar las campañas de control de pérdidas que vienen efectuándose, por lo cual es necesario efectuar un ajuste de los resultados.

Para efectuar la predicción de las compras de energía se requiere que previamente se calculen las pérdidas de energía, es por ello que la proyección de compras se presenta en la misma tabla (TABLA N° 4.3) donde se realiza el ajuste por control de pérdidas.

Como ya se dijo, el primer paso para calcular las compras es determinar las pérdidas de energía, para lo cual se calculan las pérdidas por hurto o no-técnicas (a las pérdidas por hurto del año anterior se le asigna un crecimiento correspondiente al

75% del crecimiento esperado de las ventas y con ello se determinan las pérdidas esperadas por hurto).

A partir de las pérdidas por hurto y aplicando la fórmula abajo mostrada, se calculan las compras de energía. Las compras así estimadas no incluyen el efecto de control de pérdidas, por lo tanto, al igual que en el caso de la proyección de las ventas de energía, requieren se efectúe el ajuste respectivo.

$$\text{Compras} = \frac{\text{ventas} + \text{pérdidas por hurto}}{0,92} \quad (4.6)$$

TABLA N° 4.2
Proyección de la demanda de energía global inicial para la empresa de distribución

	AÑOS										
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ESTIMACION VARIABLES EXPLICATIVAS											
Población Empresa Distribución. - POB (miles)	4 911,5	4 980,2	5 049,9	5 120,6	5 188,2	5 256,7	5 326,1	5 392,2	5 459,0	5 526,7	5 590,3
Tasa de Crecimiento	1,49%	1,40%	1,40%	1,40%	1,32%	1,32%	1,32%	1,24%	1,24%	1,24%	1,15%
Producto Bruto Interno - PBI (1994=100)	141,4	147,1	153,1	159,5	166,1	173,0	179,9	187,1	194,6	202,4	210,5
Tasa de Crecimiento	5,07%	4,06%	4,10%	4,13%	4,15%	4,17%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
PBI Manufactura - IVF (1994=100)	131,7	137,3	142,3	148,0	154,2	161,1	168,1	175,3	182,8	190,7	198,9
Tasa de Crecimiento	6,7%	4,3%	3,6%	4,0%	4,2%	4,5%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%
Tiempo - t	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
ESTIMACION DEMANDA DE ENERGIA (GWh)											
TOTAL = $4.225,7 - 1,39 \cdot POB + 17,46 \cdot PBI + 136,23 \cdot t$	3 767,5	3 928,7	4 100,2	4 273,4	4 464,7	4 658,2	4 848,0	5 056,6	5 267,2	5 480,2	5 715,8
ESTIMACION POR ACTIVIDAD ECONOMICA											
RESIDENCIAL = $10.312.481,6 * 0,996^{\wedge}POB * 1,3718^{\wedge}t * 0,999^{\wedge}PBI$	1 431,0	1 499,4	1 576,0	1 652,1	1 743,9	1 836,3	1 929,5	2 042,7	2 157,5	2 273,7	2 418,3
INDUSTRIAL = $547,9 + 18,93 \cdot PBI - 104,76 \cdot t + 5,781 \cdot PBI \text{ manufacturero}$	1 030,7	1 038,2	1 058,8	1 086,5	1 121,2	1 164,3	1 209,0	1 261,4	1 322,8	1 394,4	1 477,9
COM. Y OTROS = $-5940,4 + 1,9 \cdot POB - 63,4 \cdot t - 3,1 \cdot PBI$	1 147,9	1 208,3	1 268,1	1 328,0	1 384,4	1 440,8	1 498,0	1 551,4	1 604,9	1 658,4	1 707,2
ALUMBRADO PUBLICO = $497,91 * 0,136^{\wedge} POB * 11,598^{\wedge} t$	157,9	161,1	165,3	169,4	174,6	179,7	184,6	190,9	197,0	203,1	210,9
TOTAL SECTORIAL	3 767,5	3 907,0	4 068,2	4 236,1	4 424,2	4 621,1	4 821,1	5 046,4	5 282,3	5 529,5	5 814,4

TABLA N° 4.3
Ajuste por control de pérdidas a las proyecciones la empresa de distribución (GWh)

	AÑOS											
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ventas (V)	3 422,6	3 767,5	3 928,7	4 100,2	4 273,4	4 464,7	4 658,2	4 848,0	5 056,6	5 267,2	5 480,2	5 715,8
Variación Ventas	0,3%	10,1%	4,3%	4,4%	4,2%	4,5%	4,3%	4,1%	4,3%	4,2%	4,0%	4,3%
Compras (C)	4 260,6	4 676,3	4 870,2	5 076,3	5 284,1	5 513,6	5 745,4	5 972,5	6 221,8	6 473,5	6 727,7	6 859,6
Variación Compras	0,3%	9,8%	4,1%	4,2%	4,1%	4,3%	4,2%	4,0%	4,2%	4,0%	3,9%	2,0%
Pérdidas Totales	838,0	908,8	941,5	976,1	1 010,7	1 048,8	1 087,1	1 124,5	1 165,3	1 206,3	1 247,5	1 143,7
Pérdidas Técnicas (8% Compras)	340,8	374,1	389,6	406,1	422,7	441,1	459,6	477,8	497,7	517,9	538,2	548,8
Pérdidas por Hurto	497,2	534,7	551,9	570,0	588,0	607,8	627,5	646,7	667,5	688,4	709,3	732,2
Variación (75% Variación Ventas)	0,2%	7,6%	3,2%	3,3%	3,2%	3,4%	3,3%	3,1%	3,2%	3,1%	3,0%	3,2%
Porcentaje de Pérdidas (Fp)	19,7%	19,4%	19,3%	19,2%	19,1%	19,0%	18,9%	18,8%	18,7%	18,6%	18,5%	16,7%
AJUSTE POR CONTROL DE PERDIDAS												
Porcentaje de Pérdidas Esperado (fpi)	9,4%	9,1%	8,6%	8,5%	8,4%	8,4%	8,4%	8,3%	8,3%	8,2%	8,2%	8,1%
Energía Recuperada: $(C(1-fpi)-V) \div (1-(1-r)fp)$	453,7	499,7	540,6	563,0	585,8	606,9	627,5	649,8	674,2	697,7	719,4	607,8
Recupero a mas ventas (r = 60%)	272,2	299,8	324,4	337,8	351,5	364,2	376,5	389,9	404,5	418,6	431,7	364,7
Recupero a menos compras (1 - r = 40%)	181,5	199,9	216,3	225,2	234,3	242,8	251,0	259,9	269,7	279,1	287,8	243,1
Total Ventas Ajustadas	3 694,8	4 067,3	4 253,0	4 438,1	4 624,9	4 828,9	5 034,8	5 237,8	5 461,1	5 685,9	5 911,8	6 080,5
Crecimiento	0,2%	10,1%	4,6%	4,4%	4,2%	4,4%	4,3%	4,0%	4,3%	4,1%	4,0%	2,9%
Total Compras Ajustadas	4 079,1	4 476,4	4 653,9	4 851,1	5 049,8	5 270,8	5 494,4	5 712,6	5 952,2	6 194,4	6 439,9	6 616,5
Crecimiento	0,3%	9,7%	4,0%	4,2%	4,1%	4,4%	4,2%	4,0%	4,2%	4,1%	4,0%	2,7%

4.1.5. Ajuste por control de pérdidas

El efectuar el ajuste por control de pérdidas, permite que los valores obtenidos en la proyección sean consistentes con la reducción en las pérdidas de la empresa de distribución. El ajuste consiste en calcular la energía recuperada y distribuirla entre las compras de energía (40%) y las ventas (60%).

Para estimar la energía recuperada por control de pérdidas, se toma en consideración las estimaciones del control de pérdidas contables (relación entre las ventas facturadas totales y la energía comprada); estas ventas facturadas totales no consideran la energía en medidores, los consumos no facturados y el peaje. Según este criterio, para el año 2005 se espera un porcentaje de pérdidas del 8,6 %, el cual disminuirá hasta llegar al 8,1% en el 2014, tal como se indica en la TABLA N° 4.4.

TABLA N° 4.4
Porcentaje de perdidas estimado para el periodo 2005 - 2014

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
8,6%	8,5%	8,4%	8,4%	8,4%	8,3%	8,3%	8,2%	8,2 %	8,1%

Los resultados del ajuste son mostrados en la TABLA N° 4.3.

Para el 2005 y 2006 se estima un crecimiento en las ventas de energía del 4,6 y 4,4%, lo cual sería resultado de la recuperación de la economía y por el control de las pérdidas.

4.1.6. Proyección del factor de carga

En el año 2004 se tuvo un factor de carga de 68,6%, para el presente año se ha previsto un factor de carga (Fc) de 67,8%, la cual disminuye ligeramente hasta alcanzar en el año 2006 un factor de carga de 67,7%, factor que se incrementará ligeramente hasta el final del periodo del estudio, tal como se puede observar en la TABLA N° 4.5.

TABLA N° 4.5
Evolución del factor de carga

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
67.8%	67.7%	67.5%	67.6%	67.7%	67.9%	67.9%	68.1%	68.2%	67.6%

4.1.7. Proyección de la demanda máxima de potencia y energía

Existen dos caminos para la proyección de la demanda máxima. El primero de ellos, y el más fácil, consiste en efectuar la predicción a partir de la estimación de las ventas y la proyección del factor de carga, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Demanda Máxima} = \frac{\text{Compra de Energía}}{8\,760 \times \text{Factor de Carga}} \quad (4.7)$$

La segunda opción con que contamos es efectuar la predicción en forma independiente a la venta de energía, el cual tiene la ventaja de ser más directo y por ello no comete duplicidad de errores en la estimación.

La ventaja de emplear la energía para estimar la demanda máxima, es que ésta tiende a ser mucho más regular, lo cual es considerado como un mejor indicador de la tendencia del crecimiento y que se relaciona fácilmente con factores económicos y demográficos.

El método elegido es la proyección a partir de las ventas de energía, cuyo detalle se muestra en la TABLA N° 4.6.

TABLA N° 4.6
Estimación de la demanda máxima global de la empresa de distribución

	AÑO										
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Compra Energía (GWh)	4 476,4	4 653,9	4 851,1	5 049,8	5 270,8	5 494,4	5 712,6	5 952,2	6 194,4	6 439,9	6 616,5
	9,7%	4,0%	4,2%	4,1%	4,4%	4,2%	4,0%	4,2%	4,1%	4,0%	2,7%
Venta de Energía (GWh)	4 067,3	4 253,0	4 438,1	4 624,9	4 828,9	5 034,8	5 237,8	5 461,1	5 685,9	5 911,8	6 080,5
	10,1%	4,6%	4,4%	4,2%	4,4%	4,3%	4,0%	4,3%	4,1%	4,0%	2,9%
Pérdidas de Energía (GWh)	409,1	400,9	413,0	424,9	441,9	459,6	474,7	491,1	508,6	528,1	535,9
Factor de Carga	68,6%	67,8%	67,7%	67,5%	67,6%	67,7%	67,9%	67,9%	68,1%	68,2%	67,6%
Máxima Demanda Total (MW)	744,8	783,1	818,4	854,0	889,8	926,5	960,4	1 000,7	1 039,1	1 077,9	1 117,3
Variación Porcentual	8,7%	5,1%	4,5%	4,4%	4,2%	4,1%	3,7%	4,2%	3,8%	3,7%	3,7%

4.2. Metodología para proyección de demanda de subestaciones de transmisión

La metodología empleada para determinar la proyección de demanda de subestaciones de transmisión considera los siguientes pasos:

- Determinación de las tasas de crecimiento de las subestaciones de transmisión.
- Cálculo de la contribución realizada por cada subestación de transmisión en la demanda coincidente del sistema eléctrico de la empresa de distribución.
- Cuantificación de los clientes nuevos y activos con incremento de carga mayores a 500 kW para el período 2005 - 2014.
- Determinación de las potencias activas (MW) y reactivas (MVAR) coincidentes de las subestaciones 60/10 kV para el período 2005 - 2014.
- Determinación de la potencia máxima aparente (MVA) de las subestaciones de transmisión para el período 2005 - 2014.

4.2.1. Tasas de crecimiento de subestaciones de transmisión

Se utiliza el modelo de tendencias. Este modelo se basa en la identificación de un patrón en la serie histórica para luego extrapolarlo al futuro. En estos no se pretende encontrar los factores que afectan el comportamiento de la serie, sino que la variable de interés se explica mediante las observaciones pasadas. De aquí se deriva que lo que se quiere es recoger las tendencias de las series de demanda histórica y se pronostica el comportamiento de corto plazo, dando mayor énfasis a la historia reciente.

Para determinar las tasas de crecimiento de las subestaciones de transmisión se dispone de una base de datos con información mensual de la máxima demanda de las subestaciones en MVA desde el año 1995 (ver APÉNDICE E), para ello se utiliza la

siguiente función exponencial, que calcula el número mínimo de cuadrados mediante puntos utilizando la siguiente ecuación.

$$Y = c * e^{b x} \quad (4.8)$$

Donde “c” y “b” son constantes y “e” es la función logarítmica natural (neperiana).

Luego se procede a calcular las tasas respectivas para cada subestación de transmisión, siendo los resultados obtenidos los mostrados en la TABLA N° 4.7.

TABLA N° 4.7
Tasa de crecimiento de subestaciones de transmisión

Subestación 60/10 kV	Tasa Crecimiento (%)
ANCON	3,4%
BARSI	2,9%
CANTO GRANDE	3,8%
CAUDIVILLA	3,4%
CHAVARRIA	3,9%
INDUSTRIAL	3,2%
INFANTAS	3,4%
JICAMARCA	3,9%
MARANGA	3,3%
MIRONES	2,7%
NARANJAL	3,3%
OQUENDO	3,0%
PANDO	3,4%
PERSHING	3,8%
PUENTE PIEDRA	3,0%
SANTA MARINA	2,9%
SANTA ROSA	3,2%
TACNA	3,5%
TOMAS VALLE	3,2%
VENTANILLA	3,2%
ZAPALLAL	4,0%
CHANCAY	3,7%
HUACHO	3,3%
HUARAL	3,5%
SUPE	3,0%

4.2.2. Contribución de las subestaciones de transmisión a la máxima demanda coincidente

Para determinar la contribución a la máxima demanda coincidente de la empresa de distribución realizada por cada una de las subestaciones de transmisión ocurrida el 10 de diciembre del 2004 a las 19:45 p.m. con 745 MW, se utiliza los registros de los equipos de medición instalados en el lado 10 kV de los transformadores 60/ 10kV de todas las subestaciones.

Estos equipos registran los siguientes datos:

- Hora y fecha de medición con una frecuencia de cada 15 minutos.
- Tensión en kV línea a línea.
- Corriente en Amperios.
- Potencia activa (kW), reactiva (kVAR.) y aparente (KVA).
- Factor de potencia y frecuencia de la red (Hertz).
- Energía activa (kWH), reactiva (kVARH) y aparente (KVAH).

Con los datos de los equipos de medición de cada transformador 60/ 10 kV se determinan la potencia activa y reactiva por cada subestación, a los cuales se le agregan:

- Las pérdidas de energía de la red de alta tensión (60, 66 y 220 kV) de la empresa de distribución el cual es 1. 19%.
- Los registros de potencia activa y reactiva de los clientes libres en las barras de 60 kV
- La potencia activa y reactiva registrada por el compensador estático de potencia (SVC) de la subestación Chavarría

Finalmente todos estos registros de potencia activa y reactiva son ajustados a la máxima demanda coincidente registrado en los puntos de compra de energía de la empresa de distribución.

Los resultados con las contribuciones a la máxima demanda coincidente de la empresa de distribución realizada por cada una de las subestaciones de transmisión se indican en la TABLA N° 4.8.

TABLA N° 4.8
Contribución a la máxima demanda coincidente de las subestaciones de transmisión

Subestación 60/10 kV	Demanda Coincidente			
	Activa (MW)	Reactiva (MVAR)	Aparente (MVA)	Factor de Potencia
Ancón	2,96	1,39	3,27	0,906
Barsi	29,00	8,89	30,33	0,956
Canto Grande	36,08	20,98	41,74	0,864
Caudivilla	24,84	12,99	28,03	0,886
Chavarría	61,35	23,50	65,70	0,934
Industrial	9,86	2,33	10,13	0,973
Infantas	46,71	17,08	49,73	0,939
Jicamarca	10,18	5,91	11,77	0,865
Maranga	35,04	4,23	35,30	0,993
Mirones	56,91	9,26	57,66	0,987
Naranjal	27,48	12,42	30,15	0,911
Oquendo	23,74	6,77	24,69	0,962
Pando	35,22	2,33	35,29	0,998
Pershing	43,81	6,89	44,34	0,988
Puente Piedra	17,10	7,09	18,51	0,924
Santa Marina	32,96	14,28	35,92	0,918
Santa Rosa	66,21	17,75	68,55	0,966
Tacna	56,02	18,43	58,97	0,950
Tomás Valle	41,48	10,91	42,89	0,967
Ventanilla	12,12	2,36	12,35	0,982
Zapallal	8,42	-0,13	8,42	1,000
Chancay	7,15	-1,30	7,27	0,984
Huacho	17,91	6,27	18,98	0,944
Huaral	9,97	-0,05	9,97	1,000
Supé	11,16	4,38	11,99	0,931
Subtotal	724,75	215,35	756,06	0,959
Pérdidas en AT (1,19%)	8,62			
Clientes Libres 60 kV				
SIMA	1,90	0,08	1,90	0,999
ENAPU	2,68	1,38	3,01	0,889
IPEN	0,04	0,00	0,04	1,000
LA PAMPILLA	8,14	0,00	8,14	1,000
QUIMICA PACIFICO	2,69	0,00	2,69	1,000
Subtotal Clientes Libres	11,13	0,95	11,17	0,996
SVC	0,26	-41,50	41,50	0,006
TOTAL	744,76	174,80	765,00	0,974

4.2.3. Clientes actuales y futuros con incremento de carga mayores a 500 KW

Para determinar los clientes actuales y futuros con incrementos de carga mayores a 500 kW que serán considerados en la proyección para el periodo 2005 - 2014 de las subestaciones de distribución se considerará la siguiente información:

- Requerimientos de análisis de factibilidad pedido por el área de clientes libres del sector comercial al área de planificación técnica de la empresa de distribución, de los clientes libres activos y nuevos que han solicitado una ampliación de potencia mayor a los 500 kW.
- Las solicitudes recibidas por el área de ventas comercial de la empresa de distribución, con los incrementos de potencia mayor a 500 kW realizados por los clientes actuales o nuevos y que son derivados al área de proyectos distribución para su evaluación de factibilidad respectiva.
- Proyectos inmobiliarios futuros previstos para la ciudad de Lima y Callao.
- Publicaciones realizadas por los principales medios de comunicación de economía y política sobre el ingreso de nuevas empresas de comercio, diversión, hoteles, hospitales, etc.

Luego del análisis de factibilidad y coordinación con el área comercial de la empresa de distribución se determinó considerar la siguiente proyección de clientes potenciales para el periodo 2005 -2014, los cuales se muestran en la TABLA N° 4.9.

TABLA N° 4.9
Clientes libres previstos con incremento de potencia mayor a 500 kW

Cliente	Tensión (kV)	Alimentador	SET	Actividad Comercial	Potencia Actual		Incremento Potencia		Potencia FInal		Año de Ingreso
					HP	HFP	HP	HFP	HP	HFP	
Exxonmobil Aviacion Peru	10	K-23	Barsi	Estación combustibles			700	700	700	700	2005
SODIMAC Megaplaza	10	CH-08	Chavarría	Comerio al por Mayor			2300	2300	2300	2300	2005
Cinco Robles S.A.	10	CH-17	Chavarría	Parque de Diversiones			900	900	900	900	2005
Histron Perú S.A.	10	I-17	Infantas	Taller - Revisión Técnica Vehicular			500	500	500	500	2005
Pesquera Santa ENMA	10	O-N	Oquendo	Pesquera			1500	1500	1500	1500	2005
Grupo Sindicato Pesquero del Perú	10	O-07	Oquendo	Pesquera			1500	1500	1500	1500	2005
Inmoviliaria e Inversiones GUIPOR	10	PA-10	Pando	Inmobiliaria			500	500	500	500	2005
Centro Comercial Jesus Maria	10	Q-N	Pershing	Centro Comercial			2500	2500	2500	2500	2005
Novafonte del Perú	10	PP-05	Puente Piedra	Fabricación Productos de Cerámica			640	640	640	640	2005
Parque Industrial de Pequeños Micro Empresarios	10	V-04	Ventanilla	Pequeña Industria Manufacturera			800	800	800	800	2006
Alejandro Toledo - Ventanilla	10										
Industrial Rivera	10	CY-05	Chancay	Fabricación de papel			1500	1500	1500	1500	2005
Auraria S.A.C.	10	HL-04	Huaral	Agricultura			2000	2000	2000	2000	2005
Agroindustrias FERCO	10	HL-03	Huaral	Agricultura			1300	1300	1300	1300	2005
C.P. HORCON Y OTROS	10	HL-04	Huaral	Hogares privados			900	900	900	900	2005
Fundo Agrario Rio Seco	10	HL-05	Huaral	Agricultura			500	500	500	500	2005
Agroindustrial Paramonga	10	PT-N	Pativilca	Agricultura			2000	2000	2000	2000	2005

CLIENTES ACTIVOS

Multimercados Zonales MINKA	10	K-24	Barsi	Ctro Comercial	12	12	988	988	1000	1000	2005
Ceramica Lima S.A. CELIMA	10	CH-07	Chavarría	Fabricación Productos de Cerámica	2550	2550	950	950	3500	3500	2005
Minera Calcareos	10	NJ-11	Naranjal	Fabricación de Cemento	2100	2100	900	900	3000	3000	2005
Tecnologica de Alimentos	10	O-9	Oquendo	Pesquera	2400	2400	2100	2100	4500	4500	2005
Pesquera Caprocornio	10	O-N	Oquendo	Pesquera	990	990	510	510	1500	1500	2005
Peruana de Moldeados S.A.	10	TV-07	Tomas Valle	Fca de Envases	1400	1400	1500	1500	2900	2900	2005
South West Marbles & Stones	10	K-03	Barsi	Fca de Marmoles	10	10	490	490	500	500	2005
LIMA AIRPORT PARTNERS S.A.	60	LT - 60 kV	Tomas Valle	Aeropuerto Internacional	3500	3500	1500	1500	5000	5000	2005
							1000	1000	6000	6000	2006
							1500	1500	7500	7500	2007
							1000	1000	8500	8500	2008
Pesquera Diamante	10	SU-02	Supé	Pesquera	150	150	1700	1700	1850	1850	2005
MINERA COLQUISIRI	10	HL-03	Huaral	Explotación de minas	2200	2200	800	800	3000	3000	2005

4.2.4. Proyección de potencias activa y reactiva coincidente de subestaciones de transmisión

Para determinar la proyección de potencia activa y reactiva coincidente de las subestaciones de transmisión para el periodo 2005 - 2014 se siguen los siguientes pasos:

- Se considera como año base el año 2004, siendo sus potencias activas y reactivas para cada subestación de transmisión las mostradas en la TABLA N° 4.8.
- Para proyectar la potencia activa de las subestaciones de transmisión para el período 2005 – 2014, se utiliza las tasas de crecimiento de las subestaciones mostradas en la TABLA N° 4.7.
- Para proyectar la potencia reactiva se considera el factor de potencia de la TABLA N° 4.8 para cada subestación de transmisión y la potencia activa calculado en el paso anterior.
- Luego de realizar la proyección de la potencia activa (MW) y reactiva(MVAR) para el periodo 2005-2014, esta es ajustada con la proyección global de potencia (MW) mostrada en la TABLA N° 4.6, obteniéndose la potencia activa y reactiva simultaneas de las subestaciones para el periodo 2005 - 2014.
- Finalmente se adiciona la proyección de los incrementos de potencia de los clientes activos y nuevos mostrados en la TABLA N° 4.9, a la proyección obtenida en el paso anterior, obteniendo la proyección definitiva de potencia activa y reactiva coincidente del sistema eléctrico de la empresa de distribución para el periodo 2005 - 2014, el cual se muestra en la TABLA N° 4.10.

