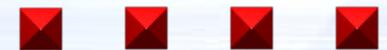




ROL DE OSINERGMIN EN LOS PROGRAMAS DE SEGURIDAD DEL SUMINISTRO Y CALIDAD DE LA ENERGÍA

**XI REUNIÓN ANUAL IBEROAMERICANA DE REGULADORES
DE LA ENERGÍA - ARIAE-**

Alfredo Dammert Lira
Presidente del Consejo Directivo



Junio, 2007

Índice

- ❑ Objetivos de la Regulación
- ❑ Funciones de OSINERGMIN

A. Supervisión Sub Sector Eléctrico:

Ámbito de supervisión, objetivos, principios y criterios, e instrumentos.

A1. Alumbrado Público

(Diseño de Muestra, Aplicación de la Multa, Resultados)

A2. Calidad Comercial

(Contraste de medidores; y Facturación, cobranza, atención al usuario)

A3. Calidad Técnica

(Duración Media de Interrupción del Servicio por Usuario, SAIDI)

B. Problemática de las Interrupciones

Matriz de la Problemática de Interrupciones y Calidad del Suministro.

B1. Sistemas eléctricos críticos: Problemática de los SST

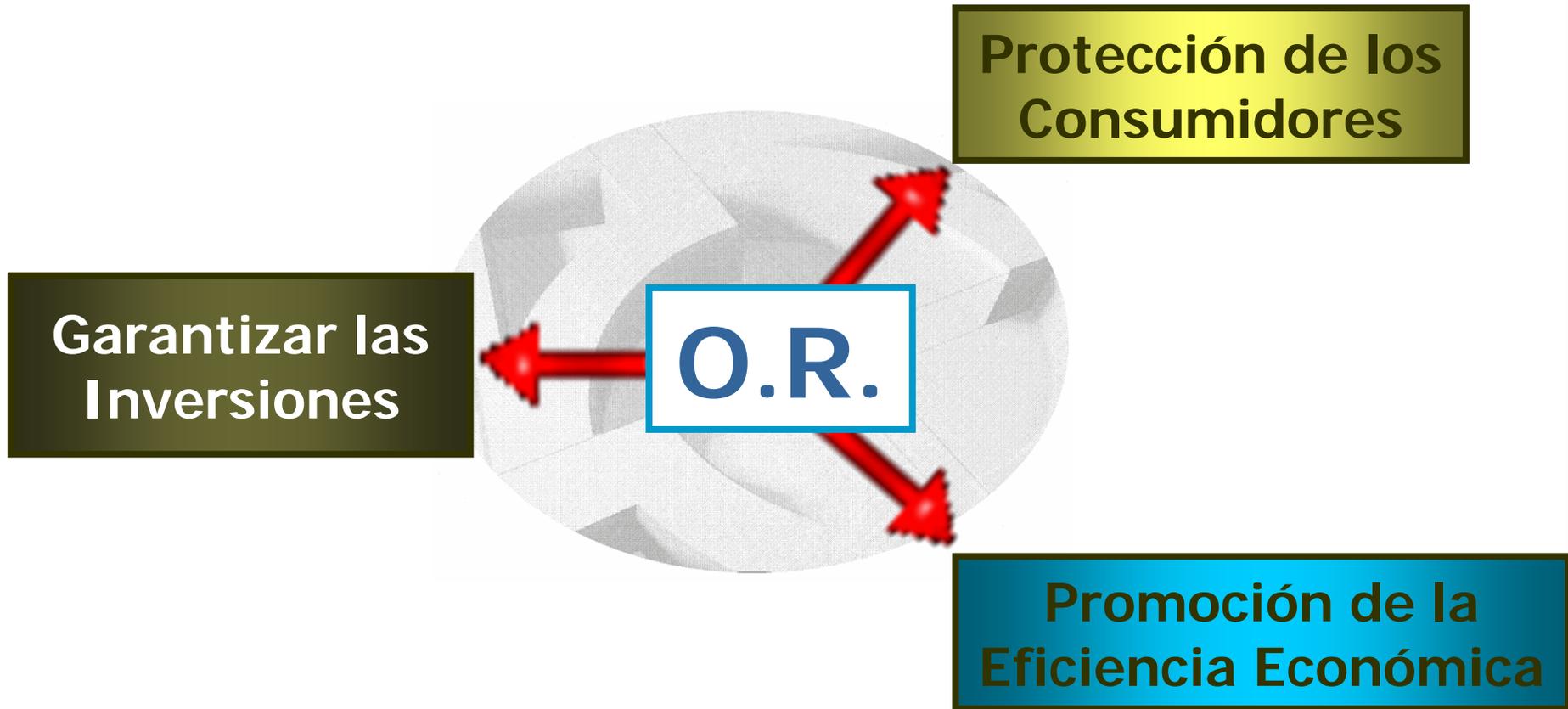
Origen, Causa de las Interrupciones, y Alternativas Técnicas de Solución:

B1.1 Fijación tarifaria (Internalizar la calidad, relación calidad-inversión, mecanismo de regulación, su objetivo e implementación)

B1.2 Inversiones (Resumen de inversiones)

B2. Red Principal: Problemática de la Planificación de la Transmisión

Objetivos de la Regulación

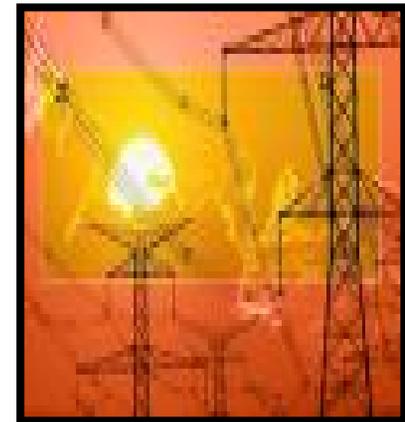


Funciones de OSINERGMIN



ROL DE OSINERGMIN EN LOS PROGRAMAS DE SEGURIDAD DEL SUMINISTRO Y CALIDAD DE LA ENERGÍA

A. SUPERVISIÓN SUB SECTOR ELÉCTRICO



A. Sub Sector Eléctrico: Ámbito de Supervisión

ACTIVIDADES	Empresas	Grupos Generadores	Sub- Estaciones
Generadores	20	212	70
Transmisores	9		48
Distribuidores	19		37,371
Autoprodutores	114	114	114
Municipios	50	50	50
TOTALES	210	376	37,653
Líneas Alta Tensión	Km	Aprox.	8,500
Postes / Estructuras de Alta Tensión	Unidad	Aprox.	21,000
Medidores de Electricidad	Unidad	Aprox.	3,785,000
Unidades de Alumbrado Público	Unidad	Aprox.	1,100,000
Redes Media Tensión	Km	Aprox.	34,000
Estructuras de Media Tensión	Unidad	Aprox.	252,000
Redes Baja Tensión	Km	Aprox.	58,213

A. Sub Sector Eléctrico

¿Qué tratamos de lograr?

Calidad Comercial



Alumbrado Público



**Calidad Técnica/
Calidad de Sumin.**



A. Supervisión Sub Sector Eléctrico

Principios y Criterios

■ Principios y Criterios

- Énfasis de la Fiscalización (orientado a resultados).
- Desarrollo de una Supervisión Proactiva.
- Aplicación de "Enfoque Científico".
- Búsqueda de consistencia metodológica en el cálculo de multas administrativas (diferentes industrias, diferentes atributos de la calidad del servicio):
 - Uso de métodos estadísticos (muestreo).
 - Multas ex ante: disuasión / costo evitado (Polinsky & Shavell; 2000).
- Eficacia: Gradualismo en la consecución de resultados.



A. Supervisión Sub Sector Eléctrico Instrumentos

El Órgano Regulador diseña y aprueba los procedimientos de Supervisión con el fin de fijar metas y estándares de calidad en la prestación del servicio.

Las empresas son responsables de la prestación del servicio y del cumplimiento de los procedimientos establecidos

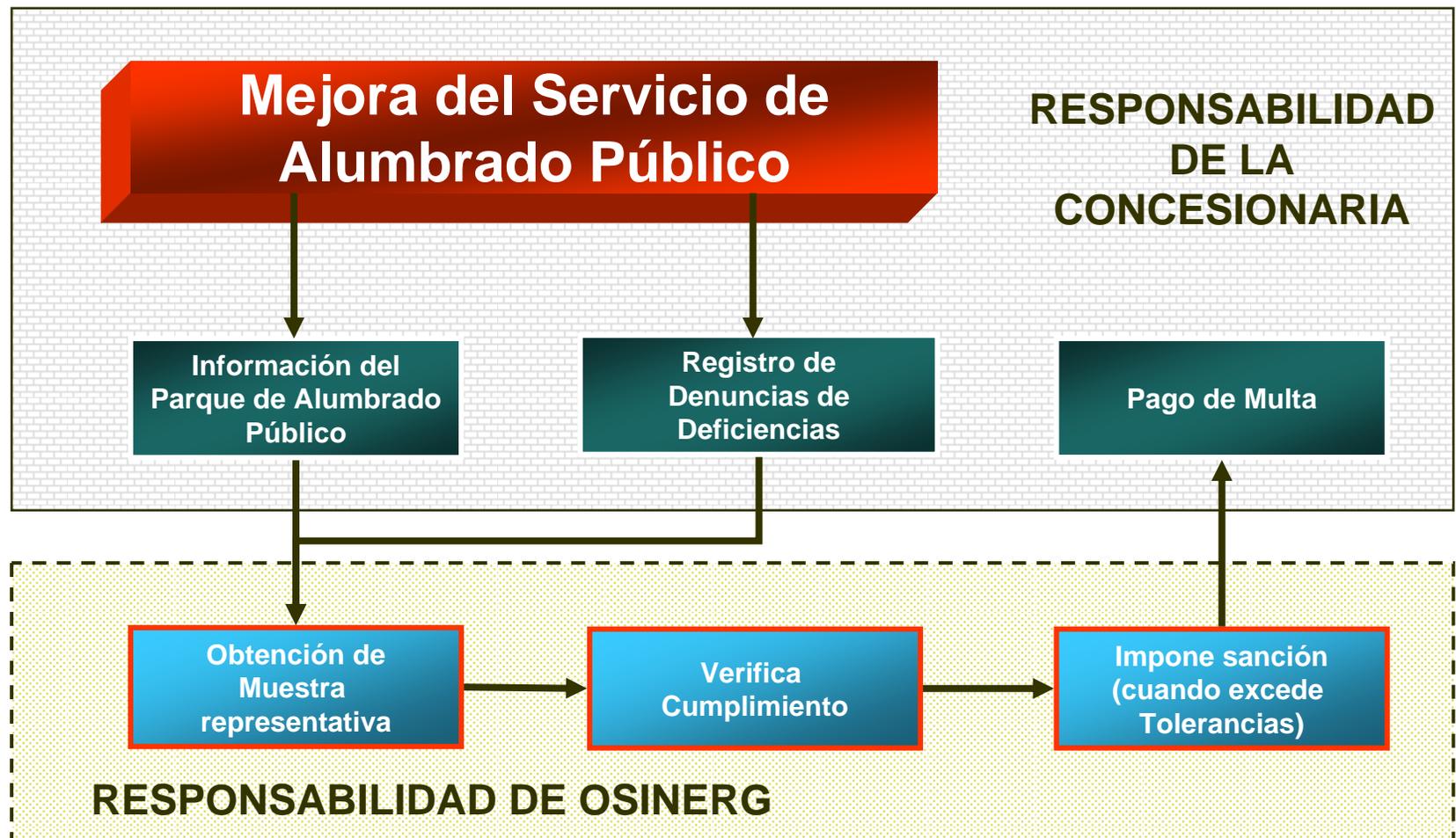
OSINERG en una muestra representativa verifica el cumplimiento de la empresa concesionaria.

