

“Calidad hoy en EJESA”

Autor: Ing. Alejandro E. Soza
Jefe Dpto. Calidad de Servicio

Noviembre de 2003

“La Calidad no se puede delegar, como no se puede delegar la ética”.
Deming

1. Objetivo

El presente trabajo, describe la Gestión de la Calidad del Servicio y Producto Técnico en la Empresa Jujueña de Energía Sociedad Anónima (EJESA), desde el inicio, hasta la actualidad.

2. Introducción

Al hacerse cargo del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, la Empresa está obligada por el Contrato de Concesión a cumplir con las Normas de Calidad del Servicio, su incumplimiento da lugar a la aplicación de sanciones.

Para tal fin, desde el inicio de las actividades de EJESA, se creó el Dpto. Calidad de Servicio dependiente de la Gerencia de Operaciones.

Es el área encargada del Control de la Calidad de Servicio y Producto Técnico, con dos funciones bien definidas: en primer lugar constituye el nexo entre la Superintendencia de Servicios Públicos y Otras Concesiones (SuSePu) y la Empresa, en lo que a la calidad se refiere y en segundo lugar proporciona las señales hacia adentro de la organización para la mejora de la calidad.

3. Descripción de la Compañía.

La Empresa Jujueña de Energía Sociedad Anónima, tiene a cargo la distribución y comercialización de energía eléctrica en todo el territorio de la provincia de Jujuy. Esta última está situada al norte de la República Argentina, limitando: con la República de Bolivia al norte, con la República de Chile al oeste y finalmente con la provincia de Salta, al sur y al este.

El área de concesión abarca una superficie de 22.060 km², comprendiendo más de setenta ciudades, pueblos y localidades, agrupados en trece Departamentos. Para los fines administrativos y operativos la Empresa se encuentra dividida en seis Administraciones, cuyos datos más relevantes, a febrero de 2003, se detallan en la Tabla 1.

4. Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones

Toda la normativa referente a la Calidad de Servicio y Producto Técnico, está detallada en el Anexo II, Suba nexa 3 del Contrato de Concesión.

En la actualidad, ya se recorrieron dos semestres de la Etapa IV.

5. Servicio Técnico:

5.1. Cálculo de los Indicadores de Calidad de Servicio Técnico

Desde el inicio de la Etapa II (Dic 1998), hasta el fin de la Etapa IV (Nov 2004), el control del Servicio Técnico se realiza con el criterio de “*cliente medio*”, es decir cada cliente de la Compañía demanda parte de la potencia instalada del transformador de distribución que alimenta su servicio. Esta parte es, a la fecha, de 1,8 kVA/cliente (resultado de dividir 223379 kVA por 122346 clientes).

Para determinar el grado de cumplimiento de la calidad de servicio, se registran los kVA fuera de servicio de los transformadores MT/BT (potencia aparente de los transformadores de distribución) de cada interrupción (fallas o interrupciones por mantenimiento), y se calculan dos indicadores por kVA instalado y por tipo de instalación, al final de cada semestre de control.

Estos son los indicadores para interrupciones internas (instalaciones de MT de la empresa), que tienen límites fijados por el Pliego de Concesión, los que van reduciéndose con las sucesivas etapas.

También se registran las salidas de servicio de las instalaciones de la distribuidora provocadas por interrupciones en el sistema de transporte (LAT 132 kV del Sistema de Distribución Troncal), en el SADI (LAT de 500 kV del Sistema Argentino de Interconexión), y en la generación.

Con estas se determinan los índices de *interrupciones externas* que también tienen límites fijados en el Pliego de Concesión los que van reduciéndose con el transcurso de las Etapas.

Las expresiones para el cálculo de los indicadores citados, se definen a continuación:

$F_{mik} = \Sigma(kVA_{FS})/kVA_{INS}$: frecuencia media de interrupción por kVA instalado.

Este parámetro representa la cantidad de interrupciones vistas por el *cliente medio* en el área en estudio y en el período considerado. Caracteriza la confiabilidad del sistema frente al medio ambiente, reflejando el nivel de inversiones sobre las redes.

$T_{tik} = \Sigma (KVA_{FS} * T_{FS}) / kVA_{INS}$: Tiempo de interrupción por kVA instalado.

Representa el tiempo total de interrupción visto por el cliente medio en el área estudiada y en el período de tiempo considerado.

Este índice está ligado con el nivel de los medios y recursos humanos y materiales puestos a disposición para la explotación del sistema

En el cómputo de las interrupciones existen excepciones, por ejemplo no deben incluirse las interrupciones menores a tres minutos, como así también aquellas debidas a causas fortuitas o de fuerza mayor, y para las instalaciones externas en la actualidad no se computan las producidas por mínima frecuencia.

Cuando se superan los índices fijados en el Contrato de Concesión, se determina la Energía No Suministrada:

Si se excede F_{MIK} :

$$ENI(kWh) = (F_{MIKreg} - F_{MIKtab}) / F_{MIKreg} * T_{TIKreg} * 28.300$$

Si se excede T_{TIK} :

$$ENI(kWh) = (T_{TIKreg} - T_{TIKtab}) * 28.300$$

De acuerdo a la Resolución 092/2001 de la SuSePu, el coeficiente 28300, se prorratea de la siguiente manera:

Subterránea: 2.183

Urbana Aérea: 20.679

Rural Aérea: 5.438

El coeficiente de la ENI se discrimina según los consumos en cada tipo de instalación.

En la tabla 2 se detallan las características de las instalaciones de cada Administración, discriminando los kVA en rurales y urbanos.