TABLA N° 4.10

Pronostico de la potencia activa (MW) y reactiva (MVAR) simultanea en subestaciones de transmisión

SUBESTACION 60/10 kV	2005		2006		2007		2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014	
ANCON	3,2	1,5	3,3	1,5	3,4	1,6	3,6	1,7	3,7	1,8	3,9	1,8	4,0	1,9	4,2	2,0	4,4	2,0	4,5	2,1
BARSI	27,8	6,7	29,1	7,1	30,3	7,5	31,6	7,9	32,9	8,3	34,0	8,6	35,4	9,1	36,7	9,5	38,0	9,9	39,4	10,3
CANTOGRANDE	38,5	32,7	40,4	34,3	42,4	35,9	44,4	37,6	46,4	39,3	48,3	40,9	50,6	42,9	52,7	44,7	54,9	46,6	57,2	48,5
CAUDIVILLA	26,4	13,8	27,6	14,5	28,9	15,1	32,0	16,9	33,2	17,6	34,4	18,2	35,8	18,9	37,1	19,6	38,5	20,3	39,8	21,0
CHAVARRIA	59,0	21,4	62,4	22,7	61,9	21,6	65,3	22,9	67,1	23,2	70,5	24,5	74,4	26,0	78,3	27,5	82,2	28,9	86,2	30,5
INDUSTRIAL	10,5	2,5	10,9	2,6	11,4	2,7	11,8	2,8	12,3	2,9	12,7	3,0	13,3	3,1	13,7	3,2	14,2	3,4	14,7	3,5
INFANTAS	45,9	20,9	45,6	20,4	47,9	21,5	46,9	20,5	49,3	21,6	37,8	16,8	39,7	17,7	41,5	18,6	43,3	19,5	45,1	20,4
JICAMARCA	10,9	6,3	11,4	6,6	12,0	7,0	12,6	7,3	13,2	7,6	13,7	8,0	14,4	8,3	15,0	8,7	15,7	9,1	16,3	9,5
MARANGA	37,7	12,6	39,4	13,2	41,1	13,7	42,8	14,3	44,5	14,8	46,1	15,3	48,0	16,0	49,8	16,5	51,6	17,1	53,4	17,7
MIRONES	60,1	19,9	62,4	20,7	64,7	21,5	67,0	22,2	69,3	23,0	71,4	23,7	73,9	24,5	76,3	25,3	78,6	26,1	81,0	26,8
NARANJAL	40,6	20,3	44,4	22,4	47,5	24,1	50,3	25,6	51,7	26,2	46,5	24,0	47,6	24,6	48,7	25,1	49,8	25,6	50,8	26,1
OQUENDO	25,2	12,3	26,2	12,8	27,3	13,3	28,4	13,8	29,4	14,4	30,4	14,8	31,6	15,4	32,7	16,0	33,9	16,5	35,0	17,1
PANDO	37,5	10,8	39,2	11,3	40,9	11,8	42,7	12,3	44,5	12,8	46,1	13,3	48,1	13,8	50,0	14,4	51,9	14,9	53,9	15,5
PERSHING	46,8	22,7	49,1	23,9	51,5	25,0	53,9	26,2	56,3	27,4	58,7	28,5	61,4	29,8	64,0	31,1	66,7	32,4	69,4	33,7
PUENTE PIEDRA	18,1	7,5	18,9	7,8	19,7	8,2	20,4	8,5	21,2	8,8	21,9	9,1	22,8	9,5	23,6	9,8	24,4	10,1	25,2	10,5
SANTA MARINA	34,9	15,1	36,3	15,7	37,8	16,4	39,2	17,0	40,6	17,6	42,0	18,2	43,5	18,9	45,0	19,5	46,5	20,2	48,0	20,8
SANTA ROSA	70,3	29,0	73,3	30,3	76,4	31,6	79,5	32,8	82,6	34,1	85,5	35,3	89,0	36,8	92,2	38,1	95,5	39,5	98,8	40,8
TACNA	59,7	35,0	62,5	36,6	65,3	38,3	68,2	40,0	71,2	41,7	73,9	43,3	77,2	45,2	80,3	47,1	83,5	48,9	86,7	50,8
TOMAS VALLE	43,7	18,9	45,7	19,8	49,7	21,9	51,6	22,8	55,4	24,7	57,2	25,5	59,4	26,5	61,4	27,4	63,5	28,2	65,6	29,2
VENTANILLA	12,9	6,3	13,4	6,6	14,0	6,9	14,6	7,1	15,1	7,4	15,7	7,7	16,3	8,0	16,9	8,3	17,5	8,6	18,1	8,9
ZAPALLAL	9,0	3,7	9,5	3,9	10,0	4,1	10,5	4,3	11,0	4,5	11,4	4,7	12,0	4,9	12,5	5,2	13,1	5,4	13,7	5,6
CHANCAY	7,6	2,5	8,0	2,6	8,4	2,7	8,7	2,8	9,1	2,9	9,5	3,1	9,9	3,2	10,3	3,3	10,8	3,5	11,2	3,6
HUARAL	10,6	3,8	11,1	4,0	11,6	4,1	12,1	4,3	12,7	4,5	13,2	4,7	13,7	4,9	14,3	5,1	14,9	5,3	15,4	5,5
SUPE	11,8	7,2	12,3	7,5	12,8	7,8	13,3	8,1	13,8	8,4	14,3	8,7	14,9	9,0	15,4	9,3	15,9	9,7	16,5	10,0
HUACHO	19,0	10,5	19,9	11,0	20,7	11,4	21,6	11,9	22,5	12,4	23,3	12,8	24,3	13,4	25,2	13,9	26,1	14,4	27,1	14,9

4.2.5. Proyección de la máxima demanda aparente en subestaciones de transmisión

Para determinar la proyección de la máxima demanda aparente de las subestaciones de transmisión de la empresa de distribución para el periodo 2005-2014 se siguen los siguientes pasos:

- Se considera como año base el año 2004, siendo su potencia máxima aparente (MVA) para cada subestación de transmisión las mostradas en el APÉNDICE D.
- Para proyectar la potencia aparente se utiliza las tasas de crecimiento de las subestaciones de transmisión mostrados en la TABLA N° 4.8.
- Se proyecta la potencia máxima aparente para cada subestación de transmisión para el periodo 2005-2014.
- Considerando la proyección de demanda máxima simultanea activa y reactiva mostrada en la TABLA N° 4.10 se procede a calcular la demanda máxima simultanea aparente (MVA) para el periodo 2005 – 2014. Con esta proyección de potencia máxima simultanea aparente (MVA) ajustamos la proyección realizada en el paso anterior, obteniéndose la potencia máxima aparente de las subestaciones de transmisión para el periodo 2005-2014.

Finalmente se adiciona la proyección de los incrementos de potencia de los clientes activos y nuevos mostrados en la TABLA N° 4.9, a la proyección obtenida en el paso anterior, obteniendo la proyección definitiva de potencia máxima aparente del sistema eléctrico de la empresa de distribución para el periodo 2005 - 2014, el cual se muestra en la TABLA N° 4.11.

TABLA N° 4.11
Pronostico de la máxima potencia aparente (MVA) en subestaciones de transmisión

SUBESTACIONES 60/10 kV	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
0 ANCON	6,2	6,4	6,6	6,9	7,1	7,3	7,6	7,9	8,1	8,4
0 BARSÍ	39,6	40,9	42,2	43,5	44,9	46,3	47,7	49,2	50,8	52,4
CANTO GRANDE	46,0	47,8	49,6	51,5	53,4	55,5	57,6	59,7	62,0	64,4
CAUDIVILLA	32,4	33,5	34,6	35,8	37,0	38,3	39,6	41,0	42,4	43,8
CHAVARRIA	80,6	83,7	86,9	90,3	93,8	97,4	101,1	105,1	109,1	113,4
INDUSTRIAL	22,8	23,5	24,2	25,0	25,8	26,6	27,5	28,3	29,2	30,2
INFANTAS	53,9	55,5	57,4	59,4	61,4	63,5	65,7	68,0	70,3	72,7
JICAMARCA	16,3	16,9	17,6	18,3	19,0	19,7	20,5	21,3	22,2	23,0
MARANGA	39,9	41,1	42,5	43,9	45,3	46,8	48,3	49,9	51,5	53,1
MIRONES	65,8	67,6	69,4	71,3	73,2	75,1	77,1	79,2	81,3	83,5
NARANJAL	35,0	36,1	37,3	38,6	39,8	41,1	42,5	43,9	45,3	46,8
OQUENDO	28,7	29,5	30,4	31,3	32,3	33,3	34,3	35,3	36,4	37,5
PANDO	41,2	42,7	44,1	45,6	47,2	48,8	50,5	52,2	54,0	55,8
PERSHING	50,0	51,9	53,9	55,9	58,1	60,3	62,5	64,9	67,4	69,9
PUENTE PIEDRA	21,4	22,0	22,7	23,4	24,1	24,8	25,6	26,4	27,2	28,0
SANTA MARINA	39,2	40,3	41,5	42,7	44,0	45,3	46,6	47,9	49,3	50,8
SANTA ROSA	72,9	75,2	77,6	80,0	82,6	85,2	87,9	90,7	93,5	96,5
TACNA	63,8	66,0	68,4	70,8	73,3	75,9	78,6	81,4	84,3	87,2
TOMAS VALLE	46,4	47,9	49,4	51,0	52,6	54,3	56,0	57,8	59,6	61,5
VENTANILLA	14,6	15,1	15,6	16,1	16,6	17,1	17,6	18,2	18,8	19,4
ZAPALLAL	11,4	11,8	12,3	12,8	13,3	13,9	14,4	15,0	15,6	16,3
CHANCAY	13,6	14,1	14,6	15,1	15,7	16,2	16,8	17,4	18,1	18,8
HUARAL	11,2	11,6	12,0	12,4	12,9	13,3	13,8	14,3	14,8	15,3
SUPE	14,2	14,6	15,1	15,5	16,0	16,5	17,0	17,5	18,1	18,6
HUACHO	20,5	21,2	21,9	22,6	23,3	24,1	24,9	25,7	26,6	27,4

4.3. Metodología utilizada para proyección de demanda de potencia para redes de distribución 10 KV

La metodología utilizada para desarrollar la proyección de demanda en las redes de distribución 10 kV, se basa en una proyección sectorial de demanda, en el que se hace uso de la proyección global y de los registros históricos de los consumos de energía y potencia de los clientes libres y regulados y de alumbrado público, teniendo en cuenta su ubicación geográfica sobre la red. Esta metodología permite identificar las particularidades del comportamiento de la demanda de un determinado sector.

En primer lugar, se procede a la determinación de la demanda de las redes de distribución 10 kV, de los clientes y del alumbrado público coincidente con la máxima del sistema eléctrico de la empresa de distribución ocurrida a las 19:45 p.m. del 10 de diciembre del 2004.

En segundo lugar, se procede a determinar las tasas de crecimiento de demanda, sobre la base de los consumos históricos de energía y potencia de los clientes y del tipo de carga o actividad económica del cliente. Finalmente se proyecta la demanda de las redes de distribución 10 kV, los cuales son ajustados a la demanda de potencia del sistema eléctrico de la empresa de distribución.

4.3.1. Cálculo de la demanda de potencia de clientes MT y BT coincidentes con la máxima demanda

- Para la proyección de demanda se considera el año del ejercicio anterior como año base, que en este caso corresponde al año 2004.
- Se considera el día y hora en que se registra la máxima demanda del sistema de la empresa de distribución. La máxima demanda registrada en el sistema fue 744,8 MW ocurrido el 10 de diciembre a las 19:45 horas.
- La demanda máxima coincidente de las subestaciones de transmisión y de todas las redes de distribución 10 kV, se obtienen de los registros de demanda tomados cada 15 minutos en cada subestación. En la demanda de cada subestación, se considera la demanda de los clientes MT conectados directamente a las barras 10 kV de la subestación.

Posteriormente, para cada red de distribución 10 kV se determinan las demandas coincidentes de los clientes MT, de los clientes BT y del alumbrado público, éstas dos últimas sumadas son concentradas en la subestación de distribución (SED) a la cual pertenecen.

- La demanda coincidente asociada a cada uno de los clientes MT en una determinada red de distribución 10 kV, se obtienen de sus registros de potencia.
- La demanda preliminar de cada uno de los clientes BT de la red de distribución 10 kV, se calculan sobre la base de sus consumos históricos de energía, adicionándose si corresponde, la demanda de alumbrado público.

Cabe mencionar, que para la determinación de la demanda de los clientes BT, se emplean distintos factores de contribución efectiva a la punta del sistema, factores de coincidencia, factor de carga, factores de ponderación de los días

sábado y domingo y las horas de utilización, los cuales dependen del tipo de carga (Residencial, Comercial, Industrial y Otros). Todos esos factores fueron obtenidos del “Estudio de Sectores Típicos y Caracterización del Consumo de los Clientes de la empresa de distribución S.A.A”.

- A continuación en cada red de distribución 10 kV, se debe efectuar el ajuste de las demandas preliminares de los clientes BT, al multiplicarlos por un factor que se obtiene de dividir, la diferencia de la demanda coincidente de la red de distribución 10 kV y la suma de la demanda coincidente de todos los clientes MT y del alumbrado público entre la suma de las demandas preliminares de todos los clientes BT conectados a las SED's que pertenecen.

Con el ajuste antes mencionado, se obtiene que la demanda calculada de cada uno de los clientes BT, sean coincidentes con la máxima demanda del sistema.

4.3.2. Determinación de las tasas de crecimiento preliminar de demanda de los clientes MT Y BT por tipo de carga

Para la determinación de las tasas de crecimiento de demanda de los clientes MT y BT, previamente se requiere clasificarlos y agruparlos por nivel de tensión y según el tipo de carga (Residencial, Comercial, Industrial y Otros).

Luego, para cada nivel de tensión, se procede a sumar los consumos de energía históricos de los últimos 5 años (2000 – 2004) de todos los clientes, lográndose totalizar los consumos anuales de energía por tipo de carga en MT y BT.

Las tasas de crecimiento preliminar de demanda de energía para cada tipo de carga, se obtienen a partir de la una curva exponencial ajustada a los consumos históricos de energía totalizados.

4.3.3. Determinación de las tasas de crecimiento de demanda de redes de distribución 10 KV

Para cada SED, se calcula una tasa de crecimiento anual de demanda, igual al promedio de las tasas calculadas para cada sector de consumo, ponderado por la energía suministrada por la SED a cada uno de estos sectores.

Con la carga inicial de cada SED (obtenida en el ítem 4.3.1.) y las tasas de crecimiento de las SED's y de los clientes MT de cada red de distribución 10 kV, se procede a proyectar la demanda de estos, cuya suma nos dará la proyección de la demanda de las redes de distribución 10 kV.

La demanda de potencia proyectada y totalizada de las redes de distribución 10 kV, deben ser comparada y ajustada a la demanda de potencia obtenida de la proyección global del sistema. En el APÉNDICE E, se muestra la proyección de las redes de distribución 10 kV de la empresa de distribución.

CAPÍTULO V

PARÁMETROS PRINCIPALES PARA CÁLCULO DE COMPENSACIÓN

5.1. Curva característica de carga diaria de subestaciones de transmisión

Para determinar la curva característica de carga diaria de cada una de las subestaciones de transmisión de la empresa de distribución se sigue los siguientes pasos:

- Se utiliza los registros de potencia activa de cada una de los transformadores 60/10 kV de las subestaciones de transmisión del mes de diciembre, por ser el mes de ocurrencia de la máxima demanda simultanea de la empresa de distribución.
- Para cada una de las subestaciones de transmisión se clasifican los datos por semanas y se calcula la media geométrica para los siete días de la semana obteniendo la curva diaria típica de subestaciones de transmisión.
- Se calcula el valor máximo de la curva obtenida anteriormente y se divide a cada uno de los valores por este valor máximo, con lo cual obtenemos la curva unitaria diaria típica de las subestaciones de transmisión. En el APÉNDICE F, se encuentran las graficas de todas estas curvas unitarias.

- Considerando los valores de máxima demanda aparente de las subestaciones de transmisión mostradas en la TABLA N° 4.11, se multiplicará por la curva unitaria obtenida en el paso anterior para obtener la curva característica de carga diaria de las subestaciones de transmisión.
- Esta ultima curva obtenida será ingresada a las tablas del programa de base de datos de Microsoft Access para el cálculo de compensaciones.

5.2. Apoyo de la red de distribución 10 kV

El apoyo de la red de distribución 10 kV es la potencia que es posible abastecer desde subestaciones de transmisión que tienen interconexión a través de la red de distribución 10 kV con la subestación en contingencia.

Para el cálculo del apoyo de la red de distribución se siguieron los siguientes pasos:

- Sobre la base de la proyección de demanda de la red de distribución 10 kV mostrado en el APÉNDICE E, se corren los flujos de carga para el periodo 2005 - 2014.
- Se hace un reconocimiento de los enlaces auxiliares que existen entre las redes de distribución 10 kV de cada una de las subestaciones de transmisión.
- Para cada año y cada uno de las redes de distribución 10 kV que dispongan de enlace auxiliar, se hace una simulación de contingencia simple en la cabecera de estas redes de distribución y se calcula los porcentajes de sobrecarga.
- Solo se toma los casos donde no hay sobrecarga de las redes de distribución 10 kV, se acumula estos casos y se determina los apoyos de la red de distribución por subestaciones de transmisión.

- Los resultados son mostrados en la TABLA N° 5.1, los cuales serán usados por el programa de cálculo de compensación.

5.3. Potencia firme de subestaciones de transmisión

La potencia firme es la máxima potencia que puede entregar una subestación de transmisión en condiciones de contingencia simple y se calcula empleando la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia firme} = (\text{MVA instalados} - \text{MVA unidad mayor}) * \% \text{ sobrecarga} + \text{Apoyo MT} \quad (5.1)$$

Donde:

MVA instalados: Suma de las potencias máximas de los transformadores 60/10 kV instalados en la subestación de transmisión.

MVA unidad mayor: Potencia máxima de la unidad mayor.

% sobrecarga: Valor de sobrecarga máximo permitido definido en los criterios de planificación para condiciones de contingencia.

Apoyo MT: Apoyo de las redes de distribución 10 kV mostrados en la TABLA N° 5.1

En la TABLA N° 5.2 se muestran la potencia firme para cada una de las subestaciones de transmisión para el año 2005. La potencia firme para cada subestación de transmisión para el periodo 2005 - 2014 serán calculados por el programa de compensaciones..

TABLA N° 5.2
Potencia firme de subestaciones de transmisión

Subestación 60/10 kV	Número unidades	Potencia Instalada	Unidad de Mayor Potencia	Factor de sobrecarga	Apoyo redes distribución 10 kV	Potencia Firme	Factor de potencia	Potencia Firme
		MVA	MVA	%	MVA	MVA		MW
Ancón	2x6,0	12,00	6,00	110	1,61	8,21	0,906	7,44
Barsi	2x25	50,00	25,00	110	11,20	38,70	0,956	37,00
Canto Grande	2x25	50,00	25,00	110	0,71	28,21	0,864	24,39
Caudivilla	2x25	50,00	25,00	110	2,12	29,62	0,886	26,25
Chavarría	3x25	75,00	25,00	110	9,32	64,32	0,934	60,07
Industrial	1x25	25,00	25,00	110	10,80	10,80	0,973	10,51
Infantas	2x25	50,00	25,00	110	5,77	33,27	0,939	31,25
Jicamarca	2x25	50,00	25,00	110	0,00	27,50	0,865	23,79
Maranga	2x25	50,00	25,00	110	19,63	47,13	0,993	46,79
Mirones	3x25	75,00	25,00	110	17,34	72,34	0,987	71,40
Naranjal	2x25	50,00	25,00	110	10,80	38,30	0,911	34,90
Oquendo	2x25	50,00	25,00	110	3,67	31,17	0,962	29,97
Pando	2x25	50,00	25,00	110	15,27	42,77	0,998	42,68
Pershing	2x25	50,00	25,00	110	10,67	38,17	0,988	37,71
P. Piedra	2x25	50,00	25,00	110	4,51	32,01	0,924	29,57
Santa Marina	2x25	50,00	25,00	110	11,24	38,74	0,918	35,55
Sta Rosa Vieja	4x25	100,00	25,00	110	5,51	88,01	0,966	85,01
Tacna	3x25	75,00	25,00	110	4,70	59,70	0,950	56,71
Tomás Valle	2x25	50,00	25,00	110	8,98	36,48	0,967	35,28
Ventanilla	1x25	25,00	25,00	110	4,48	4,48	0,982	4,40
Zapallal	1x17,2+1x25	42,20	25,00	110	5,55	24,47	1,000	24,47
Chancay	1x25 + 1x8,75	33,75	25,00	110	0,00	9,63	0,984	9,47
Huacho	2x25	50,00	25,00	110	0,00	27,50	0,944	25,96
Huaral	1x25 + 1x17,2	42,20	25,00	110	0,00	18,92	1,000	18,92
Supe	1x17	17,00	17,00	110	0,00	0,00	0,931	0,00

5.4. Interrupciones mayores a 4 horas

Los artículos N° 86 de la Ley de Concesiones Eléctricas y la N° 168 de su reglamento establece que si se produce una interrupción mayor a 4 horas se compensará al usuario de la siguiente forma:

$$\text{Monto a compensar} = (\text{Energía a compensar}) \times (\text{Tarifa de compensación}) \quad (5.2)$$

Donde:

- Energía a compensar, es la energía no servida mayor a 4 horas.
- Tarifa de compensación, es la diferencia entre el costo de racionamiento (83,95 céntimos de S/./kWh para todos los sistemas eléctricos, según resolución del Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión de Energía OSINERG N° 261-2004-OS/CD) menos la tarifa correspondiente al usuario mostrado en la TABLA N° 5.3.

5.5. Calidad de suministro

La Calidad de suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir de acuerdo a las interrupciones del servicio. Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas.

TABLA N° 5.3
Precios de tarifas para los sectores típicos de la empresa de distribución

Descripción	Unidad	Sistema				
		Lima	Huacho	Huaral	Pativilca	Supe
Margen tarifario						
Baja Tensión	US\$/kWh	0,0329	0,0360	0,0400	0,0363	0,0341
Media Tensión	US\$/kWh	0,0105	0,0132	0,0180	0,0124	0,0140
Media y Baja Tensión	US\$/kWh	0,0272	0,0291	0,0301	0,0346	0,0271
Tarifa de Compensación						
Baja Tensión	US\$/kWh	0,167	0,153	0,151	0,159	0,156
Media Tensión	US\$/kWh	0,200	0,192	0,192	0,209	0,187
Media y Baja Tensión	US\$/kWh	0,175	0,165	0,170	0,163	0,167
Precios Máximos por punto de entrega para compra de energía						
	Tensión	220 kV	66 kV	60 kV	13,8 kV	66 kV
Precio de barra de la potencia de punta	US\$/kW-mes	7,006	6,833	7,006	6,768	6,833
Precio de la energía en HP	US\$/kWh	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
Precio de la energía en HFP	US\$/kWh	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
Precio Promedio de Energía	US\$/kWh	0,028	0,028	0,028	0,029	0,028
Precios de compra en barra equivalente de Media Tensión						
Precio de la potencia de punta	US\$/kW-mes	7,242	7,186	7,639	6,887	7,186
Precio de la energía en HP	US\$/kWh	0,041	0,042	0,046	0,040	0,042
Precio de la energía en HFP	US\$/kWh	0,029	0,031	0,033	0,029	0,031
Precio Promedio de Energía	US\$/kWh	0,032	0,034	0,036	0,032	0,034
Precios de compra en barra equivalente de Baja Tensión						
Precio de la potencia de punta	US\$/kW-mes	7,593	7,613	8,093	7,296	7,613
Precio de la energía en HP	US\$/kWh	0,042	0,044	0,047	0,042	0,044
Precio de la energía en HFP	US\$/kWh	0,030	0,032	0,034	0,030	0,032
Precio Promedio de Energía	US\$/kWh	0,033	0,035	0,037	0,033	0,035
Consumo Promedio mensual						
Cientes BT5	kWh/cliente	167	101	93	65	92

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.

5.5.1. Período de control

El período de control de las interrupciones es de seis (6) meses calendarios de duración.

5.5.2. Indicadores de calidad

Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden la frecuencia y duración de las interrupciones:

- **Número total de interrupciones por cliente por semestre (N):** Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Periodo de Control de un semestre.

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

El número de interrupciones programadas por expansión o refuerzo de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de 25% y por un factor de 50% a las interrupciones programadas por mantenimiento. El Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre se redondea al entero inmediato superior.

- **Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D):** Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Periodo de Control de un semestre.

$$D = \sum(K_i \bullet d_i) \quad ; \text{ (expresado en horas)} \quad (5.3)$$

Donde:

d_i Es la duración individual de la interrupción i

K_i Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones

Interrupciones programadas* por expansión o refuerzo : $K_i = 0,25$

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 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 Interrupción por Clientes (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

5.5.3. Compensaciones

Las compensaciones se realizarán a los clientes en donde la calidad de suministro no satisface las tolerancias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Las compensaciones establecidas en esta Norma son complementarias a la de los Artículos 57° y 86° de la Ley y 131° y 168° del Reglamento de la Ley de Concesiones. En consecuencia la compensación por Calidad de Suministro se efectuará en dos modalidades, compensación mensual y compensación semestral.

a) Compensación mensual

Efectuado a clientes afectados en la continuidad del suministro por interrupciones imprevistas mayores a cuatro horas y racionamientos imprevistos y programados por déficit de generación. La compensación se efectúa al mes siguiente de producida la interrupción.

El cálculo de la compensación es idéntico a lo indicado en el ítem 5.4.

b) Compensación semestral

Efectuado a clientes que en el acumulado de seis (6) meses superen los límites permitidos por la NTCSE en frecuencia y/o duración. Para efectos de la compensación 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.

La compensación se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Compensación} = e * E * \text{ENS} \quad (5.4)$$

Donde:

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

Compensación unitaria	e (US\$/kWh)
Tercera etapa (Enero 2002 a indefinido)	0,35

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

$$E = \left[1 + \frac{(N - N')}{N'} + \frac{(D - D')}{D'} \right] \quad (5.5)$$

Las cantidades sin apóstrofe representan los indicadores de calidad; mientras 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.

N : Número de interrupciones por cliente

D : Duración total ponderada de interrupciones por cliente (en horas)

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

$$ENS = \frac{ERS}{(NHS - \sum di)} \cdot D \quad \text{expresada en kWh} \quad (5.6)$$

Donde:

ERS : Energía registrada en el semestre

NHS : Número de horas del semestre

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

Cuando se llega al final del semestre y se liquida la bonificación por Calidad, se suma todas las bonificaciones ya realizadas al Cliente (compensaciones mensuales) y se descuentan de la bonificación que le corresponda por Calidad de Suministro. De esta forma no se están pagando la misma interrupción dos veces.

5.5.4. Tolerancias

La empresa de distribución, según la Resolución Directoral de Ministerio de Energía y Minas N° 005-2001-EM/DGE publicado el 6/03/01, que sustituye a la Resolución

de la Comisión de Tarifas Eléctricas N° 022-97 P/CTE, se clasifica en los siguientes sectores típicos de distribución:

TABLA N° 5.4
Sectores típicos de distribución

Sistema	Sector Típico	Calificación
Lima	1	Urbano de Alta Densidad
Huacho	2	Urbano de Media y Baja Densidad
Huaral - Chancay	2	Urbano de Media y Baja Densidad
Supe - Barranca	2	Urbano de Media y Baja Densidad
Aislados 2: Churín, Humaya, Sayán	2	Urbano de Media y Baja Densidad
Aislados 3: Canta, Ravira - Pacaraos, Yaso	3	Urbano - Rural
Aislados 4: Hoyos - Acos, Huaros	4	Rural

Sector Típico: Son instalaciones de distribución con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento.