En los casos que corresponda, el regulador aplica sanciones, las cuales han sido fijadas siguiendo criterios disuasivos.



A1. EJEMPLO

Fiscalización del Alumbrado Público



A1. (Diseño de Muestra)

Fiscalización del Servicio de Alumbrado Público

El tamaño de muestra se determina con las siguientes relaciones:



$$n_0 = \frac{p \times q \times Z^2}{d^2}$$

(muestra población infinita)

$$n = \frac{n_0}{1 + (n_0 - 1) / N}$$

(muestra población finita)

donde:

- ✓ n_0 : es el tamaño de muestra número de lámparas a verificar.
- ✓ p : es la proporción de lámparas que no cumplieron con la norma (lámpara apagada)
- ✓ q : es la proporción de lámparas cuyo estado operativo cumple con la norma (lámparas encendidas).
- ✓ Z : es la abscisa de la curva normal que corta un área de α en las colas de la distribución normal
- ✓ d : es el nivel de precisión deseado para la estimación
- ✓ n : constituye el tamaño de muestra final a evaluar.
- ✓ N : es la población de lámparas a evaluar

A1. Aplicación de la Multa

Fiscalización del Servicio de Alumbrado Público



Formula Resumida:

$$m^* = \frac{B}{P(e)}$$

Donde:

- ✓ m^* : Importe de la multa
- ✓ B: Beneficio esperado de la empresa
- ✓ $P(e)$: Probabilidad de detección de la infracción = 1.

El beneficio se ha calculado a partir de los ahorros que la concesionaria obtiene por No mantener operativo el servicio de alumbrado público.

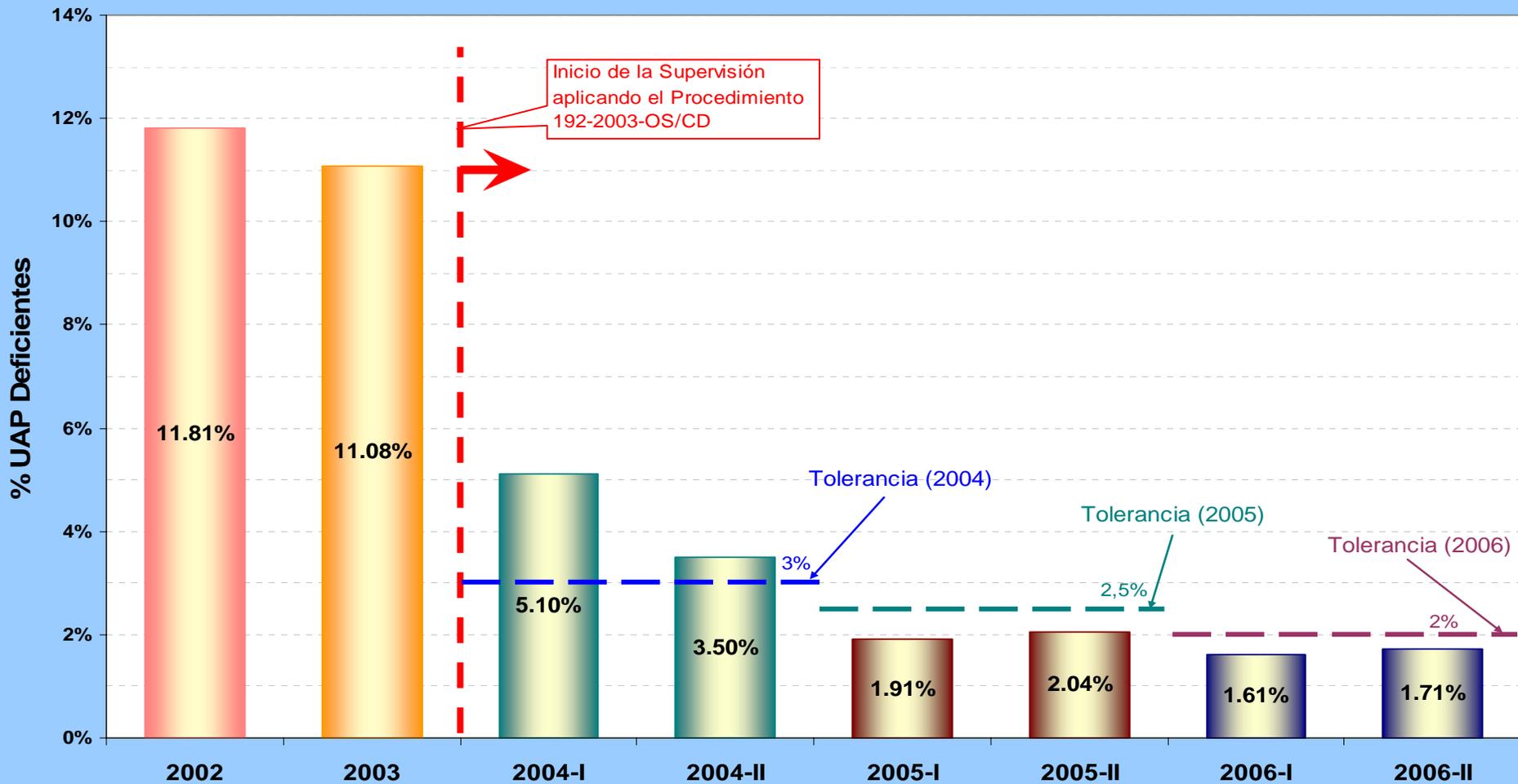
Dado el nivel de precisión considerado (+/- 1%) las multas en el tramo de deficiencias de 3 a 3.5% se han reducido en un 30% y de 3.5% a 4 % en 20%.

La multa por los excesos de deficiencia a partir de 4% corresponden íntegramente a los ahorros obtenidos por la concesionaria por no cumplir con la norma.

A1. Sub Sector Eléctrico

Supervisión – Alumbrado Público

Deficiencias fuera de la tolerancia.



A2. Sub Sector Eléctrico

Nuevas Normas de Supervisión (Procedimientos)

Procedimientos:

A la fecha Osinerg ha emitido 15 procedimientos.



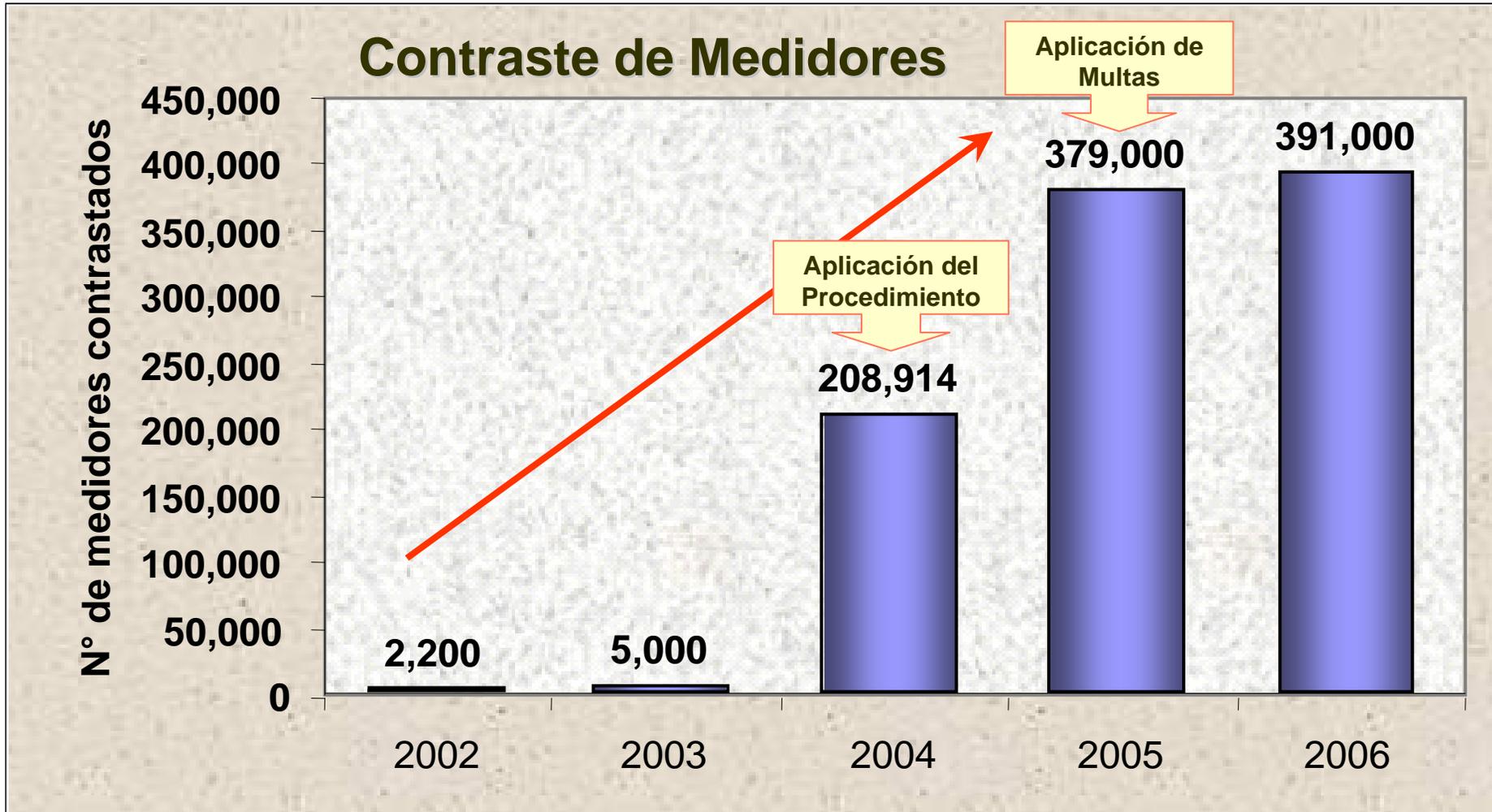
1.- Alumbrado Público	6.- Facturación, cobranza y atenc.	11.- Establecimientos Públicos
2.- Contraste de Medidores	7.- Fuerza mayor	12.- Disponibilidad en SEIN
3.- Seguridad Pública	8.- Servidumbre en transmisión	13.- Performance en Transmisión
4.- Uso y acceso a transmisión	9.- Generación en sistemas aisl.	14.- Baja tensión y conexiones
5.- Operación de sistemas elect.	10.- Cortes y reconexiones	15.- Mantenimiento del COES

