



Problemática de la Supervisión de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Perú

Documento de Trabajo N° 6

Oficina de Estudios Económicos

Diciembre 2004

OSINERG

La Problemática de la Supervisión de la Calidad del Servicio Eléctrico

Documento de Trabajo N° 6, elaborado por la Oficina de Estudios Económicos (OEE) con la colaboración de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica (GFE).

Esta permitida la reproducción total o parcial de este documento por cualquier medio, siempre y cuando se cite la fuente.

Autores: Alfredo Dammert Lira, José Gallardo Ku y Lennin Quiso Córdova.

Edición y Diagramación: UTOPICA S.A.C.

Para comentarios o sugerencias dirigirse a:

OSINERG

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar

Lima, Perú

Tel. (511) 219-3400, anexo 1057

Fax (511) 219-3413

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

Correo electrónico: adammert@osinerg.gob.pe , jgallardo@osinerg.gob.pe o lquiso@osinerg.gob.pe.

Hecho el Depósito Legal: 1501132005

La Problemática de la Supervisión de la Calidad del Servicio Eléctrico¹

Resumen

El esquema de supervisión de la calidad en el sector eléctrico ha sufrido importantes modificaciones en el transcurso de los dos últimos debido a resultados poco satisfactorios en diversos aspectos de la fiscalización. En este contexto, en el documento se discute sobre las características del esquema de supervisión, su problemática en el período post reforma y las distintas innovaciones que se vienen implementando en este campo para mejorar el desempeño de las empresas. Estas innovaciones tienen que ver con la implementación de un esquema de supervisión basado en resultados, el fortalecimiento de las facultades sancionadoras del organismo regulador, la aplicación de principios económicos y estadísticos en los procesos de supervisión, entre otros. En el documento se discuten las modificaciones en tres aplicaciones en el sector eléctrico: el alumbrado público, la precisión de medida de energía y la seguridad de instalaciones de media tensión.

Teniendo en cuenta el proceso integral que subyace al esquema de supervisión, se puede considerar que este esquema es una actividad inédita entre las desarrolladas por organismos reguladores de la región. Esta escasez de referentes, así como los problemas de consistencia en las estadísticas, los cambios en los parámetros de supervisión y lo reciente de las modificaciones en el esquema de supervisión, sugieren que los resultados del estudio deben considerarse como un punto de partida en la discusión de los temas de supervisión, más que una visión acabada de su problemática.

El documento está dividido en 5 secciones. En la primera sección se exponen los antecedentes económicos de la actividad de supervisión. En la segunda sección se exponen los antecedentes normativos y evalúan los principales problemas que han surgido en las actividades de supervisión en el período post-reforma en el sector eléctrico. En la tercera sección se presenta el nuevo enfoque de la supervisión detallándose sus implicancias metodológicas. En la cuarta sección se presentan tres aplicaciones del nuevo enfoque en el sector eléctrico: alumbrado público, precisión de medida de energía y seguridad de instalaciones de media tensión. Finalmente, en una quinta sección, el documento presenta las conclusiones y plantea algunos puntos para la agenda de investigación futura.

¹. Documento elaborado por Alfredo Dammert, José Gallardo y Lennin Quiso. El documento se ha enriquecido de valiosos comentarios y discusiones sobre el tema de supervisión con David Orosco, Raúl García, Edwin Quintanilla, Guillermo Shinno y Arturo Vásquez. Asimismo, el documento se ha beneficiado de las contribuciones en el diseño e implementación de los nuevos procedimientos de supervisión por parte de Eduardo Jane, Víctor Murillo, Jorge Mañuco, Luis Chacaltana, Rolando Salvatierra, Robert Azañero, Walter Quispe, Heraclio Prada y Esteban Inga. Los autores agradecen la colaboración de Jorge Vilcachagua, Guillermo Díaz, Santiago Dávila, Paul Agreda y Emerson Barahona en diferentes etapas del documento. Los errores u omisiones son, sin embargo, de responsabilidad absoluta de los autores. Remitir comentarios y sugerencias a adammert@osinerg.gob.pe, jgallardo@osinerg.gob.pe o lquiso@osinerg.gob.pe. Primera versión: Diciembre 2003. Esta versión: Diciembre 2004.

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|--|----|
| I. Antecedentes..... | 5 |
| II. Supervisión de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Perú | 12 |
| II.1. Ámbito de la Supervisión..... | 12 |
| II.2. Resultados del Proceso de Fiscalización de la Calidad del Servicio Eléctrico ... | 23 |
| III. Hacia un Nuevo Enfoque de la Supervisión en el Sector Eléctrico | 41 |
| IV. Aplicaciones en el Sector Eléctrico | 49 |
| IV.1. Alumbrado Público | 49 |
| IV.2. Precisión de la Medida de la Energía | 56 |
| IV.3. Procedimiento de Seguridad Pública | 65 |
| V. Conclusiones | 74 |
| VI. Bibliografía..... | 86 |

La Problemática de la Supervisión de la Calidad del Servicio Eléctrico

Alfredo Dammert, José Gallardo y Lennin Quiso

«I began to think crime in the 1960s after driving to Columbia University for an oral examination of a student in economic theory. I was late and had to decide quickly whether to put the car in a parking lot or risk getting a ticket for parking illegally on the street. I calculated the likelihood of getting a ticket, the size of a penalty, and the cost of putting the car in a lot. I decided it paid to take the risk and park on the street»². Gary Becker.

I. Antecedentes

Entre las distintas actividades que realiza el Estado en industrias de redes, la regulación de precios en sus diferentes tópicos es el aspecto que ha recibido largamente la mayor atención por parte de los economistas. En la práctica regulatoria de industrias como el sector eléctrico en el Perú, sin embargo, las actividades de supervisión no sólo representan gran parte de los esfuerzos y recursos de la agencia reguladora, sino que también concentran una parte importante de la problemática actual en el sector eléctrico.

Esta problemática es transversal a los temas de seguridad, calidad del servicio y medio ambiente que conforman las actividades de supervisión del organismo regulador y se expresa en la evolución poco satisfactoria de diversos indicadores (por ejemplo, en aspectos relacionados al alumbrado público, los contrastes de medidores, las interrupciones del servicio, las fallas en la tensión, entre otros) y en la consecuente insatisfacción de usuarios residenciales con respecto al servicio eléctrico (Gallardo y Bendejú; 2003). En esta perspectiva, este documento busca reducir la brecha existente entre la literatura económica y la práctica regulatoria en el análisis de tópicos que actualmente son centrales en la supervisión de la calidad.

Calidad en el Sector Eléctrico

Se puede definir calidad como el conjunto de propiedades y atributos de un bien o servicio que le confiere la aptitud para satisfacer necesidades expresas o implícitas. En este sentido, la calidad del servicio eléctrico puede definirse como el conjunto de características que se debe

². «Empecé a pensar en las actividades delictivas en los años 60 cuando un día conducía hacia la Universidad de Columbia para una evaluación oral de un estudiante en la especialidad de Teoría Económica. Estaba tarde por lo que tuve que decidir rápidamente entre buscar un estacionamiento o arriesgarme a recibir una papeleta por estacionar ilegalmente en la calle. Calculé la verosimilitud de recibir la papeleta, el monto de la multa, el costo de poner el auto en el estacionamiento. Decidí que valía la pena tomar el riesgo y estacioné en la calle» (traducción propia).

cumplir en la interacción entre los suministradores del servicio eléctrico, los usuarios del mismo y la población en general (Bollen; 2000).

De acuerdo a la Norma Técnica de Calidad de los Servicio Eléctricos en el Perú (NTCSE), los aspectos que componen lo que se denomina calidad del servicio eléctrico son la calidad técnica, la calidad comercial y la calidad del alumbrado público. La calidad técnica del servicio eléctrico comprende todos los aspectos técnicos del suministro de electricidad en relación al producto y al servicio.

La calidad del producto comprende los aspectos técnicos relacionados con la forma de la onda de tensión. Se dice que existe mala calidad del producto o mala calidad de tensión cuando la forma de la onda difiere de la ideal, es decir, una onda de forma sinusoidal de frecuencia y amplitud constante. La calidad del suministro está referida a la existencia de la onda de tensión, es decir de la presencia o no de suministro eléctrico (interrupciones). Este ha sido el aspecto más considerado tradicionalmente, habiendo recibido la denominación de confiabilidad del servicio eléctrico. La calidad comercial del servicio esta referida a los aspectos relacionados con el trato al cliente, los medios de atención, la resolución de quejas, así como la precisión de la medida de la energía consumida. Finalmente, la NTCSE también considera dentro de la calidad del servicio eléctrico la calidad del alumbrado público referida a la existencia en condiciones de luminosidad (intensidad) e iluminancia (densidad) de un sistema de alumbrado en la vía pública³.

³. El tema de la calidad del servicio ha recibido una creciente atención debido a diversos factores como cambios en la sensibilidad de los equipos, procesos de desregulación, crecientes posibilidades de medición de diversos aspectos de la calidad, creciente reconocimiento de temas ambientales, entre otros. Más específicamente, de acuerdo a Bollen (2000), estos aspectos han recibido un creciente interés debido a que:

- Los equipos son más sensibles a las perturbaciones en el voltaje. Los equipos eléctricos y electrónicos son ahora más sensibles a perturbaciones en el voltaje que sus contrapartes de hace 10 o 20 años atrás. No solamente tenemos equipos que son más sensibles, sino que las compañías también se han vuelto más sensibles a pérdidas debido a interrupciones en la producción puesto que reduce sus márgenes de ganancias.
- Asimismo, los equipos causan perturbaciones en el voltaje. El mal funcionamiento de equipos debido a perturbaciones en el voltaje es a menudo descrito por los consumidores como mala calidad de energía. Las empresas eléctricas, por otro lado, ven las perturbaciones ocasionadas por los equipos de los usuarios finales como el principal problema de la mala calidad de la energía. Es decir, los modernos equipos electrónicos no son solamente sensibles a perturbaciones en el voltaje, sino que también causan perturbaciones a otros usuarios.
- Existe una creciente necesidad para la estandarización y criterios de desempeño. Hoy en día, las empresas de servicio eléctrico tratan a sus consumidores como “clientes”. La electricidad es vista como un producto de determinadas características, que puede ser medido, predicho, garantizado y comprobado.
- Las empresas quieren entregar un buen producto. Algo que no es considerado muy a menudo en las discusiones referidas a la calidad de la energía es el hecho que muchos desarrollos en estos aspectos fueron dados por las propias empresas suministradoras. Muchas empresas simplemente quieren llevar un buen producto y están comprometidas con esto durante décadas. El diseño de un sistema con una alta confiabilidad a un costo dado, constituye un desafío para estas empresas.
- La calidad de la energía puede ser medida. La disponibilidad de equipos de medición de la calidad de la energía a precios más bajos permite que la calidad de voltaje y corriente pueda ser monitoreada a gran escala.
- Asimismo, el creciente interés en la calidad de la atención comercial también se ha incrementado. Sin embargo este interés no se ha dado solo en el sector eléctrico sino que en toda la sociedad existe una mayor

Calidad y Monopolio

En mercados donde existe una competencia efectiva, si una empresa decide aumentar unilateralmente la relación precio-calidad que ofrece a los consumidores, el resultado sería una disminución en su nivel de ventas sus ventas con la consiguiente reducción o pérdida de su participación en el mercado. La explicación puede ser hallada naturalmente en el hecho que los consumidores pueden recurrir a otras empresas para obtener la mejor relación calidad-precio. Es decir, la competencia se encarga de excluir del mercado a las empresas que no ofrezcan la relación precio-calidad demandada por los consumidores. En este tipo de mercados, por lo tanto, no se justifica la regulación de la calidad, pudiendo la intervención más bien terminar restringiendo artificialmente la gama de productos ofrecidos (Shapiro; 1983).

El argumento central para la regulación de la calidad en industrias de redes, donde el consumidor no puede elegir libremente el proveedor y la sustitución del bien o servicio es bastante limitada ha sido enfatizado a partir de Spence (1975). De acuerdo a esta literatura, la provisión de calidad por parte de un monopolista no regulado determina un nivel de calidad distinto del socialmente óptimo. Más específicamente, un monopolista elige el nivel de la calidad a proveer de acuerdo a las preferencias del consumidor que marginalmente consume el bien o servicio, mientras que el nivel óptimo para la provisión de calidad debe reflejar más bien la valoración promedio de los distintos consumidores⁴.

exigencia sobre la calidad de la atención comercial. Este proceso ha sido más notorio en el sector eléctrico, debido a que este sector ha sido tradicionalmente un monopolio en el cual no existían incentivos fuertes para una buena atención comercial.

⁴. En el modelo de Spence se definen el excedente del consumidor y los beneficios de la empresa monopólica de acuerdo a:

$$S = \int_0^x P(v, q) dv - xP(x, q)$$
$$\pi = xP(x, q) - c(x, q)$$

Donde:

| | |
|---------|--------------------------|
| S : | Excedente del consumidor |
| π : | Beneficio de la empresa |
| p : | Precio |
| x : | Cantidad |
| q : | Calidad |

El excedente del consumidor es igual al área bajo la función inversa de demanda, $P(x, q)$, que representa la valoración de las x unidades consumidas, menos los gastos incurridos en adquirir dicha cantidad del bien, $x \cdot P(x, q)$. Los beneficios de la empresa se definen como la diferencia entre los ingresos y el costo de producir x unidades con calidad q : La medida de bienestar social es el excedente total, W , donde:

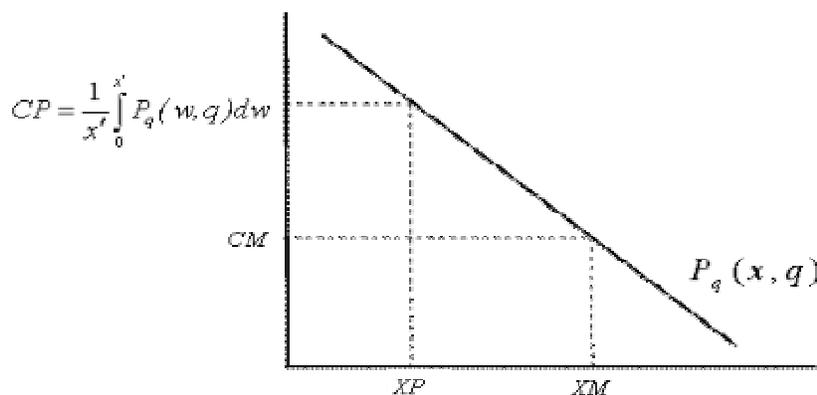
$$W = S + \pi = \int_0^x P(v, q) dv - c(x, q)$$

En este esquema la empresa tiene tres variables de decisión: precio (p), cantidad (x) y calidad (q). Dos de ellas son independientes y la tercera está determinada por la función de demanda. Spence toma como variables de control la cantidad y la calidad. Por tanto el monopolista maximiza sus beneficios escogiendo ambas variables:

$$\underset{\{x, q\}}{\text{Max}} \pi = xP(x, q) - c(x, q)$$

El Gráfico No 1 muestra la valoración marginal de la calidad en función de la cantidad vendida cuando ésta es decreciente. En este caso, una disminución en la calidad permite una mayor demanda debido a la preferencia por una menor calidad en el tramo inferior de la curva de demanda. Como resultado, un monopolista venderá **XM** y no **XP**, lo cual atenúa el problema usual de pérdida de eficiencia social generado por un precio alto, pero ofrece un nivel de calidad **CM**, inferior al nivel de calidad óptimo **CP** (valorización promedio).

Gráfico No 1
Provisión de Calidad y Monopolio



La condición de primer orden con respecto a la cantidad es la familiar expresión: $P_{c_x} = P_x x$, donde los subíndices denotan derivadas parciales con respecto a las variables señaladas, mientras que la condición de primer orden para el planificador es $P = c_x$, lo cual evidencia la ineficiencia generada por el monopolista en su decisión de cantidad (precio) debido a que el ingreso marginal es menor a la función inversa de demanda.

De otro lado, la condición de primer orden con respecto a la calidad para el monopolista es:

$$\frac{\partial \pi}{\partial q} = xP_q - c_q = 0$$

mientras que el bienestar social se maximiza con la condición:

$$\frac{\partial W}{\partial q} = \int_0^x P_q dv - c_q = 0$$

Dado que ambas ecuaciones difieren, la calidad que es fijada por el monopolista es diferente a la socialmente óptima para una cantidad x dada. Para saber si fija un nivel de calidad por encima o por debajo del socialmente óptimo, tenemos que tener en consideración el signo de P_{xq} . Para establecer la dependencia, notemos que derivando la ecuación de bienestar con respecto a q , tenemos:

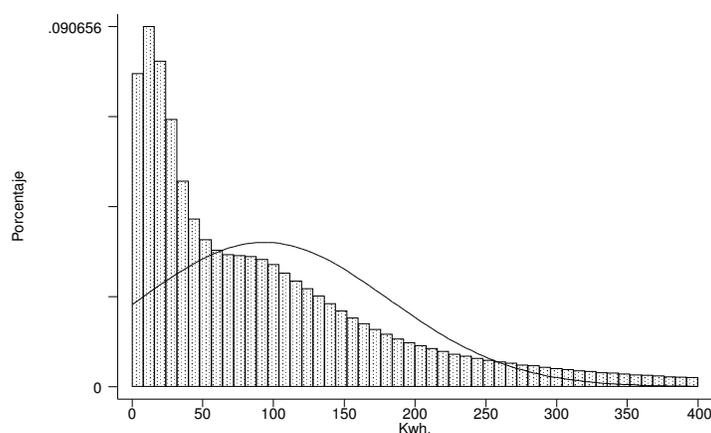
$$\frac{\partial W}{\partial q} = \frac{\partial S}{\partial q} + \frac{\partial \pi}{\partial q} = \int_0^x P_q(v, q) dv - xP_q(x, q) + \frac{\partial \pi(x, q)}{\partial q}$$

Por lo tanto, cuando $\partial \pi / \partial q = 0$, el signo de $\partial W / \partial q$ depende de las magnitudes relativas de $\int_0^x P_q dv$ y xP_q . Con fines expositivos la derivada P_q es valoración marginal de la calidad por parte del último consumidor que accede al servicio. Por otro lado, $(1/x) \int_0^x P_q dv$ es exactamente la valoración marginal promedio de la calidad de los individuos que acceden al servicio. Entonces cuando la valoración promedio excede la valoración marginal, la empresa proveerá un nivel de calidad más bajo que el socialmente óptimo.

Más exactamente, P_q es la valoración del consumidor marginal y P_{xq} puede representar los cambios en P_q cuando uno se mueve a lo largo del espectro de consumidores ordenados por su disposición a pagar. Si $P_{xq} < 0$, entonces la valoración marginal de la calidad cae cuando la disposición a pagar cae. Cuando esto se produce, la valoración promedio excede la valoración del consumidor marginal.

En el caso del servicio eléctrico en el que un conjunto heterogéneo de consumidores disponen del servicio, las diferencias entre el nivel de calidad preferido por el consumidor que marginalmente accede al servicio y el nivel de calidad promedio puede ser particularmente grande. El Gráfico No 2 presenta la distribución del consumo eléctrico residencial del Perú en el rango menor a 400 KWh. El Gráfico muestra la existencia de una importante heterogeneidad, con una fracción significativa de hogares con un consumo menor a 50 KWh, una media superior a los 100 KWh y un importante porcentaje con consumos más altos pero en un rango más amplio. Estas diferencias sugieren un patrón de consumo distinto entre hogares pertenecientes a distintos niveles socioeconómicos, particularmente en lo referente a la tenencia de artefactos eléctricos.

Gráfico No 2
Distribución del Consumo de Energía Eléctrica a Nivel Nacional
(Hasta 400 kWh)



Fuente: DGE – MEM
 Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

El cuadro No 1 presenta evidencia de la heterogeneidad de los hogares en lo referente a la tenencia de artefactos eléctricos por nivel socioeconómico en Lima Metropolitana. El cuadro muestra que, aunque la penetración del servicio es alta en Lima Metropolitana, existe una fracción importante de hogares con acceso al servicio que dispone únicamente de focos o de focos y algún artefacto como la TV. Estos hogares se concentran naturalmente en hogares de Nivel Socioeconómico (NSE) bajos. La evidencia sugiere que las preferencias por calidad en el caso del servicio eléctrico pueden ser muy distintas si se considera, de un lado, a un consumidor que marginalmente accede al servicio con una baja tenencia de artefactos y un bajo consumo, y de otro, a un consumidor promedio con una gama variada de artefactos eléctricos y un mayor nivel de consumo.

Cuadro No 1
Tenencia de Electrodomésticos según Nivel Socioeconómico en Lima Metropolitana
(Porcentaje de Hogares)

| Artefactos | A | B | C | D | E |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Focos + TV + Refrigeradora + Equipo de Sonido + Microondas + Computadora + Cocina Eléctric | 6.0% | 0.6% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Focos + TV + Refrigeradora + Equipo de Sonido + Microondas + Computadora | 25.0% | 18.7% | 3.7% | 0.5% | 0.0% |
| Focos + TV + Refrigeradora + Equipo de Sonido + Microondas | 24.0% | 10.3% | 6.3% | 2.8% | 0.5% |
| Focos + TV + Refrigeradora + Equipo de Sonido | 11.0% | 27.1% | 31.5% | 23.4% | 20.5% |
| Focos + TV + Refrigeradora | 20.0% | 22.6% | 36.0% | 37.9% | 30.2% |
| Focos + TV | 10.2% | 15.1% | 14.6% | 28.5% | 38.1% |
| Focos | 3.8% | 5.5% | 6.1% | 4.3% | 7.0% |
| Sin Alumbrado | 0.0% | 0.0% | 1.9% | 2.5% | 3.7% |
| Total | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% |

Fuente: Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía, 2003.

Elaboración: OEE – OSINERG.

Regulación Económica y Calidad

La relevancia de los problemas generados en la provisión de calidad por parte de un monopolista no regulado constituye una justificación para su regulación. Sin embargo, la regulación no garantiza necesariamente una solución óptima al problema de la calidad debido a que los incentivos del esquema regulatorio implementado reemplazan a los incentivos dados por las condiciones de mercado, existiendo naturalmente diferentes esquemas de regulación y diferentes incentivos.

Un tema central en esta discusión es la relación entre el nivel de calidad y el costo o inversión en proveerla. De un lado, esquemas de regulación basados en costos pueden proveer un nivel excesivo de calidad si la inversión en proveer esta calidad es una manera de aprovechar los incentivos de sobrecapitalización por una tasa de retorno en exceso del costo del capital (caso particular del conocido efecto *Averch-Johnson*)⁵. De otro lado, esquemas de regulación basados en incentivos como los precios tope, que no son implementados con estándares mínimos de calidad, pueden proveer un nivel de calidad menor al socialmente óptimo debido a que las empresas, beneficiarias de ganancias en productividad y reducciones de costos, tienen incentivos fuertes para disminuir los costos⁶.

⁵. Spence (1975) muestra que con un esquema de regulación por Tasa de Retorno la empresa concesionaria o regulada tendrá incentivos para sobre-invertir en capital, y por lo tanto mejorar el estándar de calidad, esto puede llevar a una situación en la cual se puede proveer un nivel de calidad inclusive superior al socialmente óptimo, dado que toda inversión adicional será reconocida en las tarifas.

⁶. Sheshinski (1976) aborda el tema de la provisión de calidad bajo régimen de monopolio. El autor considera la situación en la cual el monopolista puede elegir libremente la calidad y cantidad de un producto que pretende ofrecer en el mercado. Sheshinski sugiere que la regulación de calidad mediante la imposición de estándares mínimos de calidad puede generar un nivel de calidad inclusive mayor al socialmente óptimo. El autor prueba que la regulación de la calidad es ambigua en el sentido que el regulador, partiendo de la solución de monopolio, puede buscar un incremento de la calidad cuando calidad y cantidad son sustitutos y el impacto del incremento de la calidad en el ingreso marginal del monopolista es más grande que el impacto que tiene este incremento en el costo marginal. Inversamente, la empresa puede buscar reducir la calidad si el impacto del aumento de la calidad en el ingreso marginal es menor que el incremento en el costo marginal. Sheshinski también prueba que una regulación por precios

Un segundo tema tiene que ver con la propia desregulación de la industria eléctrica, más específicamente con la separación vertical de la industria y el diseño de mercado eléctrico. Una industria eléctrica organizada con empresas monopólicas verticalmente integradas resuelve el problema de calidad al interior de la empresa. Una industria eléctrica desregulada debe especificar los diversos mecanismos de coordinación y la provisión de servicios que afectan la calidad del servicio en el sistema como son, por ejemplo, los servicios complementarios.

Calidad y Distribución Eléctrica

Los efectos de la regulación sobre la calidad del servicio sugieren la necesidad de supervisar este aspecto en el caso del servicio eléctrico. En particular, la aplicación de mecanismos de incentivos en el segmento de distribución, que es donde se presentan los mayores problemas en la calidad del servicio eléctrico, supone el uso de esquemas de incentivos como los precios tope o de competencia por comparación. Estos esquemas priorizan la eficiencia de las empresas y, en ausencia de cláusulas específicas, brindan pocos incentivos para la provisión de calidad en niveles socialmente óptimos. En este sentido, se puede explicar también la mayor preocupación por el tema de calidad del servicio eléctrico como una consecuencia de la creciente aplicación de esquemas de regulación por incentivos (los señalados mecanismos de precios tope, regulación por comparación)⁷.

En general, la regulación de calidad en el sentido en que se entiende en la actualidad, es decir, considerando no solo a la continuidad del servicio, sino también a las características de la corriente eléctrica provista, es un tema de preocupación relativamente reciente a nivel mundial⁸. Es así que, recién desde los años 90, surgen regulaciones específicas sobre la calidad del servicio eléctrico. En el caso de Chile, por ejemplo, si bien la liberalización del sector eléctrico se inició en 1982, recién hacia 1998 se aprueba el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos donde se especifican los parámetros mínimos de calidad que las empresas distribuidoras deben de seguir. En el caso del Reino Unido, del mismo modo, las primeras regulaciones específicas con respecto a la calidad aparecieron en el año 1991, aunque se centran en aspectos más relacionados con la continuidad del suministro eléctrico y aspectos comerciales del servicio (atención al cliente, procesamiento de reclamos, entre otros).

tope, acarrea efectos adicionales como la reducción de la calidad ofrecida dado que bajo este esquema la empresa concesionaria buscará optimizar sus beneficios sub-invirtiéndose en la provisión de calidad.

⁷. Ver Urbiztondo (2000).

⁸. Puede argumentarse que la primera gran ola de interés en el tema de calidad ocurrió en la década del 70 y su principal aspecto tuvo que ver con la continuidad del servicio eléctrico. Más específicamente, un tema central de estudio fue el nivel de confiabilidad óptimo en sistemas eléctricos. Ver, por ejemplo, Munasinghe y Gellerson (1979).

II. Supervisión de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Perú

La fiscalización y supervisión de la calidad del servicio eléctrico es una de las principales funciones que realiza el organismo regulador (OSINERG). La relevancia de este aspecto radica en la difícil tarea de buscar una provisión del servicio en estándares de calidad que sean los más adecuados. Como se ha señalado, esta tarea se dificulta por la existencia de incentivos en los esquemas de regulación que se deben controlar con la imposición de estándares mínimos de calidad y el *enforcement* de dichos estándares mediante instrumentos como las multas, compensaciones o sanciones de diversa índole.

II.1. Ámbito de la Supervisión

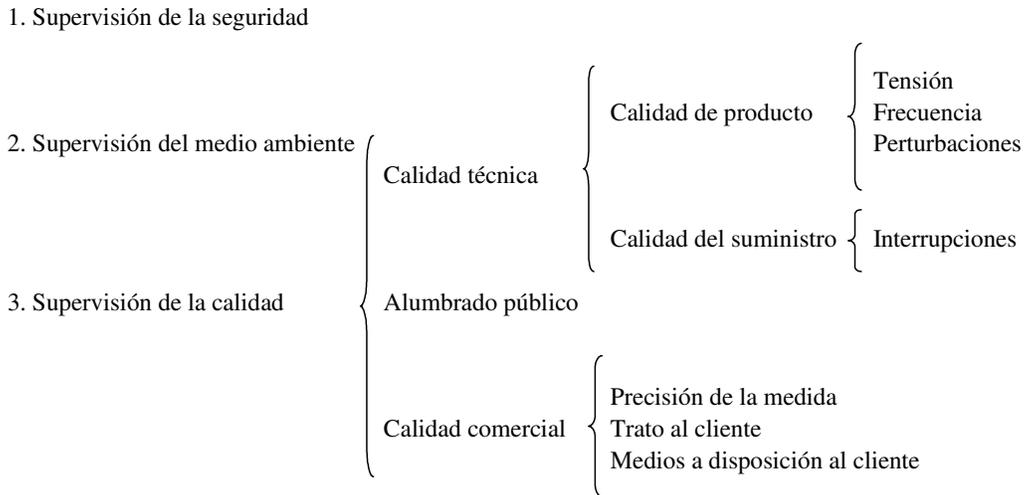
Desde Octubre de 1997 se inicia en el Perú el control de la calidad del servicio eléctrico en base a los estándares de la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico (DS-020-97-EM). La norma estableció por parte del OSINERG la obligación de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de los estándares de seguridad, calidad y medio ambiente de las empresas eléctricas (ver Diagrama No 1). Los estándares de calidad están referidos a la continuidad del servicio y a la calidad de la corriente eléctrica suministrada.