Según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, los límites en los indicadores de Calidad de Suministro son:

TABLA N° 5.5
Límites máximos permitidos para el sector típico 1:

Nivel de Tensión (Sector Típico 1)	N' (interrupciones/s emestre)	D' (horas/ semestre)
Clientes en Muy Alta y Alta Tensión	2	4
Clientes en Media Tensión	4	7
Clientes en Baja Tensión	6	10

TABLA N° 5.6
Límites máximos permitidos para el sector típico 2:

Nivel de Tensión (Sector Típico 2)	N' (interrupciones/s emestre)	D' (horas/ semestre)
Clientes en Muy Alta y Alta Tensión	3	6
Clientes en Media Tensión	6	10
Clientes en Baja Tensión	8	13

Para los sectores típicos N° 3 y N° 4 la aplicación de la Norma Técnica de Calidad esta suspendida (Decreto Supremo N° 009-99-EM del 11.04.99).

Tratándose de Clientes en baja tensión en servicios calificados como urbano-rurales y rural, incrementar para ambos la tolerancia del número de interrupciones para clientes (N') en 50% y la tolerancia de la duración total ponderada de interrupciones por cliente (D') en un 100% para el servicio urbano-rural y 250%, para el servicio rural.

5.5.5. Obligación del suministrador

Compensar a sus clientes afectados por la deficiente calidad de suministro, en la facturación del mes siguiente de concluido el periodo 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.

Se aplicarán gradualmente las compensaciones por mala calidad de suministro a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la Norma (desde Enero 2002), 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.

5.6. Mantenimiento preventivo de transformadores de potencia 60/10 KV

Los parámetros relevantes considerados para un mantenimiento preventivo de transformadores de potencia 60/10 kV son los siguientes:

- Los trabajos por mantenimiento preventivo de un transformador de potencia de la empresa de distribución se realizan en mayor porcentaje los días domingo, sobre la base del análisis realizado por el área de mantenimiento, planificación y centro de operación.
- Este análisis hace un estudio de los diagramas de carga (ver APÉNDICE F) diarios de cada subestación de transmisión, del cual se aprecia que los días domingo son los de menor carga de la subestación, por lo que el riesgo de operación por alguna falla del propio transformador ó externa no tendría un gran impacto ante los clientes asociados a la subestación de falla.
- El tiempo empleado para realizar este tipo de mantenimiento es de 8 horas en promedio, siendo las actividades relevantes las mostradas en la TABLA N° 5.7.
- Los transformadores de potencia 60/10 kV son sometidos a mantenimiento preventivo con una frecuencia de una vez por año, según las recomendaciones efectuadas por los fabricantes de estos equipos y la larga experiencia con que cuenta el área de mantenimiento de la empresa de distribución.

TABLA N° 5.7
Actividades relevantes por mantenimiento preventivo de transformadores de potencia
60/10 kV

Ítem	Actividad	Tiempo Empleado (Hora)
a)	Limpieza externa del transformador 60/10 kV - Utilización de sustancia limpiadora.	3,0
b)	Retiro de manchas de aceite o grasas de las superficies externas del transformador 60/10 kV - Utilización de desengrasantes ó disolventes.	1,5
c)	Limpieza de los aisladores bushing de los transformadores 60/10 kV - Utilización solvente dieléctrico y siliconado para subestaciones interiores y exteriores respectivamente.	1 (*)
d)	Desconexión y conexión electromecánica de los ventiladores de refrigeración de los transformadores 60/10 kV - Limpieza general.	2,0
e)	Limpieza interna de las cajas de mando de ventiladores y equipos de control y medida (contactores, llaves térmicas) - Reajuste de bornes de conexión.	1 (*)
f)	Limpieza de los cables de comunicación 10 kV - Se realiza el levantado de canaletas.	2 (*)
g)	Pruebas funcionales de las señales que emite el transformador 60/10 kV (Relé Busholl, Relé de imagen térmica, señales de temperatura, etc).	1,5

(*) Estas actividades se superponen a otras que se desarrollan en forma paralela.

5.7. Mantenimiento correctivo de transformadores de potencia 60/10 KV

Los parámetros relevantes considerados para un mantenimiento correctivo producido por la falla en uno de los transformadores de potencia 60/10 kV de cada subestación son los siguientes:

- El tiempo asociado a la duración de una falla de uno de los transformadores 60/10 kV de las subestaciones de transmisión están indicados en la TABLA N° 5.8, la cual esta en función de diversas actividades que consideran principalmente la ubicación de la subestación fallada para el traslado del transformador de reserva, que va ha estar condicionada por la hora de ocurrencia de la falla, luego el tiempo para el traslado interno dentro de la subestación, la adecuación de barras, la instalación eléctrica y mecánica y finalmente las pruebas funcionales que se realizan al transformador antes de ponerlo en servicio.

TABLA N° 5.8

Actividades relevantes por mantenimiento correctivo o falla de transformadores de potencia 60/10 kV

Subestaciones 60/10 kV	Tiempo promedio (horas)	Traslado Externo del Transformador	Traslado Interno del Transformador	Adecuación de Barras	Instalación Eléctrica y Mecánica	Pruebas Funcionales
Ancón	24	10	4	3	5	2
Barsi	24	10	4	3	5	2
Canto Grande	24	10	4	3	5	2
Caudivilla	24	10	4	3	5	2
Chavarría (*)	12	0	3	3	4	2
Industrial (*)	12	0	3	3	4	2
Infantas	24	10	4	3	5	2
Jicamarca	24	10	4	3	5	2
Maranga	24	10	4	3	5	2
Mirones	24	10	4	3	5	2
Naranjal	24	10	4	3	5	2
Oquendo	24	10	4	3	5	2
Pando	24	10	4	3	5	2
Pershing	24	10	4	3	5	2
Puente Piedra	24	10	4	3	5	2
Santa Marina	24	10	4	3	5	2
Santa Rosa (*)	14	0	4	3	5	2
Tacna	24	10	4	3	5	2
Tomás Valle	24	10	4	3	5	2
Ventanilla	24	10	4	3	5	2
Zapallal	24	10	4	3	5	2
Chancay	26	12	4	3	5	2
Huacho	28	14	4	3	5	2
Huaral	26	12	4	3	5	2
Supé	28	14	4	3	5	2

(*) En las Subestaciones 60/10 kV Chavarría, Industrial y Santa Rosa existen transformadores 60/10 kV de reserva

5.8. Compensación por mantenimiento preventivo y correctivo de transformadores 60/10 KV

Para calcular las compensaciones por mantenimiento preventivo y correctivo de transformadores 60/10 kV en que se incurre por Ley de Concesiones Eléctricas (ver ítem 5.4.), Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (ver ítem 5.5.), y las pérdidas económicas por energía dejada de vender se consideran lo siguiente:

- Los diagramas de carga diaria unitaria para cada subestación de transmisión mostrados en el APÉNDICE F.
- Los valores de la demanda máxima aparente de cada subestación de transmisión mostrado en la TABLA N° 4.11 se multiplica por la curva diaria unitaria del paso anterior, obteniendo como resultado la curva de carga diaria de cada subestación de transmisión para el período 2005 - 2014.
- Utilizando la potencia firme de cada subestación de transmisión mostrado en la TABLA N° 5.2 se compara con los diagramas de carga diario obtenido en el paso anterior.
- Para el caso donde la demanda de las subestaciones de transmisión este por debajo de sus potencias firmes no habrá compensaciones por Ley de Concesiones Eléctricas, Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos, y pérdidas económicas por energía dejada de vender.
- Para cuando la demanda de las subestaciones de transmisión este por encima de sus potencias firmes se tendrá las siguientes consideraciones:

5.8.1. Compensaciones por Ley de Concesiones Eléctricas y Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos

- Cuando la interrupción por mantenimiento preventivo y correctivo tenga una duración menor al tiempo máximo permitido por la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos “D” (ver ítem 5.5.4.) y mayor a las 4 horas, la compensación que se aplicara será la establecida por la compensación por “Interrupciones mayores a 4 horas” (ver ítem 5.4 “LCE”).
- Para las interrupciones mayores a 10 horas se determinará la energía que esta por encima de la potencia firme para cada una de las subestaciones de transmisión, tal como se muestra en la Fig.5.1, que es un caso aplicado a la subestación 60/10 kV Tomas Valle para el año 2005.

Estas energías calculadas para cada subestación de transmisión serán utilizadas para determinar las compensaciones establecidas en la NTCSE (ver ítem 5.5).

5.8.2. Pérdidas económicas por energía dejada de vender

Las pérdidas económicas por energía dejada de vender serán, la energía no suministrada a los clientes por efecto del mantenimiento preventivo y/o correctivo de las subestaciones de transmisión. Esta energía se valoriza utilizando el margen tarifario establecido para los clientes, mostrado en la TABLA N° 5.3.

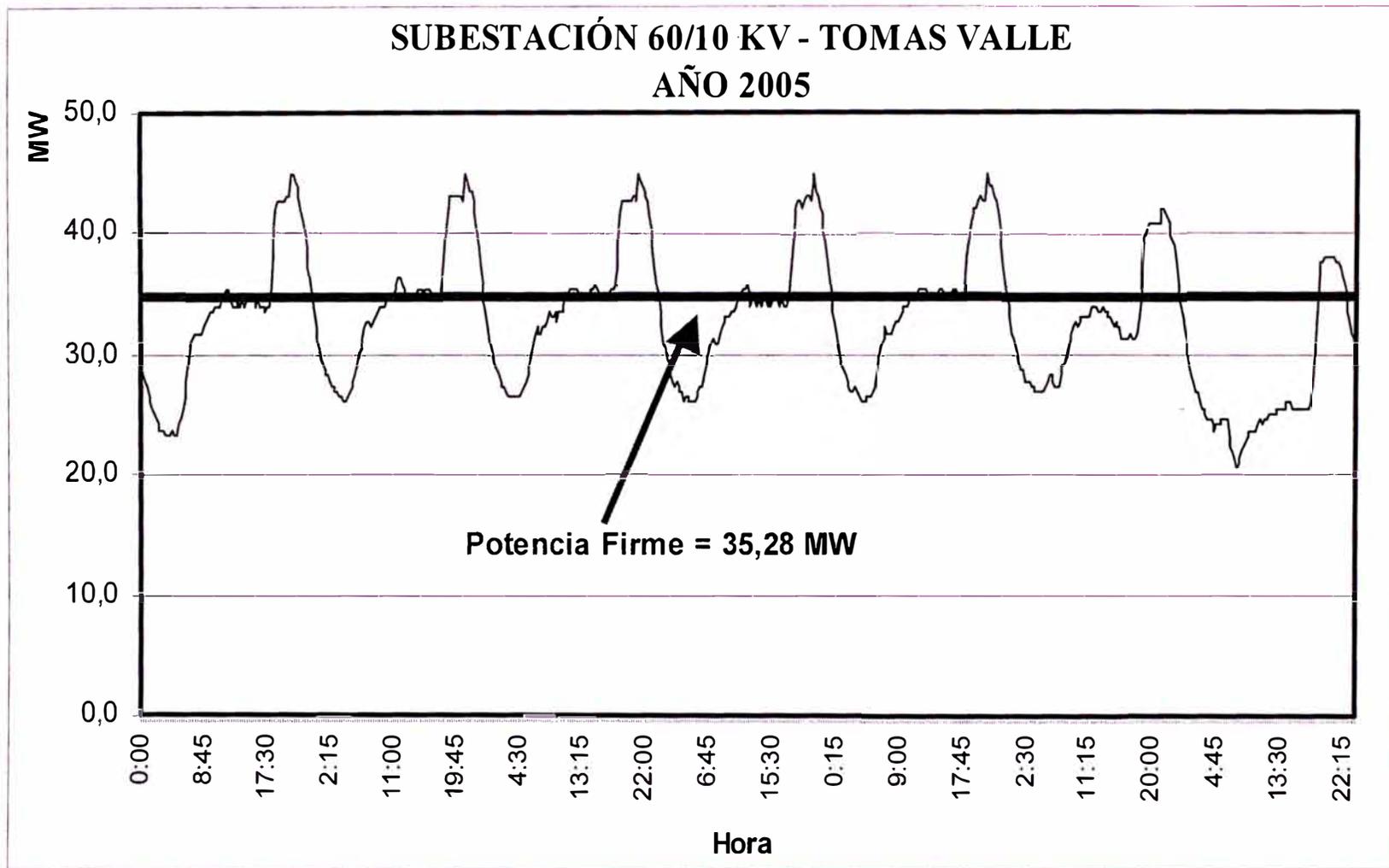


Fig. 5.1
Curva carga diaria versus potencia firme en subestación 60/10 kV Tomás Valle

CAPÍTULO VI

CÁLCULO DE COMPENSACIÓN ANTE FALLA DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA 60/10 KV

6.1. Metodología para el cálculo de compensaciones

La metodología a utilizar para el cálculo de compensaciones en que incurre una empresa de distribución por el mantenimiento preventivo y correctivo ante falla de un transformador de potencia 60/10 kV de acuerdo a lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas, Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y las pérdidas económicas por energía dejada de vender considera lo siguiente:

- El pronóstico de la demanda global de potencia y energía utilizando modelos econométricos, la demanda por subestaciones de transmisión y la proyección de demanda de las redes de distribución 10 kV para los próximos diez años.
- Los apoyos entre redes de distribución 10 kV de las subestaciones de transmisión, y la potencia firme de cada una de las subestaciones.

- La curva característica de carga diaria de cada una de las subestaciones de transmisión, tomando como referencia el mes de ocurrencia de la máxima demanda simultanea de la empresa de distribución ocurrida el 10 de diciembre del año 2004.
- Los tiempos empleados para el reemplazo del transformador por mantenimiento correctivo ó falla para cada una de las subestaciones de transmisión.
- En la mayoría de los casos el mantenimiento preventivo de los transformadores 60/10 kV se realizan en días domingos con una duración de 8 horas como promedio.
- Los parámetros e indicadores definidos por la Ley de Concesiones Eléctricas y la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos, para la evaluación de compensaciones.
- Los costos por margen tarifario para determinar las pérdidas económicas por energía dejada de suministrar.
- El costo de racionamiento determinado Comisión de Tarifas Eléctricas a través de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria.

Finalmente estas premisas son modeladas en el programa de base de datos Microsoft Access, con el fin de obtener las compensaciones por mantenimiento preventivo y correctivo de los transformadores de potencia 60/10 kV y las perdidas económicas por energía dejada de suministrar para cada una de las subestaciones de transmisión de la empresa de distribución.

6.2. Criterios de riesgo técnico

Los criterios de riesgo técnico son aquellos que determinan los niveles aceptados de carga en cada elemento del sistema y los niveles de voltajes en cada punto del sistema eléctrico de la empresa de distribución, tanto ante condiciones normales de operación (N) como ante simple contingencia (N-1).

6.2.1. Condiciones normales de operación

Los criterios de riesgo técnico para condiciones normales de operación no consideran sobrecarga en los transformadores de potencia 60/10 kV, por lo que deben ser operados hasta su capacidad nominal o potencia ONAF.

6.2.2. Condiciones de contingencia simple

Los criterios de riesgo técnico para condiciones de contingencia simple consideran que para enfrentar una emergencia producto de la falla de un transformador de potencia 60/10 kV ante una máxima demanda esperada, los transformadores 60/10 kV que queden en servicio se asume que pueden soportar por periodos de tiempos cortos, una sobrecarga del 10% de su capacidad nominal, siempre que esto no represente una situación de riesgo para el equipo.

El nivel de sobrecarga a los que se someta cada transformador 60/10 kV dependerá de sus propias características constructivas, de su antigüedad, de su mantenimiento, etc.

6.2.3. Análisis de las subestaciones de transmisión

Los criterios definidos para una nueva inversión en transformadores 60/10 kV son los siguientes:

a) Ampliación de capacidad de transformación 60/10 kV en subestaciones de transmisión existentes

Si en condiciones normales de operación, una vez optimizada la red existente y analizados los efectos de los traspasos de carga entre transformadores 60/10 kV adyacentes para satisfacer la demanda pronosticada en un determinado sector, tuviera como resultado que un transformador 60/10 kV toma una carga mayor a su capacidad nominal; se entiende que resulta necesario ampliar la capacidad de transformación de la subestación de transmisión existente.

Este aumento de capacidad puede consistir en el reemplazo de una unidad por otra de mayor capacidad o en la instalación de una nueva.

b) Nuevas subestaciones de transmisión

Se requiere de una nueva subestación de transmisión, cuando se necesita ampliar la capacidad transformadora instalada para satisfacer la demanda de un sector y no es técnica ni económicamente factible realizarlas en las subestaciones cercanas existentes (falta de espacio físico para las instalaciones, saturación para las salidas de las redes de distribución 10 kV, etc.), o cuando los problemas de calidad de servicio sólo son solucionables acercando la fuente al centro de carga.

6.3. Programa para cálculo de compensación

Para el cálculo de las compensaciones en que incurre una empresa de distribución por mantenimiento preventivo y correctivo por una falla de uno de los transformadores de potencia 60/10 kV en cualquiera de las subestaciones de la empresa de distribución, de acuerdo a lo establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas y Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos, se hace uso del programa de base de datos Microsoft Access, al cual se le ingresará las tablas, consultas y formularios necesarios que permitan realizar este procedimiento, con el fin de que genere un reporte con los resultados de las compensaciones por mantenimiento preventivo y/o correctivo en cada una de las subestaciones de transmisión.

A continuación se describe los pasos a seguir en el modelamiento del programa de base de datos Microsoft Access:

Se crean las siguientes tablas:

- Los años en que se va a realizar el cálculo, que comprende el periodo 2005 - 2014.
- Cargas diarias típicas de subestaciones de transmisión obtenidas en el APÉNDICE F.
- Para el mantenimiento preventivo y correctivo ó falla del transformador de potencia, se ingresa la fecha de ocurrencia y comienzo del mantenimiento, además del tiempo que demoran estos eventos. Los porcentajes de sobrecarga de los transformadores de potencia según lo establecido en los criterios de planificación, los cuales consideran el 10% de sobrecarga.

- Máximas demanda aparente de las subestaciones de transmisión que se encuentran en la TABLA N° 4.11.
- Los costos definidos para el margen tarifario, costo de racionamiento, indicadores de calidad “e”, “N” y “D”, para cada sector típico de la zona de concesión de la empresa de distribución (ver Ítem 5.5).
- Datos transformadores de potencia 60/10kV, potencia instalada y numero de unidades, obtenidos del APÉNDICE B.
- Apoyo entre redes de distribución 10 kV que se muestran en la TABLA N° 5.1.

Se crean las siguientes consultas:

- La potencia a compensar por las subestaciones de transmisión para el mantenimiento preventivo y correctivo.
- La energía a compensar y las horas de racionamiento para el mantenimiento preventivo y correctivo.
- Cálculo de la energía a compensar por Ley de Concesiones Eléctricas.

Y finalmente se crea un formulario para la generación de reportes de compensaciones en las subestaciones de transmisión por el mantenimiento preventivo y correctivo de un transformador de potencia 60/10 kV en una empresa de distribución.

6.4. Resultados del cálculo de compensación

Luego de haber terminado de ingresar las tablas y haber creado las consultas y formularios en el Microsoft Access, procederemos a ejecutar el programa, para lo cual calcularemos las compensaciones para los siete días de la semana.

Los resultados del programa y las compensaciones por mantenimiento preventivo y correctivo de transformadores de potencia 60/10 kV se muestran en las TABLAS del N° 6.1. al 6.7.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Las compensaciones y la energía dejada de suministrar por el mantenimiento preventivo o correctivo de un transformador de potencia para cualquier subestación de transmisión están en función de su demanda eléctrica, la potencia firme disponible, transformadores de reserva 60/10 kV, el apoyo que existe entre las redes de distribución 10 kV y la estadística de falla de las subestaciones de transmisión.
2. Este programa de cálculo de compensaciones permitirá al área de planificación hacer una mejor sustentación de los proyectos de inversión referidos a la ampliación por incremento de demanda de la subestación, instalación de una unidad adicional para minimizar los pagos por compensación ante un mantenimiento correctivo, hacer una renovación de transformadores de potencia que han cumplido con su vida útil y que operan en zonas de alta densidad de carga.
3. Además, con este programa de cálculo de compensaciones el área de mantenimiento de transformadores podrá hacer una optimización del parque

de transformadores de potencia 60/10 kV, en donde podrá evaluar de acuerdo a las estadísticas de fallas de cada transformador y de acuerdo a la carga abastecida, realizar un movimiento de transformadores de tal forma que en zonas de baja densidad de carga se encuentren los transformadores con alta probabilidad de falla.

4. Este programa para el cálculo de las compensaciones en que se incurre por el mantenimiento preventivo y correctivo por falla de un transformador de potencia 60/10 kV es desarrollado en un sistema de base de datos Microsoft Access, en la que la salida de resultados es a través de formularios del mismo Microsoft Access las cuales pueden ser personalizadas a criterio del usuario.

RECOMENDACIONES

1. Al ser los transformadores de potencia 60/10 kV los equipos principales dentro del sistema eléctrico de una empresa de distribución, es de vital importancia disponer de un programa que calcule las compensaciones en que se incurre por el mantenimiento preventivo y correctivo por falla de uno de estos equipos según lo establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas y La Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos, además de las pérdidas económicas por energía dejada de suministrar a sus clientes.
2. Este programa para cálculo de compensaciones se recomienda ser usado por cualquier área de la Ingeniería Eléctrica, siendo sus aplicaciones las redes eléctricas de alta, media y baja tensión.

APÉNDICES

APÉNDICE A

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA 60/10 KV

UBICACIÓN		DATOS DEL TRANSFORMADOR							DATOS DEL CONMUTADOR				
SUBESTACIÓN	CIRCUITO	N° KARDEX	N° FABRICA	AÑO FABRI.	MARCA	TIPO	POT. (MVA)	CONEX.	MARCA	TIPO	LADO (kV)	N° FABRICA	N° DE DIAG.
ANCON	TR N° 1	500053	L-30087	1976	BBICT	TD2RN	6	Dyn5	MR	M III 500	60	82683	-
	TR N° 2	500035	L-10227	1966	BBC	TFRKaw	6	Yd5	MR	C III Y 250 60	60	32301	10191W
BARSÍ	TR N° 1	50500026	L-30438	1995	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350 / 76	60	142184	14271W
	TR N° 2	50500027	L-30439	1995	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350 / 76	60	142185	14271W
CANTO GRANDE	TR N° 1	500078	L-30405	1990	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350 / 60	60	137876	14271G
	TR N° 2	50500010	161330T1	1995	DELCROSA	TO-CH-ONAF	25	YNd5	MR	V III Y 350 76	60	143616	14271W
CAUDIVILLA	TR N° 1	50500041	LP-000889	1998	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III 350 Y 76	60	147201	14271W
	TR N° 2	50500049	PT-0022-1	2000	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350 / 76	60	149892	14271WR
CHAVARRIA	TR N° 1	500028	B-607399	1963	BBC BADEN	TRFK adh	25	Yd5	BBC	LS	60	B-1343405	-
	TR N° 2	50500011	161120T1	1995	DELCROSA	TO-CH-ONAF	25	YNd5	MR	V III Y 350 76	60	142041	14271W
	TR N° 3	50500053	BE-8887/3	2002	CROMPTON GREAVES	BE-8887	25	Yd5	MR	V III 350 Y / 40	60	542045	14271WR
INDUSTRIAL	TR N° 1	50500045	BE-8815/1	2001	CROMPTON GREAVES	BE 8815	25	YNd5	MR	V III Y 350 / 40	60	540772	14271W
INFANTAS	TR N° 1	50500043	PT-0021-1	2000	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	VIII 350Y 76	60	149890	14271WR
	TR N° 2	50500048	LP-000890	1998	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III 350 Y 76	60	147202	14271W
JICAMARCA	TR N° 1	500065	L-30302	1982	BBICT	TD2LF	25	Dyn5	MR	M III D 300 / 60	60	88102	14271G
	TR N° 2	50500047	BE 8815/3	2001	CROMPTON GREAVES	BE 8815	25	YNd5	MR	V III Y 350 / 40	60	540774	14271W
MARANGA	TR N° 1	500068	123156 T	1983	DELCROSA	TO-CH-ONAF	25	Dyn5	MR	V III D 350 / 76	60	132858	14271W
	TR N° 2	50500029	161504T	1997	DELCROSA	TO-CH-ONAF	25	YNd5	MR	V III Y 350 / 76	60	144937	14271G
MIRONES	TR N° 1	50500016	L-30435	1993	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350 / 60	60	140713	14271W
	TR N° 2	500076	L-30404	1990	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350 / 60	60	137875	14271G
	TR N° 3	500044	B-615154	1968	BBC BADEN	TRFK adh	25	Yd5	BBC	LSF 60k	60	B-1572595	-
NARANJAL	TR N° 1	500024	B-603061	1962	BBC BADEN	TRFKdw	25	Yd5	BBC	LSF 60 K	60	B-1207462	-
	TR N° 2	50500046	BE-8815/2	2001	CROMPTON GREAVES	BE 8815	25	YNd5	MR	VIII Y 350 / 40	60	540773	14271W
OQUENDO	TR N° 1	500061	L-30298	1982	BBICT	TD2LF	25	Dyn5	MR	M III D 300 / 110C	60	88098	14271G
	TR N° 2	50500004	L-30469	1995	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350 / 60	60	140717	14271W