A2. Sub Sector Eléctrico

Supervisión – Calidad Comercial

Medidores Eléctricos Domiciliarios

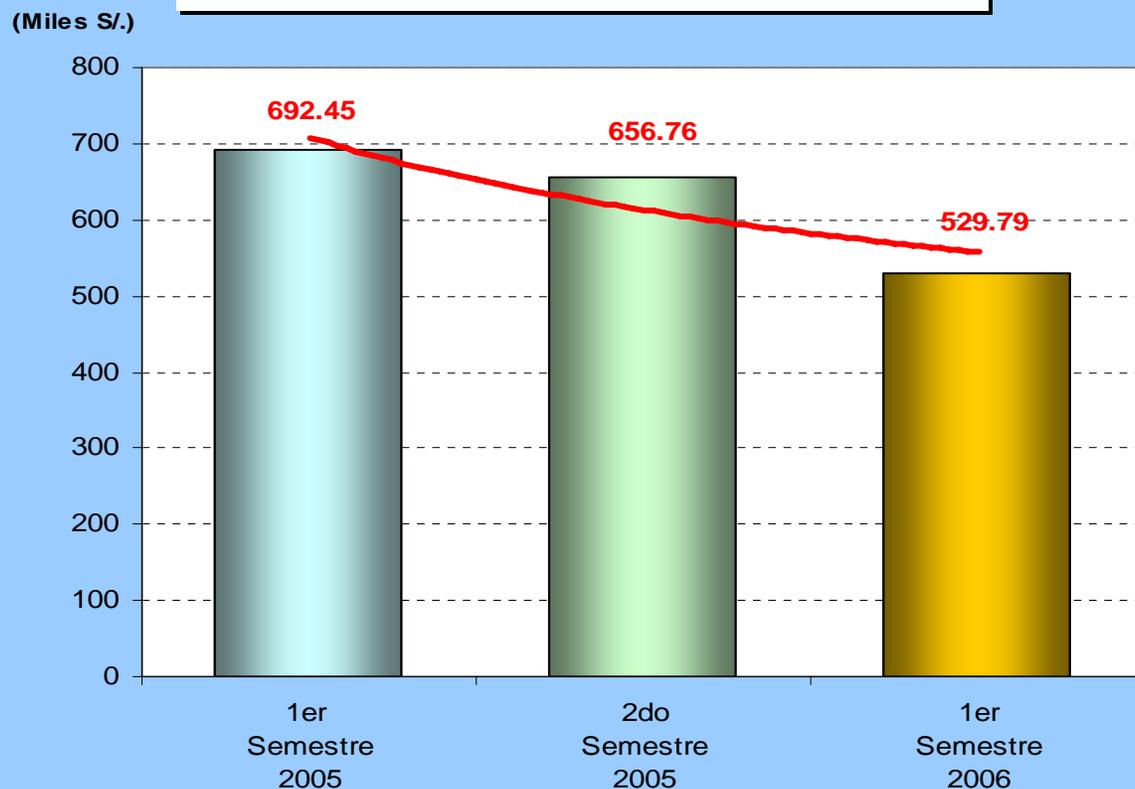
Cada año se verifica el funcionamiento del 10% del parque de medidores.



A2. Evolución de las Multas

Procedimiento Contraste de Medidores

Monto Total de las Multas por Empresas Concesionarias
(En Miles de Nuevos Soles)
Año 2005 - 2006



Las multas se aplican por:

1. Incumplimiento del programa de contrastación de los medidores por parte de las concesionarias.
2. No reemplazar medidores no conformes.

Nota: La disminución de las multas (desde 2005) evidencia la adecuación que van logrando las concesionarias al cumplir con las campañas de contraste en forma correcta, de acuerdo a lo previsto en el P-005-2004-OS/CD

A2. Sub Sector Eléctrico

Supervisión – Calidad Comercial

Facturación, Cobranza y Atención al Usuario

Se verifica el cumplimiento de **14 indicadores**:

❑ **FACTURACIÓN:**

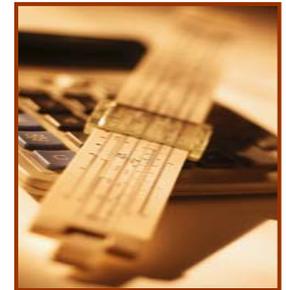
- ❑ **DMF:** Desviación del Monto Facturado
- ❑ **NCF:** Calidad de la Facturación
- ❑ **DND:** Desviación en el número de Días de Consumo Facturado
- ❑ **DPV:** Desviación en el Plazo de Vencimiento
- ❑ **AGF:** Aspectos Generales de la Facturación

❑ **COBRANZA:**

- ❑ **DTA:** Desviación del Tiempo de Atención al Usuario (15 minutos)
- ❑ **AGC:** Aspectos Generales de la Cobranza

❑ **ATENCIÓN AL USUARIO:**

- ❑ **DMP:** Desviación de los Presupuestos
- ❑ **DPAT:** Desviación de los Plazos de Atención de un nuevo Suministro o modificación del existente
- ❑ **CNS:** Aspectos de los Expedientes de Nuevos Suministros y Modificación de Existentes
- ❑ **NIU:** Nivel de Información al Usuario
- ❑ **CER:** Calificación de Expedientes de Reclamos
- ❑ **DART:** Desviación de los Plazos de Atención de reclamos
- ❑ **ICR:** Información Mínima Contenida en los Recibos de Electricidad



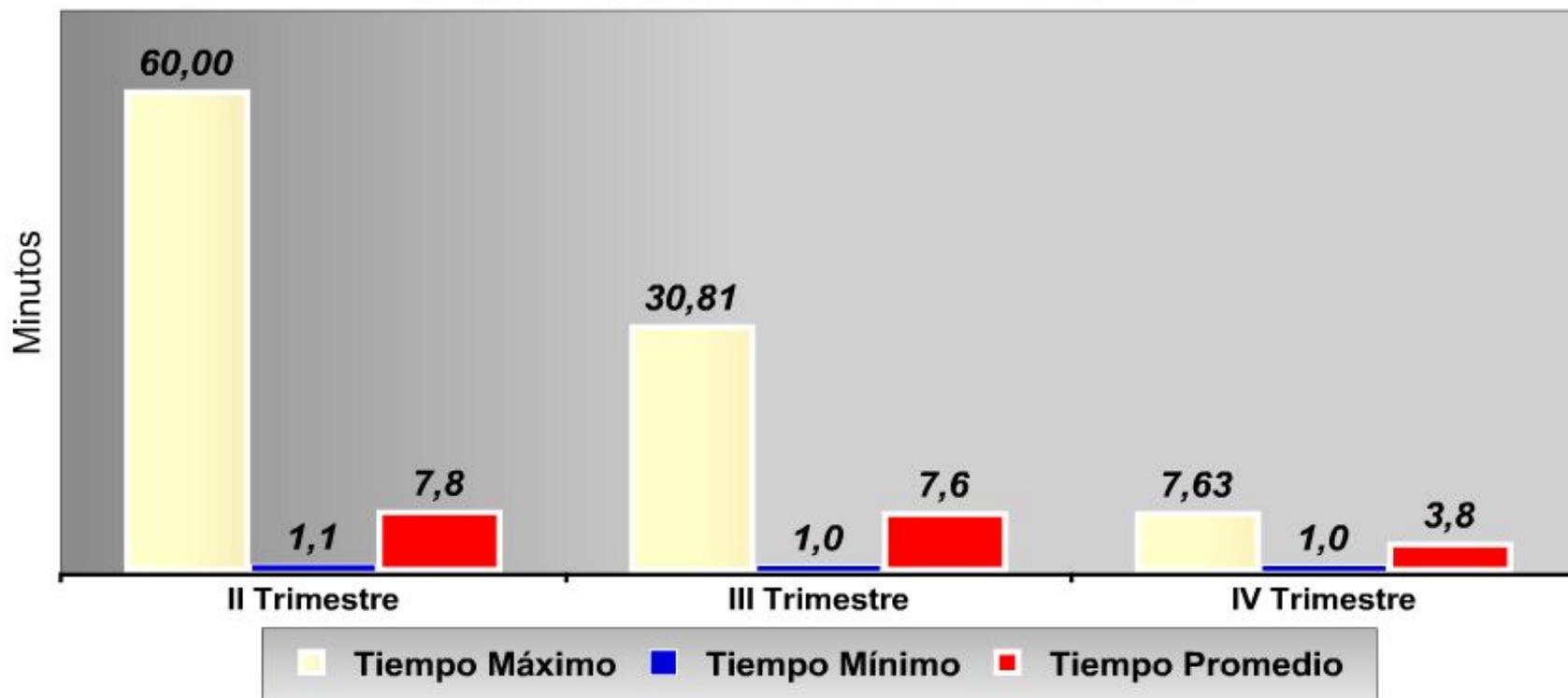
A2. Sub Sector Eléctrico

Supervisión – Calidad Comercial

DTA: Atención en Oficinas de las Empresas Distribuidoras

Desde el 2005 se viene reduciendo el tiempo de atención al usuario por parte de las empresas concesionarias de distribución.