Más específicamente, como se observa en el Diagrama No 1, la NTCSE estableció la clasificación de los rubros de calidad a ser seguidos por la autoridad supervisora de acuerdo a los criterios de calidad comercial, calidad técnica y calidad del alumbrado público. Como se ha señalado en líneas anteriores, el concepto de calidad técnica está referido a características técnicas del servicio eléctrico, distinguiéndose dentro de este rubro dos tipos, aquellas referidas a la calidad del producto y aquellas referidas a la calidad del suministro. La calidad del producto se refiere a la calidad de la electricidad provista por las empresas, es decir, a características de la onda eléctrica como variaciones sobre el nivel de tensión contratada, variaciones con respecto a la frecuencia nominal del sistema y nivel de perturbaciones. La calidad del suministro se refiere a la continuidad del servicio eléctrico, es decir, a la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio.

La calidad comercial se refiere a los parámetros del servicio comercial que brindan las empresas como trato al cliente, medios a disposición del clientes en su relación comercial y precisión en la medición del consumo y su facturación. De otro lado, la calidad del Alumbrado Público comprende a los parámetros de calidad del servicio de alumbrado público de vías, como son la luminancia o la luminosidad. Para la supervisión de los niveles de calidad provistos por las

empresas eléctricas a sus clientes se definen estándares específicos en la NTCSE (indicadores de calidad) y tolerancias por fuera de las cuales el servicio se califica como de mala calidad. Asimismo, se establecen condiciones para el control y medición de los indicadores de calidad, y la aplicación de penalidades.

Diagrama No 1
Ámbito de la Supervisión en la Industria Eléctrica



Calidad Técnica

Como se ha señalado la supervisión de la calidad técnica está compuesta por dos componentes, la calidad del producto y la calidad del suministro. En lo referente a la calidad del producto, los aspectos que son centrales en los procesos de supervisión y fiscalización son la tensión, frecuencia y perturbaciones. La *tensión* o *voltaje* es la presión eléctrica que se ejerce sobre la corriente, aspecto que varía entre sistemas eléctricos. En el sistema peruano, por ejemplo, el nivel de voltaje a nivel residencial es de 220 voltios, mientras que en los Estados Unidos el voltaje a nivel residencial es de 120 voltios. Debe indicarse que el tratamiento de la tensión como una cantidad se refiere al valor eficaz de la onda de tensión. En esta perspectiva se define una variación de tensión cuando hay una alteración en la amplitud y, por lo tanto, en el valor eficaz de la onda de tensión.

De acuerdo a lo establecido en la NTCSE la calidad de la tensión se supervisa y fiscaliza mediante la construcción de indicadores y la definición de tolerancias para dichos indicadores. En el caso de la tensión, el indicador utilizado se construye como la diferencia entre la media de

los valores eficaces instantáneos medidos en el punto de entrega (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_N) de 220 voltios, en un intervalo de medición (k) de 15 minutos⁹:

$$\Delta V_k (\%) = \frac{V_k - V_N}{V_N} 100\%$$

En la NTCSE se especifica además que las empresas son las que deben incurrir en los costos de medición y registro de la calidad según los indicadores descritos, así como del cálculo de las compensaciones. En particular, las propias empresas son las encargadas de realizar las inversiones y cubrir los costos que resulten de la adquisición e instalación de equipos, mediciones y registros. Asimismo, las empresas son responsables de los costos derivados del cálculo de indicadores de calidad, el cálculo de compensaciones y mecanismos de transferencia de información a la Autoridad (D. S. N° 040-2001-EM, del 17 de julio de 2001 que modifica al Artículo 3.1 de la NTCSE)¹⁰.

⁹. La media de los valores eficaces instantáneos, viene dada por el promedio de cada valor eficaz instantáneo

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [v(t)]^2 dt}, \text{ donde } v(t) \text{ es el valor instantáneo de la onda de tensión y } T \text{ es el periodo de la onda de tensión.}$$

La tolerancia establecida para el indicador es de $\pm 5.0\%$ la tensión nominal en cada punto de entrega, mientras que en redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales dichas tolerancias tienen rangos mayores (de $\pm 7.5\%$). Si la tensión se encuentra fuera de estos rangos por un tiempo superior al 5% del período de medición, se considera la energía como de mala calidad.

La tensión se controla mensualmente, en períodos de medición de 7 días. La NTCSE establece además que se deben garantizar al menos el siguiente número de mediciones:

- Una por cada 12 puntos de entrega a clientes en muy alta tensión (MAT), alta tensión (AT) y media tensión (MT).
- Una por cada 3000 puntos de entrega a clientes en BT, con un mínimo de 12 mediciones. OSINERG puede requerir hasta un 10% de mediciones adicionales con lecturas válidas sobre esta cantidad. Se debe considerar en el muestreo la proporción de mediciones monofásicas y trifásicas. Las mediciones tienen que hacerse en condiciones normales.

¹⁰. De acuerdo a la normatividad vigente, las empresas realizan la selección aleatoria de suministros y el control de calidad en los mismos, mientras que la agencia reguladora audita dicha muestra. El muestreo es realizado siguiendo lo establecido en la "Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos" aprobada por resolución del consejo directivo de OSINERG, N° 1535-2001-OS/CD en agosto de 2001. En esta norma se establece que la selección de suministros a controlar se debe realizar de manera aleatoria, considerando la proporción de suministros monofásicos y trifásicos, así como su distribución en cada zona atendida por la empresa. Asimismo, se establece que la exclusión de la muestra a los suministros que tienen corte del servicio y los alimentadores en BT donde se haya registrado anteriormente un punto de suministro con mala calidad de tensión aún no solucionada por la empresa (los alimentadores proveen el servicio a varios suministros, aunque en número muy variable. Por ejemplo, en una zona muy poco poblada pueden atender a menos de 10 suministros, mientras que en zonas densamente pobladas se puede considerar incluso a 200 suministros). Finalmente, es una práctica establecida restringir la muestra a escoger a sólo un suministro por alimentador.

Las compensaciones se calculan según la NTCSE en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad en el período de medición:

$$\text{Compensaciones por Variaciones de Tensión} = \sum_p a \cdot A_p \cdot E(p)$$

Donde:

- p : Intervalo de medición en el que se violan las tolerancias.
 a : Compensación unitaria por violación de tensiones:
 Primera Etapa: $a = 0.00$ US\$/kWh
 Segunda Etapa: $a = 0.01$ US\$/kWh
 Tercera Etapa: $a = 0.05$ US\$/kWh
 A_p : Factor de proporcionalidad según el rango de la transgresión.

De otro lado, la *frecuencia* es el número de ciclos que suceden durante un segundo, siendo su unidad de medida en el sistema internacional de unidades el Hertz. En el sistema eléctrico peruano la frecuencia es de 60Hz, permitiéndose variaciones de +/- 1 Hz de dicho valor nominal. La importancia de mantener constante la frecuencia implica mantener el equilibrio entre la generación y la demanda. La variación de la frecuencia significa que la generación excede a la demanda o viceversa dependiendo si esta es positiva o negativa. A pesar de esto, pequeñas variaciones de frecuencia son normales en los sistemas eléctricos debido a la dinámica entre oferta y demanda. Lo que es relevante en el proceso de supervisión de la frecuencia es prevenir la existencia de grandes variaciones, lo que naturalmente puede ocasionar vibraciones que pueden dañar los equipos de generación, o afectar a las cargas que dependen de la frecuencia para su correcto funcionamiento.

La fiscalización y supervisión de la calidad del servicio eléctrico en lo relativo a la frecuencia, se realiza también en base a la construcción de indicadores y la definición de tolerancia con respecto a dichos indicadores. El indicador utilizado captura las Variaciones Sostenidas de Frecuencia que se define como la diferencia entre la media de los valores instantáneos de la frecuencia (f_k) y el valor de la frecuencia nominal del sistema (f_N), para un intervalo de medición (k) de 15 minutos¹¹:

$E(p)$: Energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición p .

¹¹. Debe indicarse que en la NTCSE también se consideran los indicadores de Variaciones Súbitas de Frecuencia (VSF), por intervalos de un minuto, y la integral de variaciones diarias de frecuencia (IVDF). Ambos indicadores se expresan en función de la Frecuencia Instantánea $f(t)$:

$$VSF = \sqrt{\frac{1}{1 \text{ min}} \int_0^{1 \text{ min}} f^2(t) dt} - f_N$$

$$IVDF = \Gamma + \int_0^{24 \text{ Hrs}} [f(t) - f_N] dt$$

Donde Γ es la suma algebraica de los valores de la integral del segundo término de la derecha, evaluada para cada uno de los días del año calendario anteriores al día que se evalúa la IVDF. Las tolerancias establecidas sobre dichos indicadores son las siguientes:

- Variaciones Sostenidas (Δf_k (%)): ± 0.6 %.
- Variaciones Súbitas (VSF'): ± 1.0 Hz.
- Variaciones Diarias (IVDF'): ± 600.0 Ciclos.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad si ocurre alguno de los siguientes eventos:

- i) las variaciones sostenidas de frecuencia se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo acumulado superior al 1% del período de medición.
- ii) se produce más de una VSF excediendo las tolerancias.
- iii) se producen violaciones a los límites establecidos para la IVDF en un período de medición.

Las tolerancias del IVDF son mayores en 50% para todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación sea menor a 1000 MW y mayor a 100 MW, y en 100% para sistemas eléctricos cuya potencia instalada sea menor a 100 MW. Para Sistemas Aislados Menores (sistemas cuya potencia instalada en generación es menor a 5 MW) el control de la frecuencia se realiza sólo con el indicador de variaciones sostenidas de frecuencia.

Adicionalmente, en el D. S. 040-2001-EM se modificó la NTCSE respecto a la medición de calidad de frecuencia y tensión, en el caso de fallas en el sistema de transmisión. En particular, se estableció que en dichos casos no se considerarán, durante un intervalo de 10 minutos, las transgresiones por calidad de producto en lo referente a tensión

$$\Delta f_k (\%) = \frac{f_k - f_N}{f_N} 100\%$$

En el caso de la frecuencia, las compensaciones se realizan en principio únicamente a aquellos suministros en los que se haya comprobado, según la medición, que el indicador ha excedido las tolerancias. Sin embargo, también se compensa a los clientes que se encuentran en la parte del ramal “aguas-arriba” o “aguas-abajo” desde el cliente en cuyo punto de entrega se realizó la medición. Esto se debe a que la existencia de un problema de tensión (exceso o déficit de tensión) implica problemas en suministros también atendidos por el mismo alimentador. Por ejemplo, si se comprueba un déficit de tensión eficaz en un suministro, el problema será aún más pronunciado en aquellos más alejados del alimentador (suministros ubicados “aguas abajo”) y será necesario compensar también a estos clientes.

La explicación puede ser hallada en la mayor resistencia ya que la tensión decrece a medida que se atiende a más usuarios. Se da la situación contraria si se detecta un exceso de tensión, de modo que en este caso se compensa también a los suministros más cercanos al alimentador (ubicados “aguas arriba”). Es preciso señalar que en la fijación de parámetros se consideró la existencia de tres etapas para la aplicación de la NTCSE¹². Estas etapas suponen un proceso gradual de exigencia a las empresas¹³.

y frecuencia. Asimismo, si se sobrepasa este intervalo y se mantiene la mala calidad, la responsabilidad por el período posterior a los 10 minutos recaerá en los generadores.

La frecuencia se controla en tiempo real, siendo el período de medición usado para el cálculo de los indicadores mensual. Según la NTCSE el coordinador de la operación en tiempo real es el encargado de realizar las mediciones y el registro de las frecuencias (tanto del sistema interconectado, como de las partes que temporalmente pudiesen separarse). De esta manera, el COES es el encargado de esta tarea en la actualidad en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), para lo cual mantiene 11 puntos de medición a nivel nacional.

¹². La primera etapa comprendió un período de 18 meses, mientras que en la segunda etapa también comprendió inicialmente 18 meses, pero fue ampliada hasta el 31 de Diciembre del año 2000 y posteriormente hasta el 31 de Diciembre del año 2001. Finalmente, en la tercera etapa se han producido modificaciones en los parámetros.

¹³. Las compensaciones en este tema se evalúan en función a la potencia contratada o energía entregada de mala calidad. Existen tres posibles compensaciones por la violación de cada uno de los 3 indicadores descritos previamente:

i. Compensaciones por Variaciones Sostenidas de Frecuencia = $\sum_q b \cdot B_q \cdot E(q)$

ii. Compensaciones por Variaciones Súbitas = $b' \cdot B_m \cdot P_m$

iii. Compensaciones por Variaciones Diarias = $\sum_{d \in \text{mes}} b'' \cdot B_d \cdot P_d$

Donde:

q: Intervalo de medición de 15 minutos en el que se violan las tolerancias.
b, b', b'': Compensaciones unitarias por violación de frecuencias:
Primera Etapa: 0.00 US\$/kWh
Segunda Etapa: 0.01 US\$/kWh
Tercera Etapa: 0.05 US\$/kWh

B_q, B_m, B_d: Factores de proporcionalidad según rango de transgresión.

E(q): Energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición q.

d: Día del mes en el que se violan las tolerancias.

P_m, P_d: Potencia máxima suministrada en el mes y en el día d.

El tercer aspecto supervisado en la calidad del producto es la ocurrencia de *perturbaciones*. Se dice que existe distorsión o perturbación armónica cuando la onda sinusoidal prácticamente pura que generan las centrales eléctricas sufre deformaciones en las redes de alimentación a los usuarios. El análisis de la calidad en este aspecto se lleva a cabo mediante la aplicación de la descomposición de la onda de tensión mediante la transformación rápida de Fourier. Para cuantificar el grado de deformación de una onda de tensión o de intensidad que no es sinusoidal pura –aunque sí periódica con 60 Hz de frecuencia– se recurre a su análisis de frecuencia¹⁴. La supervisión de las perturbaciones ha sido el aspecto menos privilegiado de la supervisión de la calidad del producto debido a su menor relevancia relativa, aspecto que, sin embargo, ha venido cambiando gradualmente con el mayor uso de equipos sensibles a estas distorsiones o que generan dichas distorsiones (computadoras, equipos electrónicos, entre otros).

En lo referente a la *calidad del suministro* se supervisa la ocurrencia de *interrupciones* en el sistema, el cual se define como un evento en el cual el voltaje en la conexión del usuario final cae a cero y no regresa a su nivel normal automáticamente. Este aspecto es uno de los más estudiados y severos entre los considerados en la definición de calidad del servicio eléctrico. La supervisión de la calidad del suministro se realiza mediante la construcción de diversos indicadores. El más utilizado es el número de interrupciones por cliente por semestre (**N**), sin considerar interrupciones cuya duración es menor a 3 minutos, ni los casos de fuerza mayor. De otro lado, en el cálculo de este indicador, las interrupciones programadas por expansión o reforzamiento de redes se incluyen pero ponderadas por un factor de 50%. Un segundo indicador es la duración total ponderada de interrupciones por cliente por semestre (**D**), que es calculada utilizando la siguiente fórmula:

$$D = \sum K_i \cdot d_i$$

Donde:

d_i es la duración individual de la interrupción i .

¹⁴ La NTCSE originalmente aprobada contemplaba el control de las perturbaciones en general, y del Flícker y las Tensiones Armónicas en particular. Sin embargo, posteriormente la aplicación de la NTCSE quedó suspendida en este rubro por razones de “incompatibilidad técnica”, tal como se estableció en el D. S. N° 040-2001-EM. Además, para la restitución del control de las perturbaciones se determinó también que el MEM “conformará una Comisión para el análisis integral de las perturbaciones y su eficaz aplicación en nuestro mercado eléctrico.

El referido análisis comprenderá un estudio de las tolerancias, compensaciones respectivas por la trasgresión de dichas tolerancias, número de puntos de medición y el plazo de adecuación de los clientes emisores de perturbaciones a los límites establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos”.

Finalmente, la transformada rápida de Fourier es un algoritmo de cálculo que proporciona los contenidos de las diferentes ondas sinusoidales puras que componen una onda deformada, la componente fundamental de la onda (60 Hz de frecuencia) y las componentes de frecuencias armónicas (múltiplos de 60 Hz), que reciben la denominación de armónicos de tensión o de intensidad. A los armónicos se les designa normalmente por su orden, un número que resulta de la relación existente entre su propia frecuencia y la de la componente fundamental.

- K_i es el factor de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:
- Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento: $K_i = 0.25$.
 - Interrupciones programadas por mantenimiento: $K_i = 0.50$.
 - Otras: $K_i = 1.0$.

Las tolerancias establecidas sobre dichos indicadores son presentadas en el Cuadro N° 2 para conexiones en baja tensión (BT), media tensión (MT) y muy alta tensión (MAT). Para clientes en baja tensión localizados en áreas urbano-rurales y rurales, la tolerancia sobre el indicador de interrupciones **N** se incrementa en 50% y sobre el indicador **D** en 100% para servicios urbano-rurales y 250% para servicios rurales.

Cuadro No 2
Tolerancias para el Número y Duración de las Interrupciones

| Tolerancias | N° de Interrupciones | Duración Total Ponderada de Interrupciones |
|---------------------|-----------------------------|---|
| Cientes en MAT y AT | 2 | 4 horas |
| Cientes en MT | 4 | 7 horas |
| Cientes en BT | 6 | 10 horas |

Fuente: GFE – OSINERG.

En la supervisión de la calidad del suministro el esfuerzo de fiscalización supone un control semestral en el cual se evalúan todas las interrupciones registradas y en todos los suministros. En particular, el cálculo se realiza para todos los puntos de suministro a clientes en MAT y AT y todos los puntos de suministro a clientes en MT y BT en función de los alimentadores o secciones de alimentadores a los que están conectados.

Las compensaciones (C) a los clientes en los que se compruebe que la calidad no satisfaga los estándares se calculan semestralmente de acuerdo a:

$$C(e, E, ENS) = e \cdot E \cdot ENS$$

Donde:

e : es la compensación unitaria por incumplimiento con la calidad de suministro, cuyos valores son:

| | |
|----------------|---------------------|
| Primera Etapa: | $e = 0.00$ US\$/kWh |
| Segunda Etapa: | $e = 0.05$ US\$/kWh |
| Tercera Etapa: | $e = 0.35$ US\$/kWh |

E : es un factor de ajuste según el grado de trasgresión.

ENS : es la energía teóricamente no suministrada. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$ENS = \frac{ERS}{NHS - \sum d_i} D$$

ERS: es la energía registrada en el semestre.

NHS: es el número de horas del semestre.

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

Calidad Comercial

De acuerdo a la NTCSE la calidad Comercial del servicio eléctrico considera tres aspectos principales, el trato adecuado al cliente, la existencia de diversos medios a disposición del mismo en su relación comercial con la empresa y la precisión de la medida de la energía facturada. El *trato al cliente* se centra en garantizar que el suministrador brinde a sus clientes un trato razonable, satisfactorio y sin demoras prolongadas o excesivas a sus solicitudes y reclamos. Según la NTCSE, la supervisión y fiscalización de este aspecto se basa en la construcción de indicadores que consisten en los plazos máximos de atención por parte del suministrador para el cumplimiento de sus obligaciones referidas a este aspecto¹⁵.

¹⁵. Las tolerancias, es decir los plazos máximos permitidos por la NTCSE son los siguientes:

Solicitudes de Nuevos Suministros o Ampliación de la Potencia Contratada

i. Sin modificación de redes:

Hasta los 50 kW: 7 días calendario.

Más de 50 kW: 21 días calendario.

ii. Con modificación de redes (incluyendo extensiones y añadidos de red primaria y/o secundaria que no necesiten la elaboración de un proyecto):

Hasta los 50 kW: 21 días calendario.

Más de 50 kW: 56 días calendario.

iii. Con expansión sustancial y con necesidad de proyecto de red primaria que incluya nuevas subestaciones y tendido de red primaria:

Cualquier potencia: 360 días calendario.

Reconexiones

Superada la causa que motivó el corte del servicio eléctrico, y abonados por el Cliente los consumos, cargos mínimos atrasados, intereses compensatorios, recargos por moras y los correspondientes derechos de corte y reconexión, el Suministrador está obligado a reponer el servicio dentro de un plazo máximo de veinticuatro (24) horas.

Opciones tarifarias

i. La empresa esta obligada a valorizar los consumos con la opción tarifaria solicitada por el Cliente dentro de un plazo máximo de veinte (20) días calendario desde que se presentó la solicitud de cambio, en caso de no requerirse otro equipo de medición; o dentro del plazo máximo de siete (7) días calendario después de cumplidas las condiciones a que está obligado el solicitante.

ii. Dentro de los siete (7) días calendario de recibida la solicitud, el Suministrador debe notificar al Cliente los requisitos que éste debe satisfacer para atender su solicitud.

iii. En casos de incumplimiento por parte del Suministrador, los consumos del Cliente son valorizados con los elementos existentes y presunciones que le resulten favorables.

iv. El Cliente tiene derecho a solicitar el cambio de su opción tarifaria una vez por año y el Suministrador está obligado a concederlo.

Reclamaciones por Errores de Medición/Facturación

En lo referente a los *medios a disposición del cliente* el objetivo de la fiscalización en este aspecto es garantizar que el Suministrador brinde al Cliente una atención satisfactoria y le proporcione toda la información necesaria, de una manera clara, sobre todos los trámites que el Cliente puede realizar ante el Suministrador y OSINERG, así como los derechos y obligaciones del Cliente y Suministrador. Para la supervisión y fiscalización de este rubro, la NTCSE dispone de la construcción de indicadores, que son los requerimientos mínimos exigidos en este aspecto al suministrador¹⁶.

-
- i. Presentada la reclamación por errores de facturación, el Suministrador está obligado a informar al reclamante sobre la atención de la misma, en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles.
 - ii. Las reclamaciones por posibles errores de facturación, deben quedar resueltas en la próxima factura emitida y el error no debe repetirse en siguientes facturaciones. Si las reclamaciones se hubieran registrado dentro de los quince (15) días calendario anteriores a la fecha de emisión de la factura, el plazo de resolución se amplía a la siguiente facturación.
 - iii. El Suministrador debe verificar que el mismo error no se haya producido con otros Clientes. De ser el caso, procederá a resolverlos inmediata y automáticamente a todos los afectados, sin esperar nuevas reclamaciones.
 - iv. El mismo error no podrá producirse dentro de los siguientes dos (2) años, lo que se considerará como reincidencia. La reincidencia se penaliza con el doble de la multa establecida para un caso no-reincidente.

Otros

- i. Cualquier otra reclamación debe recibir una respuesta, por escrito, dentro de los treinta (30) días calendario de presentada, salvo los plazos estipulados para casos específicos en la Norma.
- ii. Las garantías del Cliente respecto a pagos en exceso que hubiera efectuado, su derecho a que no se condicione la atención de su reclamación al pago previo del importe reclamado, a que no se le suspenda el servicio mientras cumpla con sus demás obligaciones, y el procedimiento de reclamación en general, se rige por la Directiva 001-95-EM/DGE aprobada por Resolución Directoral N° 012-95-EM/DGE en lo que no se oponga a la presente Norma.

El OSINERG dispone de una evaluación semestral en relación con el trato que el Suministrador brinda a sus Clientes. El Suministrador debe implementar un sistema de recepción de solicitudes y reclamaciones. En éste se debe registrar toda la información referente a la atención del Suministrador, posteriormente deben presentar al OSINERG, un informe mensual sobre los pedidos y reclamaciones recibidos, en un plazo máximo de veinte (20) días calendario, después de concluido el mes en el que se produjeron. En este informe debe constar la cantidad de pedidos y reclamaciones del mes correspondiente, diferenciados por causa y de acuerdo a lo requerido por el OSINERG, con los tiempos medios de atención y/o resolución de los mismos. El Suministrador debe presentar conjuntamente con lo anterior, un registro informático detallado, para los casos en los cuales se han excedido los plazos establecidos para la atención o solución del inconveniente, indicando los datos de los Clientes afectados, motivos de las reclamaciones, tiempos transcurridos hasta la solución de los problemas y motivos que originaron las demoras. Los incumplimientos de los plazos son penalizados, en cada período de evaluación de la Calidad del Servicio Comercial, con multas cuyos importes se establecen en base a la escala de Sanciones y Multas vigente en su oportunidad.

¹⁶. Los parámetros son los siguientes:

Facturas

- i. Las Empresas de Electricidad deben emitir facturas claras y correctas, basadas en lecturas reales. Estas facturas deben especificar obligatoriamente, además de lo establecido en el Art. 175° del Reglamento, las magnitudes físicas de consumo y las contratadas, los cargos fijos por potencia y energía, las cargas impositivas desagregadas correspondientes, las fechas de emisión y vencimiento de la factura, la fecha de corte por pagos pendientes de ser el caso, y las estadísticas mensuales de consumo del Cliente correspondientes a los últimos doce (12) meses de manera gráfica. Asimismo, deben especificar de manera clara y desagregada, los rubros y montos de todas las compensaciones pagadas al Cliente.
- ii. En el dorso de la factura, se deben indicar los lugares de pago, la dirección, teléfono y horario de los Locales de Atención al Público, los números de teléfono para la recepción de reclamaciones por falta de suministro, los requisitos y el procedimiento completo y claro que debe seguir el Cliente para presentar una reclamación y para realizar su seguimiento; incluyendo la segunda instancia.
- iii. La Empresa de Electricidad debe estar en condiciones de demostrar, cuando la Autoridad lo requiera, que el reparto de facturas se efectúa oportunamente.
- iv. Adjunto a las facturas correspondientes a los meses de abril y setiembre de cada año, el Suministrador está obligado a remitir una nota explicativa de los derechos de los Clientes con relación al marco legal de la actividad eléctrica indicando normas y fechas de publicación, cambio de opciones tarifarias, contribuciones reembolsables, calidad de servicio y compensaciones, contrastación de equipos y otros que resulten relevantes.

En lo referente a la *precisión de la energía facturada* el objetivo de fiscalizar este aspecto es garantizar que la energía facturada para un determinado suministro, no presente errores de medida que excedan ciertos límites según el tipo de medidor del usuario. La supervisión y fiscalización de este aspecto se realiza mediante la construcción de indicadores que luego son utilizados para la aplicación de multas y sanciones. El indicador utilizado es el porcentaje de suministros en los que se haya verificado errores de medida superiores a los límites de precisión establecidos por norma para los instrumentos de medida de tales suministros, considerando una muestra semestral de inspección propuesta mensualmente por el Suministrador y aprobada por OSINERG.

Según la NTCSE, se considera que la precisión de medida de la energía facturada por un suministrador es aceptable, si el porcentaje de suministros de la muestra en los que se hayan verificado errores de medida superiores a los límites de precisión establecidos por norma para los instrumentos de medida de tales suministros, es inferior al cinco por ciento (5%). Si este indicador excede el 5% en la muestra evaluada, OSINERG debe sancionar al suministrador con multas cuyos importes se establecen en base a la Escala de Sanciones y Multas vigente¹⁷.

Registro de reclamaciones

El Suministrador debe implementar un sistema informático auditable en el que deben registrarse todos los pedidos, solicitudes o reclamaciones de los Clientes. Este registro debe permitir efectuar su seguimiento hasta su solución y respuesta final al Cliente. La Autoridad tendrá acceso a este sistema inmediatamente a su solo requerimiento. Asimismo, el Suministrador debe mantener en cada centro de atención comercial, un “Libro de Observaciones” foliado y rubricado por la Autoridad, donde el Cliente puede anotar sus observaciones, críticas o reclamaciones con respecto al servicio. A pedido de la Autoridad, el contenido de estos libros debe ser remitido por el Suministrador, de la manera requerida por ella y con la información ampliatoria necesaria.

El OSINERG realiza una evaluación semestral en relación con los medios de atención al público y los incumplimientos son penalizados por cada periodo de control de la Calidad del Servicio Comercial con multas establecidas en base a la Escala de Sanciones y Multas del Sub-Sector Electricidad. La Autoridad dispone una evaluación semestral de los Suministradores, en relación con los medios de atención al público, y sanciona a los infractores.

¹⁷. La fiscalización y control se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debidamente certificados por INDECOPI y aprobados por OSINERG. OSINERG dispone una evaluación semestral de la Precisión de Medida de la Energía Facturada. Para ello, se deben programar mediciones de inspección mensuales en una muestra estadística de medidores, divididos en estratos representativos sobre el universo de sus clientes en función a: i) opción tarifaria, ii) marca; y, iii) antigüedad de los medidores. La muestra debe comprender, por lo menos, lo siguiente:

| Clientes en baja tensión por Suministrador | Número de Suministros por Muestra mensual |
|---|--|
| Con más de 500,000 Clientes | 150 |
| Con 100,001 a 500,000 | 80 |
| Con 10,001 a 100,000 | 36 |
| Con 10,000 clientes o menos | 12 |

Esta muestra es propuesta por el Suministrador ante la Autoridad, pudiendo ésta efectuar las modificaciones que considere necesarias y variar el tamaño de la muestra hasta en un 10% con la finalidad de asegurar la representatividad sobre el respectivo estrato.

Calidad del Alumbrado Público

Otro aspecto fiscalizado según la NTCSE es la calidad del alumbrado público. El indicador utilizado es la longitud de aquellos tramos de las vías públicas que no cumplen con los niveles de iluminación especificados en la Norma Técnica de Alumbrado (DGE-016-T-2/1996). Este indicador denominado Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Deficiente está expresado como un porcentaje de la Longitud Total de las Vías con Alumbrado (L) cuyo responsable es el suministrador. Más precisamente el parámetro Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Deficiente, $l(\%)$ está definido como:

$$l(\%) = \frac{1}{L} 100\%$$

Donde:

L : es la sumatoria de la longitud real de todos los tramos de vías públicas con Alumbrado Deficiente. En la evaluación de este parámetro se deberán tomar en cuenta los correspondientes tipos de revestimiento de calzadas y factores de uniformidad. Las tolerancias admitidas para $l(\%)$, es del diez por ciento (10%).