UBICACIÓN		DATOS DEL TRANSFORMADOR							DATOS DEL CONMUTADOR				
SUBESTACIÓN	CIRCUITO	Nº KARDEX	Nº FABRICA	AÑO FABRI.	MARCA	TIPO	POT. (MVA)	CONEX.	MARCA	TIPO	LADO (kV)	Nº FABRICA	Nº DE DIAG.
PANDO	TR Nº 1	500079	132011 T	1990	DELCROSA	TO-CH-ONAF	25	YNd5	MR	V III Y 350 / 60	60	137786	14271W
	TR Nº 2	50500005	161483T	1997	DELCROSA	TO-CH-ONAF	25	YNd5	MR	VIII Y 350 / 76	60	144938	14271G
PERSHING	TR Nº 1	50500012	160968 T	1993	DELCROSA	TO-CH-ONAF	25	YNd5	MR	V III Y 350 / 76	60	140716	14271W
	TR Nº 2	50500044	PT-0019-1	2000	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350 / 76	60	149893	14271WR
PUENTE PIEDRA	TR Nº 1	50500035	L-30502	1997	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	VIII 350Y 76	60	145161	14271W
	TR Nº 2	50500050	PT-0020-1	2000	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	VIII 350Y 76	60	149891	14271WR
SANTA MARINA	TR Nº 1	500054	L-30156	1977	BBICT	TD2MF	25	YNd5	MR	M III Y 300 / 60	60	83889	-
	TR Nº 3	50500018	161795	1999	DELCROSA	TO-CH-ONAF	25	YNd5	MR	V III Y 350 / 76	60	147995	14271W
SANTA ROSA ANTIGUA	TR Nº 1	50500051	BE-8887/1	2002	CROMPTON GREAVES	BE 8887	25	YNd5	MR	V III 350 Y / 40	60	542046	14271WR
	TR Nº 2	500025	B-605960	1962	BBC BADEN	TRFKdapw	25	Yd5	BBC	LS	60		-
	TR Nº 3	500021	B-131484	1959	BBC BADEN	TRKdw	25	Yd5	BBC	LS	60	B-1207461	-
	TR Nº 4	50500015	L-30009	1974	BBICT	TD2MF	25	YNd5	MR	M III Y.300 / 60	60	80708	14273G
TACNA	TR Nº 1	50500052	BE-8887/2	2002	CROMPTON GREAVES	BE 8887	25	YNd5	MR	V III 350 Y / 40	60	542044	1427WR
	TR Nº 2	500029	B-607400	1963	BBC BADEN	TRFK adh	25	Yd5	BBC	LS	60	B-1207463	-
	TR Nº 3	500064	L-300301	1982	BBICT	TD2LF	25	Dyn5	MR	M III D 300 / 110C	60	88101	14271G
TOMAS VALLE	TR Nº 1	50500001	L-30470	1995	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350 / 76	60	142039	14271W
	TR Nº 2	50500002	L-30471	1995	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350 / 76	60	143617	14271W
VENTANILLA	TR Nº 1	50500048	BE 8815/4	2001	CROMPTON GREAVES	BE 8815	25	YNd5	MR	VIII Y 350 / 40	60	540775	14271W
ZAPALLAL	TR Nº 1	500014	B-123139	1955	BBC BADEN	TRKw	17,2	Yd5	BBC	LS	60	B-126815	-
	TR Nº 2	500022	B-601238	1960	BBC BADEN	TRFKdw	25	Yd5	BBC	LS	60	B-1062600	-
CHANCA Y	TR Nº 1	500046	L-11128	1972	BBC	TEKRaw	8,75	YNd5	MR	C III Y 250 60	60	34380	10191W
	TR Nº 2	500062	L-30299	1982	BBICT	TD2LF	25	Dyn5	MR	MIII D 300 60	60	88099	14271G
HUARAL	TR Nº 1	500013	B-93034	1951	BBC BADEN	TRKw	17,2	YNd5	BBC	LS	60	B-1572593	-
	TR Nº 2	500023	B-603060	1962	BBC BADEN	TRFKdw	25	YNd5	MR	VIII Y 350	60	139274	14271G
SUPE	TR Nº 1	50500003	L-30290	1981	BBICT	TD2LN	14	YNd5	MR	VIII Y 200	66	130948	10193G
HUACHO	TR Nº 1	50500025	L-30496	1997	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	VIII 350Y 76	66	144939	14271W
	TR Nº 2	50500008	L-30497	1997	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	VIII 350Y 76	66	144866	14271W

APÉNDICE B

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN

Nombre	Línea	Tensión	Longitud		Conductor		
		(kV)	(Km)	Tramo	Sección (mm ²)	Corr. Perm (A)	Corr. Máx (A)
LIMA – CALLAO							
Chavarría - Barsi	L - 2005	220	3,156	aéreo	491 AA	860	990
Chavarría - Barsi	L - 2006	220	2,695	aéreo	491 AA	860	990
Chavarría - Barsi	L - 2005/2006	220	5,399	aéreo	491 AA	860	990
Chavarría - Barsi	L - 2005	220	1,000	subte	1 200 Cu	880	1030
Chavarría - Barsi	L - 2006	220	1,000	subte	1 200 Cu	880	1030
Subtotal			18,649				
Sta Rosa - Tacna	L - 607	60	2,892	subte	120 Cu	225	276
Sta Rosa - Tacna	L - 608	60	2,892	subte	120 Cu	225	276
Sta Rosa - Tacna	L - 614	60	2,803	subte	400 Cu	411	505
Sta. Rosa - Tacna	L - 613	60	2,950	subte	400 Cu	700	750
Sta Rosa - T1	L - 696	60	0,253	subte	500 Cu	750	1045
Sta Rosa - T1	L - 695	60	0,545	aéreo	304 AA	540	660
T1 - Deriv C. Grande	L - 695/696	60	6,699	aéreo	304 AA	540	660
Deriv C. Grande - Jicamarca	L - 696/687	60	8,118	aéreo	304 AA	540	660
Deriv C. Grande - C. Grande	L - 695/687	60	1,078	aéreo	304 AA	540	660
Sta Rosa Ant. - Sta Rosa N.	L - 701	60	0,167	aéreo	304 AA	540	660
Sta Rosa Ant. - Sta Rosa N.	L - 701	60	0,081	aéreo	297 AA	540	660
Barsi - Pershing	L - 615	60	1,042	subte	325 Cu	580	670
Barsi - Pershing	L - 615	60	1,898	subte	304 Cu	530	600
Barsi - Maranga	L - 616	60	1,042	subte	325 Cu	580	670
Barsi - Maranga	L - 615/616	60	2,275	aéreo	304 AA	540	660
Maranga - Pershing	L - 646/615	60	3,960	aéreo	304 AA	540	660
Maranga - Pershing	L - 646	60	1,898	subte	304 Cu	530	600
Barsi - Pando	L - 661	60	0,928	subte	600 Cu	700	750
Barsi - Mirones	L - 662	60	0,928	subte	600 Cu	700	750
Barsi - Deriv Mirones	L - 661/662	60	2,935	aéreo	304 AA	540	660
Barsi - Deriv Mirones	L - 661	60	1,257	subte	304 Cu	700	750
Barsi - Deriv Mirones	L - 662	60	1,257	subte	304 Cu	700	750
Barsi - Deriv Mirones	L - 661/662	60	1,553	aéreo	304 AA	540	660
Deriv Mirones - Mirones	L - 662	60	0,781	subte	500 Cu	700	750
Deriv Mirones - Mirones	L - 664	60	0,781	subte	500 Cu	700	750
Deriv Mirones - Pando	L - 664	60	1,176	subte	304 Cu	700	750
Deriv Mirones - Pando	L - 661	60	1,176	subte	304 Cu	700	750
Deriv Mirones - Pando	L - 664 /661	60	0,616	aéreo	304 AA	540	660
Chavarría - T. Valle	L - 626	60	3,741	aéreo	304 AA	540	660
Chavarría - T. Valle	L - 626	60	0,912	subte	500 Cu	700	750
Barsi - Sta Marina	L - 623	60	4,109	aéreo	304 AA	540	660
Barsi - Sta Marina	L - 623	60	4,127	subte	500 Cu	750	1045
Barsi - Sta Marina	L - 624	60	3,815	aéreo	304 AA	540	660
Sta Marina - Maranga	L - 645	60	5,131	aéreo	304 AA	540	660
Sta Marina - Maranga	L - 645	60	0,494	subte	500 Cu	700	750
Chavarría - Mirones	L - 621	60	1,060	aéreo	304 AA	540	660
Chavarría - Mirones	L - 622	60	1,084	aéreo	304 AA	540	660
Chavarría - Mirones	L - 621/622	60	6,002	aéreo	304 AA	540	660
Barsi - Industrial	L - 689/690	60	1,898	aéreo	304 AA	540	660
Chavarría - Deriv T. Valle	L - 617/618	60	3,849	aéreo	304 AA	540	660
Deriv. T. Valle - T. Valle	L - 617/699	60	3,092	aéreo	304 AA	540	660
Deriv. T. Valle - Oquendo	L - 618/699	60	4,448	aéreo	304 AA	540	660
Chavarría - Deriv. Caudivilla	L - 625/636	60	7,842	aéreo	304 AA	540	660
Deriv. Caudivilla - Caudivilla	L - 625/635	60	5,803	aéreo	304 AA	540	660
Deriv. Caudivilla - Deriv. P.Piedra	L - 635/636	60	6,910	aéreo	304 AA	540	660
Deriv. P.Piedra - Zapallal	L - 635/686	60	5,816	aéreo	304 AA	540	660
Deriv. P.Piedra - P. Piedra	L - 636/686	60	0,346	aéreo	304 AA	540	660
Chavarría - Deriv. Naranjal	L - 697/698	60	3,543	aéreo	304 AA	540	660
Deriv. Naranjal - Infantas	L - 692/697	60	3,396	aéreo	304 AA	540	660
Deriv. Naranjal - Naranjal	L - 692/698	60	0,508	aéreo	304 AA	540	660
Zapallal - Deriv Ventanilla	L - 650/651	60	4,494	aéreo	304 AA	540	660

Nombre	Línea	Tensión	Longitud		Conductor		
		(kV)	(Km)	Tramo	Sección (mm ²)	Corr. Perm (Λ)	Corr. Máx (Λ)
Deriv Ventanilla - Ventanilla	L - 651	60	0,050	aéreo	304 AA	540	660
Deriva Ventanilla - La Pampilla	L - 651	60	5,630	aéreo	304 AA	540	660
Oquendo - La Pampilla	L - 652	60	6,636	aéreo	304 AA	540	660
Subtotal			230,196				
TOTAL			248,844				

NORTE CHICO							
Paramonga - Deriv. Supe	L - 694	66	16,675	aéreo	152 AA	250	290
Deriv. Supe - Huacho	L - 694	66	17,662	aéreo	304 AA	540	660
Deriv. Supe - Huacho	L - 694	66	5,626	aéreo	152 AA	250	660
Deriv. Supe - Huacho	L - 694	66	14,548	aéreo	304 AA	540	660
Deriv. Supe - Supe	L - 693	66	1,643	aéreo	304 AA	540	660
Huacho(REP) - Huacho	L - 685	66	13,408	aéreo	304 AA	540	660
Subtotal			69,562				
Zapallal - Deriv. Ancón	L - 669/672	60	8,159	aéreo	120 AA	300	370
Deriv. Ancón - Chancay	L - 669/670	60	26,737	aéreo	120 AA	300	370
Chancay - Huaral	L - 670/671	60	14,104	aéreo	120 AA	300	370
Deriv. Ancón - Ancón	L - 670/672	60	1,600	aéreo	120 AA	300	370
Subtotal			101,200				
TOTAL			170,762				

RESUMEN DE LAS LINEAS DE TRANSMISION (km)

Tensión (kV)	Simple terna			Doble terna			Longitud total		
	Aéreo	Subterráneo	Total	Aéreo	Subterráneo	Total	Aéreo	Subterráneo	Total
220	5,85	2,00	7,85	5,40		5,40	16,65	2,00	18,65
66	69,56		69,56				69,56		69,56
60	32,25	27,59	59,84	135,78		135,78	303,81	27,59	331,39
Total	107,66	29,59	137,25	141,18		141,18	390,02	29,59	419,61

APÉNDICE C

SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN

SUBESTACION	RELACION TRANSFORMACION (kV)	NUMERO UNIDADES	POTENCIA INSTALADA (MVA) (**)
1 Barsi	220/60	2x85 + 1x120	290,00
2 Chavarria	220/60	2x120 + 1x180	420,00
3 Sta. Rosa Nueva	220/60	2x85	170,00
Subtotal			880,00
20 Ancón	60/10	2x6	12,00
(*) Barsi	60/10	2x25	50,00
4 C. Grande	60/10	2x25	50,00
5 Caudivilla	60/10	2x25	50,00
(*) Chavarria	60/10	3x25	75,00
6 Industrial	60/10	1x25	25,00
7 Infantas	60/10	2x25	50,00
8 Jicamarca	60/10	2x25	50,00
9 Maranga	60/10	2x25	50,00
10 Mirones	60/10	3x25	75,00
11 Naranjal	60/10	2x25	50,00
12 Oquendo	60/10	2x25	50,00
13 Pando	60/10	2x25	50,00
14 Pershing	60/10	2x25	50,00
21 P. Piedra	60/10	2x25	50,00
15 Santa Marina	60/10	2x25	50,00
(*) Sta. Rosa Vieja	60/10	4x25	100,00
16 Tacna	60/10	3x25	75,00
17 Tomás Valle	60/10	2x25	50,00
18 Ventanilla	60/10	1x25	25,00
19 Zapallal	60/10	1x25 + 1x17,2	42,20
22 Huaral	60/10	1x17,2 + 1x25	42,20
23 Chancay	60/10	1x8,75 + 1x25	33,75
Subtotal			1155,15
24 Huacho	66/10	2x25	50,00
25 Supe	66/10	1x17	17,00
Subtotal			67,00
TOTAL			2 102,15

(*) SET contabilizado líneas arriba.

N°	Subestación	1999												2000											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
1	ANCON	0.0	0.0	5.2	3.6	3.2	3.4	3.5	3.2	1.6	1.7	2.6	1.8	5.3	5.5	5.3	5.1	3.7	3.4	3.5	3.3	3.4	3.4	3.5	5.6
2	BARSI	44.0	42.7	42.1	42.2	42.3	44.6	46.0	44.8	43.8	43.5	43.4	41.0	43.7	42.7	41.5	40.7	38.7	39.1	40.7	42.0	42.6	40.9	43.0	39.6
3	CANTO GRANDE	27.6	28.3	28.3	28.6	27.7	27.2	27.1	27.1	27.6	28.6	24.9	27.4	26.0	26.2	26.0	26.1	27.6	25.0	25.4	29.7	25.6	26.2	27.5	29.5
4	CAUDIVILLA	25.4	24.9	24.3	23.6	25.2	22.8	22.5	22.6	22.8	23.0	23.2	26.6	25.5	24.4	24.3	23.9	23.3	23.3	22.4	22.8	24.8	24.2	24.4	26.5
5	CHAVARRIA	66.0	67.4	68.5	69.2	66.7	66.1	66.8	65.8	67.6	68.0	69.5	69.9	70.6	64.3	64.9	64.0	63.6	61.4	61.2	61.5	61.5	62.0	62.7	63.9
6	INDUSTRIAL													0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.2	
7	INFANTAS	52.4	53.4	54.0	52.6	51.7	52.9	51.2	51.4	51.1	51.3	51.4	51.4	52.2	44.0	43.6	43.8	43.4	40.9	41.3	42.2	43.0	42.2	42.6	43.8
8	JICAMARCA	11.8	11.9	12.2	12.2	11.2	11.4	11.7	11.8	12.0	12.1	12.1	13.1	12.6	12.9	12.8	12.6	11.9	11.6	11.4	11.3	11.8	12.8	11.9	13.0
9	MARANGA	28.4	26.7	28.3	27.8	25.2	26.4	27.4	25.4	25.4	27.4	27.7	27.5	26.1	27.0	26.1	26.2	25.8	24.9	27.6	28.3	25.3	26.3	28.4	29.9
10	MIRONES	66.8	68.6	66.0	65.8	63.7	65.2	66.5	66.2	65.8	61.5	62.6	63.0	66.7	63.8	64.9	62.6	62.1	61.1	62.2	64.4	61.7	63.8	63.1	62.2
11	NARANJAL													15.1	15.9	16.3	15.3	16.3	15.4	16.4	15.9	15.9	16.2	16.1	16.6
12	OQUENDO	18.7	22.6	21.7	25.5	25.6	25.0	19.8	21.0	20.5	21.9	20.1	17.1	15.4	17.3	20.1	19.2	22.1	20.4	20.8	18.0	17.3	19.9	21.4	22.1
13	PANDO	33.5	34.6	36.1	37.5	36.1	35.7	35.1	35.6	36.6	36.5	37.5	37.3	37.4	37.8	37.8	37.4	37.7	36.1	36.5	35.3	36.2	36.7	36.8	35.7
14	PERSHING	42.6	44.0	44.3	44.4	43.6	43.9	47.8	44.1	42.7	41.4	41.2	42.7	42.3	43.3	43.3	46.5	42.7	42.5	42.7	42.9	42.8	42.3	40.9	41.4
15	PUENTE PIEDRA	15.1	14.9	15.0	14.5	15.0	15.0	14.8	15.3	15.3	15.1	15.6	15.5	15.5	16.0	16.3	15.8	15.0	15.4	15.3	15.4	15.2	15.5	15.5	16.0
16	SANTA MARINA	36.2	37.1	37.7	37.5	37.4	37.0	37.6	39.1	37.6	37.5	37.0	37.4	37.7	38.9	36.9	37.7	38.4	38.7	38.2	38.4	38.6	38.0	36.5	38.4
17	SANTA ROSA	59.3	57.5	58.6	59.0	60.5	58.1	59.1	58.6	62.0	61.4	59.3	61.6	60.9	61.0	61.1	64.6	61.8	60.8	59.2	59.7	59.3	59.8	60.9	61.7
18	TACNA	65.0	67.2	66.8	67.9	65.0	64.0	63.4	64.5	63.9	64.6	60.9	62.6	62.2	63.4	63.5	59.7	58.5	56.2	56.2	54.9	54.2	54.4	55.9	55.8
19	TOMAS VALLE	30.4	33.9	32.7	30.7	30.4	29.2	28.7	29.3	29.6	33.3	34.0	34.5	35.6	34.7	34.7	35.0	35.1	34.1	33.6	33.5	34.2	34.8	35.0	35.9
20	VENTANILLA	9.1	9.4	9.0	9.9	9.1	9.1	9.2	9.4	9.0	9.4	9.4	9.8	9.5	9.6	9.4	9.2	9.6	9.6	9.4	9.4	9.2	9.3	9.4	10.3
21	ZAPALLAL	6.8	6.5	6.5	6.4	6.3	6.4	6.4	6.4	6.7	6.9	6.7	7.4	7.5	8.0	8.5	7.5	7.4	7.2	7.2	7.3	8.2	7.7	7.7	8.2
22	CHANCAY	4.3	4.5	4.4	5.3	4.9	5.5	4.7	4.6	4.5	5.6	5.5	5.7	4.4	4.4	5.6	5.1	5.5	6.0	5.7	4.5	4.7	5.9	5.7	5.6
23	HUACHO	13.3	14.0	13.9	14.7	13.8	13.5	12.7	12.8	12.9	14.3	14.0	14.8	13.0	12.7	14.5	13.9	15.0	15.1	14.8	13.4	13.6	14.1	15.9	15.2
24	HUARAL	7.3	7.5	7.3	7.2	6.6	7.1	7.2	7.2	7.4	7.6	7.5	8.0	7.7	7.7	7.5	7.6	7.7	7.6	7.8	7.7	7.7	7.6	7.7	8.2
25	SUPE	2.1	2.3	6.0	7.1	6.1	8.7	6.8	6.6	7.2	10.3	10.6	11.0	8.8	8.5	10.9	9.1	9.3	7.7	7.3	7.2	6.8	8.7	10.9	8.9

N°	Subestación	2001												2002											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
1	ANCON	5.4	5.6	5.4	5.2	3.6	3.6	3.7	3.5	3.6	3.6	4.1	5.6	5.6	5.8	5.8	4.5	3.9	3.7	3.7	3.8	3.6	3.8	3.9	5.5
2	BARSI	33.3	33.8	31.8	34.1	34.0	31.5	32.3	31.3	33.5	29.9	30.6	32.1	29.9	31.4	32.9	32.9	30.1	29.5	30.4	30.4	33.4	33.4	33.1	34.3
3	CANTO GRANDE	28.2	28.4	28.7	28.3	27.2	27.0	27.4	27.5	27.4	31.3	33.7	34.8	33.0	34.1	32.3	32.4	31.8	31.7	30.7	30.8	30.8	31.3	32.1	34.2
4	CAUDIVILLA	24.4	24.5	24.8	24.1	23.2	24.0	23.8	24.3	24.4	24.5	25.2	28.9	26.6	26.6	27.7	27.8	26.2	25.7	25.8	25.7	26.0	26.0	26.7	28.6
5	CHAVARRIA	64.6	63.5	61.7	61.1	60.3	59.6	58.9	58.9	59.7	60.4	60.3	61.8	61.5	62.9	64.3	64.0	63.1	61.6	60.8	62.4	62.5	63.8	66.6	69.0
6	INDUSTRIAL	14.7	14.7	16.9	17.3	17.6	17.7	17.3	17.2	20.1	20.2	20.3	22.2	22.8	23.4	23.4	23.8	24.1	22.7	22.7	23.1	23.7	20.4	20.2	17.0
7	INFANTAS	43.6	43.4	44.8	46.4	46.3	44.0	43.3	43.6	43.5	45.0	45.0	45.3	44.6	47.6	45.6	45.6	46.1	43.8	44.7	43.9	45.0	44.7	50.8	47.3
8	JICAMARCA	12.3	12.3	12.5	14.0	12.0	12.1	11.9	12.1	12.1	12.1	12.5	14.0	13.4	13.3	13.3	13.5	13.1	13.0	13.0	12.8	13.0	13.3	13.8	15.0
9	MARANGA	31.9	30.8	30.4	30.7	29.5	30.2	29.3	29.1	29.1	30.0	31.1	32.8	31.7	32.2	33.4	32.2	30.8	29.7	30.0	31.9	29.6	30.0	32.0	32.9
10	MIRONES	62.4	56.3	56.5	56.7	55.0	54.6	55.0	54.7	52.4	52.1	53.4	55.2	53.5	53.3	55.4	54.2	53.6	54.0	53.1	51.6	51.2	53.4	54.4	56.6
11	NARANJAL	16.8	19.8	20.4	20.7	19.9	19.4	19.8	20.3	20.0	20.1	20.0	20.7	20.2	20.4	20.4	20.5	20.4	20.7	18.9	20.0	23.3	21.1	20.3	20.8
12	OQUENDO	15.1	18.8	21.8	21.5	21.1	20.2	19.2	18.4	18.1	20.5	20.2	16.8	19.3	19.5	19.6	22.5	21.8	20.3	21.6	20.0	21.2	20.8	22.3	21.7
13	PANDO	38.0	36.8	37.8	37.6	35.5	33.9	34.6	35.2	36.3	37.0	37.9	37.4	36.4	37.4	39.5	39.0	36.4	35.4	36.0	35.7	37.0	37.2	35.7	36.4
14	PERSHING	41.0	42.4	42.6	43.8	42.3	42.2	42.1	41.6	42.4	42.1	41.7	44.0	41.5	42.6	44.2	43.9	43.0	42.2	42.7	42.5	43.8	41.7	42.1	43.6
15	PUENTE PIEDRA	15.6	16.2	15.7	15.1	15.1	13.5	14.1	13.8	14.0	14.3	14.2	14.6	14.8	14.9	15.4	15.6	14.9	15.0	15.7	15.0	14.8	16.2	15.7	16.5
16	SANTA MARINA	36.8	36.9	37.1	37.3	33.7	33.2	33.2	33.5	34.3	35.0	33.9	34.2	34.0	34.0	34.8	35.0	34.4	33.8	33.3	35.0	34.4	34.0	33.3	35.5
17	SANTA ROSA	62.5	62.0	62.2	62.1	62.3	62.0	61.9	61.5	60.4	62.7	63.4	62.8	63.0	64.5	67.4	67.8	65.8	66.0	64.0	62.8	63.7	64.8	65.9	67.4
18	TACNA	54.8	56.6	58.7	57.6	56.4	54.0	53.6	52.7	53.9	54.0	54.8	54.8	54.9	57.3	59.0	58.6	56.2	54.1	54.5	55.0	54.6	55.9	57.3	58.4
19	TOMAS VALLE	37.3	37.5	39.0	38.8	36.0	35.0	36.2	34.8	36.1	37.1	38.8	40.4	39.4	39.9	40.5	39.6	39.3	38.3	38.6	38.3	40.3	40.0	40.5	40.5
20	VENTANILLA	9.8	10.1	9.9	9.8	9.7	9.5	9.5	10.2	9.7	9.9	11.5	12.8	11.9	11.8	12.0	11.4	11.5	11.3	11.2	11.5	11.7	11.2	12.8	12.7
21	ZAPALLAL	8.0	8.3	8.1	8.4	8.6	7.8	8.0	8.8	8.7	8.3	9.1	8.5	8.6	8.6	9.8	8.9	8.8	8.5	9.0	8.4	8.5	8.3	8.4	9.4
22	CHANCAY	4.7	4.7	5.6	7.1	7.1	7.2	6.7	5.3	4.7	10.1	6.9	5.4	6.0	4.9	8.9	10.2	11.5	10.8	10.2	5.2	5.2	11.0	11.9	11.2
23	HUACHO	13.3	13.7	15.1	16.3	15.3	15.1	14.4	12.9	13.3	14.3	14.8	14.9	13.9	12.5	13.2	15.6	17.2	17.3	17.0	11.9	11.9	14.2	17.3	13.8
24	HUARAL	8.0	8.4	8.1	8.2	8.1	8.1	8.4	8.3	8.2	8.2	8.5	8.9	8.7	9.4	9.5	9.0	8.8	8.3	8.6	8.2	8.4	8.4	8.7	9.9
25	SUPE	7.6	7.8	8.8	9.1	9.6	7.9	7.6	7.7	7.3	8.3	8.0	10.1	9.4	8.5	8.5	9.2	10.7	10.9	9.2	7.3	7.9	8.2	10.9	8.1