Tiempo Medio de Atención en Ventanilla



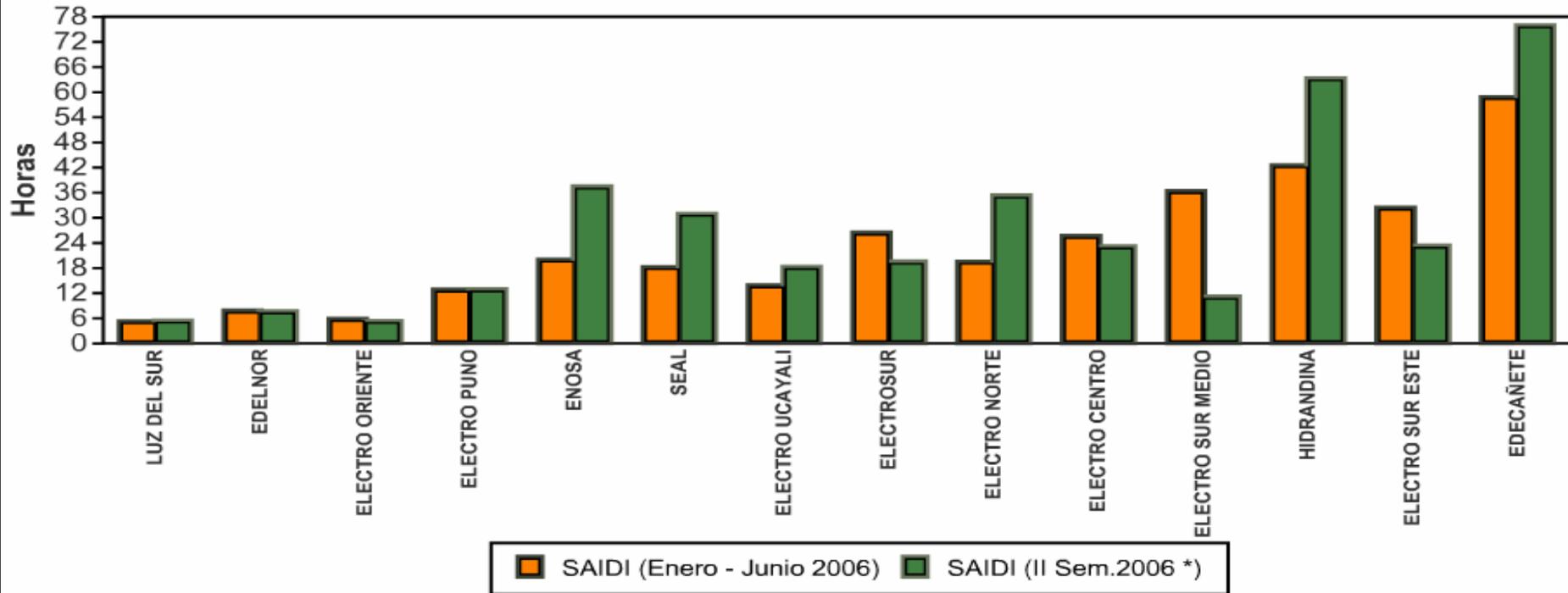
A3. Sub Sector Eléctrico

Supervisión – Calidad Técnica

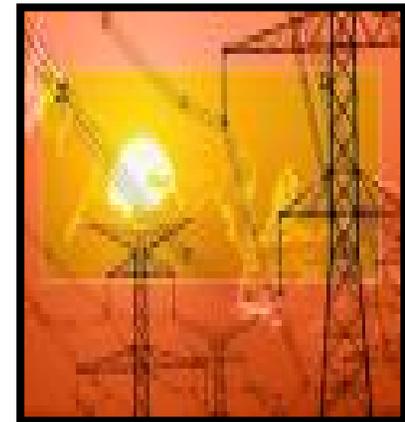
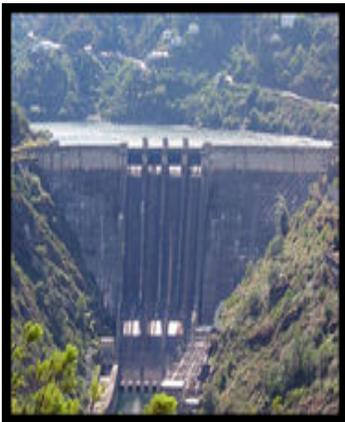
Duración Media de Interrupción del Servicio por Usuario (SAIDI)

- Procedimiento:** **Calidad Técnica – Control de Interrupciones:** Fortalecer el Plan para garantizar la continuidad del servicio eléctrico: Desarrollo de proyectos para evitar congestiones y/o incremento de cortes; Plan de Transmisión (Libro Blanco); Refuerzo de redes existentes (equipos); Zonas Críticas; Planes de Contingencia Operativa; Sistemas Aislados y Rurales.

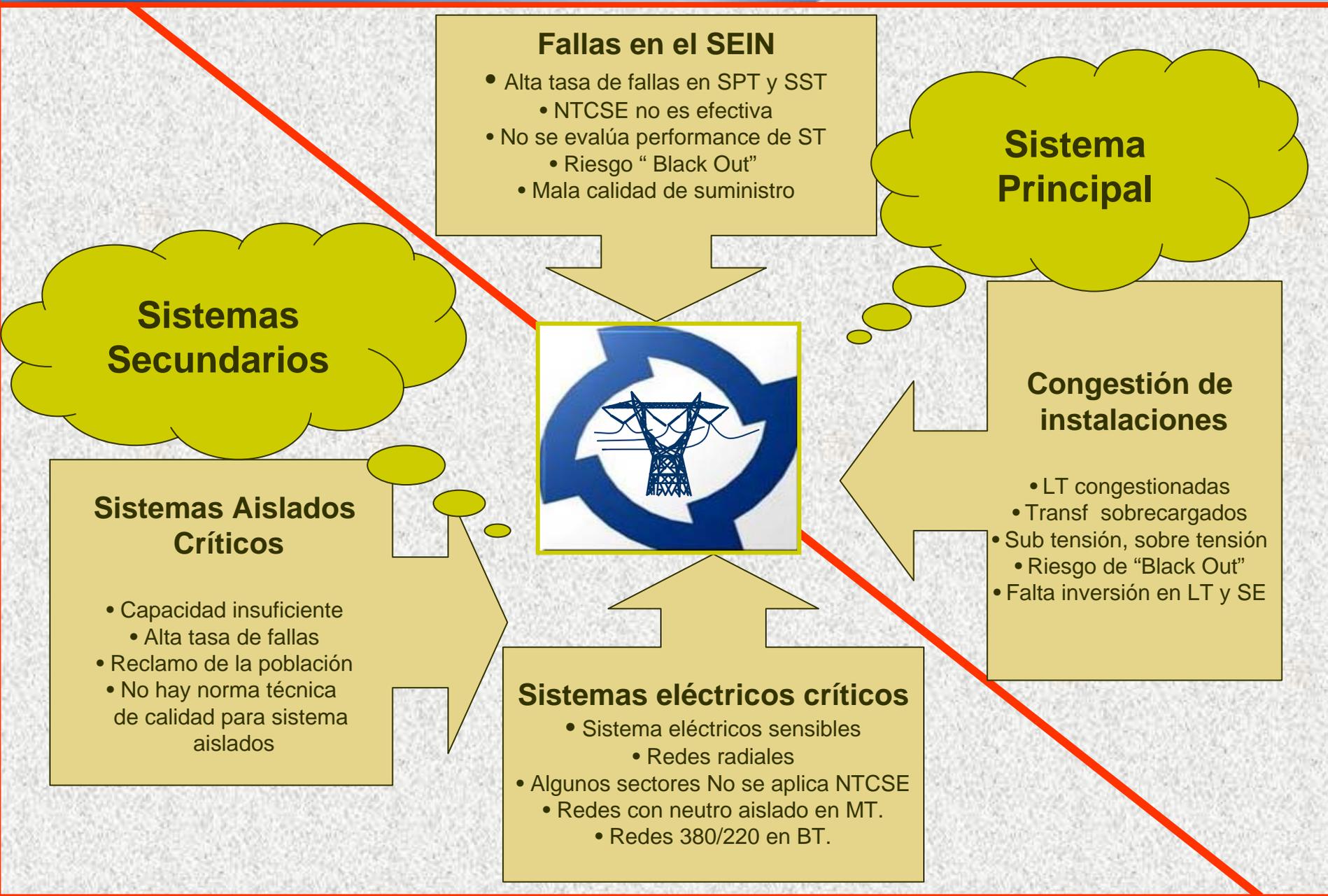
EVOLUCIÓN DEL INDICADOR SAIDI



B. PROBLEMÁTICA DE LAS INTERRUPTORES



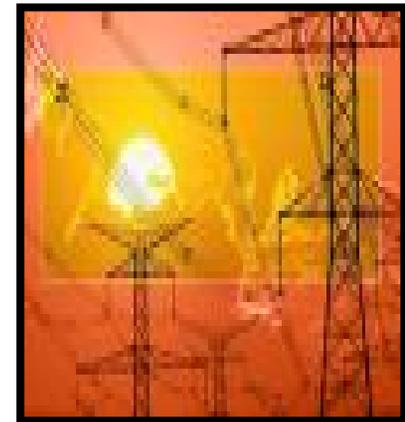
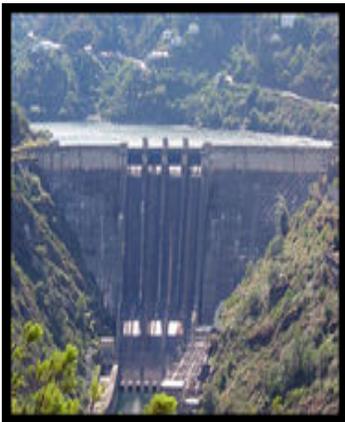
B. Matriz de la Problemática de Interrupciones



B. Problemática de las Interrupciones: Calidad del Suministro

- ❑ **Problemática de los Sistemas Secundarios de Transmisión: “Sistemas Eléctricos Críticos”**
 - **Sistemas *Eléctricos Críticos***
 - ✓ Origen de las interrupciones
 - ✓ Causas Frecuentes de Interrupciones
 - ✓ Alternativas Técnicas de Solución
 - Fijación de tarifas
 - Inversiones
- ❑ **Problemática de Red Principal: “Planificación de la transmisión”**
 - **Congestión: “Falta de ejecución de Planificación en la Transmisión”**
 - **Implementación de Nuevo Marco Regulatorio**