Naturalmente los suministradores deben compensar a sus clientes por aquellos servicios de alumbrado público en los que se haya comprobado que la calidad no satisface los estándares establecidos. Las compensaciones (compensación por alumbrado público deficiente o CAPD) se calculan en función de la energía facturada al cliente por concepto de alumbrado público:

$$\text{CAPD (g, G, EAP)} = g \cdot G \cdot \text{EAP}$$

Donde:

EAP : es la Energía o el equivalente en energía expresado en kWh, que el cliente paga por concepto de Alumbrado Público, en promedio, en un mes del semestre en el que se verifican las deficiencias.

g : es la compensación unitaria por alumbrado público deficiente ($g=0.01$ US\$/kWh).

G : es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador $l(\%)$, de acuerdo al cuadro No 3.

El organismo regulador lleva a cabo el control de los parámetros con una periodicidad de una vez por semestre. Debe indicarse que las mediciones se realizan por muestreo hasta en un máximo del uno por ciento (1%) de la longitud de las vías que cuentan con este servicio en la concesión de distribución.

Cuadro No 3
Rangos y Proporcionalidad en Alumbrado Público

| Indicador I(%) | G |
|----------------------------|---|
| $10.0 < I(\%) \leq 12.5$ | 1 |
| $12.5 < I(\%) \leq 15$ | 2 |
| $15.0 < I(\%) \leq 17.5$ | 3 |
| $17.5 < I(\%) \leq 20.0$ | 4 |
| $20.0 < I(\%) \leq 25.0$ | 5 |
| $ I(\%) > 25.0$ | 6 |

Fuente: GFE – OSINERG.

II.2. Resultados del Proceso de Fiscalización de la Calidad del Servicio Eléctrico

En esta sección, se analizan, a partir de los resultados de la fiscalización en períodos previos, diversos aspectos de la problemática de la supervisión en los temas de tensión, frecuencia y perturbaciones (calidad del producto), interrupciones (calidad del suministro), precisión de la medida (calidad comercial) y servicio de alumbrado público.

Tensión

Los resultados de los procesos de supervisión de la tensión muestran un alto porcentaje de mediciones con mala calidad (el indicador agregado no satisface los estándares establecidos en la NTCSE), aunque con una tendencia agregada decreciente en el período 2000-2004. Tal como se muestra en el Cuadro No 4, el porcentaje de mediciones descendió de un promedio de 31% en el año 2000 a un promedio de 21% en el 2004. Los resultados de la supervisión sugieren también la existencia de una importante heterogeneidad de los resultados ya que, de un lado, existe un grupo de empresas como ENOSA, Electro Norte y Electro Puno, en el cual las mediciones fuera de rango exceden el promedio en los distintos periodos considerados, mientras que otro grupo de empresas como Electro Sur Este, Luz del Sur, EDELNOR, Electro Oriente, Electro Sur, Electro Sur Medio poseen porcentajes menores al promedio. Asimismo, existen empresas que muestran una tendencia decreciente en el indicador (Electro Sur Este, SEAL), mientras que otras muestran una tendencia creciente (Hidrandina) o errática (Electro Sur, Electro Centro).

Debe indicarse, sin embargo, que los valores calculados para el indicador no son confiables y pueden reflejar erróneamente mejoras agregadas en la provisión de la calidad. Esto se debe principalmente a que el muestreo de suministros para la verificación en el período considerado

no incluye alimentadores en los que previamente se encontraron suministros con mala calidad de tensión. De esta manera, la muestra no resulta representativa de la proporción de suministros con mala calidad, sino que se tiene un sesgo hacia abajo¹⁸. Debe indicarse que el sesgo no es sólo creciente porque se excluye a los alimentadores de mal funcionamiento, sino que puede ser significativo debido a que, en diversos sistemas eléctricos, existe un número reducido de alimentadores.

Cuadro No 4
Proporción de Mediciones con Mala Calidad de Tensión

| Empresa | 2000 | 2001 | 2002 | 2003-I | 2003-II | 2004-I |
|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|---------------|
| Luz del Sur | 27% | 22% | 19% | 17% | 21% | 16% |
| Edelnor | 27% | 25% | 21% | 18% | 18% | 17% |
| Hidrandina | 13% | 30% | 19% | 18% | 22% | 30% |
| SEAL | 47% | 43% | 20% | 23% | 20% | 28% |
| Electro Centro | 31% | 19% | 18% | 30% | 24% | 30% |
| Electro Sur Este | 45% | 29% | 17% | 12% | 7% | 5% |
| Electro Puno | 48% | 44% | 43% | 49% | 40% | 56% |
| Electro Sur Medio | 27% | 18% | 7% | 3% | 9% | 17% |
| ENOSA | 58% | 42% | 32% | 38% | 35% | 32% |
| Electro Oriente | 18% | 13% | 16% | 14% | 14% | 11% |
| Electro Norte | 52% | 37% | 44% | 38% | 26% | 24% |
| Electro Sur | 23% | 11% | 16% | 32% | 25% | 18% |
| Electro Ucayali | 35% | 18% | 31% | 31% | 22% | 24% |
| EDECAÑETE | 38% | 30% | 31% | 20% | 21% | 42% |
| TOTAL | 31.00% | 26.00% | 20.90% | 20.70% | 20.80% | 21.40% |

Fuente: GFE – OSINERG.

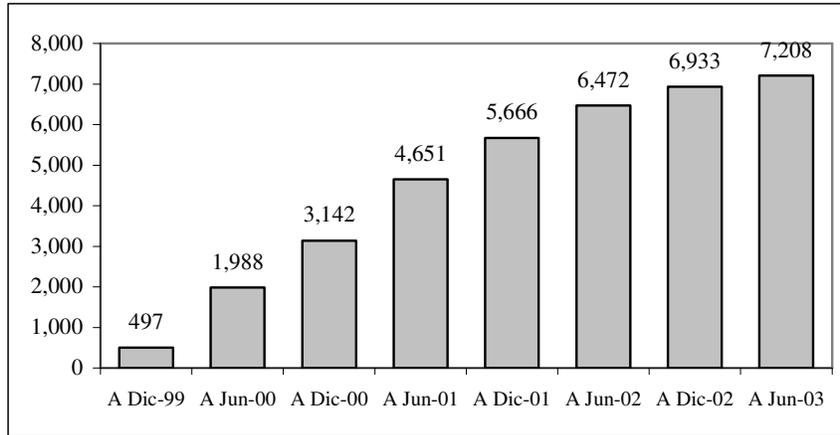
Un segundo indicador, el número de mediciones con mala calidad pendiente de ser levantadas mostrado en el Gráfico No 3, es consistente con esta información. El indicador, que se refiere al número de mediciones con mala calidad de tensión no levantadas por las empresas, muestra una tendencia creciente. A diferencia del porcentaje de mediciones con mala calidad, este indicador sugiere que la calidad de tensión ha empeorado a lo largo del período de análisis. Una posible explicación a este problema es que el monto pagado por las compensaciones sea menor que el costo de las inversiones que son necesarias para mejorar la calidad de tensión. Una segunda explicación es la no disponibilidad de fondos para realizar las inversiones por parte de las empresas públicas.

Consecuentemente, el número de suministros afectados se incrementa en el período 2000-2004, tal como se muestra en el Gráfico No 4. El número de suministros incluye a aquellos suministros que se encuentran “aguas arriba” o “aguas abajo” en la línea del mismo alimentador, que son afectados por el mismo problema de tensión (exceso o déficit de tensión

¹⁸. Por ejemplo, a finales del año 2001 se extrajeron 5,692 alimentadores con mala calidad de tensión pendiente de ser levantada en BT a nivel nacional. Dado que en Lima existen entre 30,000 a 40,000 alimentadores, y que a nivel nacional estas cantidades se duplican, el número de alimentadores extraídos de la muestra resulta cada vez más significativo, representando para fines del año 2001 alrededor del 8% a 10% de alimentadores a nivel nacional.

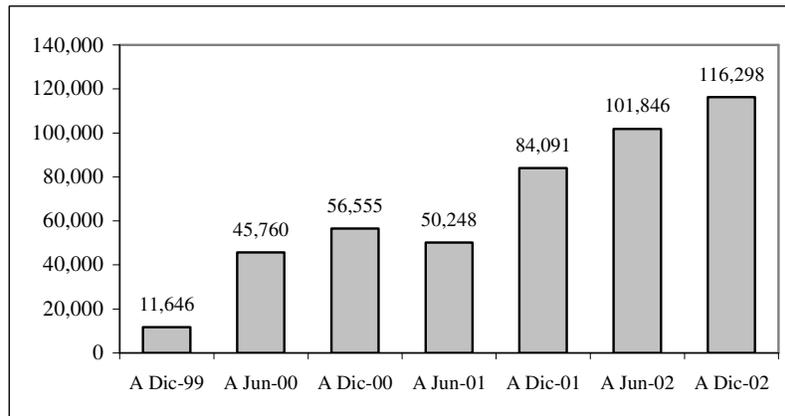
nominal) detectado en el suministro en el cual se realizó efectivamente la medición (es decir, este número representa el total de suministros a los cuales se realizan compensaciones).

Grafico No 3
Mediciones Pendientes a Levantar la Mala Calidad en Clientes BT



Fuente y Elaboración: GFE – OSINERG.

Grafico No 4
Suministros Afectados por la Mala Calidad de Tensión en Clientes BT



Fuente y Elaboración: GFE – OSINERG.

El pago de compensaciones por una inadecuada calidad del servicio es un problema adicional referido a la internalización de los costos. Debido a que las compensaciones se pagan de acuerdo a los resultados de la supervisión y no de acuerdo a una expansión de los resultados de un muestreo, es también posible que el número de clientes con mala calidad sea mayor que el número de clientes afectados reconocidos en la estadística de supervisión, aún cuando las muestras fueran representativas del nivel de calidad de tensión la población. Es decir, los montos de compensación pueden ser poco significativos o disuasivos (ver Cuadro No 5).

Cuadro No 5
Montos Compensados por Mala Calidad de Tensión
por Empresa Distribuidora (US\$)

| Empresa | 2000 | 2001 | 2002 |
|-------------------|----------------|----------------|----------------|
| Luz del Sur | 24,700 | 29,590 | 90,399 |
| Edelnor | 30,694 | 44,226 | 196,734 |
| Hidrandina | 669 | 22,574 | 57,010 |
| Seal | 6,513 | 3,174 | 17,776 |
| Electro Centro | 13,449 | 8,374 | 16,139 |
| Electro Sur Este | 4,895 | 7,358 | 7,437 |
| Electro Puno | 4,631 | 1,948 | 21,075 |
| Electro Sur Medio | 5,901 | 7,536 | 37,106 |
| Enosa | 15,987 | 32,670 | 99,837 |
| Electro Oriente | 2,274 | 2,640 | 6,186 |
| Electro Norte | 736 | 17,046 | 60,690 |
| Electro Sur | 9,460 | 1,118 | 3,963 |
| Electro Ucayali | 1,494 | 716 | 3,508 |
| Edecañete | 91 | 2,350 | 23,023 |
| Emsemsa | 0 | 0 | - |
| Emseusa | 7,542 | 2,920 | - |
| TOTAL | 121,494 | 181,320 | 640,885 |

Fuente y Elaboración: GFE – OSINERG.

En resumen, se pueden señalar varios problemas en lo que respecta a la supervisión y fiscalización de la calidad de la tensión, siendo la representatividad de las muestras empleadas en la fiscalización uno de los más importantes. Conforme a lo establecido en la NTCSE, el tamaño de la muestra no es representativo de la calidad de la tensión, por que el tamaño de la muestra empleado no está calculado siguiendo procedimientos estadísticos que permita construir indicadores confiables que permitan estimar la calidad de la tensión ofrecida a los usuarios. Muy por el contrario, dadas la forma como es establecido el procedimiento de fiscalización en la NTCSE como en su base metodológica, se tiende a sesgar los resultados producto de que una gran parte de la población es excluida del muestreo debido a que presenta problemas pendientes de ser levantados.

Un aspecto esencial, relacionado con el monto pagado por compensaciones, está referido al diseño del mecanismo de supervisión de este aspecto de la calidad. Las compensaciones resultan ser demasiado bajas, tanto en lo que se refiere al monto pagado a los usuarios compensados, como en lo que se refiere al alcance de esta compensación, es decir, que para que la compensación tenga sentido económico en lo que se refiere a la internalización del costo generado a los usuarios por problemas en la calidad de la tensión, se debería compensar a todos los usuarios afectados del total de la población, pero dado que el procedimiento de supervisión es en base a un muestreo, no es posible compensar a toda la población afectada. Más específicamente, existen suministros con una inadecuada calidad de la tensión que, por no ser seleccionados en la muestra, no pueden ser compensados. Esto refleja una falta de criterio técnica y económica en el diseño de los mecanismos de provisión óptima de calidad.

Frecuencia

Dadas las características de este fenómeno, para medir la frecuencia que rige en toda una red basta con instalar un punto de medición en el cual se registre permanentemente. De esta manera, el control de la calidad de frecuencia resulta bastante más sencillo que el de la calidad de tensión (la mayor cantidad de puntos de medición en el presente caso apunta a registrar la frecuencia de sistemas que pueden quedar temporalmente aislados, como por ejemplo en el caso de la caída de alguna línea que separe el SEIN en varias partes).

Cuadro No 6
Montos Compensados por Mala Calidad de Frecuencia (US\$) – Año 2001

| Empresa | Compensación | Empresa | Compensación |
|---------------------------|---------------------|-------------------------|---------------------|
| Distribuidora | | Generadora | |
| Luz del Sur | 6,529 | Electro Perú | 7,435 |
| Edelnor | 6,337 | Edegel | |
| Hidrandina | 561 | Egenor | 5,390 |
| Seal | | Etevensa | 841 |
| Electro Centro | | Enersur | 518 |
| Electro Sur Este | 2,680 | Electro Andes | 7 |
| Electro Puno | 1,924 | Termoselva | |
| Electro Sur Medio | 557 | Egasa | 1,483 |
| Enosa | | Eepsa | 800 |
| Electro Oriente | 25,853 | Egamsa | 3,276 |
| Electro Norte | 4,590 | Shougesa | 674 |
| Electro Sur | 312 | Egesur | 312 |
| Electro Ucayali | | Cahua | 323 |
| Edecañete | | CNP | |
| Emsemsa | | San Gabán | 2,960 |
| Emseusa | | Sinersa | |
| Total Distribución | 49,343 | Total Generación | 24,019 |

Fuente y Elaboración: GFE – OSINERG.

De acuerdo a las estadísticas de los procesos de fiscalización no se han presentado excesos significativos y sistemáticos con respecto a las tolerancias establecidas en la NTCSE. Así, durante el año 2002 no se registraron violaciones a las tolerancias que obligasen al pago de compensaciones por parte de las empresas eléctricas. Cabe resaltar que este resultado pueda deberse a que las tolerancias con respecto a indicadores de calidad de frecuencia fueron relajadas sucesivamente en los años 1999, 2000 y 2001. En estos años, los niveles de tolerancia se incrementaron en los tres indicadores de frecuencia y se estableció un tiempo de hasta 10 minutos para que las fallas puedan ser consignadas como indicadores de mala calidad.

Otro indicador indirecto del nivel de calidad de frecuencia son los montos de compensaciones realizadas por mala calidad de frecuencia. En el siguiente cuadro se presentan las compensaciones por mala calidad de frecuencia efectuadas en el primer semestre del año 2001¹⁹. Dado que en general las compensaciones por calidad de frecuencia tienen una magnitud significativamente menor que las compensaciones por calidad de tensión o interrupciones, puede ser el caso que se esté ofreciendo un nivel adecuado de calidad en este rubro, o que simplemente la regulación establece compensaciones muy bajas por mala calidad de frecuencia. Sin embargo, dadas las continuas modificaciones de la NTCSE que relajaron las tolerancias establecidas originalmente, no se puede establecer como cierta alguna de estas dos hipótesis de manera clara. Tampoco queda claro si el cumplimiento de las tolerancias vigentes necesariamente implica una calidad de frecuencia satisfactoria para los clientes, o para la sociedad en su conjunto.

Perturbaciones

Actualmente la aplicación del marco normativo establecido en la NTCSE se encuentra suspendida en este rubro. A partir de los seguimientos realizados se tiene evidencia de que algunos indicadores no reflejan los estándares establecidos en la normativa. Esto puede atribuirse a que el *enforcement* de la normatividad ha sido nulo. No obstante, debe indicarse que los efectos de este aspecto de la calidad son relativamente menos severos que los referidos a los problemas de tensión y frecuencia, y que los problemas de perturbaciones se originan usualmente en el lado de la demanda.

Interrupciones

Como se ha señalado, la fiscalización de la calidad del suministro se concentra en tres aspectos del proceso de cumplimiento de lo establecido en la NTCSE. En primer lugar, se audita el reporte de las interrupciones por parte de las empresas. En segundo lugar, se audita el cálculo de indicadores de interrupciones, el cumplimiento de las tolerancias y el cálculo de eventuales compensaciones. Finalmente, se fiscaliza el pago efectivo de las compensaciones en los casos que corresponda.

¹⁹. En este cuadro, y en los siguientes, al menos en la sección de calidad de tensión, no se presentan estadísticas de las empresas distribuidoras EMSEMSA y EMSEUSA, debido a que fueron extraídas del cálculo de indicadores de calidad a partir del año 2002. Esto ocurrió debido a las excepciones a la aplicación de la NTCSE que se aprobaron en el año 2001. Asimismo, dado que se trata de empresas que pertenecen a sistemas aislados menores y no tienen una magnitud muy importante, no debería tener mayor efecto su exclusión para el análisis general, por lo que se consideró conveniente hacerlo y lograr una mayor comparabilidad en los valores de las distintas variables para los años revisados.

Cuadro No 7
Número y Duración de Interrupciones Promedio por Cliente

| EMPRESA | 2002 | | | 1er Semestre 2003 | | |
|-------------------|-----------------------------|---------------------|---------------------|----------------------------|---------------------|---------------------|
| | Clientes Afectos a la NTCSE | CAIFI ^{1/} | CAIDI ^{2/} | Cientos Afectos a la NTCSE | CAIFI ^{1/} | CAIDI ^{2/} |
| Luz del Sur | 686,729 | 3.47 | 5.19 | 680,944 | 2.20 | 4.40 |
| Edelnor | 867,088 | 3.12 | 8.2 | 867,122 | 2.90 | 7.30 |
| Hidrandina | 277,623 | 9.39 | 19.65 | 278,340 | 11.30 | 21.50 |
| Seal | 185,459 | 7.14 | 11.28 | 181,447 | 7.20 | 13.40 |
| Electro Centro | 137,726 | 8.62 | 16.59 | 136,112 | 9.00 | 28.80 |
| Electro Sur Este | 63,450 | 8.24 | 5.82 | 63,533 | 4.20 | 5.50 |
| Electro Puno | 80,766 | 7.13 | 10.86 | 58,841 | 3.70 | 6.00 |
| Electro Sur Medio | 98,461 | 4.78 | 13.76 | 94,410 | 4.10 | 12.00 |
| Enosa | 139,890 | 10.23 | 12.8 | 136,635 | 12.30 | 11.70 |
| Electro Oriente | 80,472 | 11.86 | 10.18 | 80,729 | 6.00 | 4.30 |
| Electro Norte | 125,315 | 10.56 | 16.07 | 124,012 | 10.50 | 14.10 |
| Electro Sur | 81,755 | 13.64 | 29.68 | 78,828 | 9.84 | 17.13 |
| Electro Ucayali | 35,111 | 3.54 | 1.56 | 35,005 | 5.40 | 4.40 |
| Edecañete | 18,485 | 18.33 | 40.02 | 17,683 | 11.70 | 32.70 |
| TOTAL | 2,878,330 | 5.93 | 10.76 | 2,833,641 | 5.36 | 10.33 |

1/ CAIFI es el número de interrupciones promedio por cliente.

2/ CAIDI es la duración promedio de una interrupción por cliente.

Fuente y Elaboración: GFE – OSINERG

El proceso presenta varios problemas referentes a su funcionamiento, normatividad y evaluación de resultados. En primer lugar, no existen estadísticas que permitan construir indicadores de desempeño comparables a nivel internacional con anterioridad al año 2002²⁰. Los indicadores de los años 2002 y 2003 mostrados en el Cuadro No 7 sugieren que los estándares de calidad en lo referente al número promedio de interrupciones por cliente (CAIFI) y la duración promedio de las interrupciones por cliente (CAIDI), de 6 interrupciones y 10 horas respectivamente, son alcanzados principalmente en la zona de Lima Metropolitana. En las áreas de concesión de las empresas del interior del país las tolerancias son satisfechas parcial o totalmente sólo por un grupo de empresas entre las que destacan Electro Ucayali, Electro Sur Medio, Electro Puno, Electro Sur Este y Electro Oriente. Asimismo, el indicador agregado no muestra evidencia de mejoras significativas aún cuando algunas empresas mejoraron su desempeño en el primer semestre del año 2003.

Debe resaltarse que los indicadores CAIDI y CAIFI no son directamente comparables con las tolerancias establecidas en la norma técnica debido a que éstas se definen en base a indicadores ponderados por la naturaleza de la interrupción²¹. No obstante, en la medida que la mayoría de

²⁰. Los indicadores de número y duración de las interrupciones (*N* y *D*) que permitirían evaluar el desempeño de las empresas en un horizonte de varios años no son comparables entre sí debido a que, hasta el 2001, las estadísticas reportadas por la GFE solo incluyeron los promedios para los clientes que había sido compensados, mientras que para el año 2002 los indicadores son promedios para el total de la población. Asimismo, las ponderaciones que se utilizan para el cálculo de los indicadores *N* y *D* han sufrido modificaciones durante los últimos años.

interrupciones son no programadas (67%) y una parte importante de las horas consideradas en la norma técnica se califican como no programadas (40%), los indicadores son de utilidad.

Un indicador adicional en el tema de interrupciones es el porcentaje de suministros afectados por interrupciones mostrado en el cuadro No 8. Como se observa en el cuadro, el porcentaje de hogares afectados en los años 2000 y 2001 fue relativamente bajo únicamente en las zonas de concesión de las empresas Edelnor, Luz del Sur, Electro Sur Medio y Electro Ucayali. En las restantes empresas los porcentajes fueron altos o muy altos y no mostrando mejoras globales que sean significativas entre los años 2000 y 2001.

Cuadro No 8
Porcentaje de Suministros con Mala Calidad por Empresa
(Porcentaje)

| Empresa | 2000 | 2001 |
|-------------------|-------------|-------------|
| Luz del Sur | 11 | 10 |
| Edelnor | 10 | 10 |
| Hidrandina | 67 | 62 |
| Seal | 31 | 26 |
| Electro Centro | 44 | 61 |
| Electro Sur Este | 51 | 37 |
| Electro Puno | 54 | 33 |
| Electro Sur Medio | 11 | 12 |
| Enosa | 71 | 63 |
| Electro Oriente | 36 | 42 |
| Electro Norte | 76 | 71 |
| Electro Sur | 92 | 78 |
| Electro Ucayali | 8 | 12 |
| Edecañete | 39 | 46 |
| Emsemsa | | |
| Emseusa | 80 | 81 |

Fuente y Elaboración: GFE – OSINERG.

También debe indicarse que las estadísticas actualizadas de la GFE dan la misma ponderación a cada tipo de cliente sin considerar las diferencias en el consumo de energía. De esta manera, los datos están sesgados para representar únicamente a los clientes que constituyen la mayor parte del número de suministros: clientes en baja tensión (más del 99% de suministros). Una medida

²¹. Por ejemplo, si son programadas o no, si son necesarias para el mantenimiento o la expansión de la red, entre otros. Más específicamente, el OSINERG requiere fiscalizar la naturaleza de las interrupciones para determinar su ponderación en el cálculo de los indicadores y de las compensaciones. La distinción entre las interrupciones por expansión y/o reforzamiento de redes con respecto a las requeridas por mantenimiento resulta complicada en este sentido. Para que se califique la interrupción como de expansión o reforzamiento de redes (ponderadas con un menor peso en el cálculo de los indicadores), los trabajos propuestos por las empresas requieren del corte del servicio para la incorporación de nuevas instalaciones o el cambio de componentes existentes cuya finalidad sea incrementar la capacidad original de las instalaciones de acuerdo a los requerimientos de la demanda. Asimismo, entran en esta clasificación los cambios de tecnología cuya finalidad sea incrementar la confiabilidad del sistema a juicio del OSINERG.

más precisa de las pérdidas por interrupciones debe de considerar la energía que cada tipo de cliente deja de consumir.

De otro lado, cabe resaltar que si bien los indicadores de calidad de suministro no han registrado variaciones significativas, los montos de compensaciones a los usuarios se han incrementado de manera significativa para algunas empresas, tal como se puede apreciar en el cuadro No 9. Este incremento puede posiblemente explicarse por el incremento en el valor de la compensación unitaria por violación de las tolerancias de calidad de suministro²², la cual pasó de ser 0.05 US\$/kWh en la 2º etapa de aplicación de la NTCSE (de abril de 1999 a diciembre del año 2001), a 0.35 US\$/kWh en la 3º etapa (a partir de enero del año 2002). No obstante, la persistencia de bajos niveles de calidad sugiere que éstas no proveen los incentivos necesarios para evitar las interrupciones o que las empresas estatales, sujetas a restricciones de diferente índole, no disponen de los medios para responder al esquema de incentivos señalado.

Cuadro No 9
Compensaciones por Mala Calidad del Suministro

| Empresa | Año 2000 | Año 2001 | Año 2002 | 1er Sem. 2003 |
|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------------|
| Luz del Sur | 74,378 | 52,117 | 171,260 | 155,200 |
| Edelnor | 102,961 | 60,395 | 333,315 | 180,303 |
| Hidrandina | 280,497 | 308,045 | 225,531 | 236,926 |
| Seal | 11,522 | 17,799 | 26,251 | 28,572 |
| Electro Centro | 39,717 | 43,944 | 48,801 | 281,638 |
| Electro Sur Este | 13,968 | 21,169 | 13,043 | 2,065 |
| Electro Puno | 9,732 | 3,682 | 23,587 | 2,596 |
| Electro Sur Medio | 123,301 | 10,453 | 14,555 | 6,183 |
| Enosa | 13,791 | 72,318 | 176,780 | 128,432 |
| Electro Oriente | 13,684 | 11,204 | 130,667 | 2,000 |
| Electro Norte | 79,361 | 63,712 | 112,536 | 105,198 |
| Electro Sur | 52,289 | 71,735 | 110,225 | 41,316 |
| Electro Ucayali | 4,657 | 1,374 | 3,678 | 7,101 |

Fuente: GFE – OSINERG.

Elaboración: OEE – OSINERG.

De acuerdo a estadísticas del CIER las comparaciones regionales no son satisfactorias como naturalmente tampoco lo son comparaciones con sistemas eléctricos de economías desarrolladas. Es decir, los resultados de los indicadores de calidad de suministro con los obtenidos en otros países reflejan un inadecuado desempeño relativo de la calidad de suministro en el Perú.

²². Dado que no se poseen estadísticas de calidad de suministro para todos los clientes para los años 2000 y 2001, no es posible determinar si el aumento en los montos de compensaciones se debió también al empeoramiento de los índices de calidad de suministro, o si éstos se mantuvieron constantes en dicho período.

Cuadro No 10
Porcentaje de Familias con Teléfono e Interrupciones por Departamento

| Departamento | % familias con servicio telefónico | % familias que han sufrido interrupción | Departamento | % familias con servicio telefónico | % familias que han sufrido interrupción |
|---------------------|---|--|---------------------|---|--|
| Amazonas | 2.7 | 88.1 | Ancash | 13.4 | 70.9 |
| Huancavelica | 2.8 | 40.4 | Junín | 15.6 | 49.9 |
| Huanuco | 3.3 | 76.3 | San Martín | 16.3 | 25.3 |
| Ayacucho | 3.7 | 75.6 | Moquegua | 16.5 | 88.6 |
| Apurímac | 4.1 | 70.4 | Ica | 17.8 | 30.1 |
| Puno | 4.3 | 79.4 | La Libertad | 18.6 | 74.7 |
| Pasco | 5.6 | 49.6 | Tumbes | 20.3 | 64.1 |
| Madre de Dios | 6.5 | 51.3 | Tacna | 20.7 | 59.0 |
| Cajamarca | 8.4 | 74.6 | Lambayeque | 23.8 | 77.2 |
| Ucayali | 9.8 | 58.3 | Arequipa | 25.2 | 68.2 |
| Cusco | 9.9 | 74.3 | Lima | 47.3 | 22.1 |
| Piura | 10.5 | 56.3 | Callao | 48.6 | 29.8 |
| Loreto | 11.8 | 42.3 | | | |

Fuente: Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía 2003.

Elaboración: OEE – OSINERG.