N°	Subestación	2003												2004											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
1	ANCON	5.6	5.8	5.6	5.6	4.2	3.8	3.9	3.9	3.8	3.9	3.9	6.0	5.9	5.9	6.0	5.6	3.4	3.2	3.3	3.2	3.2	3.3	3.4	5.2
2	BARSI	35.3	36.5	35.9	35.5	36.8	36.2	35.3	37.3	37.0	35.6	39.9	39.1	37.9	39.8	41.2	39.6	40.7	38.5	41.4	39.3	38.9	41.5	38.5	41.8
3	CANTO GRANDE	32.3	32.8	32.4	32.3	31.8	31.6	30.6	30.6	30.6	33.7	33.0	33.5	32.6	35.5	38.2	41.3	36.9	39.5	36.6	36.4	36.5	36.9	38.8	44.4
4	CAUDIVILLA	26.4	26.7	26.4	26.4	26.0	25.9	25.6	25.0	26.1	26.4	27.0	30.5	28.5	28.3	27.9	27.5	27.3	26.9	26.3	27.4	27.5	27.5	28.2	31.3
5	CHAVARRIA	70.1	73.8	72.4	71.0	68.9	67.1	70.6	68.4	69.5	71.3	74.3	73.1	72.8	74.2	76.4	72.8	69.2	65.9	65.8	65.3	66.7	65.4	64.4	67.8
6	INDUSTRIAL	21.3	18.0	22.0	19.8	16.2	18.6	19.1	15.6	19.9	16.7	19.6	16.0	20.6	16.6	16.7	16.9	17.1	18.5	20.5	18.0	22.1	18.0	18.4	18.1
7	INFANTAS	47.2	47.4	46.8	47.1	46.1	46.8	46.4	47.3	46.9	47.8	48.6	49.4	50.5	50.7	50.5	49.6	49.0	48.1	47.9	49.0	48.5	49.3	49.4	52.1
8	JICAMARCA	14.3	14.5	14.5	14.7	14.0	13.7	13.2	13.2	13.2	13.5	14.7	16.7	15.7	15.7	13.7	13.4	13.1	11.6	11.3	11.3	15.2	13.9	13.0	13.7
9	MARANGA	32.5	34.0	34.5	31.4	31.6	32.5	30.8	30.6	32.8	32.1	33.9	35.4	34.6	35.6	33.4	32.8	34.7	32.0	31.4	31.6	32.5	33.2	34.5	38.0
10	MIRONES	54.6	55.7	56.3	55.6	55.8	55.0	54.9	54.5	54.2	55.3	57.3	53.6	58.3	58.5	64.1	59.2	58.8	59.1	56.4	59.8	59.7	58.9	58.4	59.2
11	NARANJAL	22.3	24.5	24.6	23.3	22.1	22.1	22.5	22.7	22.9	23.0	24.9	23.2	27.2	27.9	28.2	30.0	27.6	26.6	28.8	28.5	33.9	29.1	30.1	30.8
12	OQUENDO	19.4	20.6	20.6	22.0	23.8	21.7	22.8	20.2	21.0	23.7	21.5	21.4	20.2	21.7	21.4	26.3	24.8	24.4	25.3	21.0	20.2	22.2	27.0	27.8
13	PANDO	37.4	37.0	37.9	36.8	36.9	36.6	35.2	35.1	35.9	36.7	39.7	40.6	39.9	35.4	36.9	35.8	35.3	35.6	33.6	34.7	36.2	35.5	35.9	37.2
14	PERSHING	42.1	42.1	42.6	41.9	41.1	41.4	41.4	41.5	41.4	41.6	42.1	42.8	42.0	44.0	46.1	45.5	43.7	43.4	43.1	43.3	48.2	43.0	43.5	45.4
15	PUENTE PIEDRA	16.3	16.8	17.3	16.2	17.0	17.0	16.6	17.1	17.9	17.8	17.5	17.2	19.5	17.2	16.7	17.0	18.2	18.0	17.2	17.3	17.1	19.2	20.2	20.7
16	SANTA MARINA	35.4	34.3	35.2	35.1	35.3	34.1	34.3	33.3	34.9	35.0	34.8	36.4	35.2	36.0	36.4	37.8	35.5	37.4	36.4	34.7	36.8	37.0	36.9	38.1
17	SANTA ROSA	65.2	66.0	66.0	68.6	64.6	65.1	66.3	66.4	64.7	64.6	65.8	67.0	65.9	66.4	68.5	68.3	66.7	65.1	64.9	64.9	66.1	65.4	67.8	70.6
18	TACNA	55.8	59.6	60.8	60.9	59.0	55.8	55.9	56.4	58.4	56.9	58.7	59.8	57.4	61.1	61.6	61.0	60.0	58.5	57.4	55.6	57.2	57.3	57.3	60.0
19	TOMAS VALLE	40.3	40.2	40.6	39.4	39.8	38.9	39.5	38.7	38.5	42.9	42.3	41.8	41.3	42.4	42.5	41.8	42.1	39.5	40.5	41.4	41.7	42.2	43.2	45.0
20	VENTANILLA	12.3	11.5	11.4	10.5	10.3	11.2	11.3	11.3	11.5	11.5	11.7	12.5	12.2	12.2	12.3	12.2	11.8	12.4	11.7	12.5	12.7	12.2	12.1	14.2
21	ZAPALLAL	9.3	8.9	9.3	9.6	9.3	8.9	8.9	8.3	9.8	9.8	9.1	11.4	10.8	9.6	10.1	10.9	10.2	10.1	9.9	9.8	9.5	10.9	10.2	9.0
22	CHANCAY	5.2	5.2	5.3	11.7	11.2	11.0	6.7	4.9	4.9	6.0	7.6	5.3	9.3	5.2	5.4	11.3	11.0	12.2	12.0	5.8	6.0	10.5	12.7	13.1
23	HUACHO	12.6	12.8	12.5	17.2	16.6	15.2	11.9	11.8	12.0	14.8	17.0	14.6	17.1	12.7	12.7	17.6	17.5	17.3	17.8	12.6	13.2	17.6	18.9	19.8
24	HUARAL	9.1	9.5	10.0	9.3	9.2	9.3	9.0	9.4	9.5	9.7	9.7	10.1	10.2	10.3	10.3	10.0	10.1	9.9	10.2	10.4	10.5	10.8	10.2	10.6
25	SUPE	8.2	8.0	7.7	11.7	10.4	8.0	7.7	7.9	8.1	8.7	11.9	8.2	9.8	8.5	8.8	12.5	11.5	10.8	10.2	7.8	7.8	12.1	13.8	13.5

APÉNDICE E

PROYECCIÓN DE DEMANDA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN 10 kV

Alimentador	2005	2006	2007	2008	2009
CG02	131	137	144	150	157
CG03	341	357	375	393	412
CG04	285	299	313	328	344
CG05	240	252	264	277	291
CG06	274	286	299	313	327
CG08	257	270	284	298	313
CG09	215	226	237	249	261
CG10	253	265	278	291	306
CG11	265	279	292	307	322
CG12	288	303	319	336	354
CH01	110	110	110	110	110
CH02	209	216	223	230	238
CH04	215	223	231	239	248
CH05	265	273	281	289	297
CH07	142	147	152	157	163
CH10	157	163	169	175	181
CH11	274	281	289	298	306
CH12	369	381	394	407	421
CH13	132	137	142	146	151
CH14	151	157	163	168	175
CH15	204	210	216	222	229
CH16	131	135	139	143	147
CH17	161	166	172	179	185
CH18	248	256	264	272	281
CH20	262	270	278	287	296
CH21	304	313	323	332	342
CH22	351	362	373	387	399
CH23	267	275	283	291	300
CH24	151	156	161	166	171
CV01	198	207	216	226	236
CV02	278	290	302	315	329
CV03	272	284	296	309	322
CV04	195	203	212	221	230
CV05	208	217	225	235	244
CV06	175	183	190	199	207
CV07	159	166	173	181	189
F01	182	188	194	201	208
F03	126	130	135	140	145
F04	216	223	230	238	246
F06	97	100	103	107	110
F07	190	197	205	212	220

Alimentador	2004	2005	2006	2007	2008
F08	98	102	106	109	113
F09	144	149	154	159	165
F11	157	163	168	174	180
F12	85	87	90	93	96
F14	216	223	231	239	247
F16	233	241	249	258	267
F17	87	90	93	96	99
F18	180	186	192	198	205
F19	178	183	189	195	202
F21	109	113	117	121	126
I02	184	192	200	209	218
I03	204	213	222	232	242
I04	219	228	238	248	259
I05	211	222	233	245	257
I06	65	68	71	73	76
I07	187	194	201	209	216
I08	59	61	64	67	70
I11	216	226	236	246	257
I12	158	165	172	179	187
I13	219	229	239	250	261
I14	187	195	204	213	223
I15	255	267	279	292	305
I16	126	132	138	144	151
I17	289	302	315	329	343
I18	304	317	330	345	360
I19	268	281	294	308	322
ID03	187	190	192	195	198
ID04	161	163	165	167	169
ID05	254	259	265	270	276
ID07	194	197	201	204	207
ID08	176	180	183	187	191
ID09	89	89	90	91	92
J03	23	24	25	26	27
J05	168	176	185	194	204
J06	261	274	288	302	317
J07	279	292	306	320	335
K01	128	131	134	136	139
K02	181	185	190	195	201
K03	95	97	99	100	102
K07	230	236	243	249	256
K09	122	125	129	132	136
K10	278	278	278	278	278
K11	108	111	113	116	120
K12	125	129	132	135	139

Alimentador	2004	2005	2006	2007	2008
K13	36	37	38	39	40
K14	256	262	268	274	280
K15	138	141	145	149	153
K16	181	187	193	200	207
K19	283	283	283	283	283
K20	97	98	100	102	103
K21	80	82	84	87	89
K23	217	162	168	173	179
K24	57	58	60	62	64
MA01	157	162	167	172	177
MA03	228	232	237	242	247
MA04	325	337	349	361	374
MA05	272	285	299	313	329
MA06	209	219	229	240	252
MA08	177	181	186	190	195
MA09	135	141	147	154	160
MA10	151	155	159	163	167
MA11	159	162	165	167	170
MA12	205	210	215	220	226
MA16	139	145	151	157	163
M01	168	172	175	179	183
M02	225	232	239	246	253
M03	191	195	199	203	208
M04	163	167	170	173	177
M05	222	228	235	241	248
M06	228	234	241	247	254
M07	289	296	303	311	319
M08	60	61	63	64	65
M09	287	293	300	306	313
M11	141	144	148	151	155
M12	252	259	265	272	279
M13	53	55	56	58	59
M14	175	179	184	189	194
M15	137	141	144	148	153
M16	232	239	245	252	259
M17	83	86	88	91	94
M19	118	120	123	126	129
M20	292	300	308	316	325
M21	154	159	163	168	172
M22	312	321	331	341	351
M23	116	118	121	124	127
M24	182	188	194	200	206
M25	126	129	133	137	141
M26	210	215	221	227	233

Alimentador	2004	2005	2006	2007	2008
M29	131	132	133	134	135
N01	13	14	14	15	15
N02	45	47	50	52	55
N04	143	150	158	166	174
N05	37	39	41	43	46
N06	117	122	128	135	142
NJ01	270	279	287	296	305
NJ02	294	304	314	325	335
NJ03	338	349	359	371	382
NJ07	264	272	280	288	296
NJ10	219	226	233	240	247
NJ11	296	302	309	317	324
NJ12	158	163	169	176	182
O01	168	174	180	186	193
O02	157	162	167	172	178
O03	206	213	221	229	237
O05	240	249	259	269	279
O08	259	267	275	284	293
O09	162	169	176	183	190
O10	128	133	138	143	149
P01	259	268	277	286	296
P06	177	185	193	201	210
P07	205	211	218	225	233
P13	240	247	255	263	271
P14	170	175	180	186	191
P15	88	91	93	96	100
P16	277	289	301	314	327
P18	122	126	130	134	139
P19	59	61	62	64	66
P21	259	268	277	286	296
P22	165	171	179	186	194
P23	280	289	300	310	321
P24	219	226	233	240	248
P25	187	193	199	205	211
P26	112	116	119	123	126
P27	371	383	395	407	419
P28	191	197	203	209	215
P29	158	163	168	174	179
P31	246	253	261	269	278
P32	310	320	331	342	354
P33	224	231	238	245	252
P34	200	207	213	220	227
PA02	222	225	229	233	237
PA03	101	104	106	109	111

Alimentador	2004	2005	2006	2007	2008
PA04	208	208	208	208	208
PA05	142	145	149	152	155
PA06	277	286	295	304	314
PA07	169	171	174	176	178
PA09	151	158	165	172	180
PA10	215	222	229	237	245
PA11	304	311	318	325	333
PA12	164	167	169	171	174
PA13	210	212	215	217	220
PA14	149	151	154	156	158
PP02	188	191	193	196	199
PP04	232	236	240	244	248
PP05	130	131	133	134	135
PP06	204	206	209	212	214
PP10	193	196	199	202	205
Q02	248	259	271	284	297
Q03	208	213	219	225	232
Q04	212	218	225	231	238
Q06	227	234	240	247	254
Q07	138	142	145	148	152
Q08	246	254	261	269	277
Q11	152	160	168	177	186
Q12	208	215	221	228	235
Q13	147	151	155	158	162
Q14	228	233	237	242	247
Q15	239	249	260	271	282
Q16	137	141	146	150	155
Q17	183	190	197	204	211
Q18	165	174	184	194	204
Q20	113	116	119	122	125
T01	104	107	110	114	117
T02	274	282	291	300	309
T03	142	146	151	155	160
T04	94	96	99	102	105
T05	77	79	82	84	86
T06	71	73	75	77	79
T07	271	279	288	297	306
T08	75	77	79	82	84
T09	158	162	167	173	178
T10	190	195	201	207	213
T11	114	117	121	124	127
T12	184	189	194	200	206
T13	324	334	344	354	365
T14	142	146	151	155	160

Alimentador	2004	2005	2006	2007	2008
T15	83	86	88	91	94
T16	232	240	248	256	264
T17	176	182	187	193	199
T18	210	217	223	230	237
T19	242	249	257	264	272
T21	214	220	227	233	240
T22	361	371	382	392	403
T23	133	136	140	144	148
T24	125	129	132	136	140
T25	278	285	293	301	310
TV01	207	214	220	227	234
TV02	158	164	169	175	181
TV03	223	229	237	244	251
TV04	215	222	229	237	245
TV05	173	179	185	191	198
TV07	207	216	226	236	246
TV08	135	140	146	151	157
TV09	305	316	327	338	349
TV10	145	150	155	161	167
TV14	209	215	222	228	235
TV15	246	254	261	269	277
TV16	250	258	265	273	281
TV17	309	319	328	338	349
V01	96	99	102	105	108
V02	99	106	113	121	130
V04	150	159	169	179	190
V05	74	79	83	88	94
V06	233	248	263	279	296
V07	185	195	206	217	229
W02	121	129	137	146	156
W03	147	155	162	171	179
W04	170	181	193	205	219
W05	178	189	201	213	227
AD01	3	3	3	3	4
AD02	3	3	3	3	4
AD04	8	9	9	9	10
CY01	149	157	166	176	185
CY02	238	253	269	285	303
CY03	90	95	101	107	114
CY04	304	323	343	364	386
CY05	90	96	102	109	115

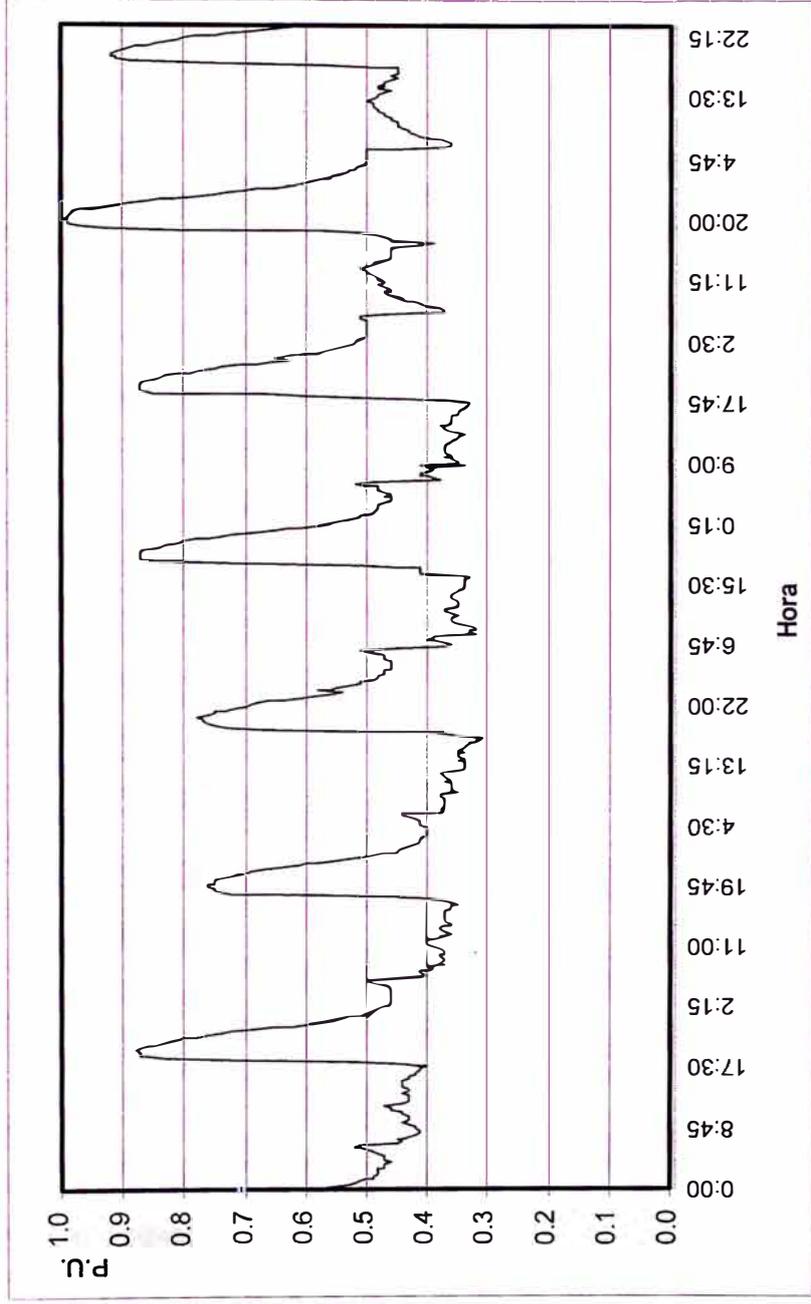
Alimentador	2004	2005	2006	2007	2008
HL01	181	190	200	210	221
HL02	101	105	110	116	121
HL03	215	222	230	239	247
HL04	32	34	35	37	38
HL05	58	60	63	66	69
HL06	12	12	13	14	14
H01	174	184	195	206	218
H02	165	173	181	190	199
H03	134	140	146	153	160
H04	184	194	204	214	225
H05	152	160	168	177	187
H08	266	280	296	312	329
H10	213	223	234	246	258
BA01	44	47	49	52	54
BA02	93	97	101	105	110
BA03	87	92	96	101	106
BA04	91	96	100	105	110
PT01	8	8	8	8	9
PT02	35	35	36	36	37
PT03	3	3	3	3	3
SU01	27	28	30	31	32
SU02	205	212	219	227	234
SU04	27	28	29	31	32
SU05	100	104	108	112	117
SU08	86	89	92	96	99