Como se observa, en función de los kVA instalados, la Administración San Salvador es responsable de la calidad en instalaciones subterráneas, y además, incide en un 59 % de la potencia instalada, para instalaciones urbanas aéreas.

Además, las administraciones de S. S. de Jujuy, LGSM y San Pedro, concentran prácticamente el 90 % de la potencia instalada para instalaciones urbanas, es decir que, son las responsables de mantener la calidad para tales instalaciones.

En contrapartida, las administraciones Perico, San Pedro, LGSM y S. S. de Jujuy suman el 80 % de la potencia instalada en instalaciones rurales.

Estas administraciones son las responsables de la calidad en las instalaciones citadas.

En la actualidad el registro de los eventos lo realiza cada administración, en el Dpto. Calidad de Servicio, se elabora el canal diario que se envía a la SuSePu (Planilla Diaria de Interrupciones del Sistema) y el canal semestral cálculo de los índices F_{mik} y T_{tik} .

La gestión de la SuSePu, se centra básicamente en el control de los datos entregado y los plazos, esto origina que una considerable cantidad de tiempo se emplee en revisar datos de interrupciones (kVA fuera de servicio, y duración de las interrupciones).

6. Índices de frecuencia y tiempo de Interrupciones Internas.

6.1. Urbana Subterránea

En la gráfica 3 de la frecuencia, se puede apreciar, que el índice se redujo en un 87,5 %, desde el inicio de EJESA a la fecha, esto se debe, en gran parte, a las inversiones realizadas, por ejemplo: nuevas líneas para operar con barras partidas de 13,2 kV en Jujuy Norte, las cuales son alimentadas por dos ET AT/MT 132/33/13,2 kV (Estación Transformadora de Alta Tensión 132 kV a Media Tensión 33 kV y 13,2 kV) distintas (ET Jujuy Sur y ET Jujuy Este).

Además se reemplazaron los antiguos interruptores de gran volumen de aceite por modernos interruptores de vacío, que son operados con relés electrónicos de última generación, lo que permite coordinar las protecciones con la metodología de tiempo inverso y no de tiempo definido, como se operaba con los equipos antiguos.

En lo que respecta al tiempo fuera de servicio, como se aprecia en la gráfica 4, se pasó de 4,25 hs. a 0,55 hs. fuera de servicio por semestre, lo que representa una reducción del índice del 87 %. Esto indicaría que los recursos puestos a disposición para la explotación del sistema son adecuados.

No obstante, se debe tener presente que la mayoría de los distribuidores subterráneos está actualmente al fin de su vida útil, por lo tanto es de esperarse que aumente la tasa de falla (del orden de un 40% para el último año) de estos activos, lo que traería aparejado un aumento de la frecuencia. Ver gráfico 5, clasificación de interrupciones por motivos.

6.2. Urbana Aérea

Para el caso de instalaciones urbanas el índice de frecuencia de interrupción se redujo en un 57%, desde el inicio de EJESA a la fecha. Solamente se superó el índice en un semestre. Como se aprecia en la gráfica 6.

En la mejora de la frecuencia, las inversiones tienen una alta incidencia porque tornan a las redes, más inmunes al medio ambiente en donde están instaladas.

Por ejemplo: la principal causa de desconexiones son las descargas atmosféricas, las cuales se pueden controlar con instalación de descargadores, instalación y mejora de puesta a tierra del hilo de guardia de los alimentadores de 33 kV, entre otros. Ver gráfica 8.

En lo que respecta al tiempo de interrupción, se nota una disminución del índice de un 67%, (como se observa en la gráfica 7) de lo que puede deducirse,

que los recursos puestos a disposición para la explotación del sistema y la gestión de la distribución son adecuados, no obstante todavía hay margen para mejorar.

Las desconexiones programadas por mantenimiento, forman parte de los índices de interrupciones a partir del 01/12/2000, por lo tanto fue necesario gestionarlas con sumo cuidado para evitar superar los índices. Para los semestres 1° y 3° que son los que involucran el período estival (diciembre – mayo) se restringen los cortes programados que produzcan interrupciones al sistema, reservando el umbral sin penalización, para las interrupciones forzadas.

No obstante, la incidencia de este motivo se puede reducir implementando los mantenimientos con líneas vivas.

Las interrupciones provocadas por ramas, son factibles de controlarlas con el plan de manejo arbóreo, y para los lugares donde esta alternativa sea de difícil aplicación se puede cambiar el diseño de las redes, trabajando con conductores protegidos, por ejemplo.

Es importante cuidar de no superar el valor umbral fijado en el Pliego, puesto que, cuando se calcula la Energía no suministrada, el coeficiente que se emplea en la ecuación es: 20.679, el mas alto de los tres tipos de instalaciones existentes.

6.3. Rural Aérea

Para las instalaciones rurales la frecuencia se redujo un 63% y, al igual que las instalaciones urbanas aéreas, las inversiones tuvieron una alta incidencia, no obstante se superó el valor umbral en tres semestres. Como se aprecia en la gráfica 9.

Los índices de interrupciones son más elevados para instalaciones rurales, esto se debe a las características propias de las redes, a saber: líneas de 33 kV, muy extensas con explotación radial, que alimentan estaciones de rebaje de baja potencia, y distribuidores de 13,2 kV también de considerable longitud.

En su recorrido, las líneas atraviesan zonas con denso arbolado y están expuestas al contacto de ramas y caídas de árboles.

Como así también, zonas de actividad agrícola (cañaverales, tabacales) en donde las instalaciones son afectadas, por ejemplo: por la quema de caña, y eventuales contactos con maquinaria agrícola.