Un segundo aspecto problemático de la supervisión de las interrupciones es el sesgo de los indicadores debido a la forma en que se registra el número de interrupciones y su duración en baja tensión (BT). Más específicamente, el principal método utilizado en la actualidad se realiza en base al registro de llamadas telefónicas que hacen los usuarios a la empresa concesionaria. Este esquema puede sesgar hacia abajo las estadísticas de interrupciones debido a que las zonas que presentan mayores problemas de interrupciones son las que tienen por lo general menor grado de penetración telefónica tal como se muestra en el Cuadro No 10, elaborado en base a la información de la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía 2003.

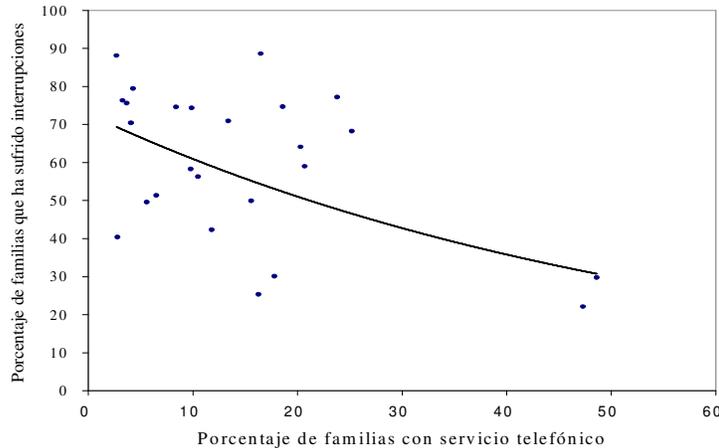
El cuadro muestra que los departamentos con menor nivel de penetración telefónica, medido por el porcentaje de familias que poseen teléfono, son los que presentan más problemas de interrupciones, medido por el porcentaje de familias que han sufrido al menos una interrupción durante el último año²³. La relación negativa entre el porcentaje de familias que cuentan con teléfono y el porcentaje de familias que han sufrido interrupciones también es mostrada por el Gráfico No 5.

Un tercer problema tiene que ver con los incentivos que se derivan de la normatividad. Este aspecto se refiere a que el monto de las compensaciones no sea lo suficientemente disuasivo, de modo que no induce a mayores niveles de inversión en calidad que eviten dichas penalidades. El Cuadro No 11 muestra las compensaciones pagadas por las empresas distribuidoras por

²³. Este indicador no es necesariamente equivalente a los indicadores de interrupciones previamente introducidos.

violación de los estándares de interrupciones. El monto agregado se incrementa entre los años 2000 y 2002 alcanzando la cifra de US\$ 1.42 millones o S/.4.96 millones²⁴.

Gráfico No 5
Diagrama de Dispersión y Línea de Ajuste



Fuente: Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía 2003
Elaboración: OEE - OSINERG

Debe tenerse en cuenta que si el objetivo de las compensaciones no es la disuasión y las compensaciones reflejan los daños generados por las interrupciones, la empresa debería optar entre generar costos a la sociedad con interrupciones (lo que aumenta sus compensaciones) y la alternativa de invertir para que disminuyan los niveles de interrupciones (lo que disminuiría sus compensaciones). Si la empresa actuase óptimamente, entonces minimizará la suma de estos costos lo que coincidiría con la mejor elección para la sociedad²⁵, aunque, como veremos en el capítulo siguiente esta solución no sería disuasiva si el beneficio de la interrupción fuese mayor que el daño.

Finalmente, con respecto a las fallas en el nivel de generación y transmisión, existen controversias en la asignación de responsabilidades cuando la falla es potencialmente compartida entre un generador y un distribuidor. Actualmente no queda claro si el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) tiene injerencia para definir responsabilidades en

²⁴. Considerando una utilidad neta de S/. 266.82 millones para el año 2002, podemos apreciar que el pago por compensaciones representó el 1.86% de la utilidad neta.

²⁵. Usualmente, sin embargo, es difícil medir los costos de las interrupciones. La metodología de Munasinghe (1980) propone que el principal costo de las fallas en el suministro de energía lo constituye la pérdida del tiempo libre y que el valor marginal del tiempo libre es igual al ingreso neto por unidad de tiempo (w). Considerando información del segundo semestre del 2001, es decir un número de interrupciones promedio de 13.16 y la duración promedio por semestre de 20.88 horas para el total nacional, se puede aproximar el daño causado utilizando como ingreso mensual el salario mínimo (S/. 410). Los cálculos sugieren que el pago de las compensaciones de ese período representa sólo una fracción del daño calculado de acuerdo a esta metodología (las compensaciones en ese año fueron calculadas utilizando como compensación unitaria e un valor de 0.05).

este caso, dado que las empresas distribuidoras no forman parte del mismo. Existe también una controversia entre la asignación de responsabilidad de pago de compensaciones en el caso de rechazos de carga debido a caídas en líneas de transmisión. Actualmente las empresas de transmisión han apelado las decisiones del COES en las cuales son encontradas responsables, de modo que no pagan resarcimientos a los generadores que pagaron compensaciones a sus clientes distribuidores. De esta manera, la aplicación de la NTCSE no estaría dando incentivos a las empresas de transmisión para el mantenimiento de niveles de calidad adecuados (protección de líneas).

Cuadro No 11
Compensaciones por Mala Calidad de Suministro (US\$)

| Empresa | 2000 | 2001 | 2002 |
|-------------------|----------------|----------------|------------------|
| Luz del Sur | 74,378 | 60,033 | 171,260 |
| Edelnor | 102,961 | 124,756 | 333,315 |
| Hidrandina | 280,497 | 146,748 | 225,531 |
| Seal | 11,522 | 19,529 | 26,251 |
| Electro Centro | 39,717 | 40,121 | 48,801 |
| Electro Sur Este | 13,968 | 11,824 | 13,043 |
| Electro Puno | 9,731 | 6,015 | 23,587 |
| Electro Sur Medio | 123,301 | 12,112 | 14,555 |
| Enosa | 13,791 | 142,951 | 176,780 |
| Electro Oriente | 13,684 | 114,032 | 130,667 |
| Electro Norte | 79,361 | 65,836 | 112,536 |
| Electro Sur | 52,289 | 78,484 | 110,225 |
| Electro Ucayali | 1,222 | 3,632 | 3,678 |
| Edecañete | 9,557 | 1,832 | 28,134 |
| Emsemsa | | | |
| Emseusa | 3,076 | | |
| TOTAL | 829,055 | 827,903 | 1,418,362 |

Fuente: GFE – OSINERG.

Calidad Comercial

Los aspectos supervisados en la calidad comercial son la precisión de la medición, la existencia de medios a disposición del cliente y temas de trato al cliente. Las estadísticas más confiables para una evaluación de los resultados de la supervisión en este tema corresponden al primer tema. Como se ha señalado, la supervisión de la precisión de la medida se implementa a través del análisis de una muestra de medidores del parque total del concesionario realizada por empresas contrastadoras acreditadas por el Instituto de Defensa de la Competencia y la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI). Con el objetivo de evaluar la eficacia de los procedimientos utilizados en los procesos de fiscalización regular de la aplicación de la NTCSE por parte de las empresas, el OSINERG ha aplicado, desde el año 2000, una campaña de contraste paralela en las distintas zonas de concesión del país.

El Cuadro No 12, que muestra los resultados de la campaña correspondiente al segundo semestre del 2002, sugiere la existencia de importantes diferencias entre los resultados de la fiscalización regular y la especial campaña de contrastes de medidores²⁶. En general, los resultados de la fiscalización regular subestiman el porcentaje de suministros con problemas de medición del consumo, siendo el caso más serio el de Electro Sur Este, donde la fiscalización arrojó 2.1% de deficiencias, mientras que la campaña de contrastes arrojó 24.7% (una diferencia de 22.6%). Como se puede apreciar en el cuadro, las diferencias, que varían entre empresas, también son especialmente altas en Electro Sur Medio, Electro Puno y Edecañete (19%, 18.5% y 14.6% respectivamente). Las empresas Luz del Sur, Electro Ucayali y Electro Nor Oeste presentan las menores diferencias entre los resultados (2.4%, 4.4% y 4.7%).

Estos resultados indican que el proceso de supervisión en el caso de los medidores es inadecuado al menos por dos razones. En primer lugar, el resultado de la fiscalización regular arroja resultados globales que no son preocupantes aún cuando en realidad existe un problema serio, lo cual impide una respuesta proporcional por parte del organismo regulador. En segundo lugar, el resultado de la fiscalización arroja resultados individuales satisfactorios, aún cuando el parque de medidores en su zona de concesión excede, en algunos casos largamente, los estándares de calidad permitidos por la NTCSE, impidiendo que se implemente un esquema de sanciones adecuado.

Cuadro No 12
Porcentaje de Suministros con Problemas de Medición

| EMPRESA DISTRIBUIDORA | CAMPAÑA DE OSINERG | FISCALIZACION NTCSE | DIFERENCIA | DIFERENCIA % |
|--------------------------|-----------------------|------------------------|------------|-----------------|
| Electronoroeste | 15.3 | 10.6 | 4.7 | 44.7% |
| Electro Norte | 9.4 | 2.1 | 7.3 | 350.0% |
| Hidrandina | 10.4 | 2.5 | 7.9 | 322.4% |
| Electro Sur Medio | 25.3 | 6.3 | 19.0 | 304.6% |
| Electro Sur Este | 24.7 | 2.1 | 22.6 | 1088.0% |
| Electro Puno | 23.1 | 4.6 | 18.5 | 403.9% |
| Electro Ucayali | 9.4 | 5.0 | 4.4 | 87.6% |
| Electro Oriente | 15.5 | 7.9 | 7.6 | 96.2% |
| Electro Sur | 18.8 | 13.3 | 5.4 | 40.7% |
| Seal | 19.9 | 6.4 | 13.5 | 209.6% |
| Electro Centro | 22.6 | 11.6 | 11.0 | 95.3% |
| Edecañete | 32.1 | 17.5 | 14.6 | 83.1% |
| Edelnor | 15.8 | 4.2 | 11.6 | 273.6% |
| Luz del Sur | 7.0 | 4.7 | 2.4 | 51.4% |

Fuente: GFE – OSINERG.

No obstante la existencia de limitaciones en los contrastes realizados por OSINERG, la magnitud de las diferencias encontradas entre los resultados de la fiscalización regular y la

²⁶. La fiscalización regular es llevada en cumplimiento de los procedimientos de supervisión establecidos en la normatividad. La campaña especial es una iniciativa de OSINERG para verificar los resultados de su supervisión.

campana de contrastes de OSINERG sugiere la existencia de un serio problema en la fiscalización. En el caso de los medidores resulta evidente que existen importantes problemas en los procedimientos y construcción de indicadores lo cual tiene naturalmente consecuencias sobre las actividades de fiscalización de la institución reguladora.

El origen del problema puede ser hallado, en parte, en los incentivos de las empresas encargadas de los contrastes cuyos ingresos son proporcionados por las empresas concesionarias. Esto es problemático por ser los propios suministradores quienes escogen a la empresa encargada de las mediciones en su área de concesión. Debe señalarse además que INDECOPI, el organismo encargado de dar la autorización, no garantiza la imparcialidad de las empresas contrastadoras, enfocándose únicamente en la calidad de los equipos utilizados en el contraste.

Un segundo problema con la supervisión de los medidores tiene que ver con los procedimientos estadísticos establecidos en la NTCSE. Así, el tamaño de muestra utilizado para evaluar la calidad de precisión de medida de la energía no es el más apropiado ya que este debería tener controlado el margen de error dado un determinado nivel de confianza²⁷. Considerando el tamaño de muestra establecido en la NTCSE, utilizando la información de la proporción de medidores defectuosos encontrados en la campana de contraste de medidores como una aproximación de la proporción de la población con la característica evaluada (p) y asumiendo un nivel de confianza de 95%, es posible tener una aproximación del error de estimación del muestreo para el periodo de evaluación semestral (véase cuadro No 13).

Cuadro No 13
Errores de Estimación Implícitos

| Empresa Distribuidora | Error de Estimación | Empresa Distribuidora | Error de Estimación |
|------------------------------|----------------------------|------------------------------|----------------------------|
| Electronoroeste | 3.3% | Electro Oriente | 3.3% |
| Electro Norte | 2.7% | Electro Sur | 5.4% |
| Hidrandina | 2.8% | Seal | 3.7% |
| Electro Sur Medio | 4.0% | Electro Centro | 3.8% |
| Electro Sur Este | 4.0% | Edecañete | 6.4% |
| Electro Puno | 3.9% | Edelnor | 2.0% |
| Electro Ucayali | 4.0% | Luz del Sur | 1.4% |

Fuente: GFE – OSINERG.

Elaboración: OEE – OSINERG.

²⁷. La fórmula utilizada para hallar el tamaño mínimo de la muestra en un muestreo aleatorio simple es $n = \frac{z_{\alpha/2}^2 \sigma^2}{e^2}$, donde: $z_{\alpha/2}$ es el valor crítico para una distribución normal estándar para un nivel de confianza $1 - \alpha$, σ^2 es la varianza poblacional, y e el error de estimación. En un muestreo por proporciones, la varianza puede ser estimada como $p(1 - p)$, donde p es la proporción de la población con la característica a ser evaluada.

Los valores aproximados del error de muestreo varían entre 1.4% y 6.4% como se muestra en el cuadro anterior. Los márgenes de error implícitos en el tamaño de muestra establecido por la NTCSE son demasiado altos considerando que la tolerancia es de 5% del parque de medidores con errores de medición. Es decir, si la supervisión regular en un área de concesión encuentra que el 4% del parque de medidores presenta deficiencias, en realidad no existe certeza de que el porcentaje real sea menor a 5%, por lo que el indicador obtenido por la fiscalización regular es poco confiable²⁸.

Asimismo, el proceso de selección de la muestra por parte del suministrador no es transparente porque, a pesar de que la muestra se obtiene de un programa proporcionado por el organismo regulador, existe la posibilidad de que el suministrador pueda encontrar la muestra que esté más acorde con sus intereses. Debe indicarse que los resultados del Cuadro No 13 son válidos solamente si el muestreo es realizado de manera aleatoria y sin problemas al momento de obtener la información. De no ser así los errores estimados serían mayores y los estimadores de la proporción de medidores con problemas de medición podrían estar aún más sesgados.

Un problema estadístico adicional con la supervisión de medidores es que en la construcción de indicadores no se considera el consumo de energía del cliente. Es decir, que de acuerdo a la norma, todos los individuos son evaluados de la misma manera aún cuando en realidad el daño generado por errores en la medición aumenta con el consumo de energía. En este sentido, para efectos del muestreo, la normatividad no contempla la estratificación por nivel de consumo, sino que utiliza como criterios el tipo de medidor, la antigüedad y la marca del mismo. Debe indicarse, sin embargo que el tipo de medidor resuelve parcialmente el problema de la estratificación por nivel de consumo al separar, por ejemplo, a los clientes libres (medidor de clase 0.5 o de mayor precisión) de los consumidores residenciales (medidor de clase 2.0). El muestreo tampoco contempla si la estratificación debe ser hecha a nivel de localidades dentro de un área de concesión, ya que por ejemplo en las zonas de concesión ubicadas en el interior del país, existen dudas con respecto al nivel de representatividad que se requeriría.

Un tercer problema con la supervisión de medidores es la no existencia de penalidades que permitan sancionar de acuerdo a los resultados de la campaña de contrastes. De otro lado, en el período 1997-2003 no se utilizaron sistemáticamente multas por transgresiones a los límites establecidos en las normas técnicas, lo cual sería una de las razones por las que las empresas no han invertido en reemplazar medidores que han superado su periodo de vida útil.

²⁸. Otra manera de ver este problema es ver que los valores implícitos en el error de estimación son distintas entre empresas cuando, claramente sería conveniente tenerlo fijado en un nivel determinado para hacer un análisis comparativo de resultados entre empresas.

Un cuarto problema tiene que ver con la no renovación del parque de medidores por parte de las empresas concesionarias. De acuerdo a la normatividad vigente y con la finalidad de garantizar la precisión de la medida de la energía, las tarifas reconocen un contraste por medidor en un período de diez años. En caso de que el contraste indique deficiencias en el medidor, éste debe ser reemplazado. En la práctica, sin embargo, este aspecto no se ha cumplido.

Alumbrado Público

Uno de los principales indicadores de la supervisión en el alumbrado público es el porcentaje de vías con problemas de alumbrado. El Cuadro No 14 muestra los resultados de un programa piloto de fiscalización especial de alumbrado público implementado en los años 2002 y 2003 para llenar el vacío de información derivado de la inactividad de la supervisión en el período precedente. El cuadro muestra la cantidad de vías con alumbrado público, la cantidad de lámparas, el número de unidades supervisadas y el porcentaje de deficiencias correspondiente al año 2003, así como el porcentaje de deficiencias del año 2002.

Cuadro No 14
Deficiencias en Alumbrado Público (2003)

| Empresa Concesionaria | 2003 | | | | | 2002 |
|-----------------------|-----------------------|---------------------------|-------------------------|---------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| | Luminarias Instaladas | Luminarias Inspeccionadas | Vías con Alumbrado (Km) | Vías Inspeccionadas (Km.) | % Km. Vías Sin AP/Con deficiencias | % Km. vías Sin AP/Con deficiencias |
| Edelnor | 267,894 | 28,583 | 5,626 | 787.48 | 5.38% | 9.28% |
| Luz del Sur | 214,526 | 28,249 | 4,505 | 820.32 | 4.12% | 10.74% |
| Hidrandina | 124,806 | 11,037 | 2,621 | 324.39 | 15.15% | 9.92% |
| Seal | 90,144 | 9,453 | 1,893 | 271.89 | 10.69% | 10.31% |
| ElectroSurEste | 49,980 | 4,530 | 1,050 | 134.10 | 7.98% | 20.09% |
| Electro Centro | 67,359 | 16,231 | 1,415 | 475.35 | 8.04% | 11.85% |
| Electro Norte | 51,591 | 2,624 | 1,083 | 75.90 | 21.50% | 13.58% |
| ElectroSurMedio | 39,190 | 4,998 | 823 | 146.64 | 11.66% | 15.63% |
| Electro Oriente | 37,293 | 2,564 | 783 | 76.74 | 10.87% | 13.15% |
| Electro Ucayali | 12,423 | 1,750 | 261 | 49.26 | 8.65% | 13.51% |
| Electro Puno | 35,190 | 3,380 | 739 | 97.38 | 9.87% | 11.59% |
| ElectroNorOeste | 64,801 | 3,470 | 1,361 | 101.22 | 26.56% | 27.49% |
| Electro Sur | 36,280 | 8,340 | 762 | 237.48 | 16.77% | 9.32% |
| Edecañete | 6,871 | 857 | 144 | 25.16 | 9.70% | 5.13% |
| Total | 1,098,348 | 126,066 | 23,066 | 3,623.31 | 9.05% | 11.80% |

Fuente: GFE – OSINERG.

El cuadro también muestra que en el agregado aproximadamente el 10% de unidades presenta deficiencias, porcentaje alto especialmente considerando que existe bastante heterogeneidad entre los resultados. Así, el porcentaje de deficiencias resulta particularmente alto en empresas como electro Norte o Electro Nor Oeste (2003). El cuadro sugiere una reducción en el

porcentaje de deficiencias, aspecto que sin embargo, no puede ser establecido por las técnicas de muestreo utilizadas como se explica en el siguiente párrafo.

Existen varios problemas en la supervisión del alumbrado público. En primer lugar, la muestra utilizada no es obtenida con técnicas estadísticas adecuadas debido a que el tamaño de muestra es calculado como una proporción del total de la longitud de vías que cuentan con alumbrado público (esta proporción según la NTCSE es 1% como máximo). Es decir, la muestra utilizada para la fiscalización puede ser menor o mayor según la longitud de vías del concesionario sin importar la varianza o el porcentaje de deficiencias en la concesión.

Un segundo problema que se presenta en la fiscalización del alumbrado público es la alta complejidad en la construcción de indicadores establecidos en la NTCSE. Más específicamente, los criterios técnicos establecidos en la normatividad requieren de determinadas características y requisitos que dificultan la eficiencia en el proceso de fiscalización (cálculo de luminancia e iluminancia) el cual, además, resulta costoso. Aún cuando estos indicadores son estándares, requieren de un indicador que refleje el no funcionamiento de las lámparas de alumbrado debido a la relevancia de este problema.

Evaluación de Resultados

Los resultados de la supervisión en el sector eléctrico sugieren la necesidad de mejorar el proceso: un alto porcentaje de lámparas de alumbrado público sin funcionar adecuadamente, discrepancias entre las estadísticas de los programas de supervisión especial y los procesos de fiscalización regular sobre el porcentaje de medidores con problemas de medición, bajos montos de compensación, existencia de zonas con problemas significativos de continuidad del servicio, diferencias en niveles de calidad entre zonas de concesión, entre otros.

Estos resultados son consistentes con la información sobre la percepción del servicio eléctrico por parte de los usuarios residenciales contenida en la Encuesta de Consumo y Usos de Energía del OSINERG. De acuerdo a esta encuesta, aplicada en el año 2003 a más de 10,000 hogares en las distintas zonas de concesión en el país, un porcentaje importante de usuarios ha sufrido problemas de interrupciones no programadas, alumbrado público, atención de reclamos por parte de las empresas, entre otros. En el caso del alumbrado público, tres de cada diez usuarios declaró haber tenido problemas con este servicio, siendo el porcentaje particularmente alto en ciudades como Arequipa, Tumbes, Moquegua, Cajamarca y La Libertad (Gallardo y Bendezú; 2003).

De acuerdo a diversos especialistas de la GFE, estos resultados poco satisfactorios resultan de una estrategia *docente* por parte de la agencia reguladora. Más aún, el proceso de supervisión ha sido realizado sin tomar en cuenta un número de aspectos básicos para una supervisión efectiva que lleve a una mejora en la calidad del servicio. Entre los problemas más importantes, además de las derivadas de la propia NTCSE, puede señalarse la ausencia de indicadores útiles, el uso inadecuado de estadísticas, la ausencia de un esquema de disuasión, el no cumplimiento de la normatividad, la ambigua especificación de infracciones, entre otros. Asimismo, como se puede inferir de los procedimientos de supervisión, la supervisión ha carecido de una metodología que permitiese cubrir en forma equilibrada todas las zonas de concesión y tratar de manera coherente los distintos temas supervisados.

Más explícitamente, no se han desarrollado técnicas estadísticas adecuadas para lograr un alto grado de representatividad en las muestras e inferir a través de esta la calidad del servicio. Este problema afecta seriamente la eficacia del esquema. Asimismo, la falta de un esquema base ha generado una diversidad de criterios en el diseño del esquema de multas. Por otro lado los indicadores del servicio no estaban enfocados en los aspectos más relevantes de cada tipo de calidad, sino que se trataba de supervisar todos los aspectos, inclusive los menos relevantes, por lo que no se contaba con información representativa y confiable.

Los esquemas disuasivos no han sido desarrollados con una concepción económica. Si bien el instrumento principal para estos casos, las multas, se han aplicado en los casos de problemas de calidad, estas aplicaciones no se han derivado de un análisis costo beneficio de la empresa infractora. Por este mismo motivo, las multas no han tenido la gradualidad necesaria ni han guardado consistencia entre diferentes tipos de infracciones.

Debe indicarse, además, que, en la práctica, la responsabilidad de la fiscalización ha recaído principalmente en el organismo regulador. Si bien las empresas reportan el estado de indicadores de calidad tales como alumbrado público, contrastes de medidores, interrupciones, etc., en diversos temas estos reportes han sido generales y no sistemáticos, como consecuencia el organismo regulador ha realizado su propia supervisión sin relacionarla con la información proporcionada por las empresas.

III. Hacia un Nuevo Enfoque de la Supervisión en el Sector Eléctrico

Los resultados de los procesos de supervisión sugieren la necesidad de un cambio importante en los principios que subyacen a su diseño e implementación. Un primer tema tiene que ver con el énfasis de la fiscalización. De acuerdo a una evaluación a los procedimientos vigentes hasta el año 2003 (Rosenfeld; 2003), la supervisión aplicada en el sector eléctrico ha enfatizado la evaluación de los procedimientos de trabajo, metodologías y proyectos que deben desarrollar las empresas más que la supervisión de resultados. Este esquema de supervisión naturalmente interfiere con la libertad necesaria que deben tener las empresas en la consecución de resultados, a la vez que disminuye la responsabilidad de las empresas en la provisión de calidad.

Un segundo tema tiene que ver con el establecimiento de procedimientos claros e indicadores predeterminados que permitan una mayor predictibilidad de la supervisión y permitan un accionar más eficaz por parte del organismo supervisor. La no existencia o mala especificación de procedimientos, así como la no existencia de indicadores bien definidos en el proceso de supervisión generan una excesiva discrecionalidad de parte de los supervisores e incertidumbre de parte de las empresas supervisadas. En esta perspectiva Rosenfeld (2003) señala que el énfasis del nuevo esquema debe estar sustentado en una supervisión que priorice resultados, que se base en reportes de las empresas, que esté adecuadamente reglamentado con procedimientos claros y que se sustente en un control efectivo por parte del organismo regulador²⁹.

Un tercer tema tiene que ver con el uso de los instrumentos de sanción a su disposición como el esquema de multas o el esfuerzo de fiscalización. La evidencia sugiere que estos instrumentos no han sido utilizados como parte de una estrategia disuasiva que se ajusta continuamente, sino que más bien reflejan un comportamiento reactivo en las distintas áreas.

Es decir, los instrumentos de sanción no han sido ajustados gradualmente en función al logro paulatino de resultados. En este sentido, el Cuadro No 15 muestra las multas impuestas por distintos conceptos en el período 1998-2004. Considerando que no se han obtenido resultados deseados en los procesos de supervisión y que el número de empresas en la industria no es pequeño, se puede señalar que el número de multas ha sido particularmente reducido en el período anterior al año 2004, especialmente en el período 1998-2002. Asimismo, con excepción del año 2004 en el que se incrementa el número de multas por calidad comercial y alumbrado

²⁹. Este esquema permite tener un esquema objetivo basado en indicadores, eficiente que evita la duplicación de esfuerzos, transparente, que utilice información suministrada por la empresa pero controlada por el organismo regulador, con una mejor distribución de responsabilidades y que forma parte de un proceso de mejora continua (Rosenfeld; 2003).

público, las multas se han concentrado en temas como las interrupciones o problemas de seguridad³⁰. En este último caso, las multas se refieren en un porcentaje importante de casos a temas de accidentes de trabajo.

Cuadro No 15
Importe de Multas Aplicadas por OSINERG – Sector Eléctrico

| Motivo | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | Total |
|-------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| Alumbrado Público | | | 2 | | | 1 | 9 | 12 |
| COES | | 1 | | | | | 1 | 2 |
| Comercial | | 1 | | 1 | | 2 | 11 | 15 |
| Distribución | | | | | 3 | 1 | 4 | 8 |
| Información Clientes Libres | | | | | 1 | | | 1 |
| Interrupciones | | 3 | 1 | 3 | 2 | 1 | | 10 |
| Medio Ambiente | | | | 1 | | | 1 | 2 |
| No pagar Cargo Garantía | | | | | | 1 | | 1 |
| Contrastes según NTCSE | | | | | 1 | 5 | 2 | 8 |
| Seguridad | 8 | | 2 | 2 | 1 | 2 | 11 | 26 |
| Remisión de información falsa | | | | | | | 1 | 1 |
| Total general | 8 | 5 | 5 | 7 | 8 | 13 | 40 | 86 |

Fuente: Gerencia de Fiscalización Eléctrica – OSINERG.

Un cuarto tema en el proceso de supervisión se refiere a la concepción no económica de la supervisión que usualmente prevalece en las áreas encargadas de llevarla a cabo.

En este aspecto es relevante entender la supervisión de la calidad como parte de la solución a un problema de regulación de empresas monopolistas donde la calidad es un parámetro de la demanda (Spence; 1975)³¹ y donde, por ende, es relevante analizar los incentivos para la provisión de calidad que se originan en la propia regulación.

También es relevante conceptualizar las infracciones como decisiones económicas racionales que se derivan de un análisis costo beneficio de la empresa infractora (que en algunos casos está sujeta a restricciones de inversión), tal como ha sido planteado por la literatura económica en el campo de las infracciones desde Becker (1968). En esta perspectiva, Polinsky y Shavell (2000) desarrollan un marco conceptual para el cálculo de multas óptimas en el cual el esfuerzo de fiscalización y los instrumentos de disuasión (multas, cierres) se determinan simultáneamente en un esquema que maximiza el bienestar de la sociedad. Es decir, de un lado, en la supervisión debe prevalecer un enfoque que sea más disuasivo que punitivo, y de otro lado, debe enfatizarse

³⁰. En el período 1994-1997 el Ministerio de Energía y Minas, entonces encargado de la supervisión, aplicó 64 multas pequeñas, en el período 1998-2001 se aplicaron 25 multas de las cuales 12 se refieren a problemas de seguridad. En esta etapa las multas fueron más grandes y relacionados a casos más graves. A partir del año 2002 las multas reflejan mejor las actividades de supervisión.

³¹. El enfoque de Spence (1975) ha sido presentado en el capítulo No 1 de este documento.

que el esfuerzo de fiscalización del OSINERG no puede ser determinado independientemente del cálculo de la probabilidad de detección y, por ende, de la escala de multas administrativas³².