APÉNDICE F

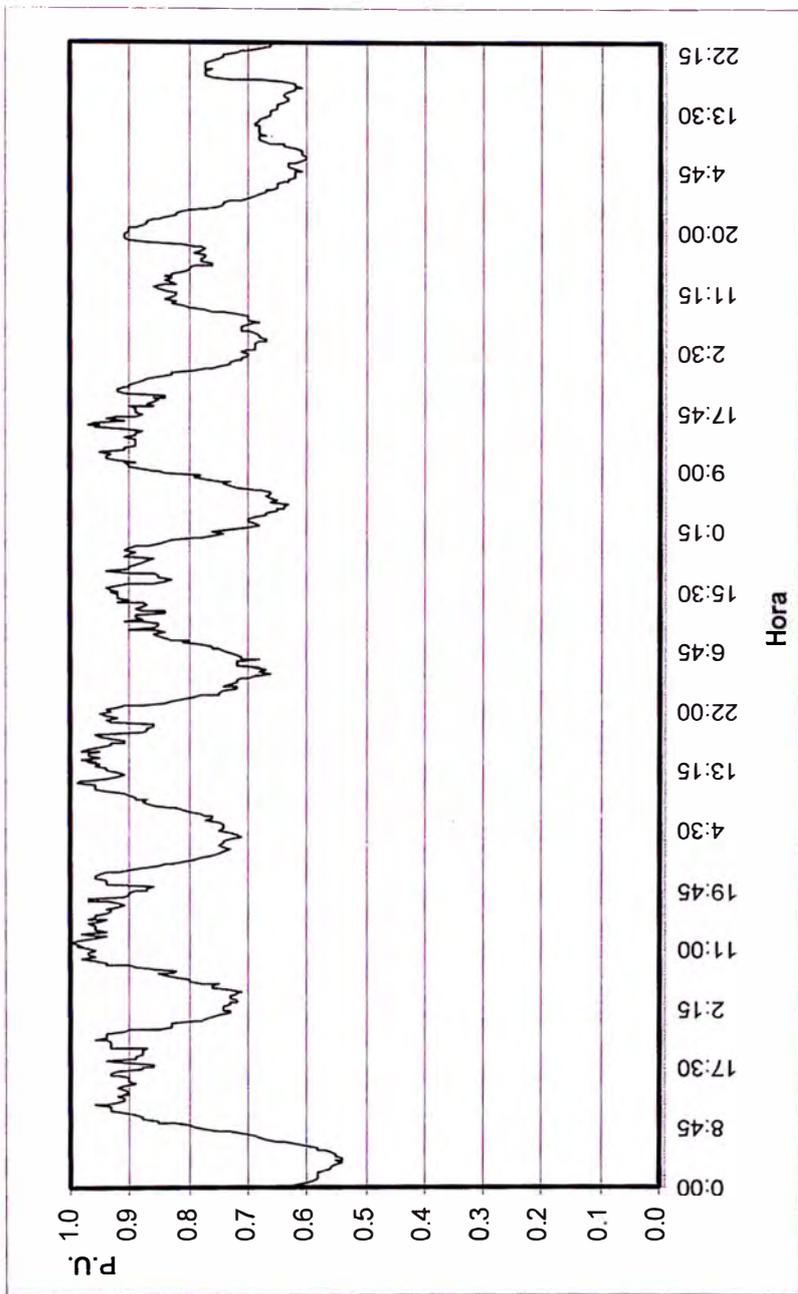
CURVA CARACTERISTICA DE CARGA DIARIA DE SUBESTACIONES

60/10 kV

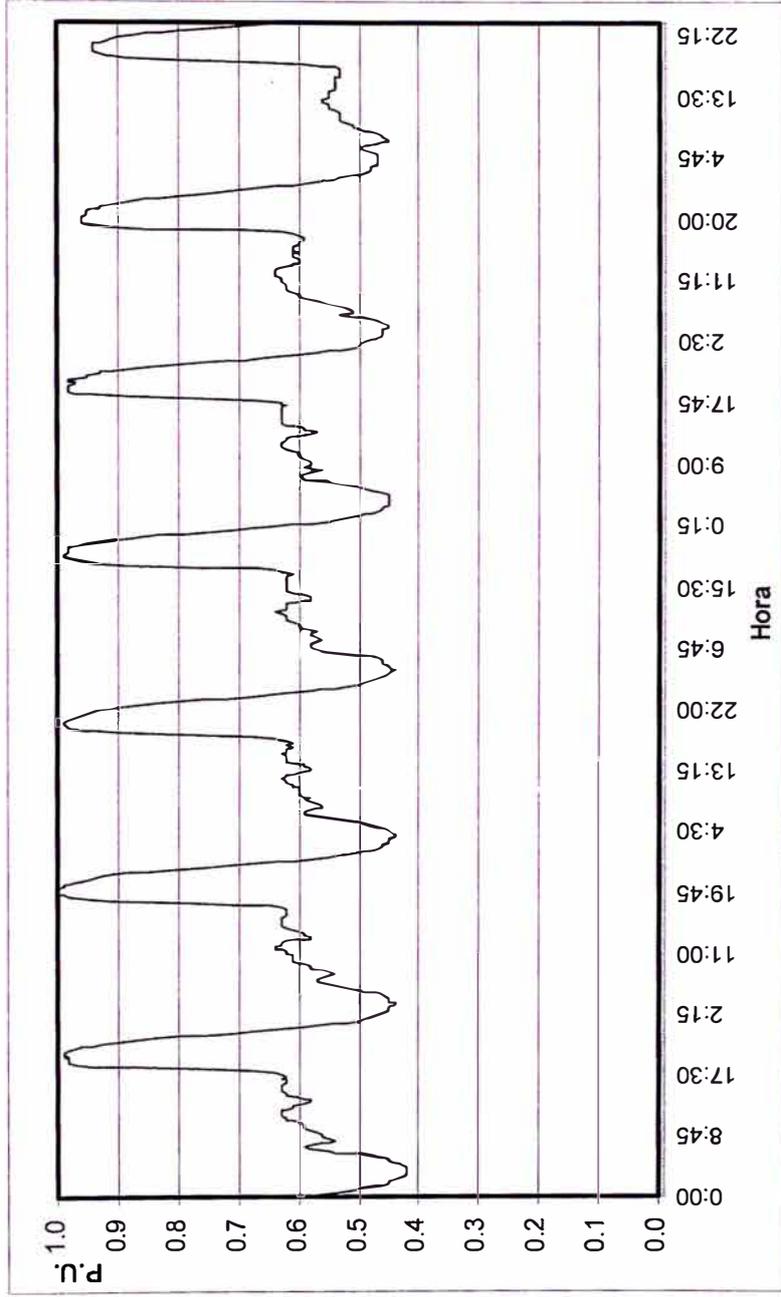
SUBESTACIÓN 60/10 KV - ANCON



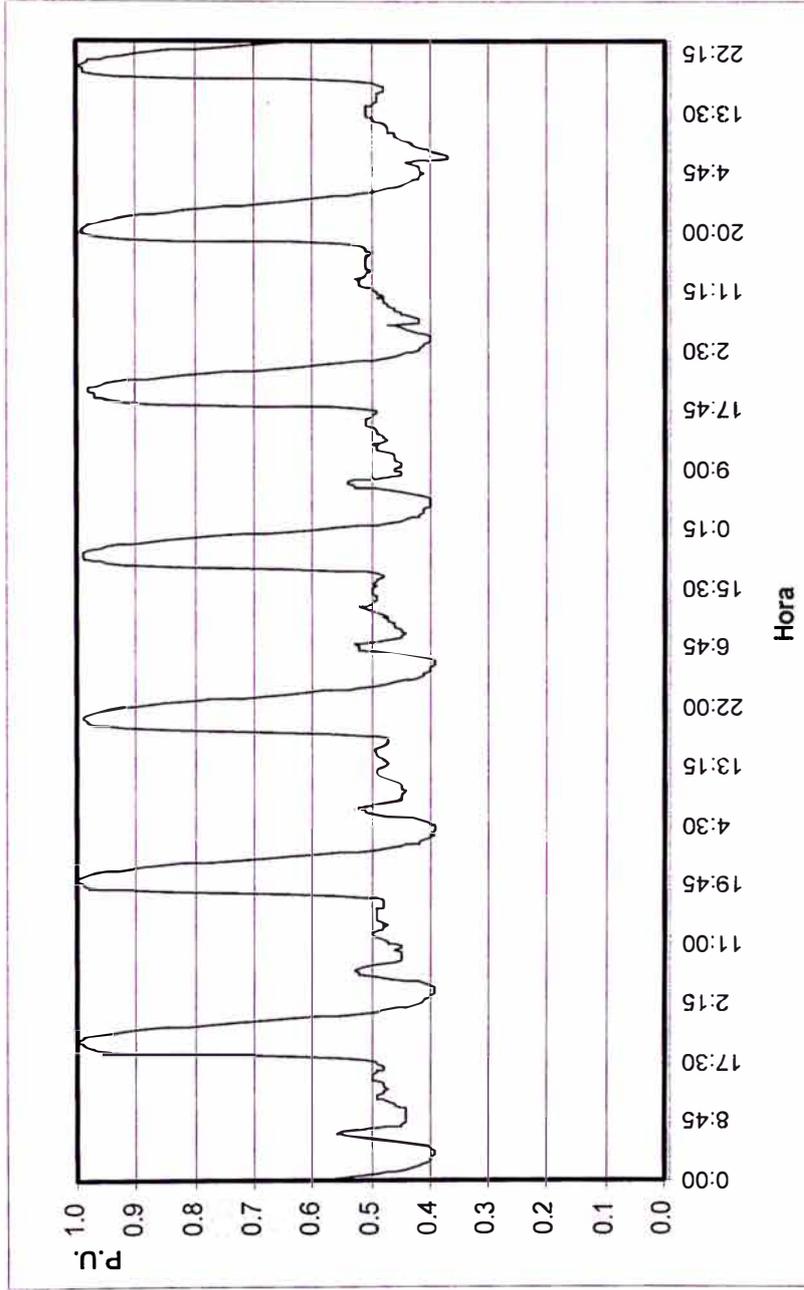
SUBESTACIÓN 60/10 KV – BARSÍ



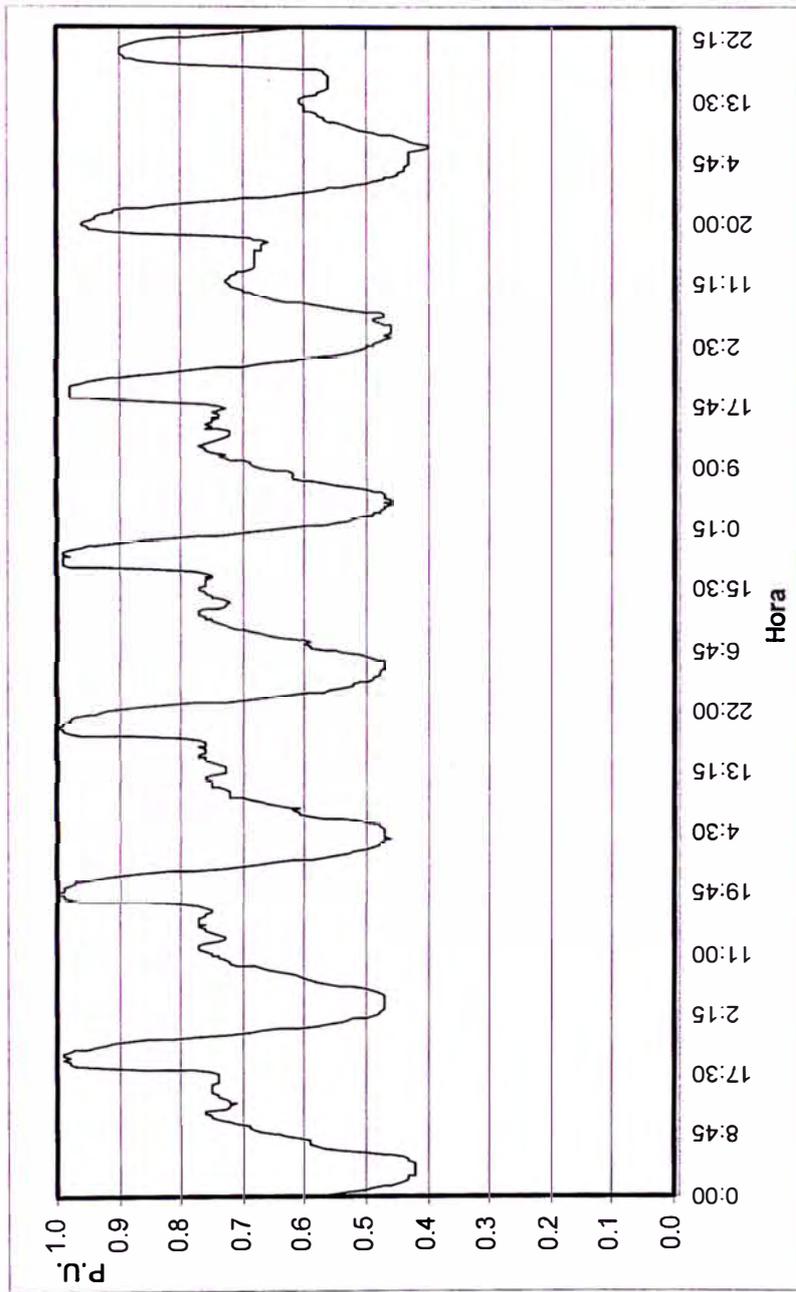
SUBESTACIÓN 60/10 KV - CANTO GRANDE



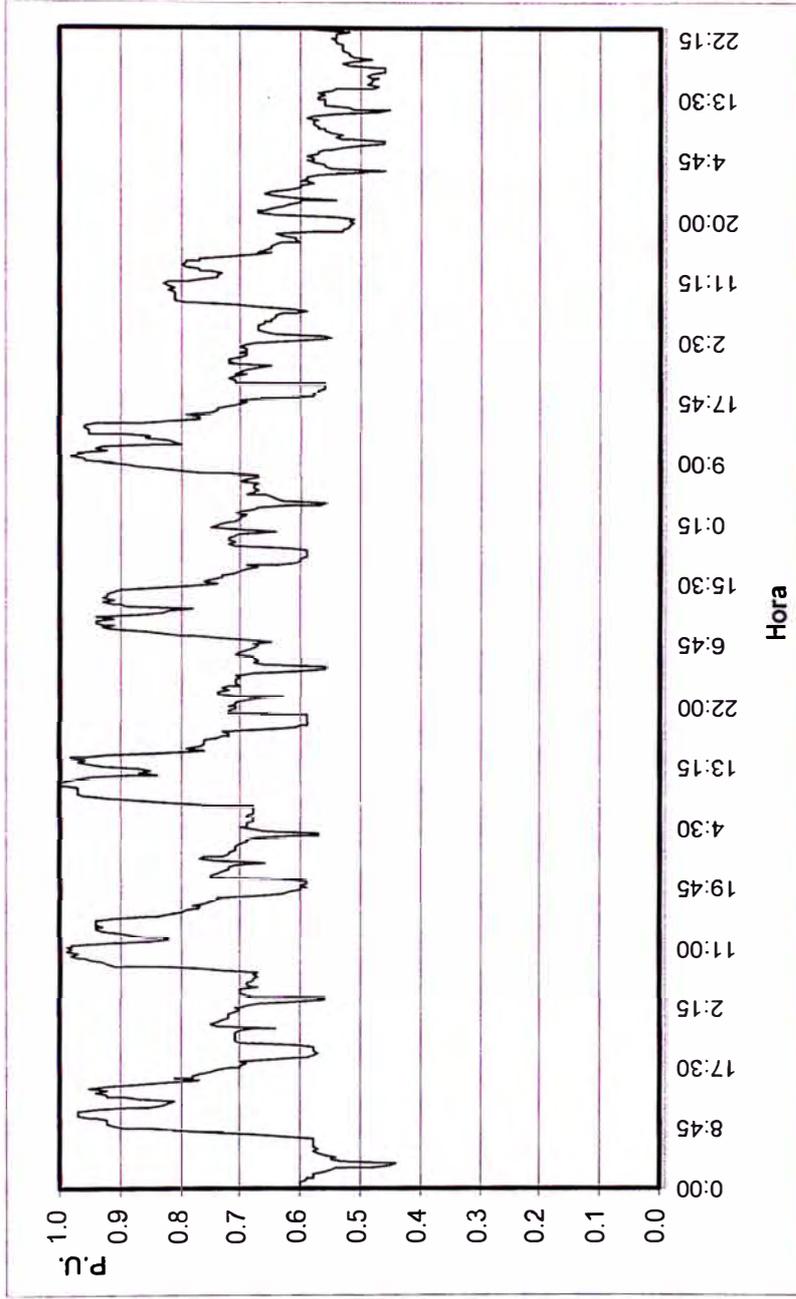
SUBESTACIÓN 60/10 KV - CAUDIVILLA



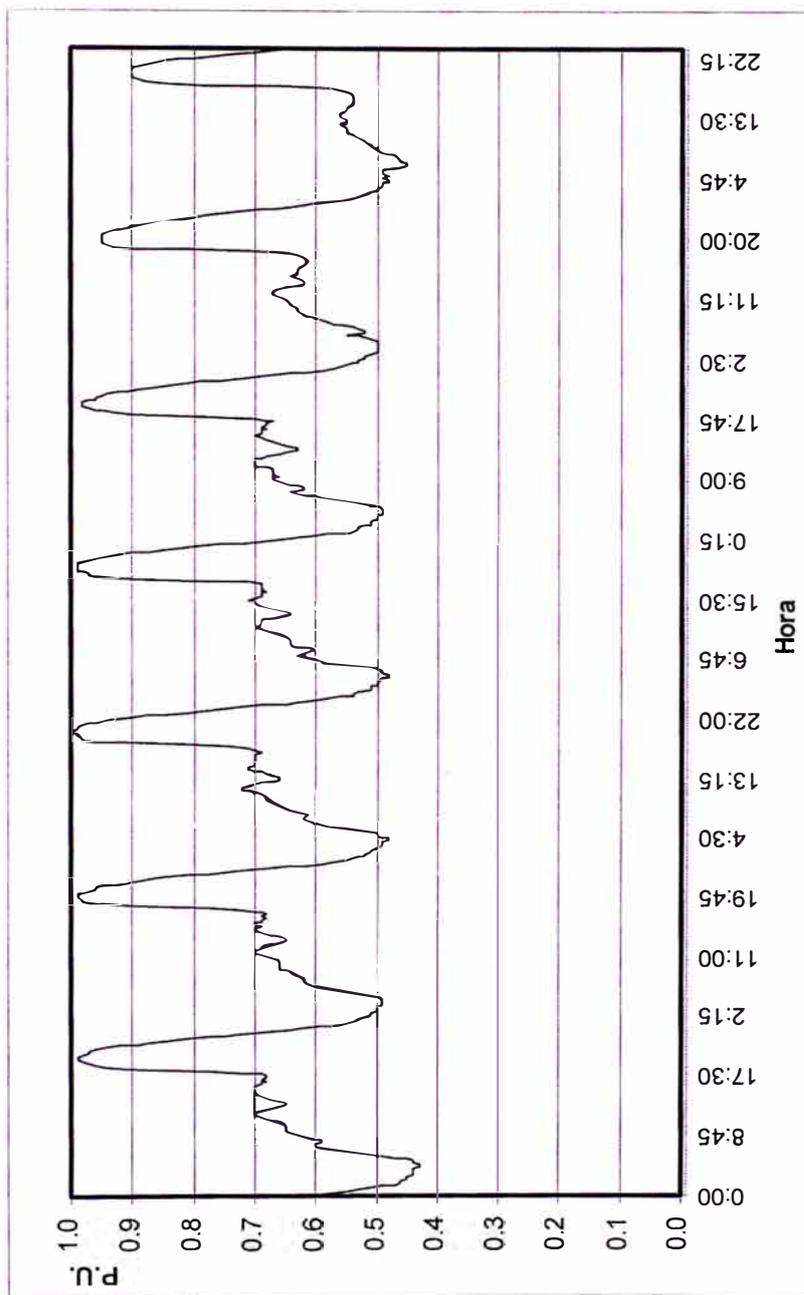
SUBESTACIÓN 60/10 KV - CHAVARRIA



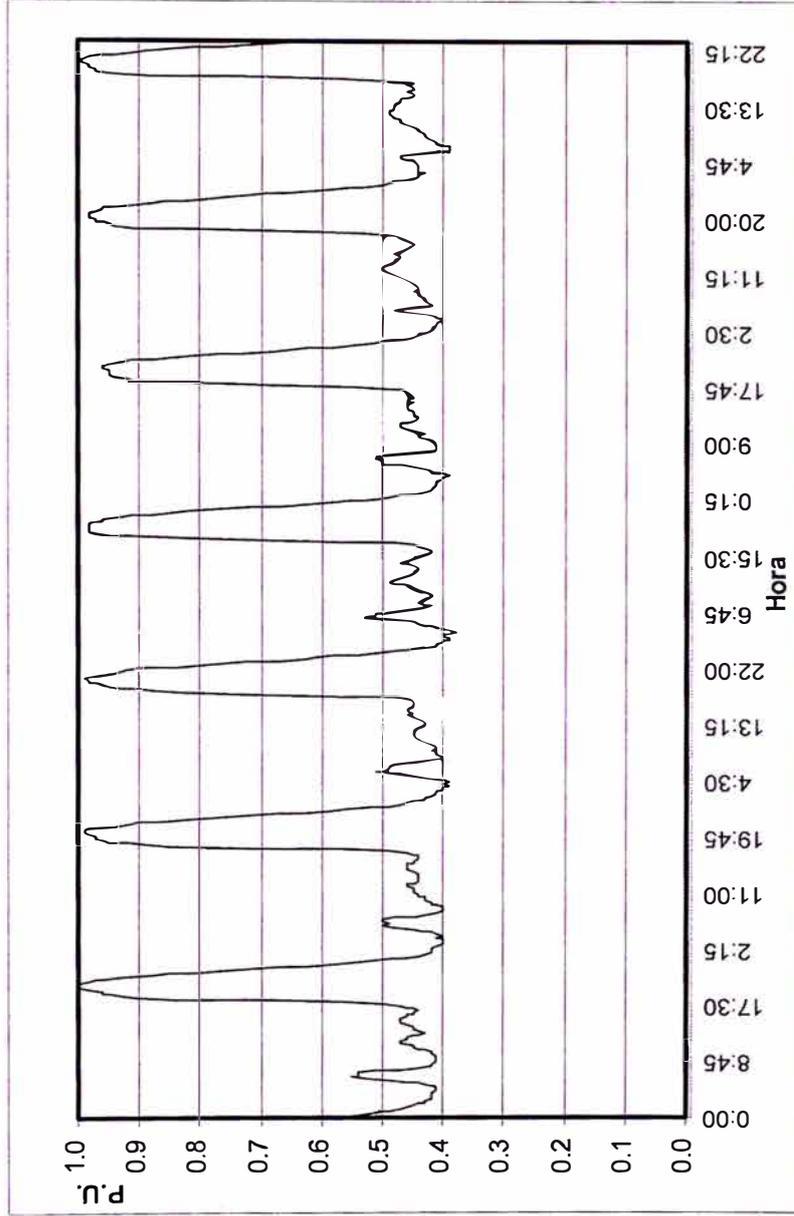
SUBESTACIÓN 60/10 KV - INDUSTRIAL



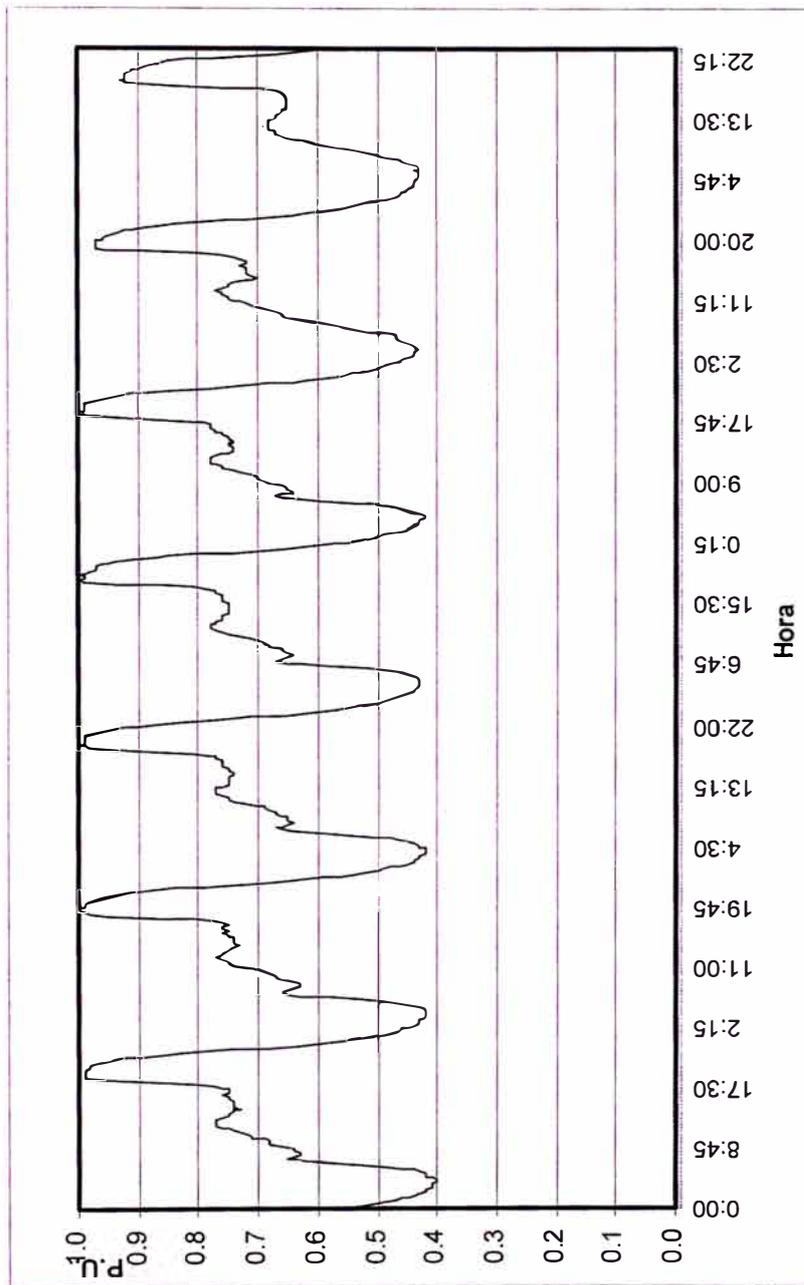
SUBESTACIÓN 60/10 KV - INFANTAS



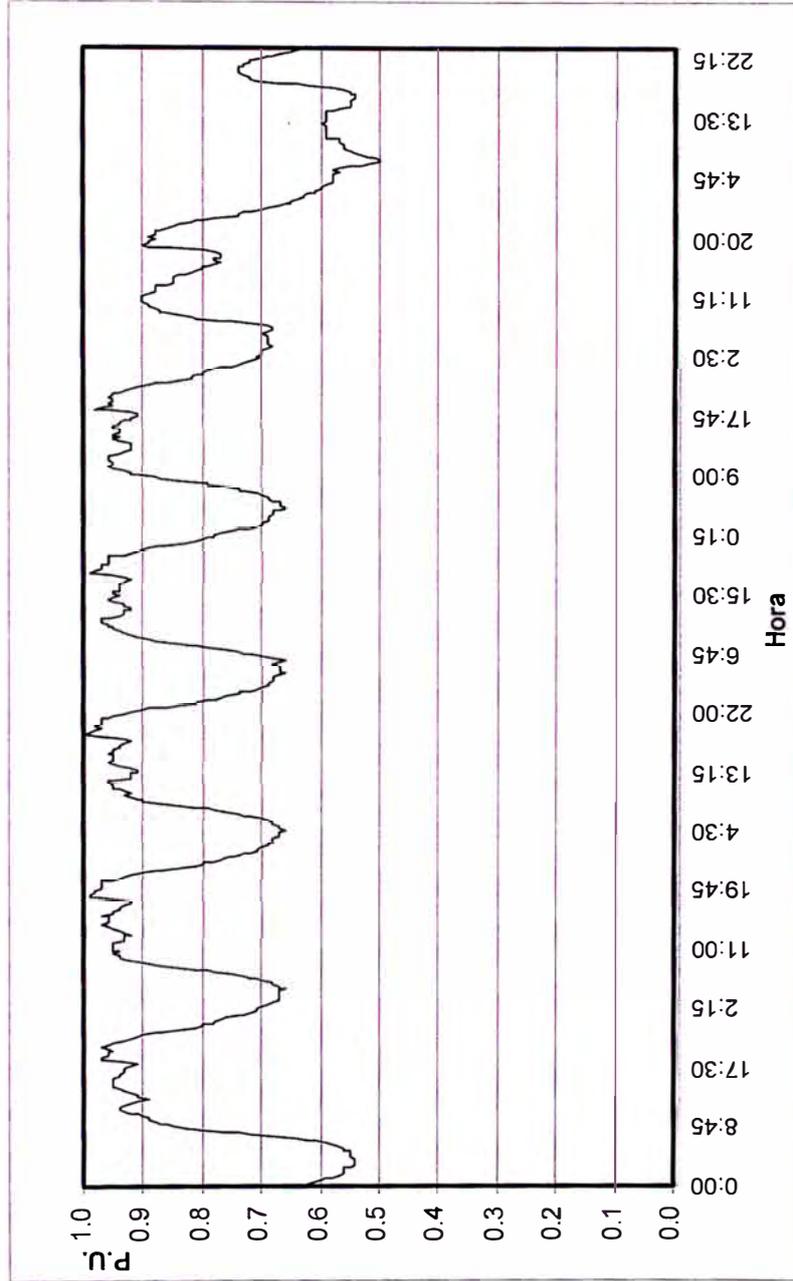
SUBESTACIÓN 60/10 KV – JICAMARCA



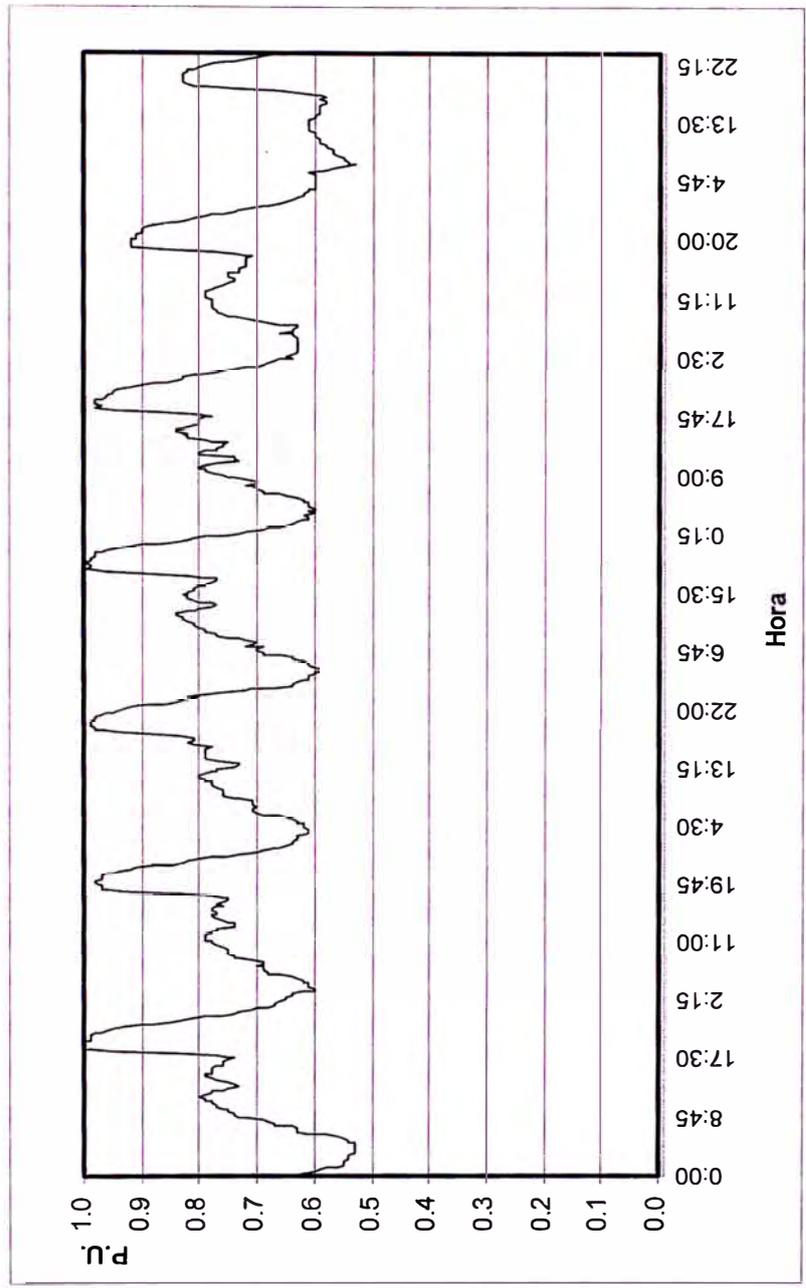
SUBESTACIÓN 60/10 KV – MARANGA



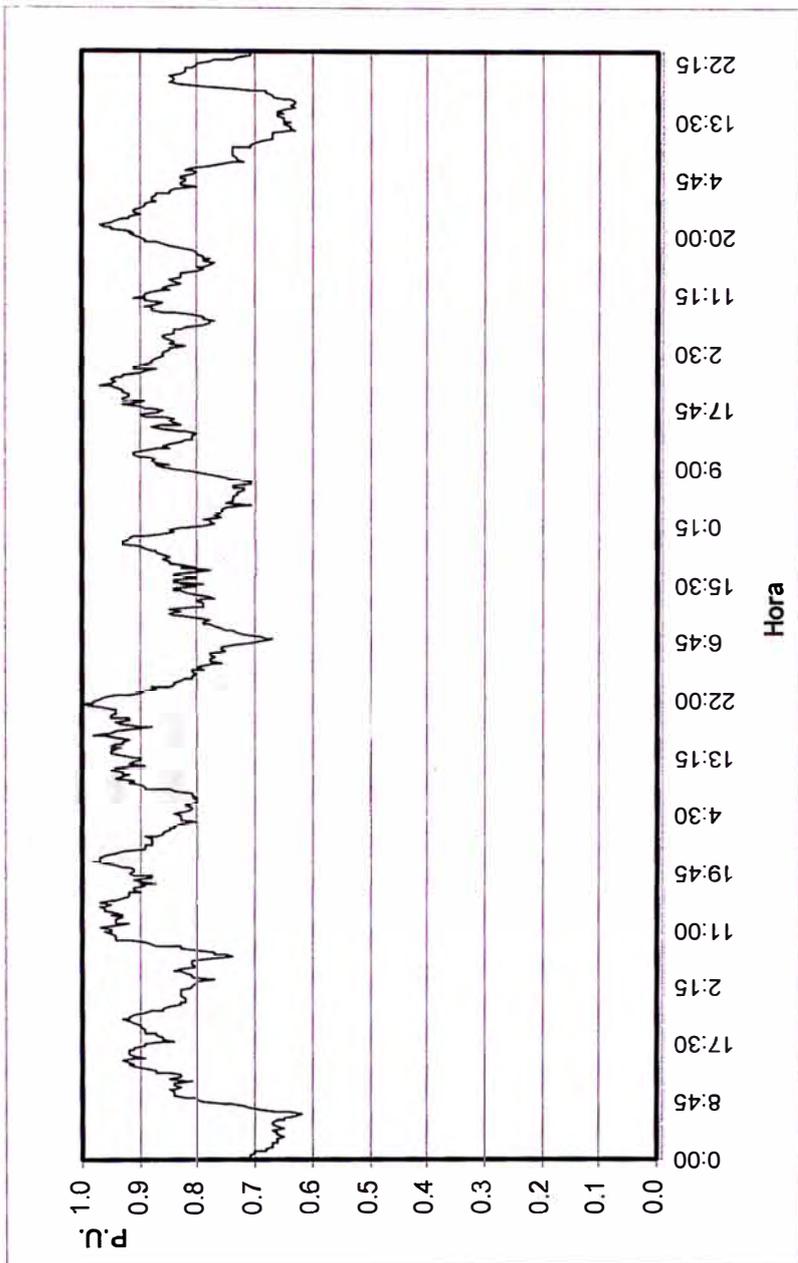
SUBESTACIÓN 60/10 KV – MIRONES



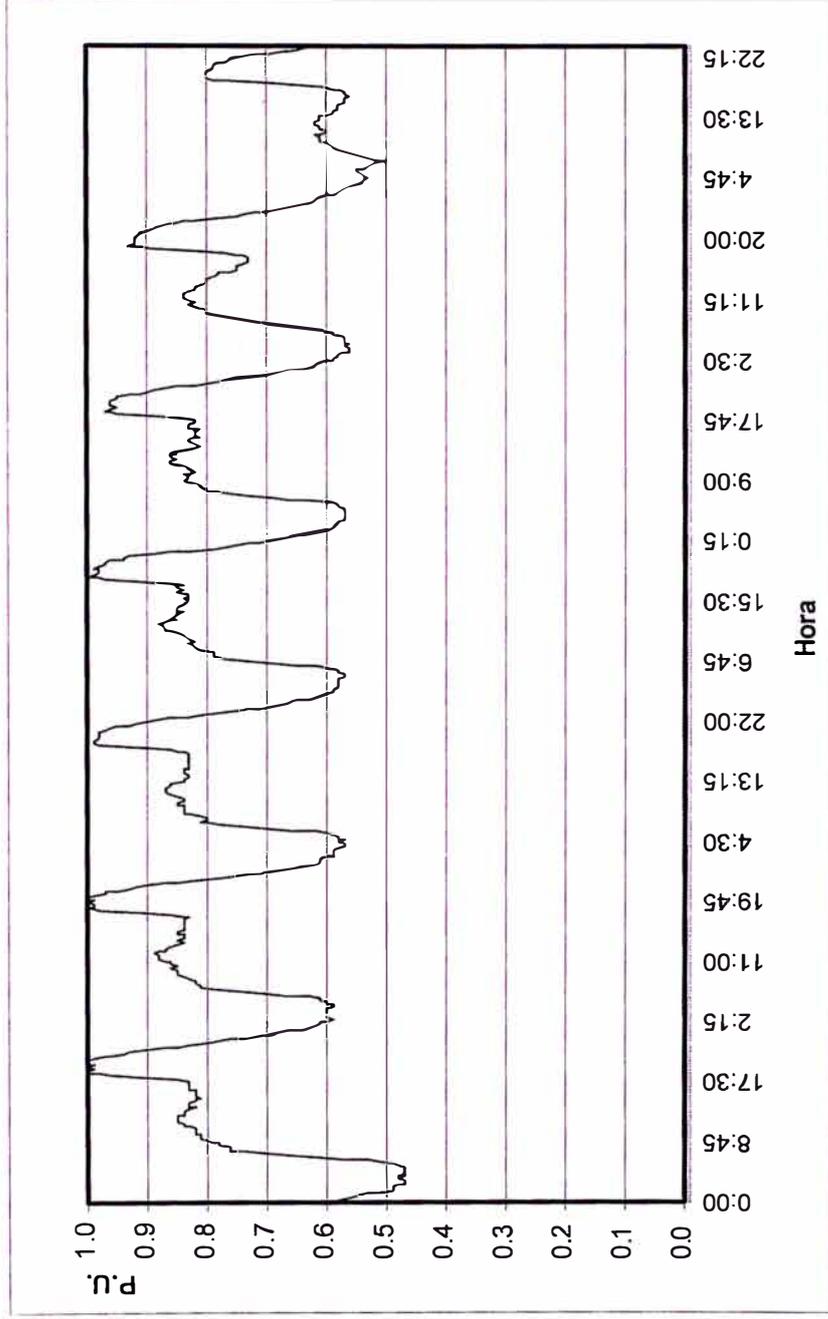
SUBESTACIÓN 60/10 KV – NARANJAL



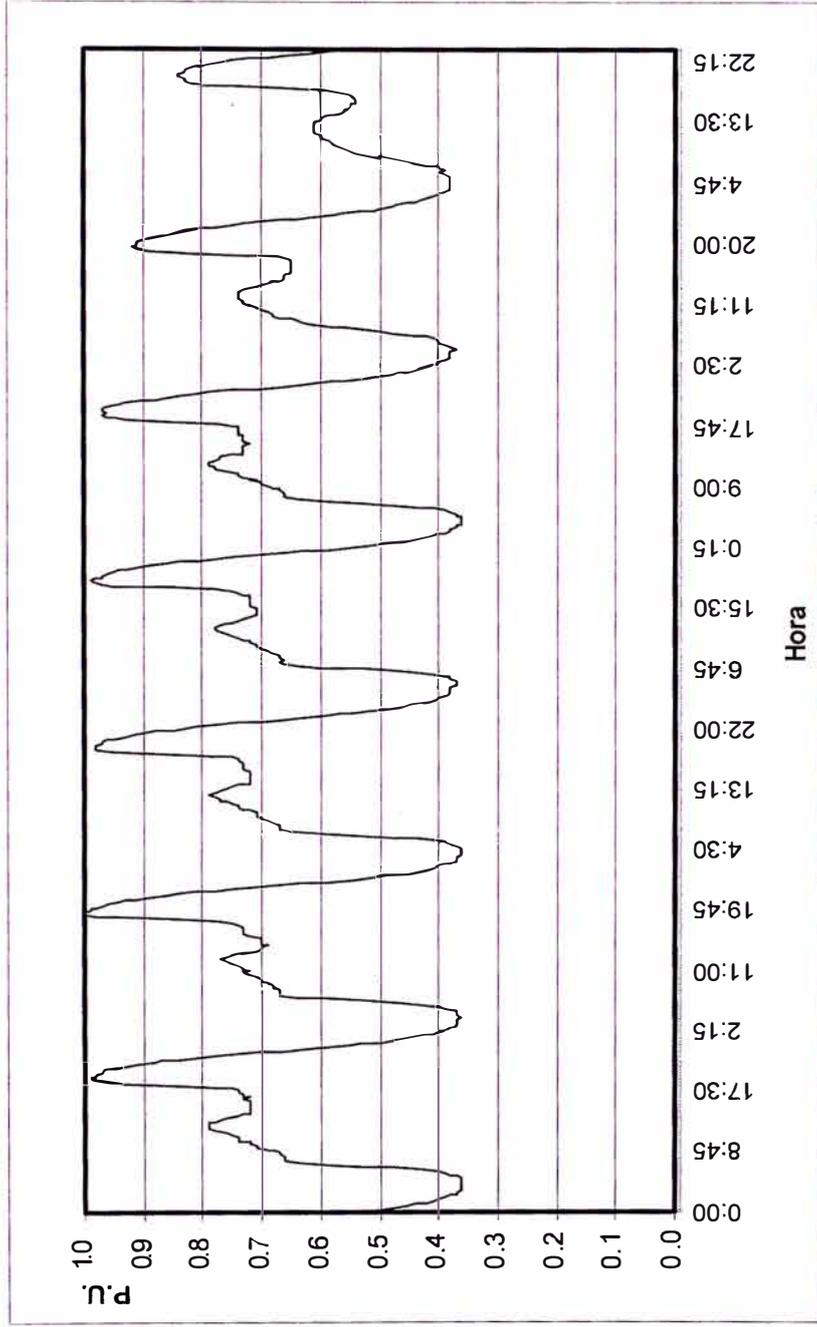
SUBESTACIÓN 60/10 KV – OQUEENDO



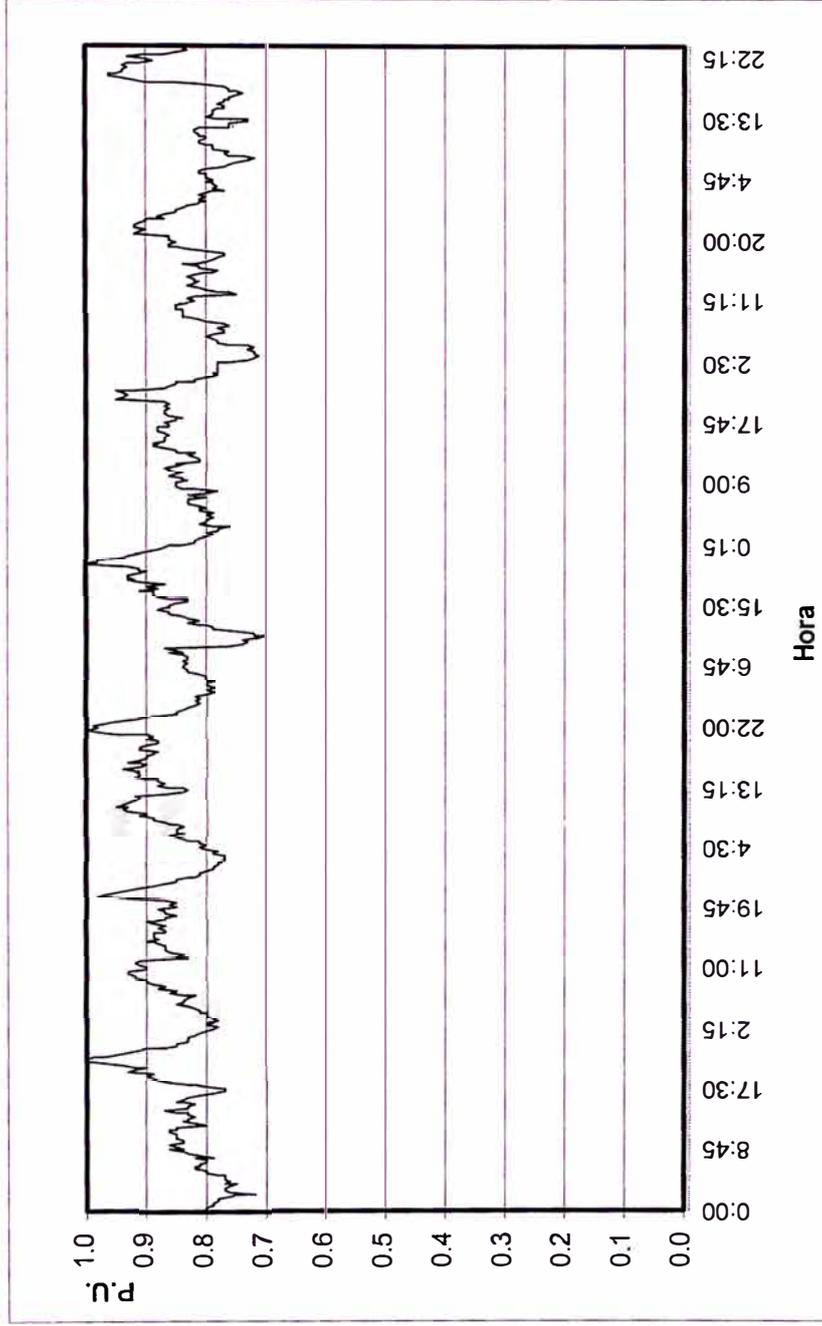
SUBESTACIÓN 60/10 KV – PANDO



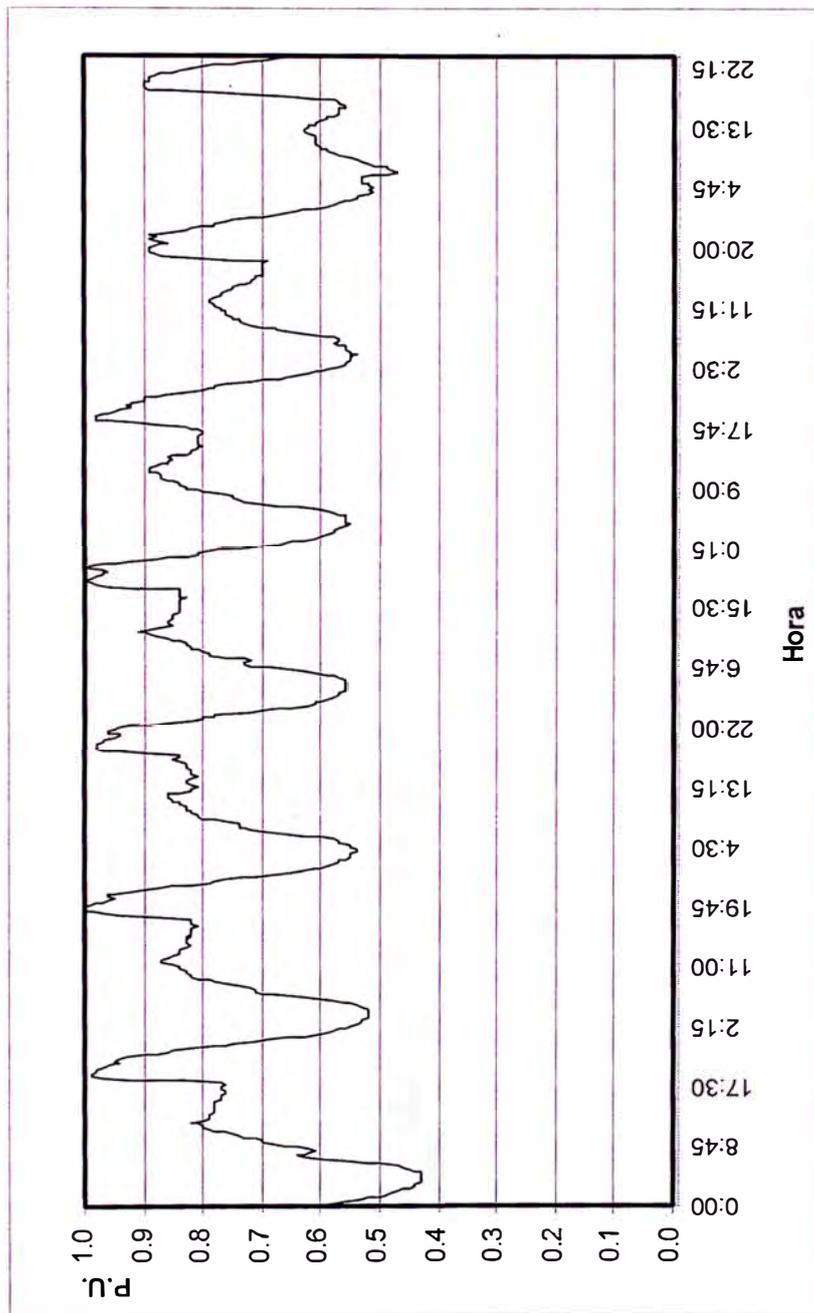