De todos modos, el principal motivo de interrupciones son las descargas atmosféricas, este se puede reducir con un aumento de las inversiones. Ver gráfica 11.

El tiempo de interrupción se redujo un 56% desde el inicio de EJESA a la fecha, no obstante queda un amplio margen de mejora. Ver gráfica 10.

La media aritmética de los kVA fuera de servicio para las interrupciones internas es del orden de los 950 kVA, y para la duración de las interrupciones 01:10 horas.

Además, si debieran considerarse en el cómputo las interrupciones mayores a tres minutos, el índice de frecuencia aumentaría un 22%, como así también el tiempo medio de interrupción se incrementaría un 2%.

6.4. Externas

Como se mencionó al principio, la distribuidora es también responsable por las interrupciones en instalaciones propias, provocadas por salidas de servicio de instalaciones externas (Sistema de Transporte por distribución troncal en 132 kV y SADI), a la fecha la única excepción que existe son las interrupciones por mínima frecuencia, además de las menores a tres minutos.

Tomando en cuenta el primero y último semestre la frecuencia se redujo un 17%, pero no se nota una clara tendencia a la baja. Además, presenta una marcada variación estacional donde semestres comparable, tienen índices muy parecidos.

Como se aprecia en la gráfica 12, se superaron los valores umbrales en dos semestres.

Merece destacarse, que para la situación en que se encuentra EJESA en el MEM (en el final del sistema interconectado) cada salida de servicio de los vínculos con el SADI, aporta una unidad a la frecuencia, por que la potencia fuera de servicio es prácticamente toda la potencia instalada (salvo el sistema aislado de La Quiaca).

Además las líneas existentes de 132 kV, se encuentran a límite de su capacidad de transporte. Por ejemplo, el tramo Güemes – San Juancito alcanzó los 420 A, superando la corriente límite admisible de 400 A.

La caída de tensión, entre el nodo Güemes y el nodo Pichanal está en el orden de - 20 %, cuando el valor límite es $\pm 5\%$. La consecuencia de esto es que el operador del Sistema de Transporte, podría solicitar que se dejen cargas fuera de servicio, con el consiguiente perjuicio para los clientes del área. En la gráfica 14 se visualiza el sistema de Distribución Troncal del NOA norte.

En un primer análisis, se deduce que son necesarias inversiones en el sistema de transporte, como ser la construcción de una línea de Alta Tensión en 132 kV entre los nodos Güemes y Las Maderas. La cual debería estar concluida, a mas tardar, en septiembre de 2004.

Estas inversiones harían bajar el índice, pero no se mejoraría la parte correspondiente a las interrupciones en el SADI.

El tiempo de interrupción permanece bajo, en el orden de las 2 horas por semestre. Ver gráfica 13.

Merece destacarse que la media aritmética de los kVA fuera de servicio para las interrupciones externas es del orden de los 2000 kVA, y para la duración de las interrupciones 40 min.

6. Gestión de la Información

Cada administración se encarga del registro de los eventos del Sistema de Distribución Primara.

La herramienta informática actual consiste en una base de datos donde se cargan las interrupciones.

El sistema es abierto, es decir que para cada interrupción se cargan los kVA fuera de servicio y los clientes afectados.

La potencia instalada en las SET's MT/BT se actualiza con otra aplicación (Red Eléctrica) pero esta no guarda la *historia* es decir la potencia de los distintos transformadores que pasaron por una subestación de distribución.

En lo que respecta al rol del Dpto. Calidad de Servicio con relación al cumplimiento del Contrato de Concesión, en éste se controla la información ingresada en cada Administración y se elaboran los canales: diario, semestral, excepcional y se realiza la gestión de los cortes programados

7 Análisis de Fallas.

A los fines de trabajar con los criterios de *mejora continua*, se formó el Comité de Análisis de Fallas y lo integran: el Jefe de Explotación, el Jefe de Calidad, el Administrador, el Jefe Técnico y el Jefe de Distribución.

Este comité se reúne con una frecuencia trimestral, en cada administración, y se analiza cada una de las fallas ocurridas en un período determinado, buscando la causa raíz, bosquejando las soluciones y orientando las inversiones. Luego a través del tiempo se analiza la efectividad de tales soluciones, repitiéndose el ciclo.

8 Calidad de servicio en la Etapa V

El 01/12/2004 comenzará a medirse la calidad de servicio a nivel cliente, es decir que se tomarán en cuenta todas las interrupciones, desde el nivel de AT hasta el cliente final.

Se estima, en una primera aproximación que se pasará de controlar unas 2000 interrupciones por semestre (situación actual) a unas 8000 (incluidas las interrupciones de la red BT).

Para poder gestionar con éxito, tal volumen de información, será necesario disponer de herramientas informáticas adecuadas, como ser un sistema con soporte GIS, en donde el operador ingresa las interrupciones y maniobras, pero no puede modificar los valores de potencia instalada, salvo alguien con autorización. De esta manera se lleva un estricto control de los cambios en los datos.

Merece destacarse que el GIS está implementado en la actualidad, solamente faltan las herramientas de operación y calidad.

El registro de los datos de las instalaciones, no es un tema menor. Requiere un gran compromiso de todas las administraciones, que son las que tienen a cargo y modifican las instalaciones.

Es también importante, que el sistema soporte el *versionamiento*, esto es, que mantenga la historia de la configuración de la red a través de hitos, los cuales se pueden recuperar (consultar) cuando sea necesario.