Un quinto tema se refiere al uso adecuado de las estadísticas, lo cual permita potenciar el efecto de la supervisión a través de un incremento en la probabilidad de detección. Este aspecto ha sido poco desarrollado en la supervisión eléctrica, donde diversos procesos de muestreo usualmente han dejado de lado los desarrollos estadísticos llevando a muestras inadecuadas o inconsistencias en el porcentaje de error, entre otros. Esta deficiencia de la supervisión no ha permitido un incremento en la probabilidad de detección que a su vez incremente el poder disuasivo de la escala de multas, dado un determinado esfuerzo de fiscalización. Asimismo, un inadecuado muestreo dificulta la construcción de indicadores y, por ende, un mejor seguimiento de los resultados de la supervisión y la consecución de resultados estratégicos.

Un sexto tema se refiere a la consistencia en el esquema de multas y sanciones entre las distintas industrias supervisadas (hidrocarburos, gas natural y electricidad) y las distintas áreas dentro de cada una de las industrias (seguridad, alumbrado público, medio ambiente, calidad comercial, entre otros). En ausencia de un esquema general, las multas tienen distintos criterios para su fijación como los costos administrativos, el tamaño de la empresa (ingreso, capacidad, etc.), las inversiones evitadas, entre otros. De acuerdo a lo que se expone en este documento, las multas deben calcularse con un mismo criterio, el cual, como veremos en la siguiente sección, se refiere a la menor multa disuasiva posible. No obstante, es necesario distinguir entre las multas ex - ante y las multas ex - post. Aunque técnicamente se puede señalar en el caso de las multas ex - post la existencia de una probabilidad de contaminación aún cuando la empresa se hace un esfuerzo óptimo, la diferencia relevante se da en los temas ambientales, en los cuales se debe seguir el principio de contaminador-pagador que determina la imposición de multas en base al daño ambiental generado³³.

Un séptimo tema tiene que ver con la necesidad de tener una mayor efectividad de la aplicación del esquema de supervisión y la obtención progresiva de resultados a través de aproximaciones sucesivas (Quintanilla; 2004). Más específicamente, como ha sido explicado por Edwin Quintanilla en diversas oportunidades, es usualmente preferible buscar resultados no tan ambiciosos en un período de tiempo corto que resultados presumiblemente más importantes

³². La simultaneidad entre los instrumentos como las multas y el esfuerzo de fiscalización no ha sido usualmente considerada. Así, por ejemplo, la mayor probabilidad de detección, que depende del esfuerzo de fiscalización, permite una menor multa disuasiva. No obstante, los la fiscalización y la escala de multas usualmente se han programado de manera independiente.

³³. Ver en Gallardo y Vásquez (2004) una discusión sobre las multas ex - ante y ex -post en el sector hidrocarburos.

pero en un horizonte de tiempo mucho más largo. Esta búsqueda de eficacia implica también el uso oportuno de los instrumentos de sanción.

Un octavo tema se refiere a la disponibilidad de instrumentos de disuasión. En este aspecto, en el período 2001-2003, se han producido mejoras sustanciales con el perfeccionamiento de la escala de multas. Este perfeccionamiento ha consistido en la posibilidad de utilizar rangos y no los valores máximos de las escalas (flexibilización del esquema de multas), y en la definición de multas para temas en los que no se habían especificado (cobertura de la escala de multas).

El Diagrama No 2, que resume los elementos centrales de una estrategia de supervisión que da cuenta de los distintos problemas señalados en líneas anteriores. De acuerdo a los usuales principios regulatorios esta estrategia enfatiza la predictibilidad, efectividad, transparencia, proporcionalidad, asignación de responsabilidades, eficiencia y consistencia del proceso de supervisión.

Diagrama No 2 Elementos de Estrategia de Disuasión

| | |
|--|---|
| Estrategia de supervisión | => resultados |
| Correcta asignación de responsabilidades | => empresa programa y desarrolla actividades, reporta información => organismo regulador controla, supervisa |
| Establecimiento de reglamentación | => procedimientos claros, predictibilidad |
| Desarrollo de marco conceptual | => provisión óptima de calidad => disuasión |
| Desarrollo de proceso de fiscalización | => estadísticas, muestras óptimas => esfuerzo de fiscalización óptimo, programación de la fiscalización => multas disuasivas => otros instrumentos |
| Especificación de proceso sancionador | => flexibilidad de esquema de multas => claridad en especificación de criterios de multas => eficacia, multas oportunas |
| Evaluación de proceso de supervisión | => análisis de resultados => realización de ajustes |

Marco Conceptual para la Aplicación de Multas y Sanciones

Un rasgo esencial de la teoría económica del “*public enforcement*” consiste en el uso óptimo, desde el punto de vista del bienestar social, de instrumentos de sanción como por ejemplo multas o penas más drásticas (por ejemplo, cierres temporales, clausura de locales, privación de la libertad) y variables de supervisión (esfuerzo de supervisión cuyo nivel determina la

probabilidad de detección de una infracción). El esquema general considera la determinación simultánea de los montos de las multas o sanciones (m), el esfuerzo de supervisión (e) y el período en las penas privativas de actividad (t).

Desde un punto de vista social se debe tomar en cuenta, no sólo el daño directo ocasionado por la infracción o delito, sino que también se debe considerar el costo de los esfuerzos de detección (gastos de supervisión de las entidades públicas correspondientes), el costo de aplicación de una sanción (gastos judiciales), el costo administrativo de utilizar instrumentos como la privación de la libertad (gastos en prisiones), así como los distintos costos incurridos por el propio infractor.

Estos aspectos son recogidos en el modelo de Polinsky y Shavell (1999) en el cual un se obtienen los valores óptimos de multa o sanción (m), esfuerzo de supervisión (cuyo costo es e) y pena privativa (t). El beneficio que obtiene el infractor es la variable aleatoria B , cuya distribución de probabilidades es dada por $f(B)$ (con distribución acumulada $F(B)$), lo cual ocasiona un daño directo d ³⁴. El gobierno hace un esfuerzo de costo e con probabilidad $p(e)$ de detectar la infracción. El costo de la aplicación de la sanción es k y la probabilidad de que la sanción se aplique una vez detectada la infracción es menor a la unidad e igual a q . En el marco general, de otro lado, se considera un costo administrativo que genera la privación de la libertad (α) y una pérdida que la pena le genera al infractor por unidad de tiempo (λ).

El beneficio máximo para la sociedad está dado por el siguiente problema de optimización:

$$\text{Max } W \{e, t, m\} = \int_{\tilde{B}}^{\infty} B \cdot f(B) \cdot dB - (1 - F(\tilde{B})) [d + q \cdot p(e) \cdot (t \cdot (\lambda + \alpha) + k)] - e$$

Donde \tilde{B} es el valor límite del beneficio para la existencia de una infracción:

$$\tilde{B} = q \cdot p(e) \cdot (m + \lambda \cdot t)$$

Es decir, se considera que las infracciones son cometidas para realizaciones de mayor valor en los beneficios. Las realizaciones de menor valor no compensarían el costo esperado de cometer la infracción. Las condiciones de primer orden para la sanción óptima (m), el tiempo de clausura del local (t) y el esfuerzo de fiscalización (e) son respectivamente:

$$\frac{\partial W}{\partial m} = q \cdot p(e) \cdot \left(\frac{d}{q \cdot p(e)} + t \cdot \alpha + k - m \right)$$

$$\frac{\partial W}{\partial t} = q \cdot p(e) \cdot \left[f(\tilde{B}) \cdot \lambda \cdot q \cdot p(e) \cdot \left(\frac{d}{q \cdot p(e)} + t \cdot \alpha + k - m \right) - (1 - F(\tilde{B})) \cdot (\lambda + \alpha) \right]$$

³⁴. En el modelo no se distingue el origen del daño pudiendo éste originarse tanto en un incumplimiento de la NTCSE como en la propia estrategia de supervisión.

$$\frac{\partial W}{\partial e} = q \cdot p'(e) \cdot \left[f(\tilde{B}) \cdot (m + \lambda \cdot t) \cdot q \cdot p(e) \cdot \left[\frac{d}{q \cdot p(e)} + t \cdot \alpha + k - m \right] - (1 - F(\tilde{B})) \cdot (t \cdot (\lambda + \alpha) + k) \right] - 1$$

La condición de la multa óptima sugiere que el bienestar de la sociedad se incrementa en tanto la multa sea menor que la suma del daño entre la probabilidad de detección y el costo para el regulador. El valor óptimo para la multa es obtenido cuando ésta refleja la suma señalada. Asimismo se puede observar que multas excesivamente altas en relación al daño y los costos administrativos tienen efectos negativos sobre el bienestar de la sociedad.

La condición del instrumento tiempo de sanción vía clausura de locales muestra que en los casos en los que la multa es alta no es necesario utilizar este instrumento porque el bienestar de la sociedad solo decrecería con cualquier valor positivo de t . Este caso, en el que la multa y el esfuerzo de fiscalización son suficientes, es común en diversas situaciones por lo que es conveniente considerar a éstos como los únicos instrumentos de la política de sanciones (es decir, es óptimo considerar $t^*=0$).

La condición del esfuerzo de fiscalización sugiere que existe un grado de “sustitución” entre el monto de la multa y el esfuerzo de fiscalización. Es decir, si se disminuye el esfuerzo de fiscalización se puede mantener un nivel de bienestar dado incrementando el monto de la multa y viceversa³⁵. Esta relación puede ser mejor observada asumiendo que el esfuerzo de fiscalización e y la pena privativa t están fijados en un horizonte corto de tiempo. En este caso la multa óptima m es:

$$m = \frac{d}{q \cdot p(e)} + t \cdot \alpha + k$$

De esta manera, la multa óptima depende del daño causado por la infracción (d), los costos administrativos (k , α) y la probabilidad de sanción ($p(e)$ y q). En general, teniendo en cuenta la naturaleza de las actividades de supervisión por parte del organismo regulador, los resultados del modelo sugieren las siguientes observaciones:

1. La sanción óptima no necesariamente es consistente con una estrategia de disuasión. En particular, si los costos para la sociedad (costos administrativos y daño) ocasionados por la infracción son menores que el beneficio que se deriva de la infracción, el monto óptimo de la multa no será disuasivo. Es decir, puede ser económicamente eficiente

³⁵. Debe indicarse que simulaciones realizadas con funciones de densidad normal y una probabilidad de detección lineal en el esfuerzo ($B \sim U[0, z]$ y $P(e) = a \cdot e$) sugieren que incrementos en el daño o costo administrativo deben ser mejor enfrentados con un incremento en la multa, mientras que un incremento en el beneficio deben ser mejor enfrentados con un incremento en el esfuerzo de fiscalización.

dejar que en equilibrio existan infracciones. Este aspecto puede estar reñido con la naturaleza de las actividades del organismo supervisor si éste tiene como objetivo el disuadir el incumplimiento de los reglamentos que rigen el sector energético, por lo que puede ser necesario modificar la multa óptima por una multa disuasiva. Considerando un escenario en el que no es conveniente la clausura del local ($t=0$), un beneficio derivado de la infracción B , un esfuerzo de fiscalización e y una probabilidad de detección $p(e).q$, la ecuación de la multa disuasiva es:

$$m = \frac{B}{p(e).q}$$

2. En el caso opuesto, en el que el daño y los costos administrativos son mayores que el beneficio, esta multa tiene la conveniencia de no resultar alta. Es decir, para ser disuasivo sólo es necesario hacer que la infracción no sea privadamente rentable. Una multa basada en el daño cuando éste es grande puede ser excesivamente disuasiva.
3. La multa disuasiva supone que los infractores son neutrales al riesgo. Cuando el infractor es más bien tomador de riesgos, una sanción proporcional al beneficio (con factor $(p(e).q)^{-1}$) puede ser insuficiente, por lo que puede resultar más apropiado escoger un valor entre el beneficio y el daño (caso especialmente relevante cuando $B < d$) o un monto lo suficientemente superior al beneficio (relevante cuando $B > d$).
4. En la medida que el organismo regulador recibe un aporte por regulación para la realización de sus diversas tareas, entre ellas las de supervisión y fiscalización, no es necesario considerar los componentes de la multa óptima referidos a los costos administrativos y legales en las sanciones (se asume que $k = 0$). Una ventaja de no asumir los costos administrativos es la eliminación de cualquier incentivo de generar ingresos a través de multas. Asimismo, la multa refleja mejor el componente del beneficio, no resultando excesivamente disuasiva.
5. Teniendo como punto de partida un esquema de supervisión inadecuado, con un esfuerzo de fiscalización bajo y la no aplicación de multas, es posible mejorar el bienestar de la sociedad utilizando ambos instrumentos. Cuando se han logrado ciertos resultados es posible utilizar de manera óptima la relación de “sustitución” entre los instrumentos. Así, en ausencia de recursos para la supervisión o cuando el esfuerzo de fiscalización no incrementa significativamente la probabilidad de detección (considérese, por ejemplo, pequeños derrames de petróleo en ríos de la selva), es adecuado incrementar el monto de las multas. De otro lado, cuando los recursos de supervisión existen y la probabilidad de detección es sensible al esfuerzo de

supervisión, es posible disminuir el monto de las multas incrementando el esfuerzo de fiscalización.

6. El uso adecuado de las estadísticas permite maximizar los efectos de los instrumentos de política. Un muestreo adecuado potencia significativamente los procesos de supervisión, llevando a mayores probabilidades de obtención de resultados dado un esfuerzo de fiscalización y un nivel de multa. Más aún, el uso adecuado de las estadísticas puede permitir una reducción de los esfuerzos de fiscalización y del nivel de multas.

IV. Aplicaciones en el Sector Eléctrico

En la perspectiva del nuevo enfoque en la supervisión de la calidad en el servicio eléctrico, recientemente se han venido desarrollando nuevos procedimientos que permitirán mejorar aspectos de la calidad del servicio eléctrico como el alumbrado público, la medición de la energía facturada, seguridad pública, entre otros. Si bien estos aspectos son considerados en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y en los diversos reglamentos de seguridad, en estas nuevas directivas se buscaría establecer un proceso de supervisión más claro y predecible, así como indicadores que sean factibles de ser medidos y evaluados. Los nuevos procedimientos consideran conceptos estadísticos adecuadamente especificados y la aplicación de un esquema de incentivos que privilegia la disuasión y la minimización del costo social neto. En las siguientes líneas se analizan las propuestas enfatizándose los aspectos metodológicos (muestreo y multas disuasivas).

IV.1. Alumbrado Público

El énfasis del nuevo procedimiento para la supervisión del alumbrado público es el adecuado funcionamiento de las lámparas de alumbrado. Este concepto reemplaza a un esquema basado en la supervisión de las características técnicas de la iluminación (luminancia e iluminancia). De acuerdo a las modificaciones en el programa de fiscalización del alumbrado público³⁶ se han establecido tolerancias máximas para el porcentaje de unidades de alumbrado público deficientes respecto del total de parque de alumbrado público del concesionario fiscalizado. Estas tolerancias son de 3% para el 2004, 2.5 % para el 2005, 2.0 % para el 2006 y 1.5% para el 2007 en adelante.

Para reflejar de la manera más confiable posible la calidad de este aspecto, las unidades supervisadas deben provenir de un muestreo representativo del total de la población de lámparas. En la práctica, sin embargo, esto debe ser aproximado en las distintas zonas de concesión, por un muestreo entre las Subestaciones de Distribución (SED). Los tamaños de muestra se deben determinar de acuerdo a criterios técnicos y no de acuerdo a parámetros con valores predeterminados³⁷. Básicamente el tipo de muestreo propuesto corresponde a un proceso

³⁶. Resolución 192 – 2003 – OS/CD.

³⁷. Para encontrar el tamaño de muestra que permita realizar las inferencias necesarias se define al estimador del parámetro de interés como “ \bar{y} ”. Este estimador es una variable aleatoria con valor esperado \bar{y} y varianza $\text{var}(\bar{y})$. Con estos indicadores, y para un determinado nivel de precisión d (se mostrará que corresponde al margen de error), se puede definir siguiente condición:

que consiste en primer lugar determinar las SED a ser evaluadas, para posteriormente evaluar a todas las unidades de alumbrado público que se encuentran dentro de dicha subestación. Este tipo de muestreo corresponde a un muestreo por conglomerados, donde las unidades primarias o conglomerados vendrían a ser las SED, mientras que las unidades de muestreo secundario serían las luminarias, que son los elementos de la población que van a ser evaluados.

El Cuadro No 16 muestra el tamaño de muestra en varias zonas de concesión, la cual depende la composición de sectores típicos en las empresas de distribución. En el caso de la empresa Luz del Sur, por ejemplo, se requiere de una muestra de 3,408 de unidades de alumbrado público, lo que corresponde a la supervisión de 64 subestaciones aproximadamente. Este cálculo ha sido

$$\Pr((\bar{y} - \bar{y}) > d) < \alpha$$

Es decir, que la probabilidad de que la diferencia entre el estimador y su valor esperado sea mayor a d , es menor que α (alfa), donde $1-\alpha$ es el nivel de confianza estadística. Asimismo, si asumimos que la población tiene una distribución normal, entonces se cumple que:

$$\Pr\left(\frac{\bar{y} - \bar{y}}{\sqrt{\text{var}(\bar{y})}} > z_\alpha\right) = \alpha$$

lo que es equivalente a:

$$\Pr(\bar{y} - \bar{y} > z_\alpha \sqrt{\text{var}(\bar{y})}) = \alpha$$

Aquí z_α es el valor crítico de una distribución normal estándar para un nivel de confianza $1-\alpha$, $\text{var}(\bar{y})$ es la varianza del estimador de la proporción de luminarias de alumbrado público en mal estado. La fórmula anterior indica que la probabilidad de que la diferencia entre el estimador y su valor esperado dividido entre la varianza del estimador, es decir, que la variable aleatoria estandarizada, sea mayor que el punto crítico de la distribución normal para un nivel de confianza $1-\alpha$, es igual a α .

Utilizando (1) y (2), podemos deducir que: $d = z_\alpha \sqrt{\text{var}(\bar{y})}$, y como $\text{var}(\bar{y}) = \frac{\sigma^2}{n} \left(\frac{N-n}{N} \right)$, en donde σ^2 es la varianza poblacional, N es el tamaño de la población y n es el tamaño de la muestra empleada, de entonces tenemos que $d = z_\alpha \sqrt{\frac{\sigma^2}{n} \left(\frac{N-n}{N} \right)}$, despejando n de la ecuación anterior, tenemos que: $n = \frac{N\sigma^2 z_\alpha^2}{d^2 N + \sigma^2 z_\alpha^2}$

La fórmula anterior nos indica que:

- Cuanto menor sea el máximo error admisible d , es decir, cuanto más exigente seamos en términos del error que toleramos en la estimación, mayor será el tamaño muestral que debemos recoger.
- Cuanto mayor sea el nivel de confianza deseado ($1-\alpha$), mayor será el nivel crítico de las tablas de distribución normal, y por lo tanto mayor será el tamaño de la muestra necesario para garantizar dicho nivel de confianza.
- Cuanto mayor sea la varianza de la distribución de la que extraemos la muestra, menor será la precisión informativa de los elementos que de ella extraemos y, en consecuencia, será preciso un mayor tamaño muestral para poder garantizar los niveles de precisión requeridos.
- Asimismo, cuanto mayor sea el tamaño de la población, mayor será el tamaño de la muestra requerida, pero no necesariamente el tamaño de la muestra aumenta en la misma proporción que el tamaño de la población. Si por ejemplo necesitamos calcular el tamaño de la muestra para dos poblaciones de 1,000 y 20,000 unidades respectivamente, a un nivel de confianza de 95%, con un margen de error de 3% y una varianza de 0.25 (que es la máxima varianza para un muestreo por proporciones), el tamaño de muestra para las dos poblaciones sería 516 y 1013 respectivamente. Los resultados indican que dados los mismos parámetros, no existe una relación directa entre el tamaño de las poblaciones, que es de 20 a 1, con el tamaño de las muestras óptimas, cuya relación es de 2 a 1. Este aspecto es poco intuitivo y usualmente genera confusión.

Si \bar{y} es una proporción, entonces la varianza de este estimador puede ser aproximada por $p(1-p)$, donde p es la proporción de la población con una determinada característica, entonces la fórmula del tamaño de muestra óptimo es:

$$n = \frac{Np(1-p)z_\alpha^2}{d^2 N + p(1-p)z_\alpha^2}$$

obtenido considerando un universo de fiscalización de 222,986 unidades, una varianza de 0.09 (que corresponde a una proporción de U.A.P. con deficiencias de 0.10 asumiendo una distribución Bernoulli), un margen de error de 1%, un nivel de confianza de 95% (lo que implica un valor z de 1.96)³⁸. En el caso de empresas que tienen concesión fuera de Lima metropolitana se ha considerado un porcentaje de deficiencias de 15%.

Cuadro No 16
Muestra para Supervisión de Alumbrado Público

| Empresa | Tamaño de Muestra | | | | | |
|-------------------|-------------------|-------|----------------|--------|-------|--------|
| | Sector Típico 1 | | Sector Típico2 | | TOTAL | |
| | SED | UAP | SED | UAP | SED | UAP |
| Edecañete(*) | | | 68 | 2,052 | 68 | 2,052 |
| Luz del Sur(*) | 64 | 3,405 | | | 64 | 3,405 |
| Edelnor(*) | 66 | 3,053 | 11 | 359 | 77 | 3,412 |
| Hidrandina | | | 104 | 4,702 | 104 | 4,702 |
| SEAL | | | 128 | 4,621 | 128 | 4,621 |
| Electrocentro | | | 155 | 4,421 | 155 | 4,421 |
| Electronorte | | | 111 | 4,463 | 111 | 4,463 |
| ENOSA | | | 103 | 4,498 | 103 | 4,498 |
| Electro Oriente | | | 97 | 4,265 | 97 | 4,265 |
| Electro Puno | | | 69 | 4,107 | 69 | 4,107 |
| Electro Sur Este | | | 82 | 4,123 | 82 | 4,123 |
| Electro Sur Medio | | | 115 | 4,280 | 115 | 4,280 |
| Electro Sur | | | 87 | 4,216 | 87 | 4,216 |
| Electro Ucayali | | | 79 | 3,602 | 79 | 3,602 |
| Total | 130 | 6,458 | 1,208 | 49,709 | 1,338 | 56,167 |

En lo referente a la supervisión del plazo de atención de denuncias individuales por deficiencias del alumbrado público se deben verificar los plazos de atención de las denuncias presentadas³⁹.

³⁸. En base a esta información tenemos:

$$n_0 = \frac{1.96^2 \cdot 0.1(1-0.1)}{0.01^2} = 3,457.4$$

Dado que el universo de fiscalización para Luz del Sur comprende 222,986 U.A.P. se tiene que el tamaño de muestra es:

$$n = \frac{n_0}{1 + \frac{n_0}{N}} = \frac{3,457.4}{1 + \frac{3,457.4}{222,986}} = 3,404.65 \approx 3,405 \text{ U.A.P.}$$

Mientras que el tamaño de la muestra en SED es:

$$n_{SED} = \frac{n}{N / N_{SED}} = \frac{3,404.7}{222,986 / 4,188} = 63.94 \approx 64 \text{ S.E.D.}$$

³⁹. Las Deficiencias del alumbrado público son tipificada en los siguientes rubros:

DT1: Lámpara inoperativa; cuando la lámpara esta apagada, lámpara con encendido intermitente o cuando o existe la lámpara.

DT2: Pastoral roto o mal orientado; cuando el pastoral está desprendido o girado fuera de su posición de diseño que imposibilita el cumplimiento de su función.

T3: Falta de Unidad de Alumbrado Público (UAP); cuando entre postes existentes con alumbrado, falta un poste alumbrado originado por deterioro o por choque de vehículos o existiendo el poste falta el artefacto de alumbrado.

En este caso también se establece un muestreo para determinar el porcentaje de reclamos atendidos dentro de los plazos previstos.

En estos casos se establece claramente el plazo para subsanar la deficiencia del alumbrado público, el cual rige desde el momento en que la concesionaria detecta la deficiencia, el organismo regulador notifica la deficiencia a la concesionaria o la concesionaria recibe la denuncia de la municipalidad o de cualquier usuario por medio telefónico, correo electrónico o personalmente en las oficinas del concesionario o mediante solicitud escrita⁴⁰.

Naturalmente, si los concesionarios sobrepasan dichos niveles de tolerancias deben ser multados de acuerdo a lo dispuesto en la escala de multas y sanciones. Desde una perspectiva disuasiva, el beneficio que obtendrían las concesionarias del no funcionamiento de las lámparas sería igual al monto dejado de invertir en la reparación de las deficiencias del servicio de alumbrado público para cumplir con los estándares establecidos. Dado que la proporción de tipos de luminarias cambia por área de concesión, se deben hacer los ajustes necesarios ponderando los costos por la proporción de cada tipo de luminaria. Esta proporción viene determinada por las características de las vías a iluminar, así por ejemplo en calles principales o avenidas se utilizan luminarias con una potencia de 250W o 150W, mientras que en calles se utilizan luminarias de potencia de 70W. Así mismo, también debemos ponderar por tipo de deficiencia encontrada, porque tal como se establece en la directiva, existen 3 tipos de deficiencias que son tomadas en cuenta en la directiva y cada una implica diferentes costos.

Cuadro No 17
Composición del Parque de Alumbrado Público

| Descripción | Lima | Provincias |
|----------------|------|------------|
| U.A.P. Na 70W | 0.6 | 0.85 |
| U.A.P. Na 150W | 0.3 | 0.10 |
| U.A.P. Na 250W | 0.1 | 0.05 |

Fuente: GFE – OSINERG

Elaboración: OEE, GFE - OSINERG

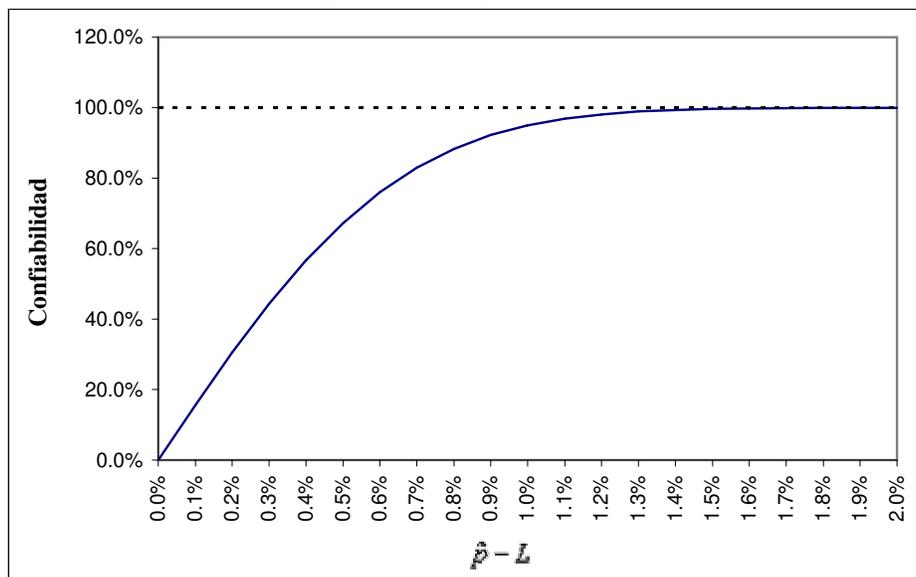
T4: Interferencia de árbol; cuando el follaje del árbol por su cercanía física a la luminaria interfiere al haz luminoso y origina zona oscura en la vía.

⁴⁰. Los plazos máximos establecidos son los siguientes:

| Plazos Máximos para la Atención de Deficiencias de AP | | | |
|---|--------------------------------------|----------------|-----------------------------|
| Código | Deficiencia | Zona Urbana | Zona Urbano - Rural o Rural |
| DT1 | Lámpara inoperativa | 3 días útiles | 7 días útiles |
| DT2 | Pastoral roto o mal orientado | 3 días útiles | 7 días útiles |
| DT3 | Falta de Unidad de Alumbrado Público | 7 días útiles | 14 días útiles |
| DT4 | Presencia de árbol | 45 días útiles | 45 días útiles |

Considerando la composición del parque mostrada en el Cuadro N° 17, costos estándares y una proporción por tipo de deficiencias de 85% para DT1, 7% para DT2 y 8% para DT3, se obtiene una multa promedio de 61.2 NS por unidad de alumbrado público con deficiencias del parque total de alumbrado público para los concesionarios de Lima y de 56.1 NS por unidad de alumbrado público para los concesionarios de provincias.

Gráfico No 6
Margen de Error y Confiabilidad



Debido a que en todo proceso de muestreo existe un margen de error, se hace necesario realizar ajustes en el esquema de sanciones que permitan una mayor precisión. Por ejemplo, se puede dar el caso que luego de realizar el muestreo en una empresa, se estime que la proporción de unidades de alumbrado público con deficiencias es de 3.5%, cuando en realidad la proporción de unidades alumbrado público con deficiencias sea de 2.5%, lo que implica estar dentro del margen permitido por la directiva. En esta perspectiva y considerando que un margen de error en el muestreo va a ser de +/-1%, es conveniente ajustar el importe unitario de la multa por unidad de alumbrado público deficiente para el intervalo entre 3% y 4%⁴¹. El Gráfico No 6

⁴¹. La metodología seguida para este caso, viene dada por la ecuación del tamaño de muestra. Para un muestreo por proporciones con población infinita, la fórmula del tamaño de muestra viene dada por $n = \sigma^2 z^2 / e^2$, donde n es el tamaño de muestra, σ^2 es la varianza, d el margen de error requerido y z es el punto crítico de la distribución normal para un determinado nivel de confianza. Este punto crítico viene dado por la siguiente fórmula:

$$\int_z^{\infty} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}x^2} dx = \frac{\alpha}{2}$$

De esta manera es posible expresar implícitamente el nivel de confianza estadístico en función del punto crítico z , que puede ser obtenido para un determinado margen de error. Es decir que fijando el tamaño de muestra y la varianza,

muestra la relación entre la confiabilidad y el margen de error que se tiene fijando el tamaño de muestra y varianza.