SUBESTACIÓN 60/10 KV - PERSHING



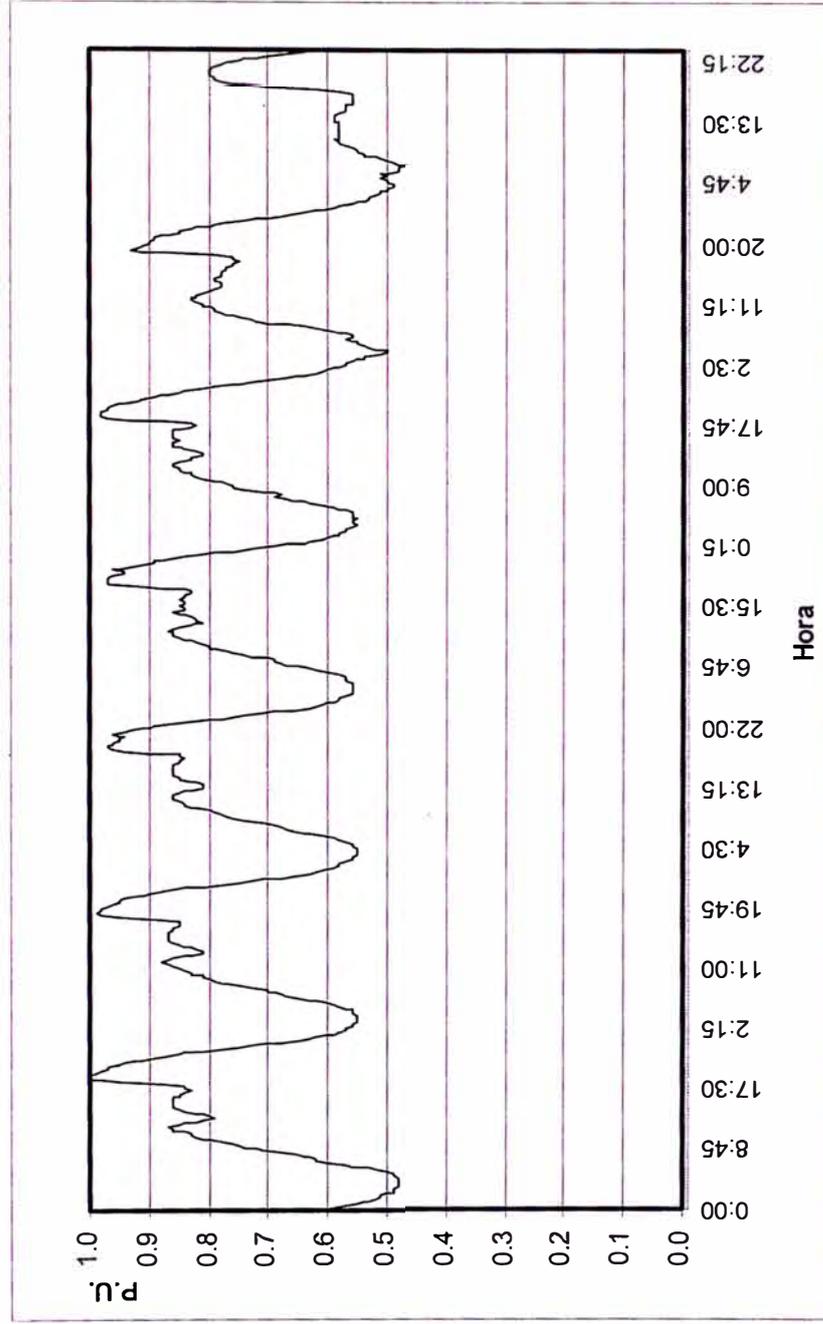
SUBESTACIÓN 60/10 KV – PUENTE PIEDRA



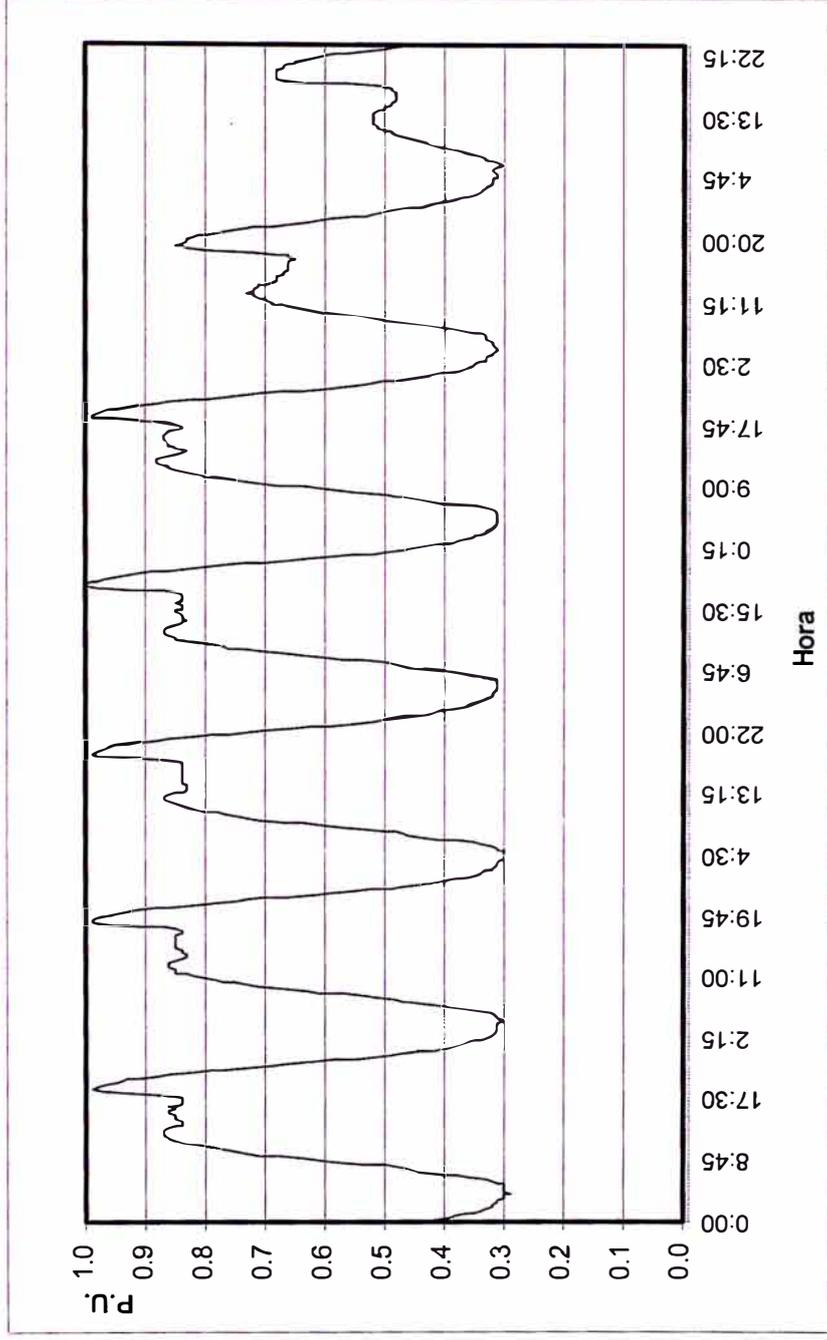
SUBESTACIÓN 60/10 KV – SANTA MARINA



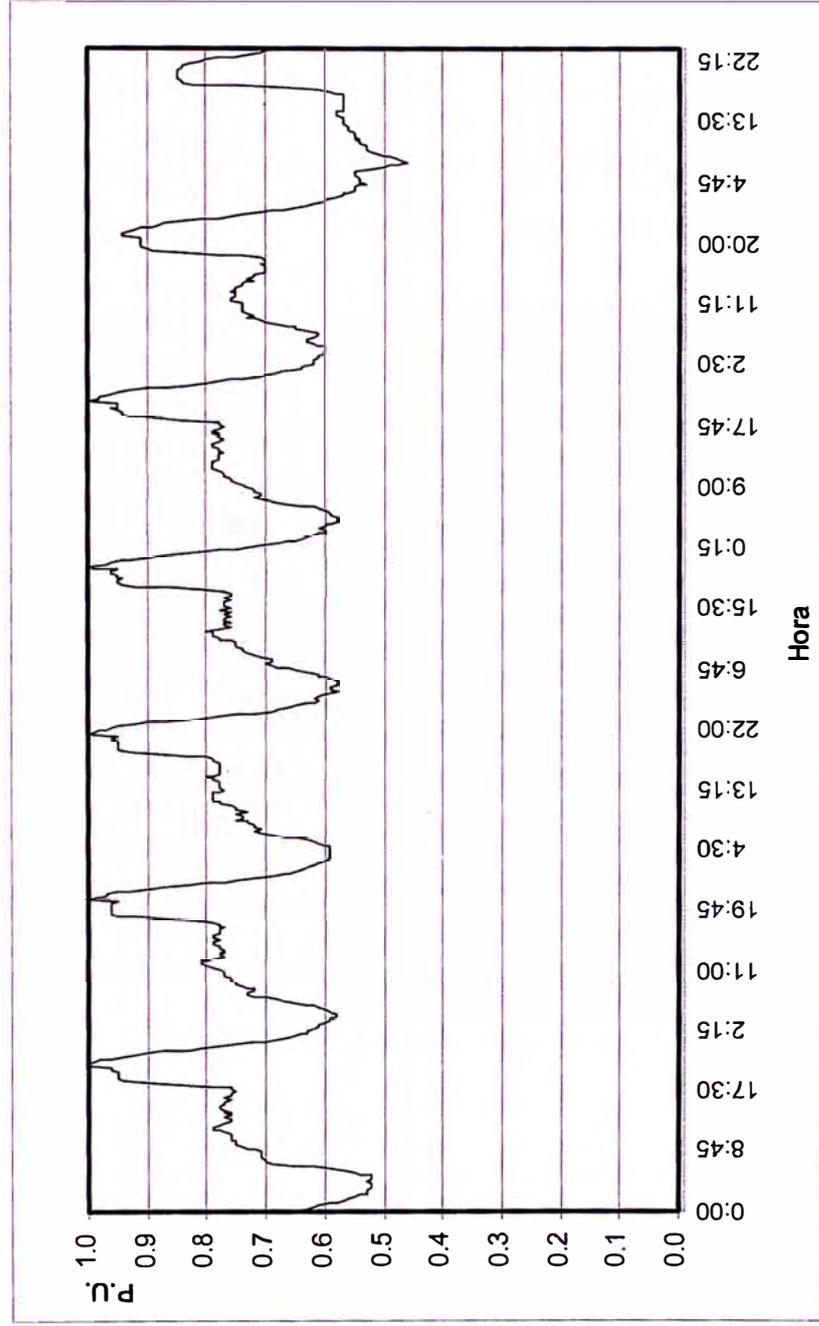
SUBESTACIÓN 60/10 KV - SANTA ROSA VIEJA



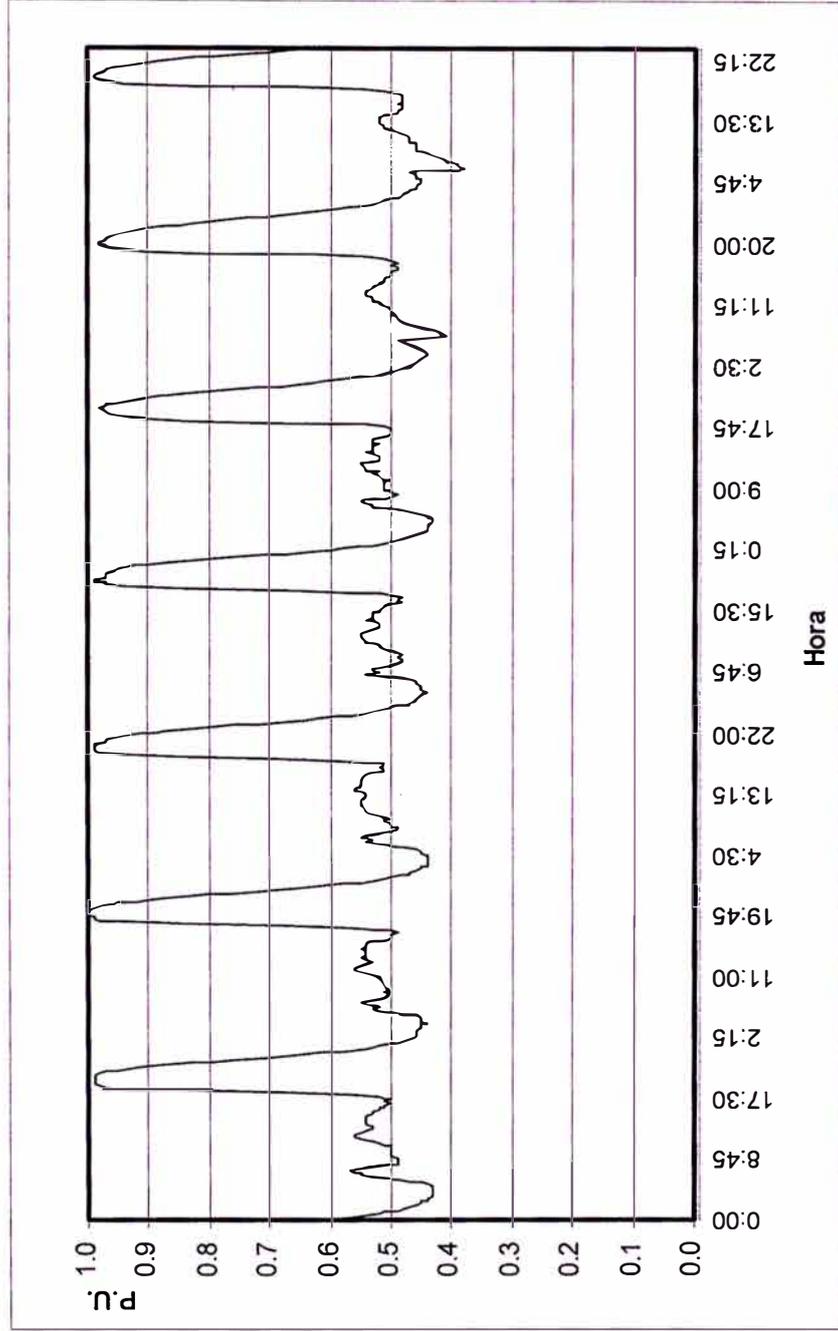
SUBESTACIÓN 60/10 KV – TACNA



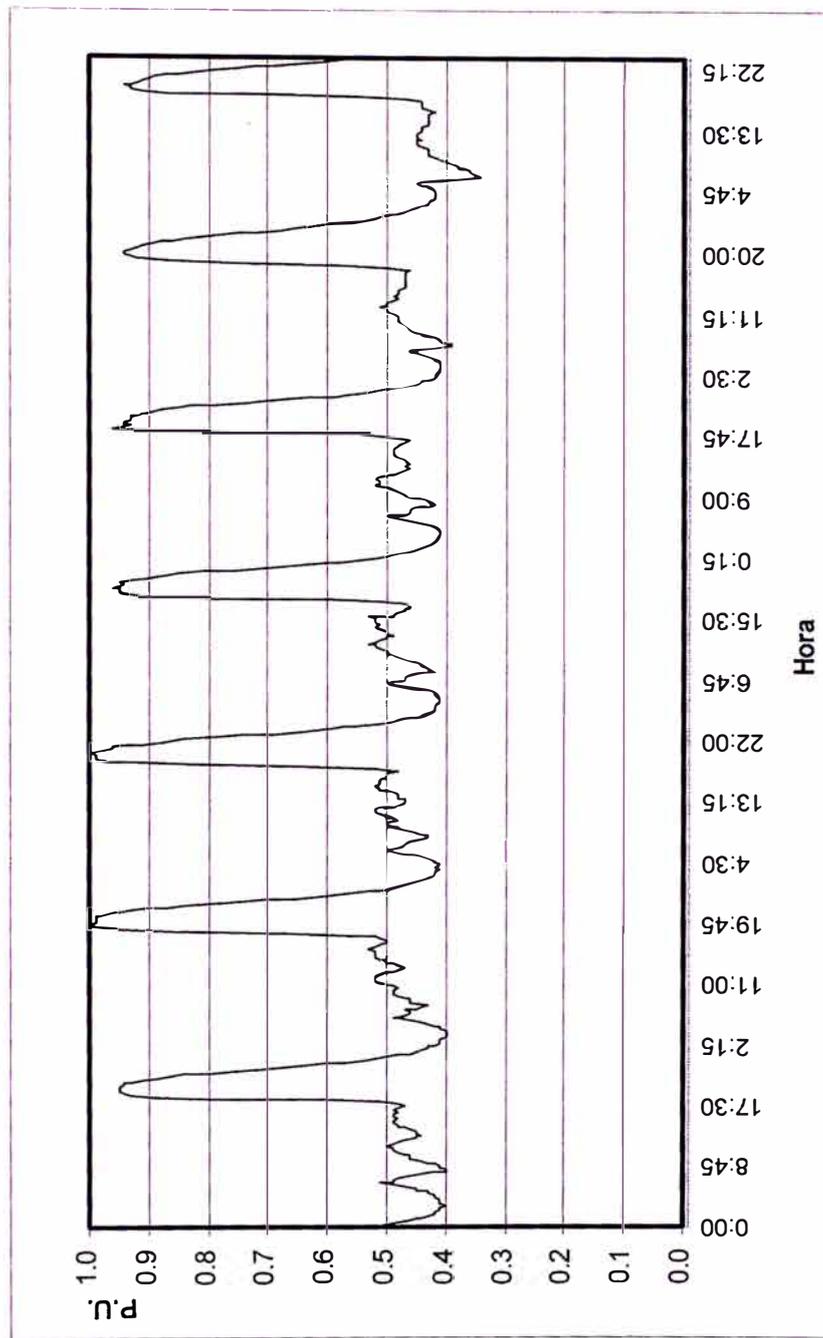
SUBESTACIÓN 60/10 KV – TOMAS VALLE



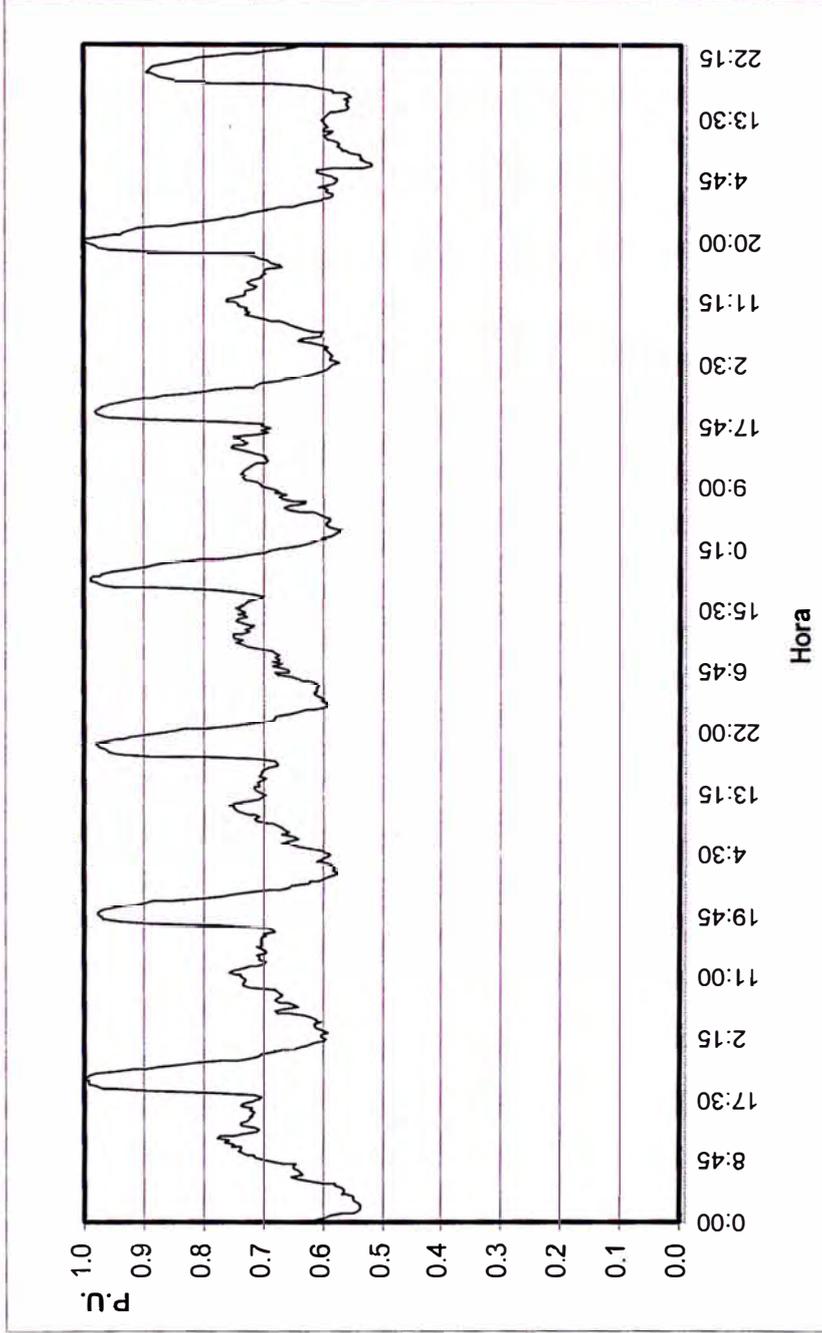
SUBESTACIÓN 60/10 KV – VENTANILLA



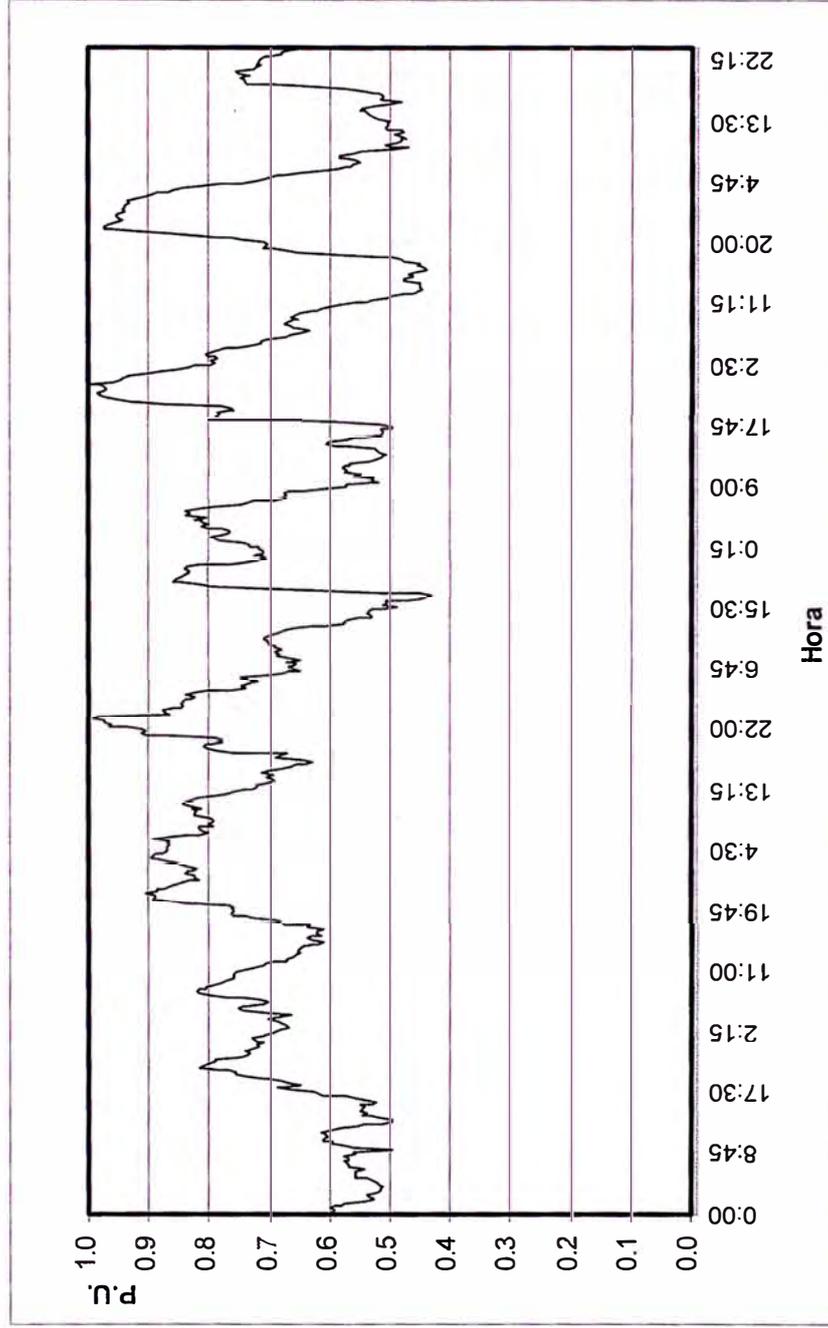
SUBESTACIÓN 60/10 KV – ZAPALLAL



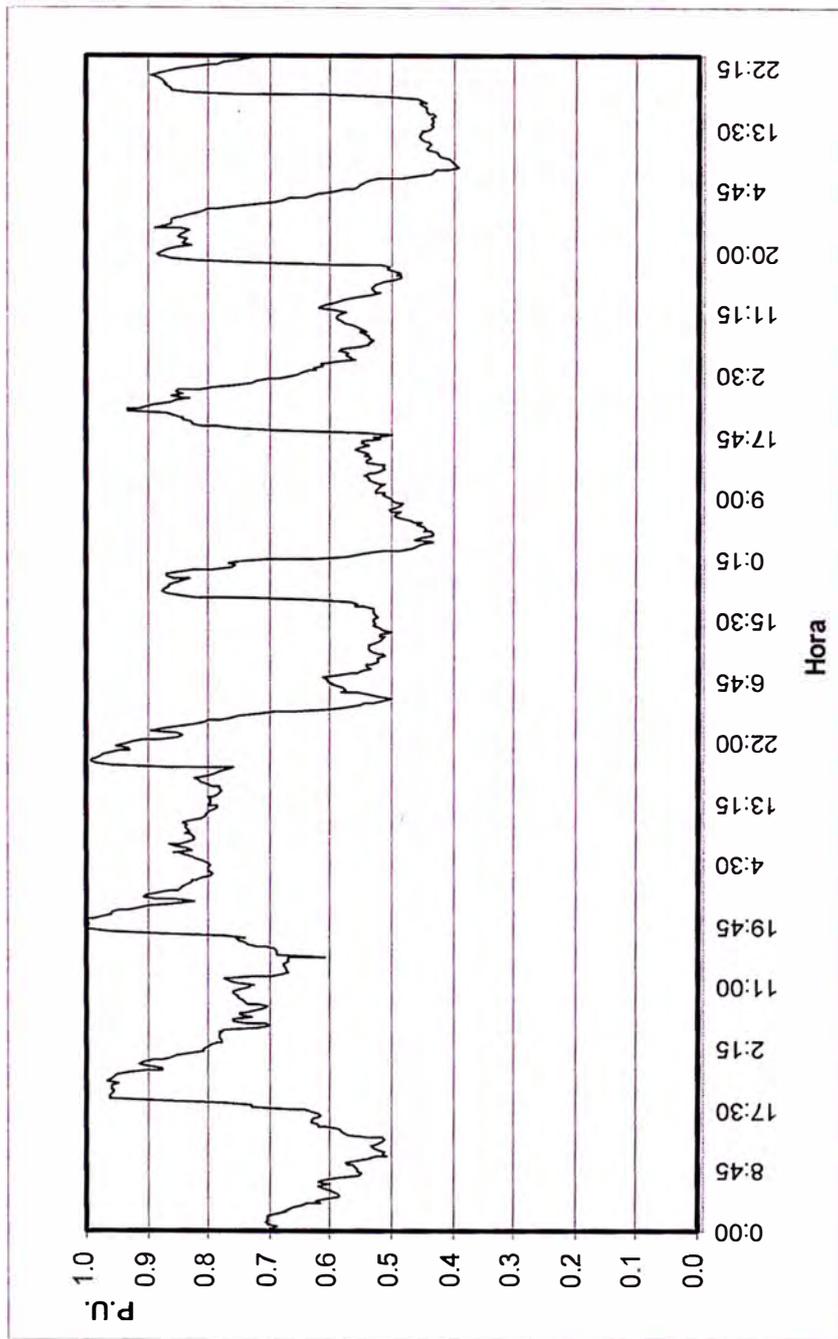
SUBESTACIÓN 60/10 KV – HUARAL



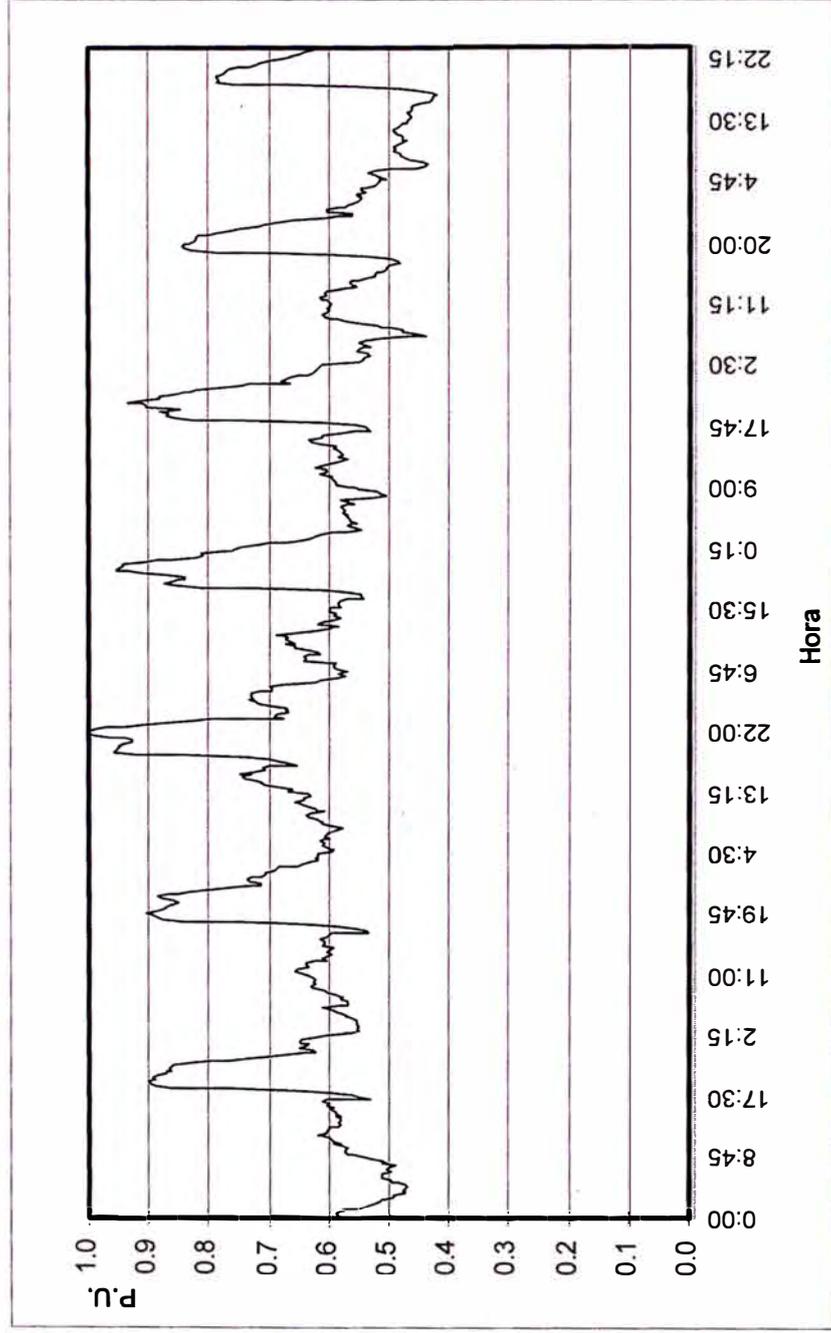
SUBESTACIÓN 60/10 KV - CHANCAY



SUBESTACIÓN 60/10 KV - HUACHO



SUBESTACIÓN 60/10 KV – SUPE



BIBLIOGRAFÍA

1. Pedro Dagá Gelabert. “Transformadores - Convertidores” Enciclopedia CEAC de Electricidad, 1974.
2. Edelnor S.A.A. “Diagnostico de los transformadores de potencia 220/60/10 y 60/10 kV instalados en SET’s”, 2004.
3. Decreto Supremo N° 009-93-EM “Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento”,1993.
4. Decreto Supremo N° 020-97-EM “Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos”,1997.
5. Edelnor S.A.A. “Plan Indicativo de Obras Periodo 2005 – 2009 (versión preliminar)”, 2004.
6. Ministerio de Economía y Finanzas del Perú “Revisión del Marco Macroeconómico Multianual 2005 2007”.
7. Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI) “Perú: Estimaciones y Proyecciones de Población 1950 – 2050”, 2001.
8. Edelnor S.A.A. “Estudio de Sectores Típicos y Caracterización del Consumo de los clientes de Edelnor S.A.A.”, 1997.
9. ENERSIS CHILE “Criterios de Planificación de la Red Eléctrica de Alta y Media Tensión en empresas de distribución del grupo ENERSIS”, 2000.
10. Carlos Ramírez y Alex Calle – Comisión de Integración Energética Regional (CIER) “Tipología de curvas de carga del sector residencial”, 2001.

11. Resolución OSINERG N° 261-2004-OS/CD “Proyecto de Resolución que fija las tarifas en barra aplicable al periodo comprendido entre noviembre del 2004 y abril del 2005”.
12. Universidad Nacional de Ingeniería Seminario “Mantenimiento Preventivo y Predictivo en Subestaciones MT y AT, 1997.