Otro aspecto crucial es la integración total de los sistemas: SCADA, Calidad, GIS, Comercial, Reclamos, etc. se debe lograr el mayor nivel de automatización, es decir que, los datos ingresados manualmente sean los menos.

Todos los sistemas informáticos deben tener sincronizada su base de tiempo, para que el instante en que se produzca el evento sea registrado de manera uniforme en todos ellos.

Como así también se deberá realizar un intenso plan de capacitación, habida cuenta que esta etapa de calidad involucra a mas áreas de la empresa, como ser: Atención a Clientes, Call Center, Guardia de Emergencia, Dpto. Calidad de Servicio, etc.

Actualmente se trabaja con el sistema Gescal, el principal inconveniente que presenta es que no es posible guardar la *historia* de la red.

Es decir si se necesita saber como estaba configurado el sistema en una fecha determinada, es prácticamente imposible reconstruir dicha configuración, puesto que cada vez que se actualiza la potencia de un puesto de transformación, se pierde el dato anterior.

Para salvar esta situación se recurre a backup de las bases de datos de SET's, pero estas están fuera del sistema (en planillas Excel) y son accesibles para cualquiera. No existen los controles y la seguridad en el manipuleo de los datos.

9 Calidad de Producto Técnico

El otro aspecto de la Calidad que la distribuidora debe brindar, está establecido, también, en el Pliego de Concesión y se refiere a los *niveles de tensión* y las *perturbaciones*.

Los niveles de tensión en la etapa IV (actualmente en curso) son +/- 5% para zonas urbanas y +/- 10% para zonas rurales, valores que se deben verificar en las barras de MT, en bornes de BT de las SET's y en clientes finales.

Para el control se dispone de:

- 100 equipos registradores en cada salida de MT
- 80 equipos registradores rotativos que se instalan en bornes de BT de SET's
- 100 equipos registradores rotativos que se instalan en clientes finales.
- 20 equipos registradores rotativos para armónicas y flicker que se instalan en clientes finales.

Los puntos donde se instalan los equipos registradores rotativos, son elegidos por la SuSePu.

Las perturbaciones que se controlan son las variaciones rápidas de tensión (flicker), las caídas lentas de tensión y las armónicas.

Los equipos registradores guardan en memoria los valores de tensión (integrados cada 900 seg.) los que se comparan, luego, con la banda establecida en el Pliego determinándose (si correspondiere) la energía entregada en malas condiciones de calidad (\$/kWh).

9.1. Montos de las multas por producto técnico en clientes finales

En la gráfica 15, se aprecian los montos devueltos a los clientes finales por valores fuera de la banda permitida en distintas etapas.

9.2. Montos de las multas por producto técnico en SET's.

En la gráfica 16, se aprecian los montos devueltos a los clientes finales por valores fuera de la banda permitida en distintas etapas en subestaciones de

distribución. Para saber a cuales clientes se le debe acreditar los montos, se cuenta con la vinculación cliente – SET en el Sistema de Información Geográfica.

9.3. Multas acumuladas en la Segunda y Tercera Etapa por producto técnico.

- Multas en clientes....\$ 3.546,00
- Multas en SET's.....\$20.139,00

10 Conclusiones.

- La calidad de servicio fue mejorando con el tiempo. Lo que habla de lo acertado de las políticas de inversión y de gestión aplicadas.
- Cuando se ingrese a la Etapa V, de calidad a nivel cliente, se deberán aumentar considerablemente las inversiones.
- La gestión de la SuSePu se basa solamente en el control de los datos y los plazos legales.
- En virtud de lo anterior, se debe mejorar las herramientas informáticas de cara a la Etapa V.
- En sintonía con los dos puntos anteriores, la implementación de Normas ISO mejoraría la operatoria de los datos.
- Renegociar el Contrato de Concesión, retrasando el inicio de la etapa V.
- Dentro de esta renegociación, es importante deslindar de responsabilidades a la distribuidora por las fallas externas.
- Para la Mejora Continua, es recomendable usar el Método de Prevención de Fallos, por evaluación de gravedad, ocurrencia y detección (método proactivo).
- Los montos de las multas por apartamientos de los niveles de tensión no son considerables.
- Pero en la banda del +/- 5%, de la actual etapa, la cantidad de puntos de suministros fuera de banda aumentan a diario.
- El uso de los datos de la Campaña de Medición y las herramientas de flujo de carga, son de suma utilidad para los cálculos de los perfiles de tensión en los nodos de MT y BT.
- Del análisis anterior se obtienen las acciones correctivas.
- Son necesarias importantes inversiones en nuevas SET's y redes de BT.
- Si se prorroga la Etapa IV, se podría postergar las inversiones ocupándose, solamente, de los casos más urgentes.