El gráfico sugiere que para que la multa refleje la confiabilidad de la estimación en el tramo de 3% a 4%, se debe ajustar la multa con la finalidad de poder reflejar el error de estimación. Utilizando los resultados de este análisis, se puede determinar que el promedio de la confiabilidad en el tramo de 0% a 0.5% es de aproximadamente 30%, por lo que la multa en el tramo de 3 a 3.5% debería ser el 30% del monto de la multa calculada previamente, y en el tramo del 0.5% al 1% es de aproximadamente 80%, por lo que en el tramo de 3.5% al 4% el monto de la multa debería ser el 80% del monto calculado, por último para valores superiores al 1% la confiabilidad es cercana al 100%, por lo que a partir del 4% el monto de la multa debería igual al 100% del monto calculado previamente.

Cuadro No 18
Multas por Deficiencias en Alumbrado Público (en UIT)

| Rango según el número de Unidades de Alumbrado Público del universo fiscalizado | Tramo | | | |
|---|--------------|---------------------|------------------|-------------|
| | L a L + 0.5% | L + 0.5% a L + 1.0% | L + 1.0% a 10.0% | 10.0% a más |
| Menos de 10,000 U.A.P. | 0.039 | 0.105 | 0.132 | 0.197 |
| De 10,000 a 15,000 U.A.P. | 0.066 | 0.175 | 0.219 | 0.329 |
| De 15,001 a 20,000 U.A.P. | 0.092 | 0.245 | 0.307 | 0.460 |
| De 20,001 a 30,000 U.A.P. | 0.132 | 0.351 | 0.438 | 0.658 |
| De 30,001 a 40,000 U.A.P. | 0.184 | 0.491 | 0.614 | 0.920 |
| De 40,001 a 50,000 U.A.P. | 0.237 | 0.631 | 0.789 | 1.183 |
| De 50,001 a 100,000 U.A.P. | 0.394 | 1.052 | 1.315 | 1.972 |
| De 100,001 a 200,000 U.A.P. | 0.789 | 2.104 | 2.630 | 3.945 |
| De 200,001 a más U.A.P. | 1.434 | 3.825 | 4.781 | 7.172 |

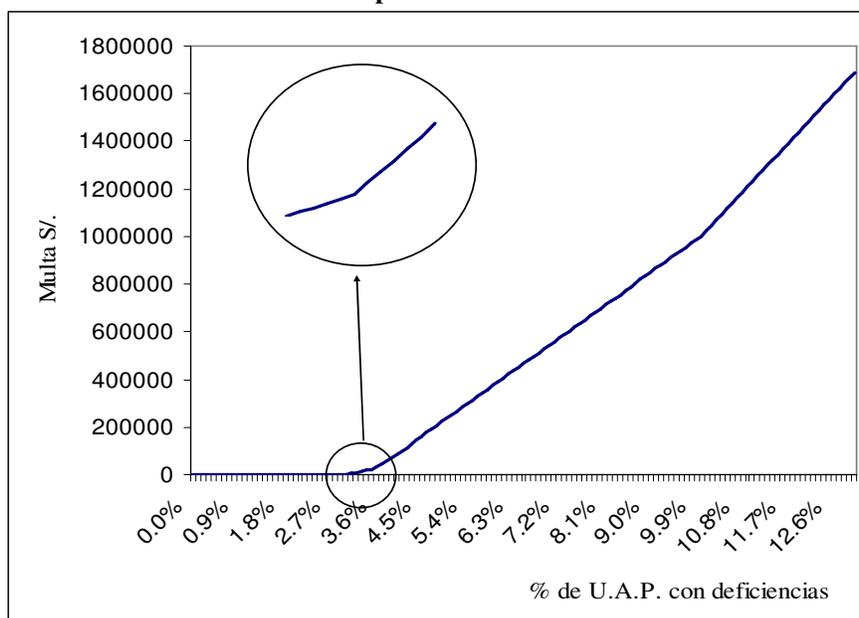
Elaboración: OEE, GFE - OSINERG

De esta manera, utilizando los criterios anteriormente mencionados, se debe considerar una multa en función del porcentaje de unidades de alumbrado público (U.A.P.) con deficiencias de la muestra fiscalizada durante el semestre de evaluación. La multa a pagar esta expresada para cada 0.1% en exceso del porcentaje permitido en la directiva de alumbrado (L), tomando en consideración el número de unidades de alumbrado público (UAP) del universo fiscalizado. El monto de la multa por cada 0.1% en exceso del límite establecido se fija por tramos de acuerdo al Cuadro No 18, en donde el monto se expreso en términos de la Unidad Impositiva Tributaria (UIT).

podemos tener una función que relacione el nivel de confianza con el margen de error, dado que no es posible tener una fórmula para la integral de la ecuación anterior, esto puede evaluarse de manera numérica.

En el Gráfico No 7 se puede apreciar como está diseñada la multa disuasiva para el caso de una empresa concesionaria que tiene más de 200,000 unidades de alumbrado público en toda su área de concesión. Esta multa está en función del porcentaje de unidades de alumbrado público con deficiencias. Si bien el gráfico muestra una relación lineal con diferentes tramos entre la multa óptima y el porcentaje de unidades de alumbrado público con deficiencia, el diseño óptimo de una multa que tome en cuenta el daño generado a los usuarios por los problemas derivados de una mala calidad de alumbrado tendría una forma exponencial ya que la desutilidad generada a los usuarios aumenta exponencialmente con el porcentaje de luminarias con deficiencias. Sin embargo, este esquema de aplicación de multas aún no puede ser implementado, ya que el OSINERG no cuenta con valores estimados del daño generado a los usuarios por los problemas en el alumbrado público para el cálculo de estos valores se requeriría de un estudio de valorización, en la cual se pueden usar diversos métodos utilizados para valorizar bienes que no tienen mercado.

Gráfico No 7
Multa Calculada para un Gran Concesionario



Elaboración: OEE, GFE - OSINERG

Resultados Preliminares

Los resultados iniciales de la implementación de la estrategia de supervisión detallada en la tercera sección de este documento muestran importantes resultados tanto en el indicador agregado como en los indicadores por empresa. El indicador de deficiencias en las unidades de alumbrado público indicaba un porcentaje promedio para los años 2002 y 2003 superior a 10% (en el cuadro No 14 se muestran los resultados por período). Como se observa en el cuadro No

19, luego de la implementación del nuevo procedimiento de fiscalización en alumbrado público el porcentaje agregado de unidades de alumbrado público con deficiencias se redujo a 5.1% en el primer semestre del año 2004 y a 3.5% en el segundo semestre. Debe indicarse que los indicadores de los años 2002 y 2003 no son exactamente comparables con los del año 2004 debido a diferencias en el muestreo, construcción de indicadores, entre otros. No obstante, la magnitud de las diferencias sugieren mejoras que además son generalizables al conjunto de empresas de distribución, sean estas privadas o públicas. Esta evidencia inicial sugiere la relevancia de la aplicación de esquemas de incentivos en la supervisión.

Cuadro No 19
Deficiencias en Alumbrado Público

| Empresa | 2002-2003* | Parque de UAP | Primer Semestre del 2004 | | Segundo Semestre del 2004 | |
|-------------------|----------------|----------------|--------------------------|----------------|---------------------------|----------------|
| | % Deficiencias | | UAP Inspeccionadas | % Deficiencias | UAP Inspeccionadas | % Deficiencias |
| Edecañete | 6% | 5,045 | 2,186 | 1.9% | 2,060 | 1.1% |
| Edelnor | 8% | 258,611 | 3,421 | 4.0% | 3,494 | 2.3% |
| Luz del Sur | 8% | 222,986 | 3,436 | 1.7% | 3,418 | 2.5% |
| Electrocentro | 10% | 45,389 | 4,534 | 3.6% | 4,567 | 3.9% |
| Electronorte | 15% | 50,296 | 4,519 | 4.3% | 4,494 | 3.1% |
| Electro Sur | 14% | 30,302 | 4,359 | 9.5% | 4,374 | 5.5% |
| Electronoroeste | 27% | 55,109 | 4,555 | 4.2% | 4,735 | 4.0% |
| Electro Oriente | 13% | 33,012 | 4,679 | 9.5% | 4,515 | 4.0% |
| Electro Puno | 11% | 25,432 | 4,752 | 2.9% | 4,148 | 2.8% |
| Electro Sur Este | 15% | 26,038 | 4,158 | 2.6% | 4,248 | 0.7% |
| Electro Sur Medio | 14% | 33,902 | 4,428 | 4.7% | 4,454 | 6.1% |
| Electro Ucayali | 11% | 13,616 | 3,893 | 4.0% | 3,721 | 2.6% |
| Hidrandina | 12% | 117,570 | 4,726 | 7.9% | 5,089 | 3.4% |
| Seal | 11% | 81,744 | 4,647 | 7.6% | 4,717 | 4.9% |
| Total | 10.7% | 999,052 | 58,293 | 5.1% | 58,034 | 3.5% |

* Dato consolidado del programa de fiscalización especial de alumbrado público para el período 2002-2003.

Fuente: GFE, OEE - OSINERG

IV.2. Precisión de la Medida de la Energía

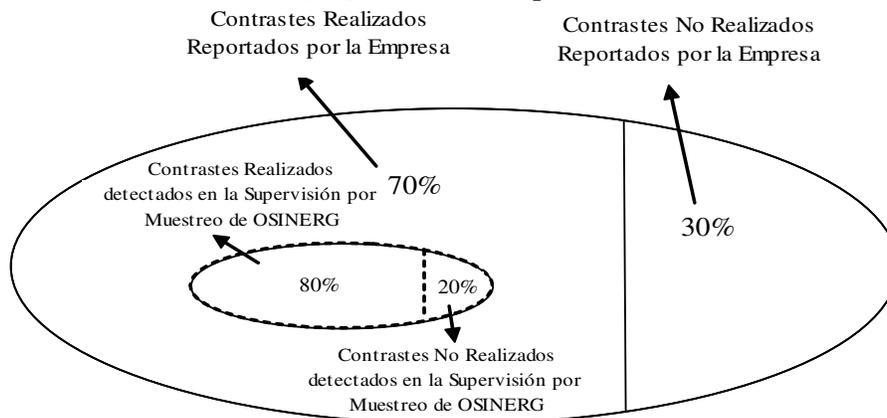
El procedimiento de contraste de medidores (2004) busca implementar procedimientos que permitan hacer cumplir la normatividad (Procedimiento 005-2004-OS/CD). El énfasis del procedimiento es mejorar la calidad de la medición de energía garantizando que las empresas concesionarias cumplan con hacer el mantenimiento y reposición de los medidores que las tarifas les reconocen. El procedimiento establece el contraste de un lote de medidores por semestre, lo cual es supervisado por el organismo regulador de acuerdo a un esquema de muestreo.

La selección de los medidores sujetos a contrastación debe tener como criterios, ordenados de mayor a menor importancia, la fecha de la última contrastación y/o verificación, la antigüedad de su instalación así como la marca y modelo. Asimismo, se debe considerar que toda la

población de medidores debe ser realizada en un periodo de 10 años, lo cual indica que cada semestre deba ser evaluado el 5% del parque de medidores. El procedimiento también establece, entre otros, la renovación de todos aquellos medidores electromecánicos que pasen los 30 años de antigüedad.

Las empresas están sujetas a multas si se comprueba que no se ha cumplido con el programa de contrastación o verificación, que los medidores defectuosos no hayan sido reemplazados en la oportunidad señalada, que se incumplan las disposiciones dadas por el organismo regulador, entre otros. Para cumplir con lo dispuesto en el procedimiento de una manera más esquemática se consideran tres tipos de sanciones. La primera se refiere al no cumplimiento de la totalidad de contrastes requeridos por semestre, es decir con el 5% del parque total de medidores⁴². La segunda se refiere a la no realización de los contrastes programados⁴³. Finalmente, la tercera multa se refiere al no reemplazo de los medidores que hayan resultado no conformes luego de la contrastación. Por otro lado, se está estableciendo un procedimiento de sanciones por presentar resultados inexactos con respecto a los resultados de los contrastes de medidores, lo cual requiere la modificación de la normatividad de fiscalización de la calidad de la precisión de la medida de energía.

Grafico No 8
Ejemplo de Multas Aplicadas



⁴². Durante el Primer Semestre del 2004, se ha previsto el contraste del 2.08% del parque total de medidores. Sin embargo, a partir del Segundo Semestre del 2004 en adelante se debe cumplir con el 5% del parque de medidores.

⁴³. La diferencia entre las dos primeras multas esta referida a la forma como es obtenida la información sobre la cual se aplica la multa. Mientras que en la primera, la aplicación se basa en la información proporcionada por la empresa, en la segunda, la información relevante para la aplicación de la multa es obtenido mediante el muestreo de contrastes realizado por OSINERG. Por ejemplo, si durante un semestre tenemos que la empresa de acuerdo a la información reportada cumplió con contrastar solo el 70% del correspondiente a dicho periodo, le correspondería una multa por no haber cumplido con la totalidad de contrastes mínimos requeridos por semestre. Además, si del 70% reportado por la empresa como contrastes realizados, se determina mediante el muestreo llevado a cabo por OSINERG que en realidad solo se cumplió con contrastar el 80% del número de contrastes reportado por la empresa, entonces por este aspecto le corresponde una multa que es calculada tomando como universo de referencia el total de contrastes realizados reportados por la empresa es decir el 70% del 5% del parque total de medidores.

Como se ha señalado, cada semestre se debe realizar contrastes en el 5% del parque de medidores. Este porcentaje es el universo de referencia de la fiscalización semestral. El Gráfico No 8 muestra algunos problemas que se pueden presentar en la supervisión de los contrastes. En primer lugar se debe distinguir una fracción de medidores que no pueden ser evaluados por la empresa concesionaria (en el gráfico el 30% del número de medidores a contrastar). En segundo lugar, dentro del grupo de medidores evaluados, se tiene que distinguir aquellos que son reportados como contrastados pero que no lo han sido (el 20% de los medidores sujetos a contraste). En tercer lugar, se tiene que distinguir el porcentaje de medidores defectuosos encontrados en el lote que no han sido reemplazados (una fracción del 70% evaluado).

a) *Multas por los contrastes reportados por la empresa como no realizados*

Para el primer caso, es decir cuando no se ha cumplido con contrastar el 5% del parque total de medidores, la multa disuasiva debe ser equivalente al costo de la contrastación del parque pendiente, que puede ser aproximado multiplicando el costo promedio de realizar un contraste por el número de contrastes pendientes. De esta manera la empresa tendría incentivos a realizar todas las contrastaciones en lugar de pagar la multa.

Para calcular el monto de la multa, debemos tener en consideración el número de usuarios por empresa concesionaria agrupados por sectores típicos, ya que los costos de realizar un contraste varía entre los diversos sectores típicos, debido a que es más costosa la contrastación en los sectores típicos 3 y 4 (menor densidad) que en los sectores 1 y 2, por que implica mayores costos de transporte.

De acuerdo al Cuadro No 20, las empresas que cuentan con usuarios en el sector típico 1 son solo Edelnor y Luz del Sur, mientras que el resto de empresas tienen usuarios en los sectores típicos 2 y 3, y algunas en el sector típico 4; de éstas últimas destacan Electro Puno y Electro Sur Este que tienen el 36% y el 22% del total de sus usuarios en el sector 4. La mayor concentración de usuarios se encuentra en el sector típico 2, ya que el 45% de los usuarios a nivel nacional, se encuentra en dicho sector.

Para el cálculo del monto de la multa, se tomarán como referencia los costos de mercado de la realización de contrastes. De acuerdo a información proporcionada por empresas contrastadoras autorizadas por INDECOPI los costos de cada contraste varían entre sectores típicos: 25 NS en el sector típico 1, 30 NS en el sector típico 2, 45 NS en el sector típico 3 y 55 NS en el sector típico 4. Considerando la composición por zona de concesión, el costo promedio de realizar un contraste ponderado por la participación de los usuarios en los sectores típicos de la Fijación

Tarifaria del 2001 es de 30.35 Nuevos Soles. Esto implica que los cálculos para los montos de las multas por incumplir con el 5% programado deben calcularse utilizando dicho costo promedio.

Cuadro No 20
Porcentaje de Suministros en Media y Baja Tensión por Sector Típico

| Empresa | Sector Típico (Fijación tarifaria 2001) | | | |
|-------------------|---|--------------|-------------|-------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Edecañete | | 78.5% | 21.5% | |
| Electro Ucayali | | 95.9% | 4.1% | |
| Electro Sur | | 91.0% | 1.9% | 7.1% |
| Electro Oriente | | 80.8% | 19.2% | |
| Electro Puno | | 66.5% | 11.2% | 22.3% |
| Electro Sur Medio | | 91.8% | 2.0% | 6.2% |
| Electro Norte | | 87.5% | 11.9% | 0.7% |
| Electro Sur Este | | 33.8% | 30.3% | 35.9% |
| ENOSA | | 80.5% | 19.5% | |
| SEAL | | 89.9% | 6.1% | 3.9% |
| Electro Centro | | 61.7% | 28.5% | 9.8% |
| Hidrandina | | 90.4% | 8.5% | 1.1% |
| Luz del Sur | 100.0% | | | |
| Edelnor | 91.1% | 8.4% | 0.4% | 0.2% |
| TOTAL | 41.7% | 45.2% | 8.6% | 4.5% |

Fuente: GFE – OSINERG.

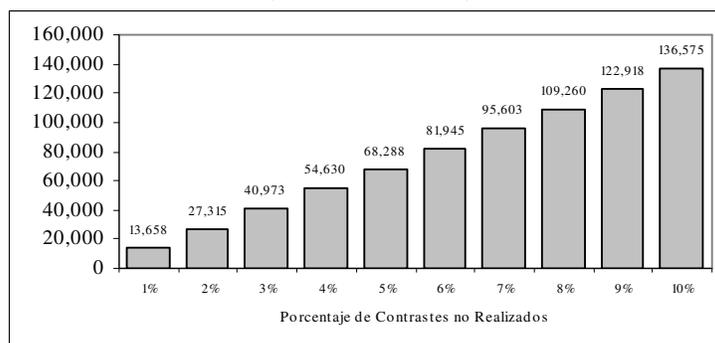
Elaboración: OEE, GFE – OSINERG.

Cuadro No 21
Beneficio Esperado por el Incumplimiento del Programa de Contrastación

| Clasificación de la empresa según el número de usuarios | Beneficio por cada 0.1% de contrastes no realizados (Nuevos Soles) |
|---|--|
| Menos de 20,000 Usuarios | 30.4 |
| De 20,000 a 40,000 Usuarios | 60.7 |
| De 40,001 a 70,000 Usuarios | 106.2 |
| De 70,001 a 100,000 Usuarios | 151.8 |
| De 100,001 a 130,000 Usuarios | 197.3 |
| De 130,001 a 160,000 Usuarios | 242.8 |
| De 160,001 a 190,000 Usuarios | 288.3 |
| De 190,001 a 230,000 Usuarios | 349.0 |
| De 230,001 a 280,000 Usuarios | 424.9 |
| De 280,001 a 330,000 Usuarios | 500.8 |
| De 330,001 a 400,000 Usuarios | 607.0 |
| De 400,001 a 500,000 Usuarios | 758.8 |
| De 500,001 a más Usuarios | 1,365.8 |

Elaboración: OEE, GFE - OSINERG

Gráfico No 9
Beneficio para un Concesionario de más de 500,000 Usuarios
(En Nuevos Soles)



Elaboración: OEE, GFE - OSINERG

Para la construcción del cuadro No 21 se ha utilizado, como referencia, el límite superior de cada intervalo para luego aproximar el monto de la multa por cada 0.1% de contrastes no realizados de la muestra evaluada tomando como referencia dicho valor y el costo promedio de los contrastes. La implementación del esquema anterior para una empresa que tiene más de 500,000 usuarios puede verse en el Gráfico No 9.

Adicionalmente, para tramos por encima del 10% de contrastes no realizados, se ha incrementado el monto de la multa en un 50%, de tal manera de reflejar el daño generado a los usuarios por no realizar los contrastes por encima de dicho valor. Es decir que el cuadro de multas aplicada debe considerar (ver cuadro No 22).

Cuadro No 22
Multas por Incumplimiento del Programa de Contrastación
(En Nuevos Soles)

| Clasificación de la empresa según el número de usuarios | Multa por cada 0.1% de contrastes no realizados | |
|---|---|-----------|
| | 0-10% | 10% a más |
| Menos de 20,000 Usuarios | 30.4 | 45.5 |
| De 20,000 a 40,000 Usuarios | 60.7 | 91.1 |
| De 40,001 a 70,000 Usuarios | 106.2 | 159.3 |
| De 70,001 a 100,000 Usuarios | 151.8 | 227.6 |
| De 100,001 a 130,000 Usuarios | 197.3 | 295.9 |
| De 130,001 a 160,000 Usuarios | 242.8 | 364.2 |
| De 160,001 a 190,000 Usuarios | 288.3 | 432.5 |
| De 190,001 a 230,000 Usuarios | 349.0 | 523.5 |
| De 230,001 a 280,000 Usuarios | 424.9 | 637.4 |
| De 280,001 a 330,000 Usuarios | 500.8 | 751.2 |
| De 330,001 a 400,000 Usuarios | 607.0 | 910.5 |
| De 400,001 a 500,000 Usuarios | 758.8 | 1,138.1 |
| De 500,001 a más Usuarios | 1,365.8 | 2,048.6 |

Elaboración: OEE, GFE - OSINERG

b) Multas por no realizar los contrastes detectados en el muestreo aleatorio de OSINERG

Esta multa es aplicada sobre los contrastes no realizados por la empresa que son detectados mediante el muestreo aleatorio que realizado por el OSINERG durante el semestre de evaluación. Este muestreo es realizado sobre los contrastes que la empresa reporta como realizados, con la finalidad de supervisar el cumplimiento de dichos contrastes⁴⁴.

Una variable clave para determinar el monto de la multa disuasiva por dicho concepto, es el cálculo del beneficio esperado por la empresa por no cumplir con realizar un determinado contraste. Claramente, el beneficio por no realizar un contraste es el costo del contraste mismo, sin embargo, al reportar dicho contraste como realizado, también se está evitando el pagar la multa respectiva que según la forma como es calculado es equivalente al costo del contraste. Adicionalmente, se debe tomar en consideración que el reportar un contraste como realizado cuando en realidad no ha sido hecho, implica que dicho medidor no va a ser contrastado. Es decir que en este caso el beneficio esperado debe ser igual a dos veces el costo de realizar el contraste.

De acuerdo a los criterios anteriormente presentados, además del beneficio esperado para el cálculo de la multa óptima debemos considerar también la probabilidad de detección. Si el muestreo es aleatorio, entonces la probabilidad de detección puede ser aproximada tomando en consideración el tamaño de la muestra utilizada en la fiscalización.

La probabilidad de detectar un contraste no realizado, de un universo de N contrastes reportados por la empresa utilizando un muestreo con tamaño de muestra de n , la probabilidad de detección puede ser aproximada como n/N . De esta manera el monto de la multa a aplicar por encontrar un contraste no realizado del universo de contrastes reportados siguiendo los criterios de disuasión, debería ser igual al beneficio dividido sobre la probabilidad de detección.

$$\text{Multa por Medidor no Contrastado} = \frac{B}{\text{prob}} = \frac{B}{n/N}$$

⁴⁴. Un aspecto que deberíamos tomar en consideración son los posibles errores al momento de construir los indicadores, debido a que estos son contruidos en base a una muestra aleatoria que tiene implícito un margen de error tal como se señalo en el procedimiento de alumbrado público. Sin embargo, al haber tolerancia cero, un margen de error de 1% para un indicador de 0.5% de contrastes no realizados significaría que el verdadero valor podría ser mayor que cero (sería imposible decir que es igual al 0% o menor que cero ya que el muestreo arroja que por lo menos un resultado es no conforme), pero menor que 1.5%. Es decir que debe ser objeto de sanción dado que no hay tolerancias en este aspecto.

De esta manera si en el muestreo detectamos m contrastes no realizados, tenemos que la multa por los m contrastes detectados debería ser igual a m multiplicado por la expresión anterior que representa la multa por medidor no contrastado. Es decir que la multa por no realizar los contrastes.

$$Multa = m \frac{B}{n/N} = \frac{m}{n} \cdot B \cdot N$$

Dado que m/n es la proporción de contrastes no realizados (q) de la muestra fiscalizada podemos expresar la multa por este concepto en función de la proporción de contrastes no realizados de la muestra fiscalizada, el beneficio de cometer la infracción, que es igual a dos veces el costo promedio de realizar el contraste, y en función del número de contrastes realizados, reportado por la empresa.

En resumen, el monto de la multa disuasiva debe ser igual a:

$$Multa = q \cdot B \cdot N$$

Donde:

- q La proporción de contrastes no realizados de la muestra fiscalizada.
- B El beneficio de la empresa por reportar un contraste no realizado como realizado, que es igual a 60.7 NS (2 veces el costo promedio de un contraste).
- N El número de contrastes realizados reportado por la empresa, que es el universo sobre el cual se fiscaliza el aspecto en consideración.

c) *Multas por no reemplazar los medidores defectuosos*

Para el tercer caso, es decir cuando no se reemplacen los medidores que hayan resultado no conformes luego de la contrastación, la multa disuasiva por medidor no reemplazado debería ser mayor o igual al costo del medidor incluidos los costos de instalación más un monto positivo que es equivalente al valor actual de los futuros ingresos derivados de la mala medición de la energía; todo esto dividido entre la probabilidad de detección que viene determinado por el esfuerzo en la fiscalización de este aspecto por parte de OSINERG.

El costo de un medidor electrónico monofásico clase 2 de 220V es de aproximadamente US\$ 25, lo que equivale a 87.5 NS. Si a este monto le adicionamos un cargo por instalación del medidor de 20 NS, tenemos que el costo de reemplazar un medidor sería de aproximadamente 107.5 NS. Debemos considerar también los beneficios adicionales para la empresa de no reemplazar el medidor, estos beneficios vienen dados por la sobrefacturación de la energía consumida. Por ejemplo, puede darse el caso en el cual luego de la contrastación del medidor, se

determine que se este facturando de más en un 5%, y que la facturación promedio utilizando el medidor en mal estado sea de 50 NS. En este caso tendríamos que en realidad se está consumiendo el equivalente a 47.6 NS, por lo que estarían cobrando 2.4 NS mensuales de más⁴⁵.

Para aplicar este esquema, debemos en primer lugar tomar en consideración diversos aspectos, como la facturación promedio por empresa, el número de usuarios, el tamaño de la muestra empleada, el universo fiscalizado y el número de medidores no reemplazados. Utilizando información histórica, podemos estimar los consumos promedio por sector de distribución típico. Según la fijación tarifaria del 2001 para distribución, tenemos los consumos promedios por área de concesión en el Cuadro No 23. Sin embargo, es preciso resaltar que para los cálculos se ha excluido el sistema eléctrico Villacuri por ser un caso atípico en la conformación del sistema eléctrico peruano.

Cuadro No 23
Consumo y Facturación Mensual de Energía Eléctrica

| Sector Típico | Consumo Mensual kWh | Facturación Mensual (Nuevos Soles) |
|---------------|---------------------|------------------------------------|
| 1 | 227.2 | 79.5 |
| 2 | 76.6 | 26.8 |
| 3 | 50.6 | 17.7 |
| 4 | 31.8 | 11.1 |

Fuente: GART - OSINERG
Elaboración: OEE, GFE –OSINERG

Por lo tanto, utilizando el criterio mencionado líneas arriba, podemos aproximar el beneficio que obtiene la empresa por no reemplazar un medidor que presenta errores en la medición de la energía. Para esto una variable muy importante es el porcentaje de desvío que debemos utilizar para el cálculo del beneficio esperado. Utilizando la base de datos de la campaña de contrastes de medidores del 2003, hemos tomado el percentil 99 del total de errores de medida que corresponde a 6.85%, esto con la finalidad de abarcar el 99% de los casos de errores de

⁴⁵. En este caso, si el medidor sigue funcionando en esas condiciones durante un año, recibirá un beneficio adicional de 28.6 NS. Como la directiva establece que cada medidor sea contrastado por lo menos una vez cada 10 años, el medidor con errores de medición podría seguir funcionando por diez años más, hasta ser detectado nuevamente por el regulador, de esta manera el monto de la multa debería ser igual al valor presente del monto de 28.6 soles por un periodo de 10 años.

$$Multa\ Unitaria = \sum_{t=1}^{10} \frac{28.6}{(1+r)^t} + Costo\ del\ Medidor$$

Utilizando como tasa de descuento 12%, tenemos que el monto de la multa debería ser igual a 161.6 Nuevos Soles (el valor presente de los errores de facturación) más el costo de reposición de medidor (107.5 Nuevos Soles), es decir 269.1 NS, este monto debería dividirse entre la probabilidad de detección, que puede aproximarse por n/N , donde n representa el número de observaciones fiscalizadas, y N el universo fiscalizado. Por ejemplo si tenemos que en un semestre se debieron realizar 200 cambios de medidor. Sin embargo, el OSINERG fiscaliza aleatoriamente 40 observaciones de los 200, entonces la probabilidad de detección sería 0.2, lo que implica que la multa que se aplicaría por cada medidor detectado como no cambiado, sería de 1345.48 Nuevos Soles.

medición. Dado que existe una proporción del parque que presenta errores de medición a favor del usuario, es lógico suponer que la empresa concesionaria tenga los incentivos suficientes derivados de las pérdidas debido a la mala facturación para reemplazar estos medidores, por lo que utilizando el valor indicado, estaríamos asegurando que la empresa reemplace todos los medidores de medición, independientemente si están a favor o en contra del usuario. De lo contrario, de tomarse un valor demasiado bajo, la empresa concesionaria solo reemplazaría los medidores que presentan errores de medida menores al valor utilizado. Otra variable utilizada en el análisis es la tasa de descuento. Para este caso vamos a utilizar el 12% establecido como costo de capital para las empresas distribuidoras establecido la Ley de Concesiones Eléctricas.