B1. SISTEMAS ELÉCTRICOS CRÍTICOS PROBLEMÁTICA DE LOS SST



Sistemas Eléctricos Críticos

Piura

Cajamarca

Callejón de Huaylas

Tarma-Chanchamayo

Ayacucho Huanta

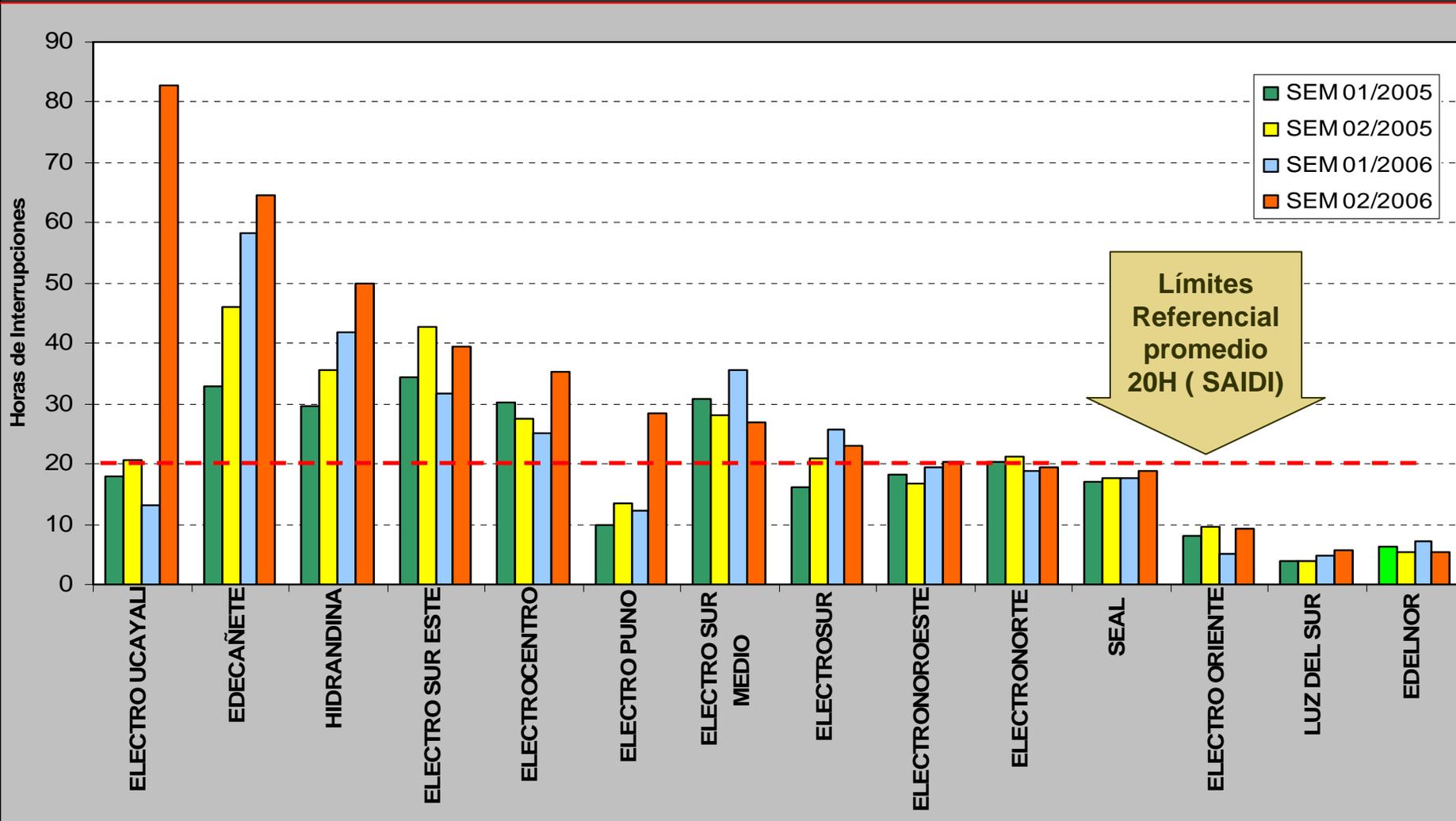
Tacna-Ilo

- ✓ Indicadores de desempeño
- ✓ Evaluación del sistema de protección
- ✓ Identificación de factores que influyen



B1. Origen de las interrupciones

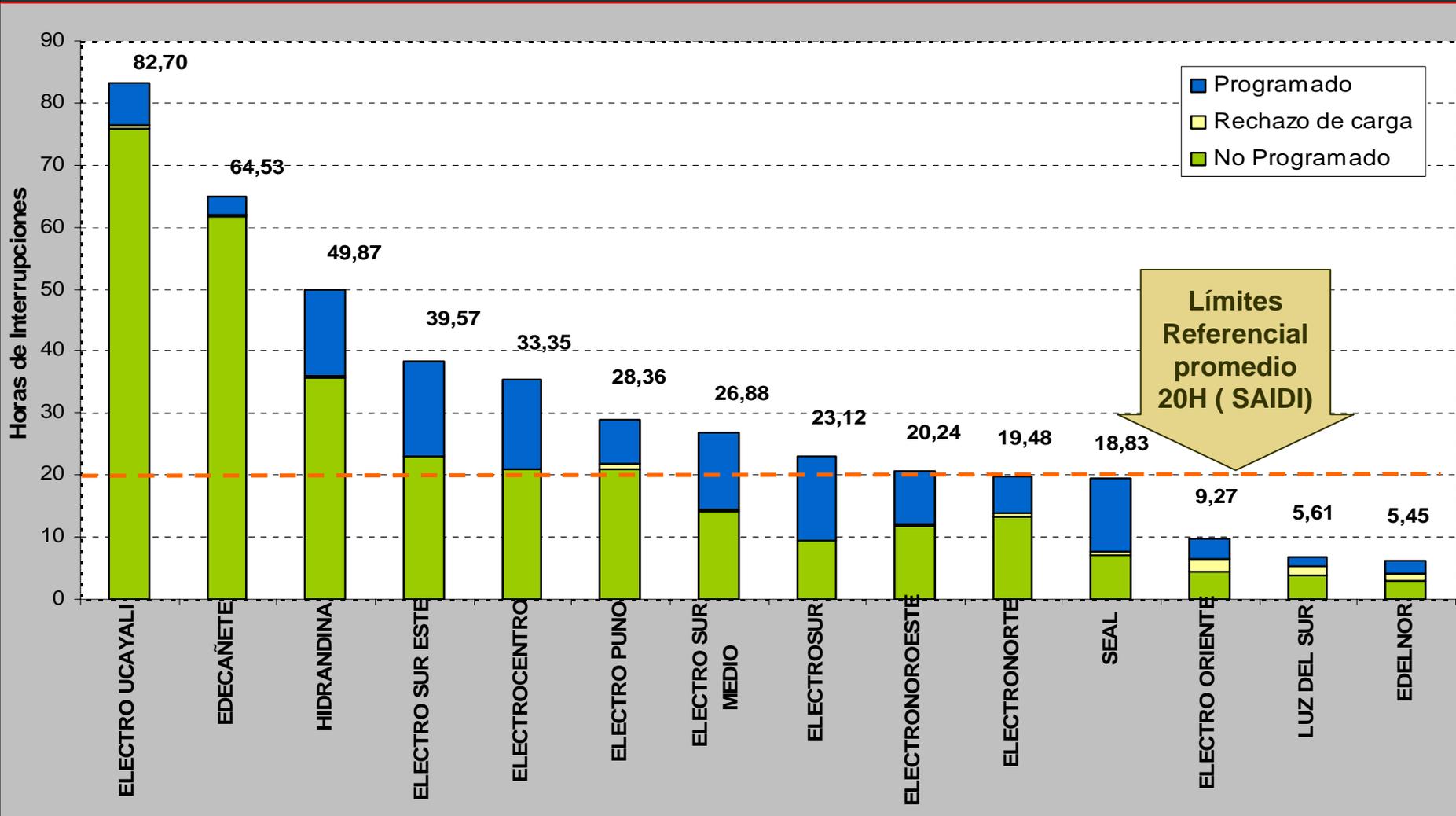
Duración media de interrupciones desde 2005 – 2006: Evolución Semestral