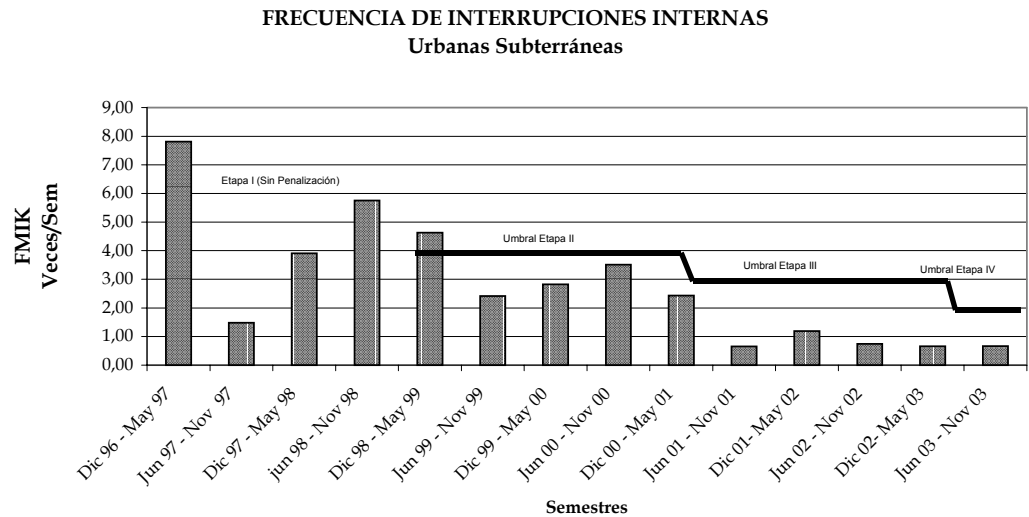
Tabla 1, Datos característicos de EJESA.

Administración	Superficie de Concesión km2	Cantidad de Clientes	Cantidad LMT (km)	Cantidad LBT (km)	Cantidad SET's	kVA MT/BT instalados
San Salvador	1.772	64.126	455	1.000	608	106.199
San Pedro	5.943	15.539	612	329	345	33.676
Perico	1.764	15.270	586	362	579	38.258
L.G.San Martín	2.612	15.828	393	303	267	29.268
Tilcara	3.712	5.484	412	190	309	8.302
La Quiaca	6.257	6.099	649	176	253	7.676
TOTAL	22.060	122.346	3.068	2.360	2.361	223.379

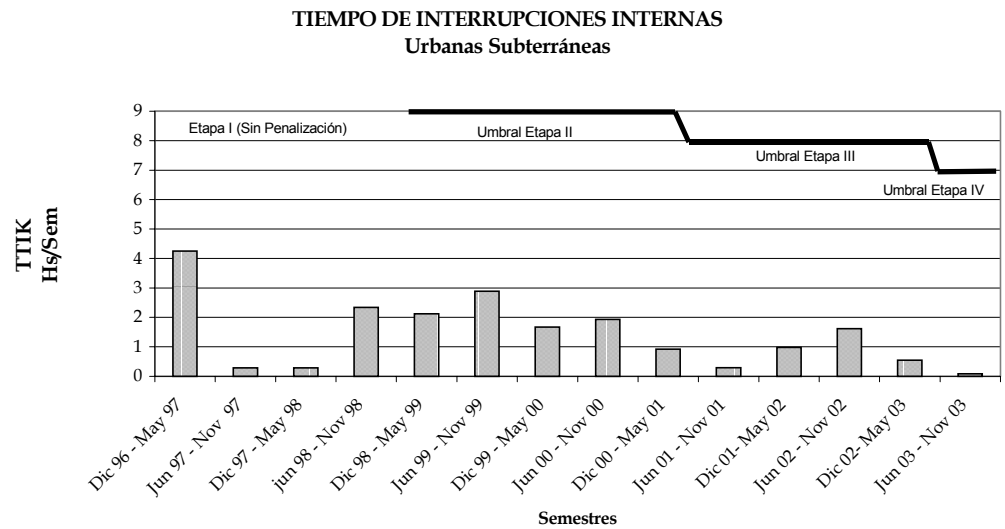
Tabla 2. Potencia instalada por Administración.

Administración	Cant SET's Subterráneas	%	Cant SET's Urbanas	%	Cant SET's Rurales	%
La Quiaca			0		255	11%
Tilcara			11	1%	281	10%
Perico			88	11%	487	31%
San Pedro			70	13%	267	22%
L.G.S.M.			117	16%	151	13%
S.S. de Jujuy	32	100%	408	59%	167	13%
Total general			694		1608	

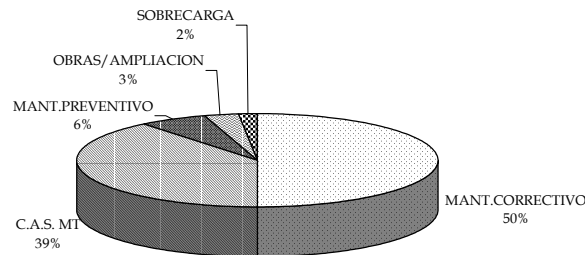
Grafica 3. Frecuencia de Interrupciones para Instalaciones Urbanas Subterráneas



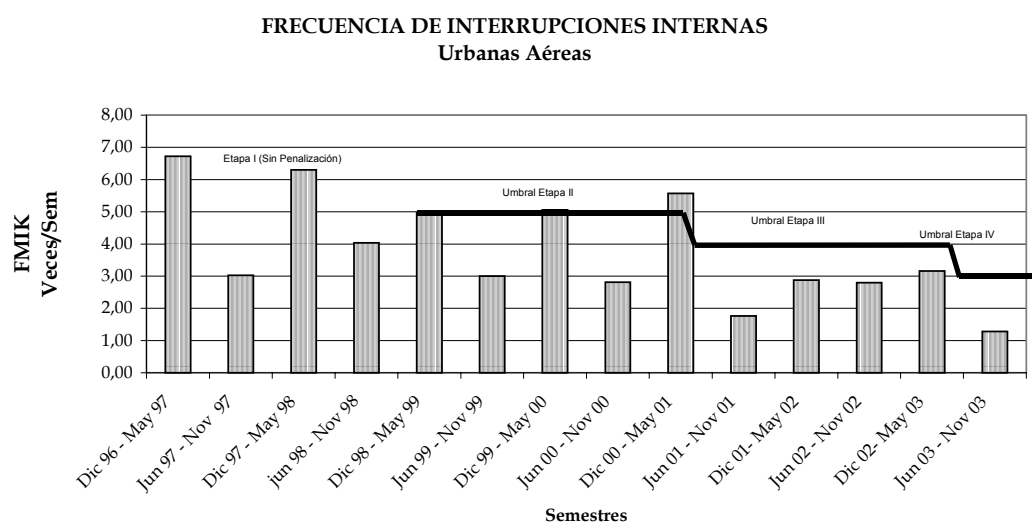
Grafica 4. Tiempo de Interrupciones para Instalaciones Urbanas Subterráneas