Cuadro No 24
Cálculo del Beneficio de no Reemplazar Medidores con Problemas de Medición
(En Nuevos Soles)

| Sector típico | Valor presente del error en la facturación | Costo de cambio del medidor | Beneficio esperado por no reemplazar un medidor |
|----------------------|---|------------------------------------|--|
| 1 | 369.3 | 107.5 | 476.8 |
| 2 | 124.5 | 112.5 | 237.0 |
| 3 | 82.3 | 117.5 | 199.8 |
| 4 | 51.7 | 122.5 | 174.2 |

Elaboración: OEE, GFE - OSINERG

El beneficio que obtiene la empresa por no reemplazar un medidor con problemas de medición es presentado en el Cuadro No 24, para cada sector típico. Se puede apreciar en dicho cuadro que el beneficio que obtienen las empresas concesionarias es mayor en las empresas que operan en el sector típico de distribución 1, ya que tienen un mayor consumo promedio, y por lo tanto al haber errores de desvío el monto de la sobrefacturación es mucho mayor que en las empresas que operan en los sectores típicos de distribución 2, 3 y 4. El valor presente de los flujos que recibe la empresa por los errores de medición puede superar incluso el costo del medidor.

Para establecer las multas por no realizar el cambio de medidor, se debe tomar en consideración la proporción de suministros por sector típico de cada empresa concesionaria, así como la probabilidad de detección que depende del esfuerzo desplegado por el OSINERG en la fiscalización de este aspecto, para el cálculo de la probabilidad de detección, deben ser tomados diversos aspectos, tales como el tamaño del lote fiscalizado y el tamaño de la población de medidores con errores de medición del periodo de control.

Dado que el muestreo es aleatorio, una vez determinada la proporción de medidores no reemplazados de la muestra fiscalizada, el monto de la multa debería ser igual a la siguiente expresión.

$$Multa = p \cdot B2 \cdot N$$

Donde:

- B2* Es un importe unitario⁴⁶.
- N* Es el número de medidores que presentaron problemas de medición determinado en el proceso de contrastación de medidores.
- p* Es la proporción de medidores con errores de medición que no fueron reemplazados de la muestra fiscalizada.

IV.3. Procedimiento de Seguridad Pública

Para complementar la normatividad referida a seguridad se viene implementando un procedimiento sobre deficiencias en líneas y subestaciones eléctricas de media tensión cuyo objetivo es reducir los riesgos eléctricos y lograr instalaciones más seguras (procedimiento 011-2004-OS/CD). El procedimiento establece la supervisión periódica de las instalaciones de media tensión (estructuras y tramos de conexión) y subestaciones de distribución, y contempla la imposición de multas cuando los indicadores de deficiencias superen las tolerancias establecidas en el procedimiento.

Multas por Deficiencias en Estructuras de Media Tensión

La norma establece que el indicador de deficiencias no debe exceder el 5% para las deficiencias de riesgo moderado y no deben existir para el caso de las deficiencias de riesgo alto, por lo que deben ser subsanadas en su totalidad. De acuerdo a la exposición metodológica del capítulo 3, para establecer el monto de la multa disuasiva en estructuras de media tensión se debe conocer los costos de subsanación de las deficiencias en dichas estructuras lo cual implica algunas precisiones metodológicas.

El indicador de deficiencias para este caso es obtenido dividiendo el número de estructuras de media tensión que presentan una o más deficiencias sobre el total de estructuras fiscalizadas. Como consecuencia, existe el riesgo de establecer multas que no logren el objetivo de ser disuasivas. Es decir, al basarse en el número de estructuras con deficiencias, el indicador no

⁴⁶. El importe unitario de la por no reemplazo de medidores es mostrado en la siguiente tabla:

| Rango según el número de usuarios | <i>B2</i> |
|-----------------------------------|-----------|
| Menos de 100,000 Usuarios | 207 |
| Entre 101,000 a 200,000 Usuarios | 222 |
| Entre 201,000 a 500,000 Usuarios | 224 |
| Más de 500,000 Usuarios | 466 |

Elaboración: GFE, OEE.

distingue ni el número de éstas ni su gravedad. Por lo tanto, para el cálculo del beneficio esperado por la empresa debemos considerar tanto la heterogeneidad entre los costos de subsanación de las deficiencias, como la posibilidad de que una EMT tenga más de una deficiencia.

Considerando d estructuras con deficiencias sobre un total de n estructuras muestreadas, un costo promedio estimado c de 171.64 NS para instalaciones con “retenidas en mal estado” o “destensadas”, un total de N estructuras en la zona de concesión y un indicador de deficiencias I (equivalente a d/n), tenemos que la multa disuasiva para una empresa neutral al riesgo es⁴⁷:

$$B = I . c . N$$

Donde:

- M Es la multa por empresa.
- I Es el indicador de deficiencias en EMT (d/n) calculada en base a información muestral.
- c Es el costo promedio de subsanar una EMT con deficiencias.
- N Es el número total de EMT del concesionario.

Utilizando estos criterios podemos establecer rangos en función al número de EMT de las empresas de distribución y montos unitarios por cada 0.1% del indicador de deficiencias para aproximar el beneficio esperado de cada concesionario.

Cuadro No 25
Beneficio Esperado del Concesionario

| Clasificación según el Número de Estructuras de Media Tensión | Monto por cada 0.1% de deficiencias por encima del límite permitido |
|--|--|
| Menos de 500 EMT | 86 |
| De 500 a 1,000 EMT | 172 |
| De 1,001 a 3,000 EMT | 515 |
| De 3,001 a 5,000 EMT | 858 |
| De 5,001 a 10,000 EMT | 1,716 |
| De 10,001 a 15,000 EMT | 2,575 |
| De 15,001 a 20,000 EMT | 3,433 |
| De 20,001 a 25,000 EMT | 4,291 |
| De 25,001 a 30,000 EMT | 5,149 |
| De 30,001 a 40,000 EMT | 6,866 |
| Más de 40,000 EMT | 8,582 |

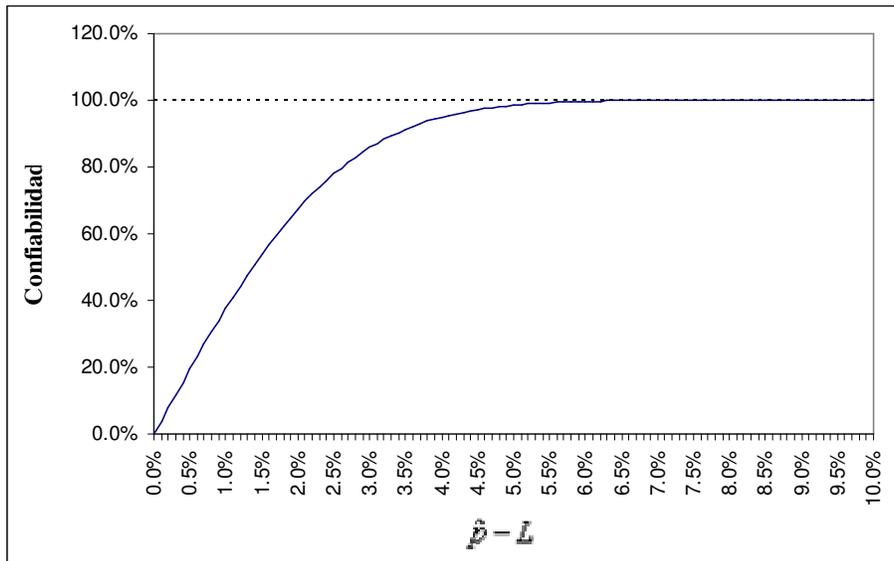
Elaboración: GFE, OEE - GFE

⁴⁷. Se está asumiendo la probabilidad de fiscalización de una empresa es uno debido a que ha programado la fiscalización del total de empresas. En caso que esta probabilidad de fiscalización de empresas sea menor a 1, el monto de las multas debe ser mayor al beneficio esperado por el concesionario.

El Cuadro No 25 presenta los montos del costo evitado esperado considerando los valores máximos de los rangos para el número de estructuras de media tensión.

Al igual que en el caso de alumbrado público, es necesario tomar en cuenta los posibles errores que se pueden cometer al estimar la proporción de EMT con deficiencias. Como se ha señalado anteriormente, esto se debe a que el muestreo tiene implícito un margen de error y un nivel de confiabilidad. La metodología seguida es similar al caso de alumbrado público con la diferencia que en esta ocasión el margen de error es mayor.

Grafico N° 10
Margen de Error y Confiabilidad



Elaboración: OEE - OSINERG

El Gráfico No 10 muestra la relación entre la confiabilidad y el margen de error considerando fijos el tamaño de muestra y la varianza. El gráfico muestra que la confiabilidad es casi completa cuando el parámetro de tolerancia L supera el 4%. En esta perspectiva, en el tramo de L a L+4%, se debe ajustar la multa con la finalidad de poder reflejar el error de estimación. Utilizando los resultados de este análisis se puede determinar que el promedio de la confiabilidad en el tramo de 5% a 6% es de aproximadamente 19%, por lo que la multa en el tramo de 5% a 6% debería ser el 19% del monto de la multa calculada previamente; en el tramo de 6% a 7% es de aproximadamente 55%; en el tramo de 7% a 8% el promedio de la confiabilidad es de 78%; en el tramo de 8% a 9% la confiabilidad promedio es de 92%; para valores superiores al 9% el promedio de la confiabilidad es casi 100% por lo cual en este tramo se debería cobrar el íntegro del beneficio esperado por cada concesionaria. El cuadro No 26 muestra las multas que resumen estos aspectos.

Cuadro No 26
Multa por Deficiencias en Estructuras de Media Tensión
(Riesgo Moderado)

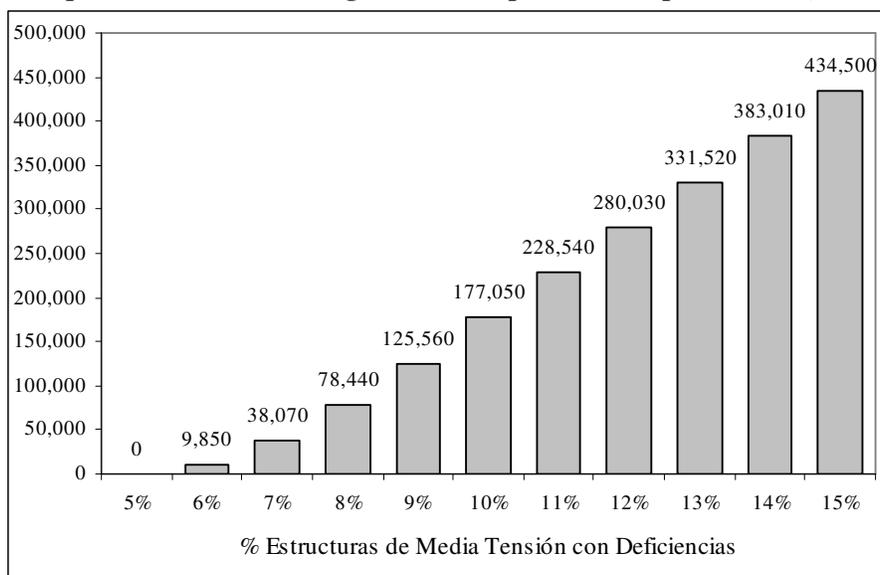
| Clasificación según el Número de Estructuras de Media Tensión | > L y <= | > L+1% | > L+2% | > L+3% | |
|---|----------|--------|--------|--------|--------|
| | L+1% | y <= | y <= | y <= | > L+4% |
| | | L+2% | L+3% | L+4% | |
| Menos de 500 EMT | 16 | 47 | 67 | 79 | 86 |
| De 500 a 1,000 EMT | 33 | 94 | 135 | 157 | 172 |
| De 1,001 a 3,000 EMT | 98 | 282 | 404 | 471 | 515 |
| De 3,001 a 5,000 EMT | 164 | 470 | 673 | 785 | 858 |
| De 5,001 a 10,000 EMT | 328 | 941 | 1,346 | 1,571 | 1,716 |
| De 10,001 a 15,000 EMT | 492 | 1,411 | 2,019 | 2,356 | 2,575 |
| De 15,001 a 20,000 EMT | 657 | 1,881 | 2,691 | 3,141 | 3,433 |
| De 20,001 a 25,000 EMT | 821 | 2,351 | 3,364 | 3,926 | 4,291 |
| De 25,001 a 30,000 EMT | 985 | 2,822 | 4,037 | 4,712 | 5,149 |
| De 30,001 a 40,000 EMT | 1,313 | 3,762 | 5,383 | 6,282 | 6,866 |
| Más de 40,000 EMT | 1,642 | 4,703 | 6,728 | 7,853 | 8,582 |

Fuente: GFE-OSINERG

Elaboración: GFE, OEE - OSINERG

Por ejemplo, si en el muestreo de estructuras de media tensión a una empresa concesionaria que tiene 28,000 EMT, se determina que el 8.5% de sus EMT tienen deficiencias de riesgo moderado, entonces la multa a aplicar es sobre el 3.5% en exceso del límite establecido, es decir sería igual a 102,000 NS. Similarmente, si consideramos diversos porcentajes de EMT con deficiencias, podemos observar gráficamente las multas por deficiencias de riesgo moderado.

Grafico No 11
Multas por Deficiencias de Riesgo Moderado para una Empresa con 33,000 EMT



Fuente: GFE-OSINERG

Elaboración: GFE, OEE - OSINERG

Asimismo, como se especifica en la reciente directiva de seguridad pública, no existen tolerancias para las deficiencias de riesgo alto, razón por la cual toda deficiencia encontrada es objeto de multa. Utilizando la información de deficiencias reportada por las empresas se puede observar que la mayor incidencia (30.9%) se encuentra en la referida a la falta de un aislador de tracción o de conexión de puesta a tierra en la EMT. De acuerdo a estimados esta deficiencia implica un costo de subsanación de 84.12 Nuevos Soles. La segunda deficiencia importante (22.3%) se refiere a los postes sean estos de concreto (deteriorados con fierro visible y corroído), de madera (apolillados o podridos), o de fierro (rajaduras o agujeros en la base), y con un costo de subsanación promedio de 1,715.51 NS. Considerando estos dos casos e información de las restantes deficiencias se puede obtener un costo promedio de subsanar una deficiencia de riesgo alto en una estructura de media tensión es igual a 757.67 Nuevos Soles. Este promedio puede ser un referente inicial para la escala de multas y sanciones, debiendo sin embargo, ser perfeccionado para desagregar la heterogeneidad o actualizado para reflejar la composición de deficiencias. El Cuadro No 27 muestra el monto de la multa por cada 0.1% de deficiencias.

Cuadro No 27
Multa por Deficiencias en Estructura de Media Tensión
(Riesgo Alto)

| Clasificación según el Número de Estructuras de Media Tensión | Monto por cada 0.1% de deficiencias |
|---|-------------------------------------|
| Menos de 500 EMT | 379 |
| De 500 a 1,000 EMT | 758 |
| De 1,001 a 3,000 EMT | 2,273 |
| De 3,001 a 5,000 EMT | 3,788 |
| De 5,001 a 10,000 EMT | 7,577 |
| De 10,001 a 15,000 EMT | 11,365 |
| De 15,001 a 20,000 EMT | 15,153 |
| De 20,001 a 25,000 EMT | 18,942 |
| De 25,001 a 30,000 EMT | 22,730 |
| De 30,001 a 40,000 EMT | 30,307 |
| Más de 40,000 EMT | 37,884 |

Elaboración: GFE, OEE - OSINERG

Multas por Deficiencias en Subestaciones de Distribución

En el caso de las SED la mayor incidencia de deficiencias de riesgo moderado (63.9%) se relaciona con la falta o inadecuada señalización de riesgo eléctrico, lo que representa un costo de subsanación estimado de 12.71 NS. Le sigue en importancia la deficiencia relacionada a la resistencia de puesta a tierra (14.7%) con un costo estimado de subsanación de 200.46 NS. Con esta información y considerando las restantes deficiencias se calcula que el costo de

subsanción promedio es de 89.01 NS. El cuadro No 28 muestra la multa en función la confiabilidad y el número de subestaciones.

Cuadro No 28
Multa por Deficiencias en Subestaciones de Distribución
(Riesgo Moderado)

| Clasificación según el Número de Subestaciones de Distribución | > L y <= | > L+1% | > L+2% | > L+3% | > L+4% |
|--|----------|-----------|-----------|-----------|--------|
| | L+1% | y <= L+2% | y <= L+3% | y <= L+4% | |
| Menos de 50 SED | 1 | 2 | 3 | 4 | 4 |
| De 50 a 100 SED | 2 | 5 | 7 | 8 | 9 |
| De 1,01 a 500 SED | 9 | 25 | 35 | 41 | 45 |
| De 501 a 1,000 SED | 17 | 49 | 70 | 81 | 89 |
| De 1,001 a 1,500 SED | 26 | 73 | 105 | 123 | 134 |
| De 1,501 a 2,000 SED | 34 | 98 | 140 | 163 | 178 |
| De 2,001 a 2,500 SED | 43 | 122 | 175 | 204 | 223 |
| De 2,501 a 3,000 SED | 51 | 146 | 209 | 244 | 267 |
| De 3,001 a 4,000 SED | 68 | 195 | 279 | 326 | 356 |
| De 4,001 a 6,000 SED | 102 | 293 | 419 | 489 | 534 |
| De 6,001 a 8,000 SED | 136 | 390 | 558 | 651 | 712 |
| Más de 8,000 SED | 153 | 439 | 628 | 733 | 801 |

Fuente: GFE-OSINERG

Elaboración: GFE, OEE - OSINERG

Al igual que en el caso de las deficiencias de riesgo alto en estructuras de media tensión, la directiva establece que no hay tolerancia para las deficiencias de riesgo alto. Considerando deficiencias relacionadas al tablero y cajas de medición sin conexión de puesta a tierra (16.1%) con un costo estimado de subsanción de 230.22 NS, al mal estado de puertas y chapas (12.9%), con un costo estimado de subsanción de 210 NS, entre otros, se tiene que el costo promedio de subsanción de deficiencias es 576.16 NS.

Cuadro No 29
Multa por Deficiencias de Riesgo Alto en SED por cada 0.1% en el Indicador

| Clasificación según el Número de Estructuras de Media Tensión | Monto por cada 0.1% de deficiencias |
|--|--|
| Menos de 50 SED | 29 |
| De 50 a 100 SED | 58 |
| De 1,01 a 500 SED | 288 |
| De 501 a 1,000 SED | 576 |
| De 1,001 a 1,500 SED | 864 |
| De 1,501 a 2,000 SED | 1,152 |
| De 2,001 a 2,500 SED | 1,440 |
| De 2,501 a 3,000 SED | 1,728 |
| De 3,001 a 4,000 SED | 2,305 |
| De 4,001 a 6,000 SED | 3,457 |
| De 6,001 a 8,000 SED | 4,609 |
| Más de 8,000 SED | 5,185 |

Fuente: GFE-OSINERG

Elaboración: GFE, OEE - OSINERG

Utilizando el costo promedio de subsanar una deficiencia, podemos construir la escala de multas y sanciones siguiendo los mismos criterios empleados anteriormente. Esto implica expresar el beneficio esperado por el concesionario para cada 0.1% del indicador. Según el Cuadro No 29, por ejemplo, si tenemos el caso de una empresa de distribución que cuenta con 6,500 SED y un indicador de deficiencias de riesgo alto de 1.5%, el monto de la multa será igual a 69,135 NS (15 x 4,609).

Multas por Exceder el Indicador de Deficiencias en Tramos de Media Tensión

En el caso de los tramos de media tensión, el indicador de deficiencias de riesgo moderado y alto no es un porcentaje, sino que esta expresado como el número de deficiencias por kilómetro de red aérea de media tensión. Las tolerancias están establecidas en 5 deficiencias por kilómetro para deficiencias de riesgo moderado, mientras que para las deficiencias de riesgo alto no existen tolerancias, es decir que toda deficiencia debe ser objeto de multas y subsanadas en su totalidad.

Para analizar el beneficio que obtiene un concesionario por sobrepasar las tolerancias de riesgo moderado establecidas en el procedimiento de seguridad pública se analiza el caso particular en el cual solo existe un tipo de deficiencia. En este caso, dada la forma como se calcula el indicador, si en un área de concesión con N kilómetros de red aérea de media tensión se tiene un indicador de k deficiencias por kilómetros, esto implica que en toda el área de concesión, existe un total de $k \cdot N$ deficiencias. Bajo el supuesto que cada deficiencia tiene un único costo de c NS, el beneficio por no subsanar las deficiencias hasta el límite establecido l es⁴⁸:

$$B = c \cdot (k-l) \cdot N$$

Para el caso en el cual se tiene una única deficiencia, el costo dejado de invertir por subsanar las deficiencias sería una función del costo de subsanar la deficiencia y el número de kilómetros de red del concesionario. Según la información de las empresas, existe una alta incidencia de las deficiencias por conductores que incumplen distancias mínimas de seguridad con respecto a instalaciones de servicio particular (SP) y Alumbrado Público (AP) con un costo de subsanación de 954 NS, mientras que solo el 3.6% de las deficiencias reportadas corresponde a incumplimientos de conductores (DMS) respecto a instalaciones de SP y AP, cuyos costos estimados de subsanación son de 50 NS. Según esta información, el costo promedio ponderado

⁴⁸. Se esta asumiendo que la probabilidad de detección es igual a 1.

de subsanación de deficiencias es igual a 921.64 NS, lo que permite calcular la escala de multas y sanciones siguiendo los mismos criterios empleados anteriormente. Esto implica expresar el beneficio esperado por el concesionario para cada 0.1% del indicador.

Cuadro No 30
Multa por Deficiencias en Tramos de Media Tensión
(Riesgo Moderado)

| Clasificación según los Km. de red Aérea | > L y <= L+1 | > L+1 y <= L+2 | > L+2 y <= L+3 | > L+3 y <= L+4 | > L+4 |
|---|--------------|----------------|----------------|----------------|---------|
| Menos de 50 Km. de Red Aérea | 881 | 2,525 | 3,613 | 4,216 | 4,608 |
| De 50 a 200 Km. de Red Aérea | 3,526 | 10,101 | 14,452 | 16,867 | 18,433 |
| De 201 a 500 Km. de Red Aérea | 8,815 | 25,252 | 36,129 | 42,166 | 46,082 |
| De 501 a 1000 Km. de Red Aérea | 17,630 | 50,504 | 72,258 | 84,332 | 92,164 |
| De 1,001 a 1,500 Km. de Red Aérea | 26,445 | 75,756 | 108,387 | 126,499 | 138,246 |
| De 1,501 a 2,000 Km. de Red Aérea | 35,260 | 101,008 | 144,516 | 168,665 | 184,328 |
| De 2,001 a 3,000 Km. de Red Aérea | 52,890 | 151,512 | 216,773 | 252,997 | 276,492 |
| De 3,001 a 4,000 Km. de Red Aérea | 70,520 | 202,017 | 289,032 | 337,330 | 368,657 |
| De 4,001 a 6,000 Km. de Red Aérea | 105,780 | 303,025 | 433,548 | 505,995 | 552,985 |
| De 6,001 a 8,000 Km. de Red Aérea | 141,040 | 404,033 | 578,063 | 674,660 | 737,313 |
| Más de 8,000 Km. de Red Aérea | 176,301 | 505,041 | 722,579 | 843,325 | 921,641 |

Elaboración: OEE, GFE - OSINERG

De acuerdo al Cuadro N° 30, las multas están expresadas por cada 0.1 de deficiencias por kilómetro por encima de la tolerancia establecida, es decir, si por ejemplo tenemos que durante el semestre el indicador de deficiencias por TMT para un concesionario que cuenta con 1,800 Km. de red aérea de media tensión es de 5.3 deficiencias por kilómetro, entonces la multa debería ser igual a 105,780 NS $(26,445 * (5.3 - 5) * 10)$.

En las deficiencias de riesgo alto, dado que no hay tolerancias a los indicadores, todas las deficiencias son objeto de multa. Según la información disponible, la mayor incidencia (44.3%) se refiere a conductores que incumplen distancias mínimas de seguridad respecto a una edificación lo que implica un costo estimado de subsanación de 2,510.93 NS. Le sigue en importancia el incumplimiento de distancias mínimas de seguridad de conductores a ramas de árboles (29.8%) con un costo estimado de subsanación de 31 NS. En base a esta y otra información se puede construir el costo promedio ponderado de subsanación de deficiencias, utilizando como ponderador la participación por tipo de deficiencia. Dicho costo promedio es 1,541.56 NS. Con esta información se calcula la escala de multas y sanciones, siguiendo los mismos criterios empleados anteriormente. Esto implica expresar el beneficio esperado por el concesionario para cada 0.1 deficiencias por kilómetro tal como se muestra en el Cuadro No 31.

Cuadro No 31
Multa por Deficiencias en Tramos de Media Tensión
(Riesgo Alto)

| Clasificación según los Km. de red Aérea | Monto por cada 0.1 deficiencia por kilómetro |
|---|---|
| Menos de 50 Km. de Red Aérea | 7,708 |
| De 50 a 200 Km. de Red Aérea | 30,831 |
| De 201 a 500 Km. de Red Aérea | 77,078 |
| De 501 a 1000 Km. De Red Aérea | 154,156 |
| De 1,001 a 1,500 Km. de Red Aérea | 231,233 |
| De 1,501 a 2,000 Km. de Red Aérea | 308,311 |
| De 2,001 a 3,000 Km. de Red Aérea | 462,467 |
| De 3,001 a 4,000 Km. de Red Aérea | 616,622 |
| De 4,001 a 6,000 Km. de Red Aérea | 924,933 |
| De 6,001 a 8,000 Km. de Red Aérea | 1,233,244 |
| Más de 8,000 Km. de Red Aérea | 1,541,555 |

Elaboración: OEE, GFE - OSINERG

V. Conclusiones

Conclusiones Generales

La supervisión de la calidad del servicio eléctrico es una de las principales actividades realizadas por el organismo regulador en la industria eléctrica. No obstante, la actividad de supervisión ha recibido poca atención por parte de la literatura económica debido a factores institucionales, a las características inéditas que la actividad tiene en el caso de la economía peruana o posiblemente, a la falta de estadísticas confiables, entre otros. Todos estos aspectos hacen que el presente documento sea un primer paso en el estudio de la problemática de la supervisión de la calidad en la industria eléctrica peruana.

La evaluación de los resultados del proceso de supervisión en el sector eléctrico peruano sugiere que el desempeño de la industria en lo referente a la calidad del servicio eléctrico sea poco satisfactorio. De un lado, la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía (2003) mostró que existe una mala percepción de la calidad del servicio eléctrico en un porcentaje importante de usuarios residenciales. De otro lado, consistente con los resultados de la encuesta, distintos indicadores de la calidad técnica, calidad comercial y calidad del alumbrado público para el mismo periodo muestran un alto porcentaje de lámparas de alumbrado público sin funcionar adecuadamente, zonas con problemas de continuidad del servicio, heterogeneidad en los niveles de calidad entre áreas de concesión, discrepancias en las estadísticas, entre otros.

De acuerdo a diversos especialistas de la GFE estos resultados poco satisfactorios resultan de una estrategia que ha pretendido ser *docente*: mostrando las deficiencias y sugiriendo soluciones. Más aún, el proceso de supervisión ha sido realizado sin tomar en cuenta un número de aspectos básicos para una supervisión efectiva que lleve a una mejora en la calidad del servicio. Entre los problemas más importantes, además de las derivadas de la propia NTCSE, puede señalarse la ausencia de indicadores útiles, la ausencia de un esquema de disuasión que utilice adecuadamente las estadísticas, la modificación de parámetros de calidad, problema de asignación de responsabilidades y el no cumplimiento de la normatividad.

Un primer problema es la existencia de indicadores mal elaborados o la no existencia de indicadores, lo cual no permite hacer una evaluación o seguimiento aceptable de los efectos de la fiscalización. Este es el caso de la exclusión de suministros con problemas de tensión de las muestras tomadas en la supervisión del siguiente período que genera claramente un sesgo de selección si las probabilidades de problemas en un suministro esta serialmente correlacionada.

Este también es el caso de las interrupciones donde no existen indicadores que sean válidos para comparaciones internacionales en el período previo al 2002 debido a que los indicadores se construían tomando como referencia únicamente a los usuarios compensados. En este caso, además, la construcción de un indicador de interrupciones basado principalmente en reportes telefónicos sesga el indicador debido a los bajos niveles de penetración telefónica en el país, el cual es especialmente importante en poblaciones de bajos ingresos.