B1. Origen de las interrupciones

Naturaleza de las interrupciones

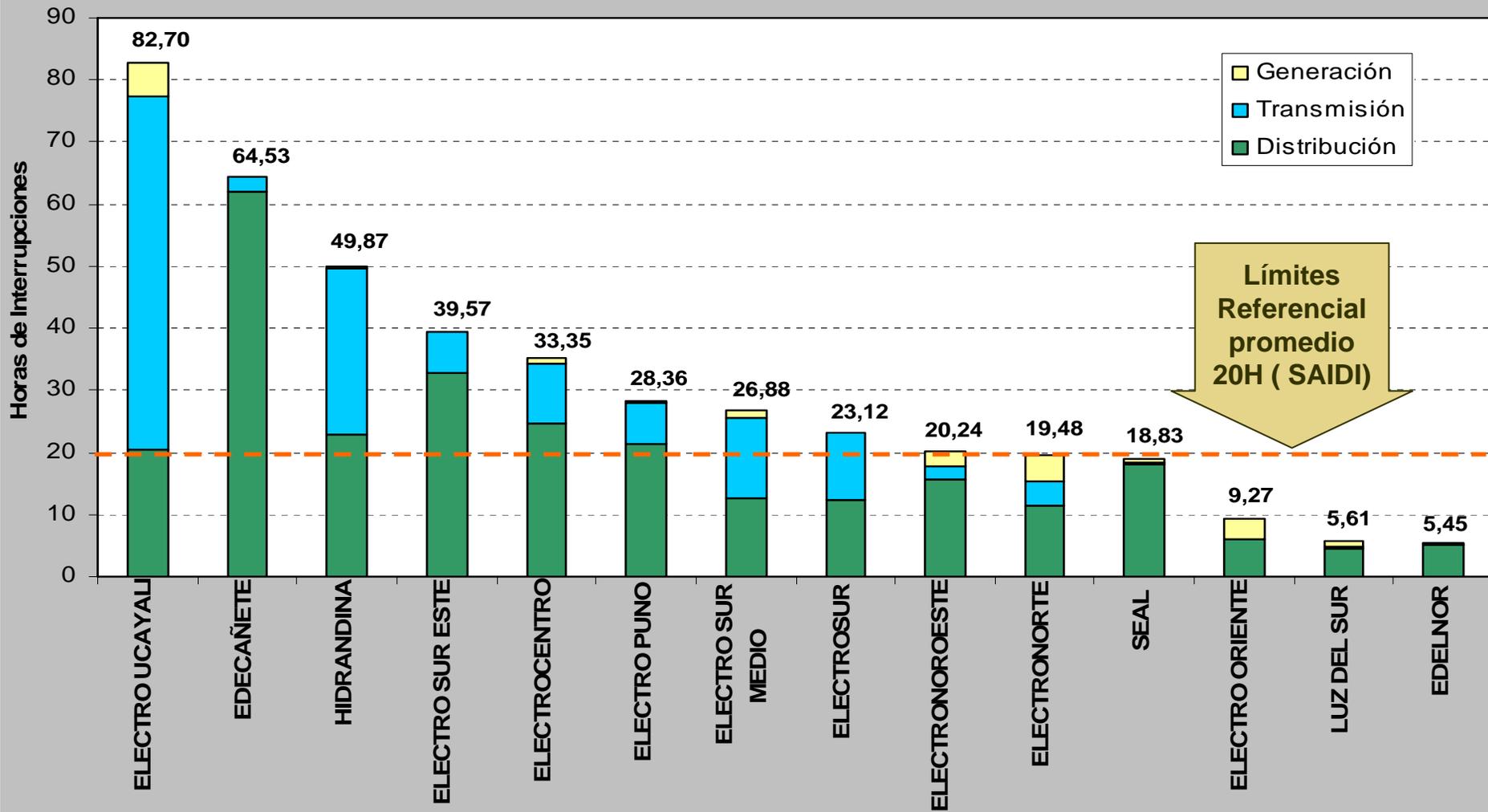
Duración media de interrupciones 2006-II



B1. Origen de las interrupciones

Instalación Causante de las interrupciones

Duración media de interrupciones 2006-II



B1. Sistemas Eléctricos Críticos: Causas frecuentes de Interrupciones

Concesionaria	SAIFI	SAIDI	Causas mas comunes de interrupciones
ELECTROPUNO	11.93	28.36	Descargas atmosféricas, Fuertes vientos, Hurto de conductor o elemento eléctrico
ELECTRO SUR ESTE	17.54	39.57	Descargas atmosféricas, Por mantenimiento (Propias), Fuertes vientos.
ELECTRO SUR MEDIO	9.55	26.89	Otros-Propio, Caída de conductor red, Vandalismo, Reforzamiento o expansión de redes de otras empresas (alta incidencia en el SAIDI).
ELECTRO UCAYALI	13.83	82.70	Por mantenimiento (Propias), Reforzamiento o expansión de redes (propias), bajo nivel de aislamiento.
ELECTROCENTRO	17.12	35.35	Descargas atmosféricas, Contacto accidental con línea (Terceros), Cortes de emergencia.
ELECTRONOROESTE	10.06	20.24	Hurto de conductor o elemento eléctrico, Bajo nivel de aislamiento, Falla en el sistema interconectado.
ELECTRONORTE	13.35	19.49	Otros (Otras empresas eléctricas), Falla sistema interconectado, Por mantenimiento (Propio)
ELECTROSUR	10.13	23.12	Reforzamiento o expansión de redes (Propias), Falla equipo, Hurto de conductor
HIDRANDINA	17.65	49.87	Hurto de conductor, Caída de conductor red, Otros - Propio
SEAL	9.43	18.83	Otros - Propio, Corte de emergencia, Por mantenimiento (Propias).

B1. Alternativas Técnicas de Solución a los Problemas en los Sistemas Eléctricos Críticos (SST)

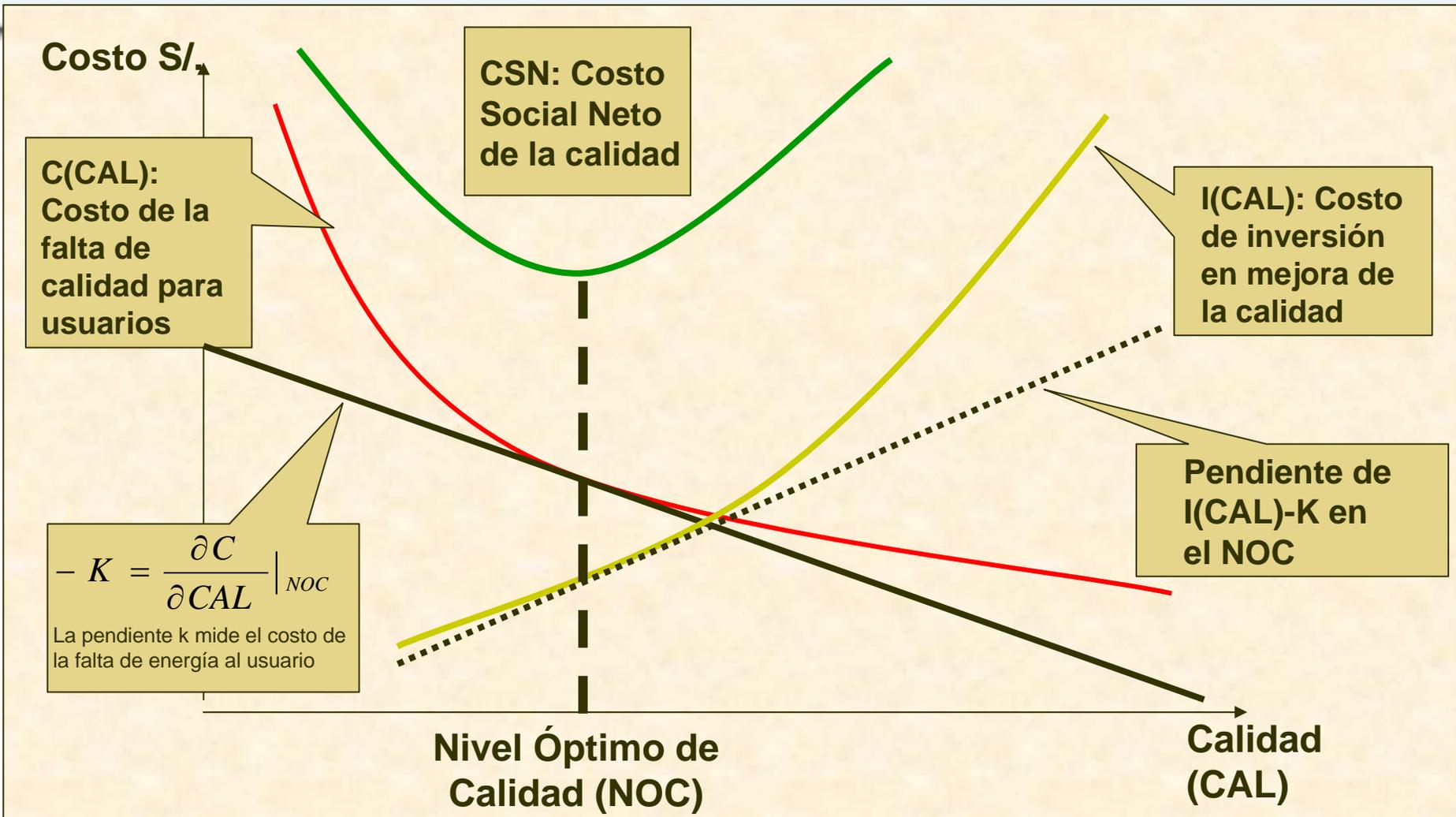
La estrategia de OSINERGMIN, para abordar la problemática de las interrupciones, está orientada en dos aspectos:

- 1. FIJACIÓN DE TARIFAS DEL SST:** Analizar las alternativas para reconocer inversiones en calidad que contribuyan a reducir drásticamente los niveles de interrupciones, principalmente en las zonas críticas, donde persisten las fallas de los sistemas eléctricos (internalizar la variable calidad en la regulación tarifaria).
- 2. INVERSIONES:** Plantear una propuesta a partir de estudios, que promueva las inversiones en los SST de las empresas de distribución estatales, con el propósito de reforzar las actuales instalaciones, así como ejecutar nuevas obras para atender la creciente demanda.
 - Reforzamientos de los existentes
 - Ampliaciones
 - Sistemas redundantes (n-1)

B1.1 FIJACIÓN DE TARIFAS: Internalizar la calidad de suministro en la remuneración

- Si la tendencia regulatoria introduce esquemas de regulación que incentiven a los regulados a disminuir sus costos para aumentar su beneficio (**empresa eficiente**) pero a la vez no se direccionan adecuadamente los parámetros de calidad, los regulados minimizarán las inversiones en infraestructura y mantenimiento de las instalaciones, (**esto es mas crítico aun si están operando un sistema no adaptado a su demanda actual, ya que recibirán una remuneración menor a la esperada**). **Ello tendría consecuencias lamentables en el corto plazo, deteriorando progresivamente la calidad de suministro ofrecido por la concesionaria.**
- **Por lo tanto es necesario diseñar un mecanismo para que la remuneración esté ligada a unos objetivos de calidad que la empresa debe cumplir.**