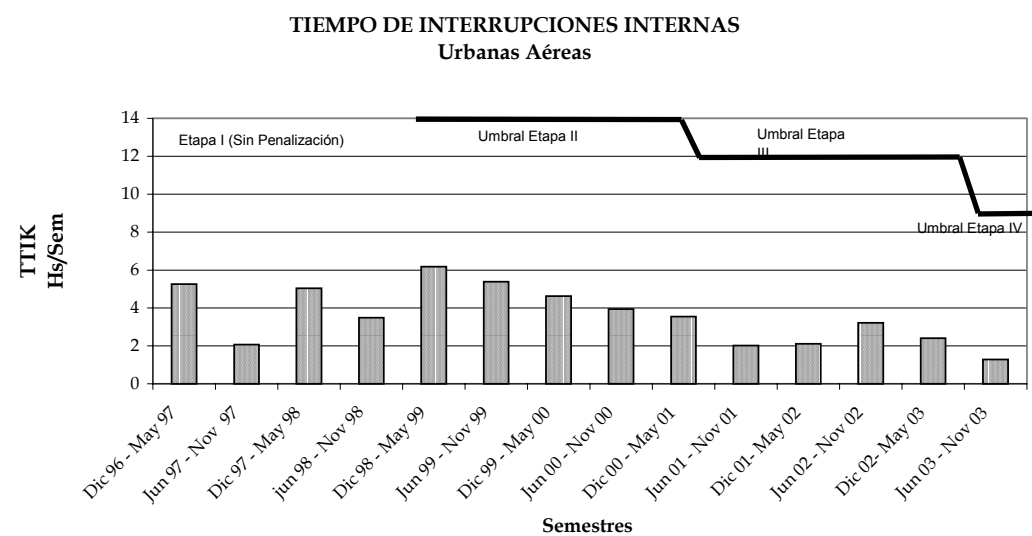
Grafica 5. Clasificación de Interrupciones por motivos.



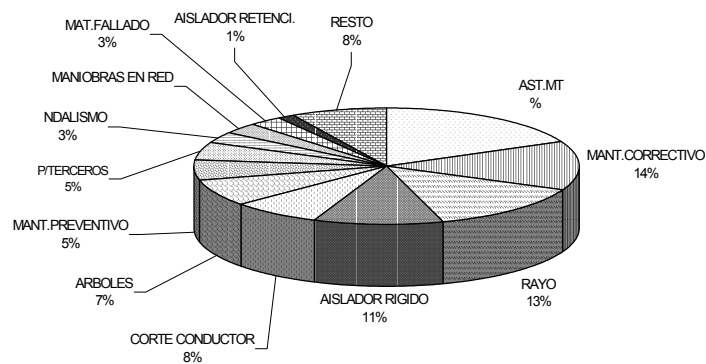
Grafica 6. Frecuencia de Interrupciones para Instalaciones Urbanas Aéreas.



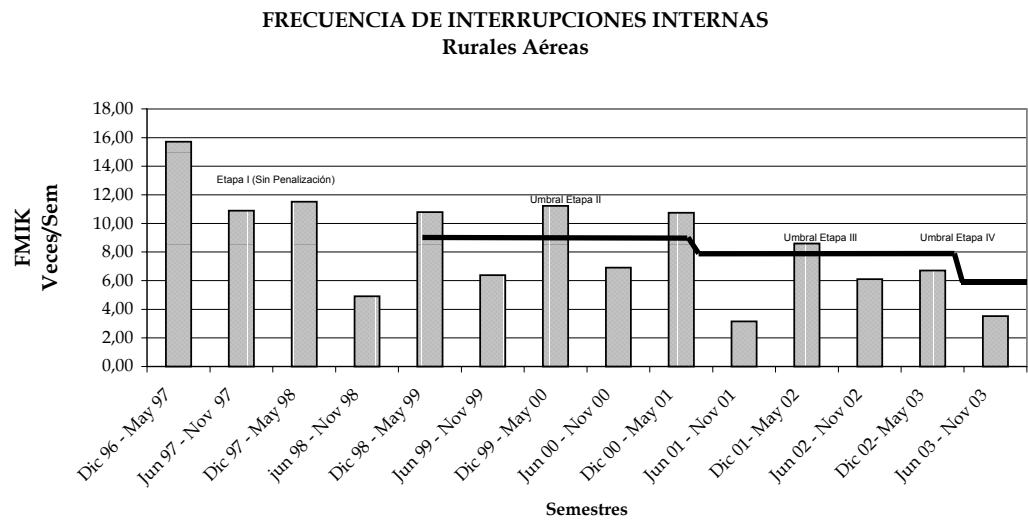
Grafica 7. Tiempo de Interrupciones para Instalaciones Urbanas Aéreas.