En lo referente a la calidad comercial existe un problema con los indicadores calculados en la fiscalización regular de aspectos como precisión de la medida de energía. En este caso las empresas que deben aplicar ellas mismas un programa de selección de muestras proporcionado por el organismo regulador pueden escoger en la práctica la muestra a ser supervisada de acuerdo a sus intereses. Asimismo, las muestras utilizadas tienen un tamaño establecidos en la normatividad y no reflejan criterios estadísticos válidos. Otro problema con los indicadores de precisión de la medida de energía tiene que ver con la no utilización de ponderadores de acuerdo al consumo de energía.

En el tema del alumbrado público la existencia de una supervisión basada en indicadores de luminancia e iluminancia suponen un procedimiento complejo y poco útil en relación al problema más relevante que es el no funcionamiento de las unidades de alumbrado público. Al igual que en el caso de la supervisión de precisión de la medida, las muestras establecidas en la normatividad y basadas en un cálculo proporcional no satisfacen criterios estadísticos estándares, lo que afecta la confiabilidad de los resultados.

Un segundo problema consiste en la existencia de esquemas de disuasión que no han sido adecuadamente diseñados o esquemas que no han sido diseñados para ser disuasivos. Este es el caso de la no expansión de resultados de la supervisión a la población en el caso de las compensaciones por problemas de tensión. Este también parece ser el caso de las interrupciones donde las compensaciones no han incentivado mejoras en la calidad del servicio, el cual, consecuentemente, tiene bajos estándares.

Un tercer problema tiene que ver con la modificación de parámetros de calidad. En el caso de las perturbaciones el cambio sucesivo de los estándares mínimos de calidad ha coincidido con resultados aceptables de la calidad en este aspecto. Sin embargo, es posible que estos resultados se deban más a las modificaciones de los parámetros que a un mejor desempeño de las empresas.

Un cuarto problema tiene que ver con la asignación de responsabilidades. Este es el caso del pago que deben recibir las empresas de distribución de transmisores o generadores que disputan entre sí su responsabilidad en la ocurrencia de interrupciones. Este también ha sido el caso de los problemas de definición de interrupciones por *fuera mayor*.

Un quinto problema tiene que ver con el cumplimiento de la normatividad. Este es el caso del reemplazo de medidores establecidos en la normatividad, el cual, al no cumplirse incrementa la probabilidad de error en la medición, la cual a su vez puede ser no observada por el regulador en las muestras presentadas por las empresas.

Asimismo, como se puede inferir de los procedimientos de supervisión, ésta ha carecido de una metodología apropiada que no ha permitido cubrir en forma equilibrada todas las zonas de concesión y tratar de manera coherente los distintos temas supervisados.

En respuesta a resultados poco satisfactorios es necesario realizar modificaciones que permitan mejoras en un horizonte de tiempo relativamente corto. Estas mejoras deben partir de un cambio en el enfoque de supervisión hacia un esquema que enfatice los resultados más que el control del cumplimiento de los procedimientos en las empresas del sector. Asimismo, este esquema debe ser implementado con una mejor comprensión del rol de la supervisión en el esquema de regulación y con el desarrollo de un esquema general de supervisión de carácter económico que enfatice la racionalidad de las empresas y se fundamente en sanciones disuasivas.

De otro lado, los instrumentos de la supervisión – el esfuerzo de fiscalización, las multas administrativas, otros instrumentos de sanción – deben ser potenciadas con un adecuado uso de las estadísticas, la sistematización del enfoque entre las distintas industrias y entre las distintas áreas de cada industria, la determinación simultánea de los instrumentos de supervisión y, de manera importante, con la consecución rápida de resultados, lo cual permitirá a su vez corregir los parámetros del esquema para su mejor aplicación en el período siguiente. Todos estos aspectos deben contribuir con las ganancias de eficiencia en el esquema de supervisión que se expresará en menores costos de supervisión dado un nivel de resultados, en mejores resultados dado el presupuesto de la actividad o en menores costos y mejores datos.

Conclusiones Específicas

Alumbrado Público

Las innovaciones en la supervisión del sector eléctrico tratadas en este documento se han iniciado en el área de alumbrado público, razón por la cual los resultados iniciales obtenidos en este tema constituyen actualmente la principal evidencia de los efectos de la aplicación de la nueva estrategia de supervisión. Como se explica a continuación estos resultados son consistentes con los objetivos de tener una supervisión disuasiva y eficiente.

En primer lugar, los resultados iniciales de la aplicación del nuevo esquema de supervisión muestran que el porcentaje de unidades de alumbrado sin funcionar ha descendido, luego de la aplicación del nuevo esquema, de un porcentaje superior al 11% en el año 2003, a niveles de 5% y 3.5% en el primer y segundo semestre del año 2004 respectivamente. Esta respuesta al esquema de incentivos es generalizada en las distintas empresas.

En segundo lugar, consistente con el descenso de las infracciones, las multas aplicadas también descienden lo que muestra el carácter disuasivo del esquema. Es decir, en equilibrio se debe cumplir la normatividad, deben existir niveles de calidad altos y, por ende, las multas aplicadas deben ser poco significativas.

En tercer lugar, las mejoras en los resultados tienen efectos positivos sobre la supervisión en los siguientes períodos. De un lado, la disminución en el porcentaje de deficiencias reduce la varianza implícita por lo que también se reduce el tamaño de muestra óptimo en cada empresa y consecuentemente los gastos de supervisión. Es decir, existe un elemento de eficiencia dinámica en la supervisión. De otro lado, el logro de resultados permite ajustar los parámetros del esquema de supervisión para continuar mejorando la calidad del servicio (fijando estándares de calidad más altos) y aumentando la eficiencia de la supervisión (disminución de costos y asignación de recursos a otras tareas).

Calidad del Producto: Calidad de la Tensión

La fiscalización de este atributo de la calidad del servicio eléctrico debe ser mejorada en lo que respecta a la representatividad de las muestras utilizadas. Por lo tanto se debería modificar la normativa con la finalidad de que el tamaño de muestra sea establecida por el OSINERG siguiendo procedimientos estándares de muestreo en los que se tengan controlados un margen

de error y un nivel de confianza estadística. Ello con la finalidad de que de los resultados obtenidos se pueda inferir la calidad del servicio eléctrico del total de la población y que no sean válidos solo para la muestra seleccionada.

Un segundo aspecto relacionado con el procedimiento de muestreo utilizado se refiere a la exclusión en el muestreo de los alimentadores en los que la mala calidad de tensión se encuentra pendiente de ser levantada. Tal como se mencionó anteriormente, esto puede sesgar los resultados por lo que deben ser incluidos en el proceso de selección aleatoria de las unidades a ser evaluadas ya que según los resultados de la teoría estadística, para que el muestreo sea útil y permita realizar inferencias con respecto a la población en general todas las unidades de la población deben tener la misma probabilidad de ser seleccionadas en la muestra.

El monto establecido por compensaciones debe ser revisado, ya que al parecer, tal como refleja el creciente número de suministros con mala calidad pendiente de ser levantado, estos montos podrían ser demasiado bajos. La Oficina de Estudios Económicos del OSINERG tiene previsto en su plan operativo la valorización de diversos aspectos de la calidad del servicio eléctrico encaminados a proponer mejoras normativas así como realizar un análisis costo beneficio de las medidas destinadas a mejorar los diversos aspectos de la calidad del servicio eléctrico involucrados.

Otro aspecto que debe ser tomado en cuenta es que la forma como se ha establecido la fiscalización, supervisión y control de este aspecto de la calidad, no tiene sentido económico como mecanismo de provisión óptimo de calidad, ya que tal como se mencionó anteriormente, sólo se compensa a los usuarios que son afectados en la muestra fiscalizada. Sin embargo existen muchos más usuarios con problemas de calidad de tensión que no son compensados. Utilizar las compensaciones como mecanismo de provisión óptima de calidad sólo tiene sentido si es que es posible identificar y compensar a todos los usuarios afectados, para que de esta manera la empresa internalice los costos de la mala calidad y esto conlleve a una asignación óptima de calidad según el marco conceptual desarrollado. Por lo tanto, es necesaria una revisión de la normatividad en lo que respecta a la calidad de tensión. Dado que es imposible identificar a la totalidad de usuarios con mala calidad de tensión para que de esta manera puedan ser compensados, se puede complementar el mecanismo basado en muestreo con un sistema de penalidades o multas en función al porcentaje de suministros de mala calidad que permitan internalizar los costos de la mala calidad de la tensión de manera efectiva.

Calidad del Producto: Calidad del Suministro

En este tema no parece ser necesario el registro automático de todas las interrupciones en BT para tener una estadística adecuada del nivel de este problema para dichos clientes sino una adecuada supervisión del registro de interrupciones. Esta supervisión puede llevarse a cabo por medio de distintas acciones:

- Supervisión del registro de interrupciones mediante la instalación de medidores automáticos de interrupciones (relevadores) de manera aleatoria y representativa de la incidencia de interrupciones en la población. Esta medida no es difícil de implementar ya que la instalación de estos equipos no es muy costosa.
- Supervisión del adecuado registro de las interrupciones por medio de fiscalizadores especiales que recopilen información sobre interrupciones en determinadas zonas de manera directa (encuestas, etc.), de modo que esta información pueda cruzarse con la reportada por las empresas.
- Implementación de una auditoría de la base de datos de reclamos telefónicos. Dado que el registro de interrupciones se basa en la información recogida en esta base de datos, su auditoría resulta fundamental para garantizar un adecuado registro de las interrupciones. Para verificar el adecuado levantamiento, se pueden realizar campañas en las cuales se contraste el registro de llamadas que se sabe han sido efectuadas (p. e. llamadas de prueba de fiscalizadores). De forma complementaria se puede pedir a los usuarios (mediante campañas informativas) que presenten sus reclamos telefónicos por interrupciones al OSINERG, con la finalidad de disponer de una base de datos adicional que permita hacer cruces de información con los reportes de las empresas.
- Contrastación efectiva de información con otras fuentes donde se registren interrupciones. En este tema se puede cruzar la información de interrupciones con las mediciones de calidad de producto (p. e. tensión) con el reporte de fallas en el SEIN realizado por el COES y con la información de clientes en MAT y AT (que pueden ser incluso clientes libres) que tienen registro automático de interrupciones. Asimismo, en este sentido, cobra importancia la interacción entre las diferentes unidades de la GFE que reciben información de calidad de suministro de parte de las empresas. En particular, la unidad del COES, que recibe información de fallas del SEIN, debería coordinar con la unidad de calidad del servicio de modo que la información de fallas a nivel de SEIN se cruce con el reporte de interrupciones de cada empresa.

- Construcción de un registro de interrupciones en el caso de los clientes libres. Debido a la naturaleza de este tipo de usuarios, el registro de sus interrupciones es más confiable, lo cual constituye una valiosa fuente de información adicional que puede permitir refinar la auditoría del registro de las interrupciones de las empresas.

Asimismo, el procesamiento de los datos de la fiscalización debe orientarse a reflejar los niveles de calidad del suministro de la población en general. En este sentido, no sólo debe representar los niveles de calidad para el promedio de clientes en BT, sino también considerar las interrupciones para clientes en MT y AT. Esto puede incorporarse tomando en cuenta la energía consumida por cada tipo de consumidor, de manera que la importancia relativa de cada uno se incorpore también en los indicadores. Por otro lado, también debe tenerse en cuenta la dispersión de la distribución de interrupciones entre la población. Por ejemplo, pueden identificarse zonas críticas en las cuales el problema de las interrupciones sea más agudo o casos donde los indicadores alcanzan valores extremos (suministro con mayor número de interrupciones).

Con respecto a la normatividad de calidad de suministro, sería importante que el OSINERG inicie un proceso de revisión de los niveles de compensaciones establecidos en la NTCSE, en la medida que su desempeño puede verse limitado por un nivel inadecuado de compensaciones. Un primer paso consistiría en realizar estimaciones del costo ocasionado por los cortes de energía a los diferentes usuarios. En el caso de los consumidores residenciales se podría optar por usar encuestas basadas en la metodología de la Valoración Contingente, ya que esta ha presentado mejores resultados que el uso de métodos indirectos. Por su parte, la estimación del daño generado a los consumidores comerciales e industriales requeriría de encuestas específicas donde se recabe información sobre la reducción de la vida útil de las maquinarias y las pérdidas ocasionadas por la paralización de los procesos de producción o reducción de las ventas, asociadas a las interrupciones del servicio eléctrico.

Es importante aclarar la asignación de responsabilidades que realiza el COES en el caso de fallas en generación/transmisión. En este sentido sería adecuado que la responsabilidad por fallas compartidas en generación y distribución sea realizada por una tercera parte, de modo que se mantenga la cadena de pagos de compensaciones. Del mismo modo, se debería resolver la controversia sobre la responsabilidad de las empresas de transmisión en el pago de compensaciones por interrupciones, de modo que se hagan cargo de las compensaciones relacionadas con las interrupciones generadas por fallas en sus líneas, lo que actualmente no ocurre.

Finalmente, es importante tomar en cuenta las restricciones que las empresas estatales pueden estar enfrentando. La dependencia de la aprobación del FONAFE para la realización de nuevas inversiones, y la escasez de incentivos de los empleados para una operación más eficiente, pueden ser factores externos al marco regulatorio de la calidad que pueden estar afectando los resultados obtenidos. En este sentido, se hace necesaria una evaluación de las restricciones a las que se enfrentan las empresas distribuidoras de propiedad estatal, ya que es ahí donde se presentan mayores problemas de calidad de suministro (interrupciones).

Calidad Comercial: Precisión de Medida de Energía

Es necesario revisar la normativa en lo que respecta al tamaño de la muestra a ser contrastada, de tal manera que los resultados sean más representativos de la población. La selección del tamaño de muestra debe utilizar información sobre la heterogeneidad de la población (varianza) para hacer que los resultados sean cada vez más precisos y se mantenga controlado el margen de error del muestreo. Esta metodología debería implicar el incremento del tamaño de la muestra en el caso de empresas suministradoras con un número reducido de clientes. Dado que estas empresas pueden enfrentar restricciones financieras para cumplir este nuevo estándar, podría evaluarse la posibilidad de usar algún mecanismo de financiamiento que les permita cubrir los requerimientos adicionales. Una alternativa a evaluarse sería el uso de recursos propios del OSINERG.

Adicionalmente se debe hacer efectiva la estratificación de la muestra prevista en la NTCSE. Al dividir la muestra en estratos se puede asignar un mayor número de contrastes en segmentos donde la varianza sea mayor, logrando resultados más eficientes en términos de precisión y uso de recursos, porque con el mismo número de contrastes se podría obtener menores márgenes de error. Para poder realizar la estratificación se debe contar con una base de datos de medidores clasificados por tipo, antigüedad, marca y opción tarifaria del cliente, a fin de determinar los segmentos donde la varianza sea mayor.

Es también necesario implementar un procedimiento de auditoría en la selección de la muestra para asegurar la aleatoriedad de la misma. El proceso de selección podría seguir siendo realizado por las empresas suministradoras, pero con programas proporcionados por el OSINERG que no puedan ser modificados ni manipulados.

Asimismo se hace indispensable evaluar la implementación de un proceso de fiscalización de los resultados que reportan las empresas contrastadoras, con la finalidad de eliminar cualquier incentivo para presentar resultados inexactos. Esto no implica necesariamente tener que auditar todo el proceso de contrastes como se ha venido realizando durante los últimos meses, sino que se debe buscar que implementar un sistema de fiscalización que no sea predecible por las empresas contrastadoras y en donde el valor esperado de la sanción sea mayor que el beneficio de la contrastadora de presentar resultados inexactos.

El problema de incentivos al que se enfrentan las contrastadoras, derivado de su dependencia económica con las suministradoras, podría reducirse si fuera el OSINERG quien asigne a las empresas que van a realizar el proceso de contrastación previsto en la NTCSE. Un mecanismo que podría utilizarse es el basado en licitaciones públicas que busquen el mínimo costo. La asignación debería basarse en un criterio objetivo, pudiendo realizarse inicialmente de manera aleatoria.

Un resultado importante de la literatura de las infracciones muestra la relevancia de instrumentos de disuasión como las multas. No obstante existir estas consideraciones en la NTCSE y la escala de Multas y Sanciones de Electricidad, actualmente no se hace un uso efectivo de multas y sanciones, existiendo un rezago en su aplicación. Estas multas deben ser aplicadas de tal manera que reflejen el costo esperado de invertir en mejorar la calidad de medición para que no sea más rentable para la empresa pagar la multa y seguir sin solucionar el problema de medición de la energía. Adicionalmente, es necesario estandarizar los procedimientos administrativos de aplicación de multas y sanciones, con la finalidad de dar mayor celeridad a la aplicación de las mismas.

En la medida que los resultados obtenidos por la campaña de contrastes de medidores del OSINERG no pueden ser utilizados para imponer multas ni sanciones por no estar contemplados en la normatividad, se hace necesario formalizar el uso de esta información. En particular, no es aceptable en lo absoluto el argumento de que el organismo regulador está sesgado al hacer las mediciones.

La Agenda Pendiente

Como se ha señalado anteriormente, este documento constituye un primer paso en el análisis de la supervisión en el sector eléctrico peruano. Existen naturalmente numerosos aspectos que deben ser analizados y gradualmente implementados. Entre estos aspectos debe mencionarse la evaluación de la relación entre los parámetros de la supervisión y los parámetros de la regulación. Más específicamente, en la medida que se implementa en el lado de la regulación un esquema de incentivos basado en costos eficientes la idea de un estándar de calidad dado para la supervisión parece ser una solución adecuada. Sin embargo, existen varios aspectos que deben ser analizados.

En primer lugar, es necesario evaluar si los parámetros establecidos en la norma técnica de la calidad del servicio eléctrico reflejan bien las preferencias medias de los usuarios y si existe una importante heterogeneidad. La evaluación permitirá evaluar diferentes esquemas de compensaciones para diferentes tipos de clientes (por potencia o tensión contratada) y diferentes niveles de tolerancias de acuerdo con diferentes zonas de distribución (en lo referente a la necesidad de inversión para mantener los mismos niveles de calidad)⁴⁹.

En segundo lugar, es importante evaluar la capacidad de las empresas para responder al esquema de incentivos implícito en los instrumentos del esquema de supervisión, así como la capacidad del organismo regulador de implementar dichos esquemas. En este tema es central analizar tanto el problema de agencia común que surge de un esquema de regulación que provee incentivos y de la dependencia de diversas instituciones del sector público (FONAFE, OSINERG, MEM), como el problema de agencia en el propio organismo regulador.

En tercer lugar, debe analizarse la relevancia en términos de bienestar de los resultados de una supervisión basada en multas disuasivas y la que corresponde a un esquema basado en el daño generado por las infracciones. La evaluación de estos esquemas es necesaria debido a que el esquema de sanciones óptimas privilegia conceptualmente al daño de una infracción, la cual, sin embargo, es difícil de implementar.

En cuarto lugar, es necesario evaluar en detalle el funcionamiento de un esquema con estándares mínimos de calidad. La falta de información por parte de los consumidores eléctricos es una segunda justificación para la regulación de la calidad. Más específicamente, la complejidad tecnológica y las características del servicio eléctrico hacen que un consumidor usualmente no

⁴⁹ Ver en Gallardo, Quiso y Vásquez (2005) una revisión de los métodos de valoración de los servicios en el sector energético.

tenga información o certeza en una diversidad de aspectos relacionados al servicio como la correcta medición de su consumo, los efectos de la generación eléctrica sobre el medio ambiente, los distintos componentes de la tarifa, el tratamiento de bienes públicos como los servicios complementarios, entre otros. Estos aspectos de la calidad llevados a un entorno más competitivo pueden generar un problema de selección adversa en el sentido del trabajo seminal de Akerlof (1970)⁵⁰.

En quinto lugar, en la medida que numerosas empresas de distribución son de naturaleza estatal, debe tenerse en cuenta también aspectos que se derivan del propio funcionamiento del sector público como el impacto económico de normas que no son establecidas en un momento óptimo. Asimismo, es necesario considerar las restricciones que se derivan de la interacción con otras instituciones como las municipalidades en temas de tipos de vías e intensidad de iluminación.

En sexto lugar, es necesario desagregar el modelo de supervisión desarrollado en este documento. En el mismo no se diferencia explícita y detalladamente los aspectos directamente relacionados con los parámetros de la NTCSE y su cumplimiento de aquellos relacionados propiamente con la estrategia de supervisión. Como nos ha sido sugerido por los lectores del

⁵⁰ En esta perspectiva, en mercados donde existe asimetría de información entre vendedores y compradores, la calidad promedio ofrecida en equilibrio puede ser menor a la socialmente deseable debido a que los productos o servicios de mayor calidad no reciben un pago suficiente, por lo que pueden salir del mercado. Es decir, se produce el fenómeno de selección adversa. En esta línea, Leland (1979) muestra que estos estándares mínimos de calidad pueden llevar a mejorar el bienestar social debido a que se minimizan situaciones donde bienes de muy baja calidad desplacen a los bienes de buena calidad. Los estándares mínimos, sin embargo, pueden tener efectos negativos sobre el bienestar en un contexto donde los problemas de información no son tan relevantes porque tienden a excluir a consumidores de los servicios o productos localizados en el tramo inferior de la curva de demanda (demanda por menor calidad).

También en un contexto de información asimétrica, Besanko, Donnenfeld y White (1987) estudian el caso de un monopolista discriminador en presencia de consumidores heterogéneos. En un contexto de discriminación de segundo grado el monopolista ofrece una canasta de bienes o servicios con diferentes calidades buscando un proceso de auto-selección de los consumidores. Como en diversos modelos de diseño de mecanismos, el monopolista no conoce las preferencias individuales pero conoce como estas están distribuidas a través de la población. El monopolista produce diferentes variedades que le permiten segmentar el mercado entre aquellos que están dispuestos a pagar más y aquellos que tienen una menor preferencia por la calidad o una mayor sensibilidad al precio. El monopolista discriminador genera dos distorsiones con respecto a la asignación socialmente óptima: algunos consumidores son inducidos a comprar calidad que están debajo del óptimo y otros son excluidos del mercado. En este caso, la reducción de la calidad es utilizada como un mecanismo para segmentar el mercado (el típico problema de la degradación de la calidad). Los autores analizan el impacto que los estándares mínimos de calidad o los precios máximos tienen en el beneficio social neto. El resultado es que la aplicación de estándares mínimos de calidad siempre reducen el deterioro de la calidad, pero esto resulta en la exclusión de ciertos consumidores del mercado con respecto a la situación de no regulación. Por otro lado, la aplicación de un estándar máximo reduce los deterioros en la calidad para consumidores que tienen baja disposición a pagar por la calidad, pero incrementa la distorsión para aquellos consumidores que tienen una alta disposición a pagar por ella.

trabajo en una siguiente etapa sería conveniente distinguir en el modelo de supervisión los efectos causados por cada uno de estos aspectos.

Finalmente, son necesarios estudios que vinculen más explícitamente los procesos de regulación de tarifas y supervisión. Entre otros, esta revisión no sólo debe privilegiar el estudio de las características de los esquemas de regulación actualmente vigentes, sino también la evaluación de esquemas de regulación alternativos como los precios tope y sus efectos en la provisión de la calidad.

VI. Bibliografía

Akerlof, G. (1970) «The Market for Lemons: Quality Uncertainty and the Market Mechanism» *Quarterly Journal of Economics* Vol. 84, pp. 488 - 500.

Allan, R. (1995) “Power System Reliability. An Introduction and Overview”. EES-UETP course: Distribution automation, load management and quality of supply. Universidad Politécnica de Valencia. Secretaría de la EES-UETP: IIT – Universidad Pontificia Comillas de Madrid.

Besanko, D., Donnenfeld, S. y White, L. (1987) “Monopoly and Quality Distortion: Effects and Remedies”. *The Quarterly Journal of Economics*. Vol. 102, N° 102, N°4, pp. 743-768.

Billington, R. y Lakhanpal, D. (1996) “Impacts of Demand-Side Management on Reliability Cost/Reliability Worth Analysis”. *IEE Proc. Gener. Transm. Distr.*, Vol. 143 (3), pp. 225 – 231.

Billington, R., G. Wacker y E. Wojczynski (1983) “Comprehensive Bibliography of Electrical Service Interruption Costs”. *IEEE Transaction*, PAS-102, pp. 1831 – 1837.

Bollen, M. (2000) “Understanding Power Quality Problems” IEEE - Wiley-Interscience.

Dammert, A., J. Gallardo y A. Vásquez (2004) “Esquemas de Multas y Sanciones en el Sector Hidrocarburos”. Documento de Trabajo No 27. OEE-OSINERG. Mimeo.

Department of Trade and Industry (2002) “Energy: Its Impact on the Environment and Society”. Informe disponible en <http://www.dti.gov.uk>.

Gallardo, J. y L. Bendezú (2003) “Percepción de las Actividades de OSINERG: La Calidad de los Servicios de Hidrocarburos y Electricidad”. OEE-OSINERG. Mimeo.

Gallardo, J., L. Quiso y A. Vásquez (2005) “Valorización de la Calidad de Servicios en el Sector Energético”. Documento de Trabajo No 21. OSINERG. En elaboración.

Laffont, Jean-Jacques (1994) “The New Economics of Regulation Ten Year After”. *Econometrica*, Vol. 62, Issue 3, pp 507-537.

Leland, H. (1979) “Quacks, Lemons, and Licensing: A Theory of Minimum Quality Standards”. *The Journal of Political Economy*. Vol. 87, No 6.

Kariuki, K. y R. Allan (1996) “Applications of Customer Outage Costs in System Planning, Design and Operation”. *IEE Proc. Gener. Transm. Distr.*, Vol. 143 (4), pp. 305 – 312.

Lynch, J., T. Buzas y S. Berg (1994) “Regulatory Measurement and Evaluation of Telephone Service Quality”. *Management Science*, Vol. 40 (2), pp. 169 – 194.

Munasinghe, M. y M. Gellerson (1979) “Economic Criteria for Optimizing Power System Reliability”. *The Bell Journal of Economics*, Vol. 10 (1), pp. 353 – 365.

Munasinghe, M. (1980) “Costs Incurred by Residential Electricity Consumers Due to Power Failures”. *The Journal of Consumer Research*, Vol. 6, No. 4. pp. 361-369.

OSINERG - Gerencia de Fiscalización Eléctrica (2003) “Procedimiento para Atención de Deficiencias y Fiscalización del Servicio de Alumbrado Público”. Resolución de Consejo Directivo N° 192-2003.

OSINERG - Gerencia de Fiscalización Eléctrica (2004) “Procedimiento para Fiscalización de Contrastación y/o Verificación de Medidores de Electricidad”. Resolución de Consejo Directivo N° 005-2004-OS/CD.

OSINERG - Gerencia de Fiscalización Eléctrica (2004) “Procedimiento de Fiscalización y Subsanación de Deficiencias en Instalaciones de Media Tensión y Subestaciones de Distribución Eléctrica por Seguridad Pública”. Resolución de Consejo Directivo N° 011-2004.

Quintanilla, E. (2004) “Supervisión en el Sector Eléctrico”. Ponencia en Primera Convención de Empresas Regionales de Distribución Eléctrica. Cuzco.

Rivier Abbad, J. (1999) “Calidad del Servicio. Regulación y Optimización de Inversiones”. Tesis Doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia Comillas de Madrid.

Rosenfeld, P. (2003) “Análisis del Sistema y Procedimientos de Fiscalización Eléctrica”. Mimeo.

Rainieri, R. y H. Rudnick (1997) “Analysis of Service Quality Standards for Distribution Firms” en: F. Morande y R. Rainieri (editores) *Regulation and Competition: The Electric Industry in Chile*. Ilades – Georgetown University.

Shapiro, C. (1983) «Consumer Information, Product Quality, and Seller Reputation» *Quarterly Journal of Economics* Vol. 98, pp. 659 - 680.

Sheshinski, E. (1976) “Price, Quality and Quantity Regulation in Monopoly Situations”. *Economica*, New Series, Vol. 43, N°170, pp. 127-137.

Spence, M. (1975) “Monopoly, Quality and Regulation”. *The Bell Journal of Economics*, Vol. 6 (2), pp. 417 – 429.

Sullivan, M., T. Vardell, B. Suddeth y A. Vojdani (1996) “Interruption Costs, Customer Satisfaction and Expectations for Service Reliability”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11 (2).

UNIPEDA (1990) “Quality of Service and Its Cost”. Distribution Study Committee.

Urbiztondo, S. (2000) “La Regulación de la Calidad en el Servicio Eléctrico: Una Evaluación en Base a Principios Teóricos y la Experiencia Internacional”. Trabajo presentado en el Encuentro de la Asociación Argentina de Economía Política, Córdoba.

Westley, G. D. (1984) “Electricity Demand in a Developing Country”. *The Review of Economics and Statistics*, Vol. 66, No. 3, pp. 459-467.

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG
Oficina de Estudios Económicos - 2004**

Equipo de Trabajo

José Gallardo Gerente de Estudios Económicos.

Especialistas:

Raúl Pérez-Reyes Espejo Economista Principal.

Raúl García Carpio Especialista en Regulación Económica.
Sector Eléctrico.

Arturo Vásquez Cordano Especialista en Organización Industrial.
Sector Hidrocarburos.

Luis Bendezú Medina Especialista en Econometría.

Lennin Quiso Córdova Especialista en Supervisión.

Asistente Administrativo:

Clelia Bandini Malpartida

Practicantes:

Emerson Barahona Urbano Sector Eléctrico.

Fritza Cabrera Loayza Sector Hidrocarburos.