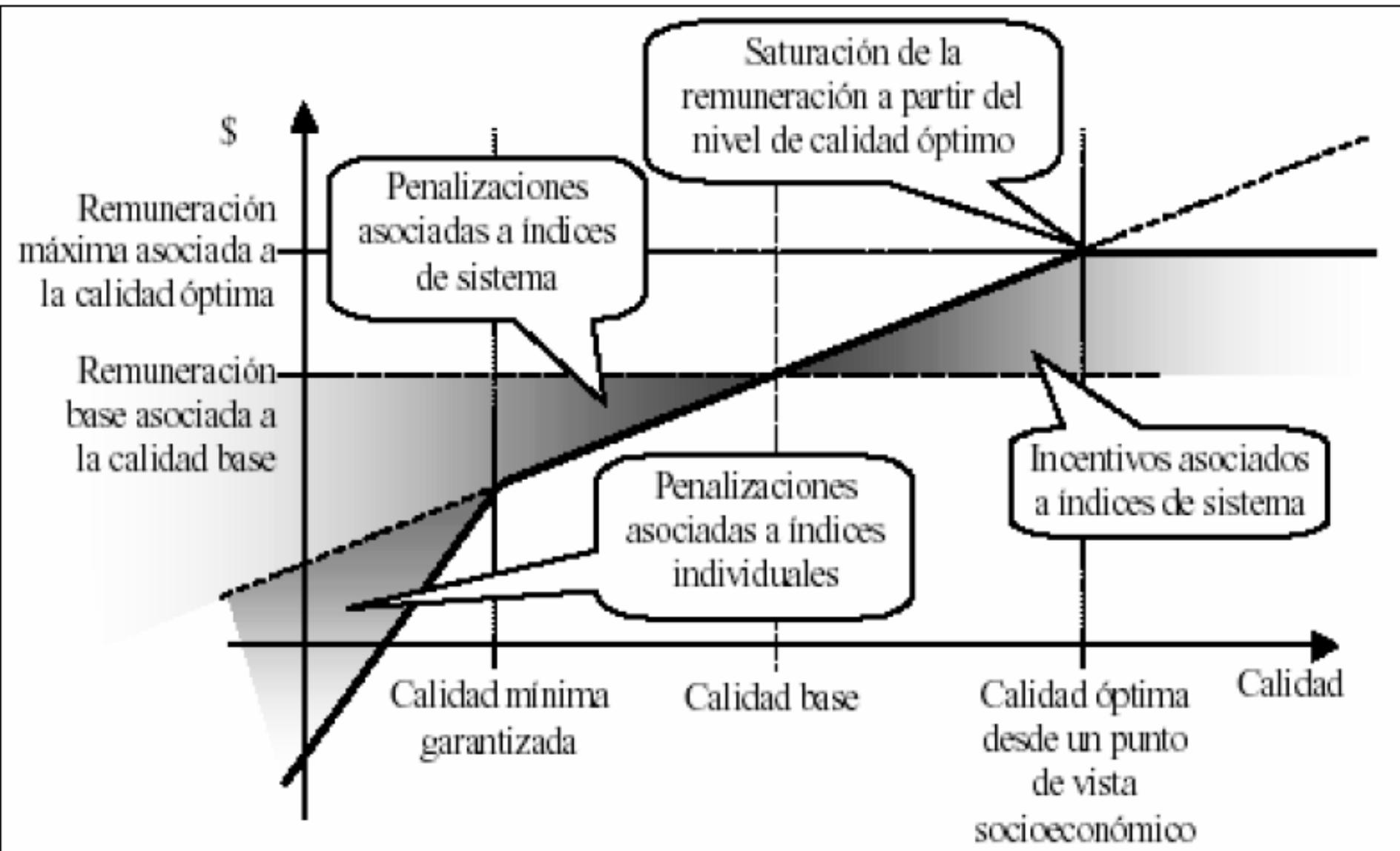
B1.1 Relación Calidad-Inversión (1)



B1.1 Mecanismo de Regulación Propuesto (1)

1. Establecer una remuneración base que reciba la distribuidora a un nivel de calidad base (de referencia) acorde con dicha remuneración. Esto consiste en fijar para cada uno de los sectores típicos de la distribuidora (sectores típicos 1, 2, 3, 4, 5), un SAIDI y SAIFI Base (ó referencia).
2. Cuando la calidad real en un sistema eléctrico es mejor que la calidad base, la empresa recibe una **bonificación**, mientras que, si se encuentra por debajo, se penaliza.
3. Para que la empresa vaya evolucionando de la calidad actual a la calidad óptima, **se bonifica en función al coeficiente K**, es decir el valor de la pendiente de las curvas de costos en el punto óptimo de calidad Nivel Óptimo de Calidad.
4. Complementariamente a lo anterior, se requiere garantizar a todos los suministradores **un nivel mínimo de calidad individual** para ello se utiliza índices individuales N y D de interrupciones que sufre cada cliente en forma individual, **y un mecanismo de penalización también individual.**

B1.1 Mecanismo de Regulación Propuesto (1)



B1.1 ¿Cómo se implementan dichos objetivos? (1)

Para Minimizar el Costo Social Neto, se debe mandar señales económicas a las distribuidoras para que éstas evolucionen del actual nivel de calidad hasta el Nivel Óptimo de Calidad en base a INVERSIONES.

Esto se consigue midiendo índices de confiabilidad del sistema (SISTÉMICOS) y a través de un mecanismo de Incentivos y Penalizaciones que modula la remuneración de las distribuidoras.

- 1. Mediante índices sistémicos (SAIDI y SAIFI)** se controla la media de la distribución de probabilidades de los niveles de calidad individuales, y se adecua a la remuneración de la concesionaria a las INVERSIONES y Costos realmente ejecutados, es decir en lugar de fiscalizar política de inversiones y los criterios y reglas de planificación que siguen las empresas, se supervisan resultados obtenidos determinados por la calidad realmente proporcionada (**indicador considera la calidad del Sistema Eléctrico en conjunto**)
- 2. Mediante índices individuales (N y D)** del usuario se controla la cola de la distribución de probabilidad de los niveles de calidad individuales, con lo que se garantiza un nivel mínimo de calidad para todos los clientes y una varianza de la función d distribución (**indicador considera la calidad por cliente**)

B1.2 RESUMEN DE INVERSIONES en SST de Sistemas Eléctricos Críticos (2)

Las inversiones están orientadas a los sistemas secundarios de las empresas distribuidoras del Estado, pertenecientes a los sectores típicos 2, 3, 4 y 5.

EMPRESA	INVERSION miles US\$				INVERSION miles US\$
	LÍNEAS(Km)	SUBESTACIONES (AT/MT)	CAMBIOS DE T A PI	TRANSFORMADORES ZIGZAG	
Electropuno	10698	662	484	0	11844
Electro Sur Este	83	83	1977	0	2143
Electro Sur Medio	1719	980	2694	0	5393
Electroucayali	7380	0	0	5	7385
Electrocentro	2712	457	2987	0	6156
Electronoroeste	3291	0	1022	0	4313
Electronorte	0	0	1540	10	1550
Electro Sur	1932	0	803	5	2740
Hidrandina	4710	0	3073	93	7876
SEAL	5008	2605	0	0	7613
TOTAL	37533	4787	14579	113	57012

B1. Plan de acción: RESUMEN

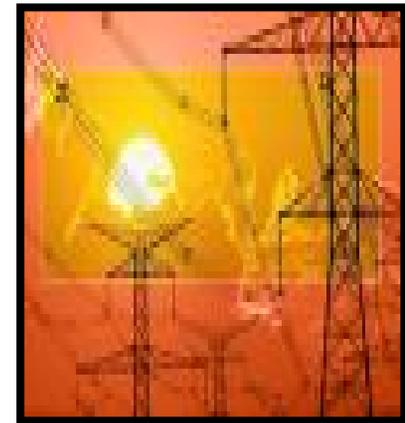
1. En cuanto a la fijación tarifaria de los SST:

- Determinación de los SST en base a Sistemas Económicamente Adaptados y Confiables (SEAC).
- Remuneración en base a mejora de la calidad a través de un programa de Incentivo/penalizaciones.

2. En cuanto a las inversiones:

- Evaluación técnico - económica de las propuestas para ejecutar inversiones que reduzcan las interrupciones.
- Supervisión de la Operación y Mantenimiento del Sistema y las inversiones en los SST.

B2. RED PRINCIPAL PROBLEMÁTICA DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN



- ❑ En el corto plazo la principal fuente de interrupciones ha sido originado en los Sistemas secundarios de transmisión (SST), dadas las limitaciones en capacidad y deficiencias en la operación y mantenimiento del sistema.
- ❑ Sin embargo, dado el crecimiento de la demanda, se hace necesaria la revisión del Sistema principal de transmisión (ver siguiente lámina: **Proyecciones: Máxima Demanda y Capacidad de Generación (2007-2015)**)
- ❑ En ese sentido, a partir del 2007 entró en vigencia un nuevo marco regulatorio de la transmisión (Ley aprobada por el Congreso de la República: Libro Blanco), que recoge una serie de medidas de política (ver siguiente lámina)

Diagnóstico

Proyecciones de Capacidad de Generación

Variable	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
A) Máxima Demanda(MW)									
Escenarios									
Bajo (5,5% crecimiento PBI)	3.728	3.884	4.151	4.320	4.497	4.776	4.975	5.186	5.520
Medio (7% crecimiento de PBI)	3.761	3.974	4.278	4.484	4.735	5.077	5.368	5.670	6.103
Alto (8,5% crecimiento de PBI)	3.769	3.984	4.340	4.574	4.830	5.196	5.483	5.829	6.309
B) Capacidad Disponible Confirmada (MW)									
Hidráulica y Carbón	2.799	2.820	2.820	3.023	3.023	3.023	3.023	3.023	3.023
Gas Natural	1.030	1.122	1.274	1.274	1.274	1.274	1.274	1.274	1.274
Diesel 2 + Residual	604	510	510	510	510	510	510	510	510
Total (1)	4.433	4.453	4.605	4.808	4.808	4.808	4.808	4.808	4.808
C) Capacidad Efectiva Necesaria (MW) (2)									
Escenarios									
Bajo	4.455	4.641	4.960	5.162	5.374	5.707	5.945	6.197	6.597
Medio	4.494	4.748	5.112	5.358	5.659	6.067	6.414	6.776	7.294
Alto	4.504	4.760	5.186	5.466	5.771	6.209	6.552	6.966	7.539
D) Capacidad Necesaria Adicional Necesaria para Asegurar Confiabilidad (MW) (3)									
Escenarios									
Bajo	22	188	355	354	566	900	1.137	1.390	1.789
Medio	61	295	507	551	851	1.259	1.607	1.968	2.486
Alto	71	307	581	658	964	1.402	1.744	2.158	2.731
E) Reserva Disponible (%) (4)									
Escenarios									
Bajo	18,9%	14,7%	11,0%	11,3%	6,9%	0,7%	-3,4%	-7,3%	-12,9%
Medio	17,9%	12,1%	7,7%	7,2%	1,5%	-5,3%	-10,4%	-15,2%	-21,2%
Alto	17,8%	12,1%	6,4%	5,4%	-0,5%	-8,1%	-13,6%	-19,7%	-27,2%