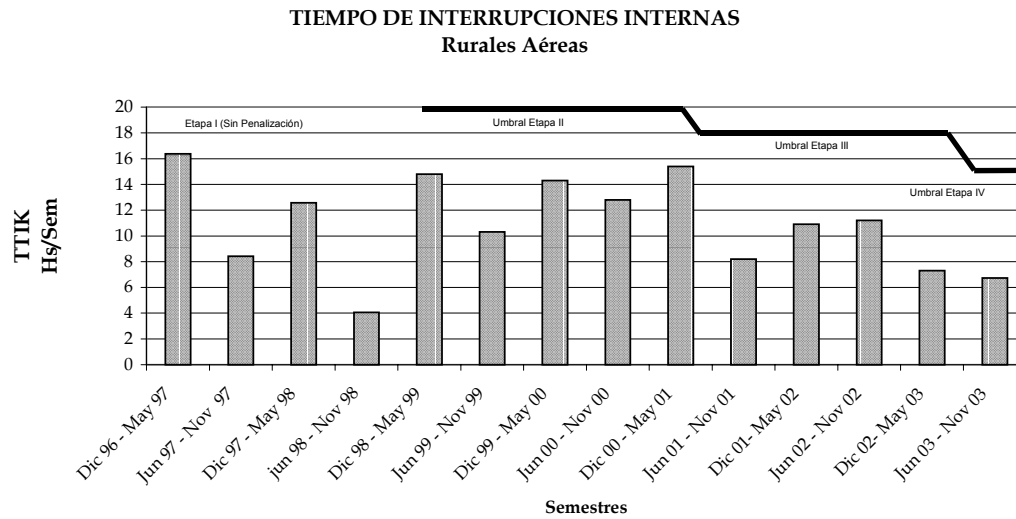
Grafica 8. Clasificación de Interrupciones por motivos.



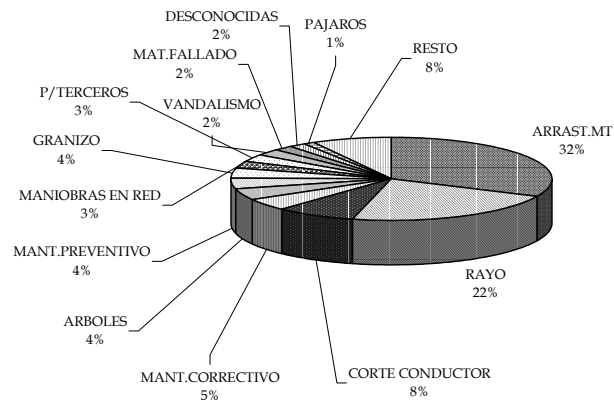
Grafica 9. Frecuencia de Interrupciones para Instalaciones Rurales



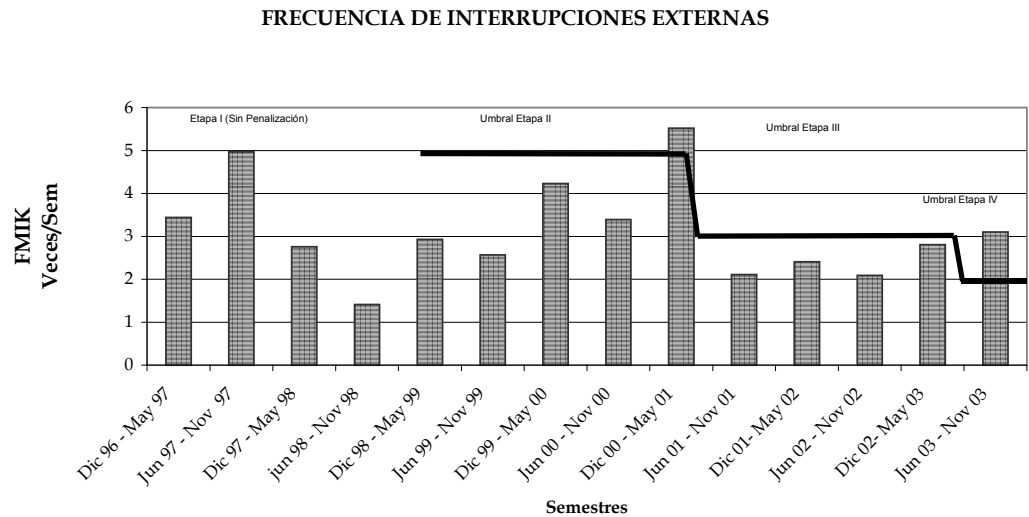
Grafica 10. Tiempo de Interrupciones para Instalaciones Rurales



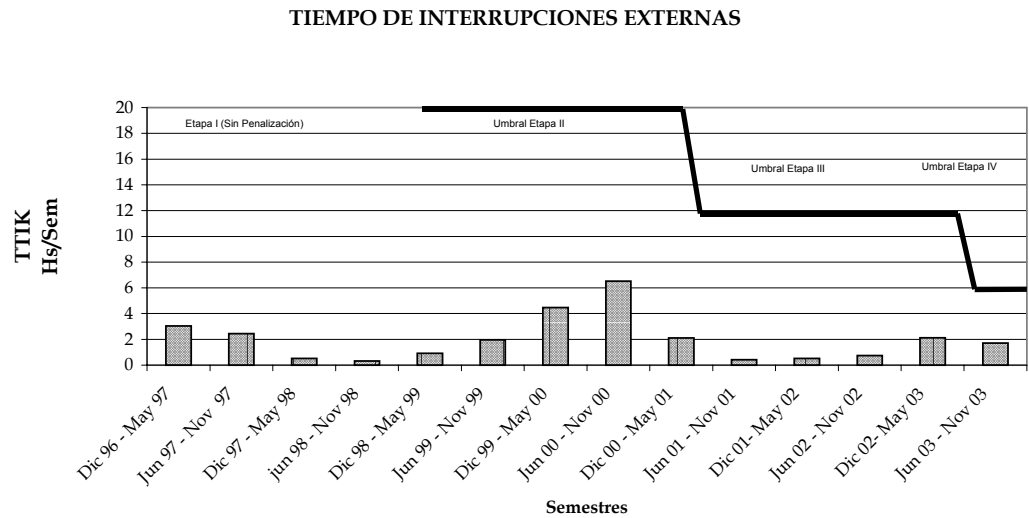
Grafica 11. Clasificación de Interrupciones por motivos.



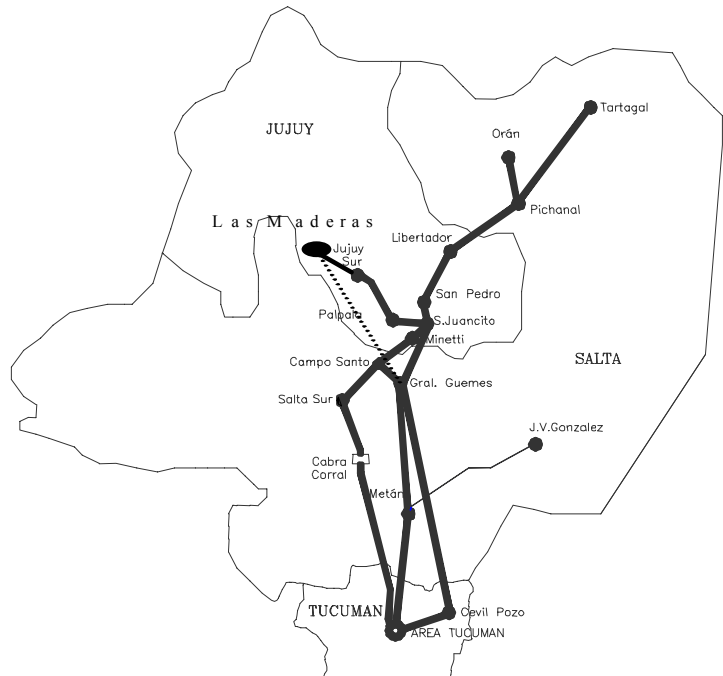
Grafica 12 Frecuencia de Interrupciones para Instalaciones Externas



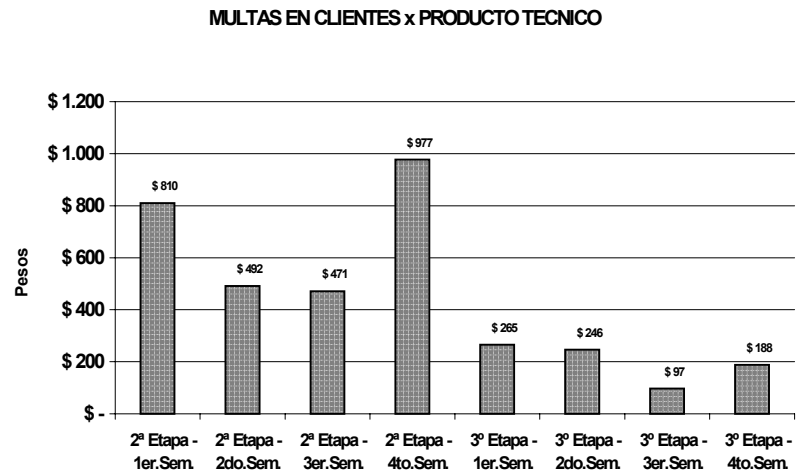
Grafica 13. Tiempo de Interrupciones para Instalaciones Externas.



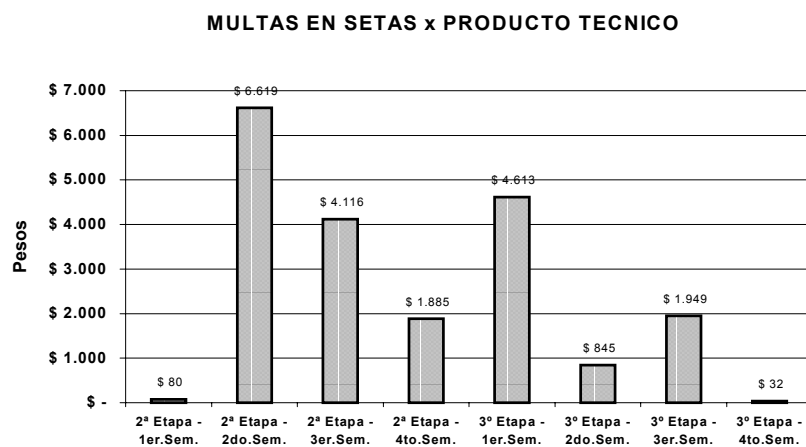
Grafica 14. Sistema de Distribución troncal en 132 kV.



Grafica 15. Montos de las multas por producto técnico en clientes finales.



Grafica 16. Montos de las multas por producto técnico en Subestaciones de Distribución.



11 Referencias.

- ✓ Anexo II, Sub Anexo III. Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones. Contrato de Concesión Empresa Jujena de Energía S.A.
- ✓ Información del Dpto. Calidad de Servicio de Ejesa.

Dpto. Calidad de Servicio. 28 de Noviembre de 2003.