Plan de Obras (GART) salvo El Platanal 2010

No se han incluido nuevas centrales, en los escenarios se plantean alternativas

1) De acuerdo al Plan de Obras de la GART y al Plan Referencial de Electricidad del MINEM

2) Se considera un Margen de Reserva de 19.5%

3) C-A

4) (B-A)/A

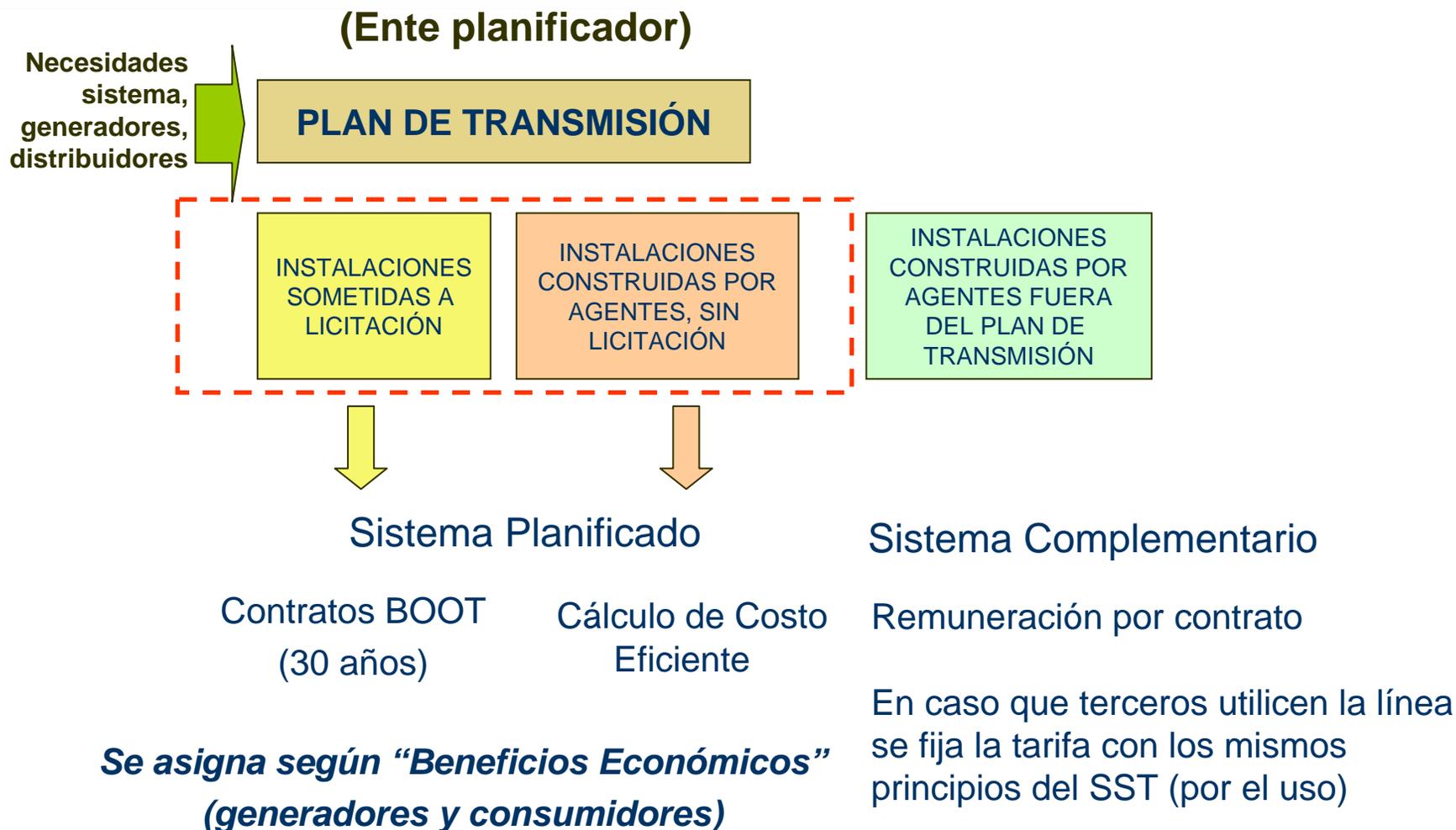
5) Se considera una disponibilidad en la máxima demanda para las hidroeléctricas de 92% y para las térmicas de 95%.

Transmisión: Medidas de Política

El **LIBRO BLANCO** recoge las siguientes medidas:

- ✓ Las tarifas de transmisión deben recuperar los costos prudentes incurridos por el transmisor (fijados una sola vez).
- ✓ Los activos existentes deben ser pagados por los usuarios actuales y los activos nuevos por sus beneficiarios.
- ✓ Crear una entidad de Planeamiento de la Transmisión independiente de todos los agentes que analice opciones, identifique proyectos, determine beneficiarios y asigne cargos.

Transmisión: Medidas de Política Nuevas Inversiones



Transmisión: Medidas de Política Nuevas Inversiones

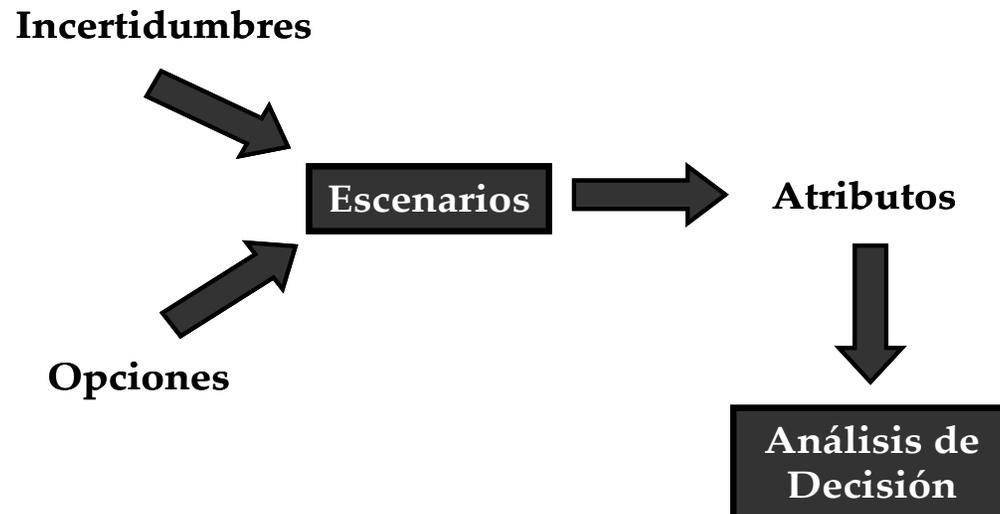
- El sistema de transmisión será desarrollado principalmente a través de licitaciones y pagado en 30 años
- El plan de obras de transmisión identificadas como necesarias por el planificador permitirá que algunos equipamientos puedan ser construidos por interesados bajo las reglas del SST actual
- Después de 30 años sólo se pagará costos de OyM más reposición.
- Otros interesados pueden construir instalaciones no previstas como necesarias por el Planificador, bajo su cuenta y riesgo y en caso estas sean utilizadas por terceros, tarifas serán según lo previsto para el SST.

Transmisión: Medidas de Política

Enfoque del Nuevo Plan de la Transmisión

- A fin de reducir riesgos en la transmisión se han considerado 2505 futuros que resultan de las combinaciones de incertidumbres (localización de generadoras, fuentes de generación, proyección de demanda nacional y regional, interconexión, hidrología, etc.) así como 10245 escenarios, a fin de determinar las opciones más robustas.

Gráfico – Modelo para el Planeamiento



Aplicación del Modelo a Línea Huallanca - Cajamarca

Criterios Utilizados:

- **Criterio HDN: Horas de Despacho No-Económico**

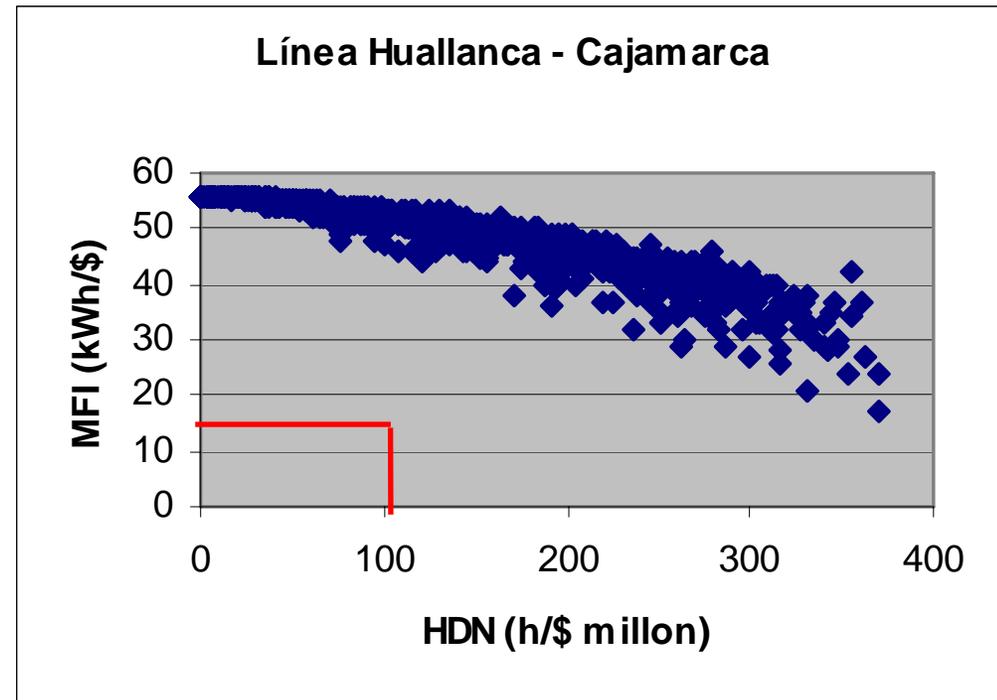
Valor: Por lo menos 100 horas de reducción en despacho no económico por millón de dólares invertidos

- **Criterio MFI: MWh de Flujos Interrumpidos**

Valor: Por lo menos 15 kWh de mejora en flujos interrumpidos por restricciones de la red por cada dólar invertido

Diremos que una opción es 100% robusta si:

En cada futuro el valor de por lo menos un atributo supera al valor del criterio correspondiente.



Visítenos: <http://www.osinerg.gob.pe>