

## **I. DIRECCIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD, AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO SANITARIO**

La Dirección conformada por los Departamentos de Agua Potable y Alcantarillado Sanitario, Análisis Económico y Financiero, Gestión Ambiental, Mercado Mayorista de Electricidad y Normas Técnicas, durante el año 2008 realizó las siguientes actividades, agrupadas según departamento.



## **A. Departamento de Agua Potable y Aguas Servidas**

Durante el año 2008 se dio prioridad a la verificación y cumplimiento de las disposiciones existentes en esta materia.

### **1. Inspecciones:**

Se realizaron las siguientes inspecciones:

- 115 inspecciones en los distritos de Panamá, San Miguelito, Arraiján y La Chorrera para verificar el cumplimiento por parte del IDAAN de los programas de abastecimiento parcial de agua potable por medio de carros cisternas y por ajustes de válvulas en las respectivas redes de distribución.
- 142 inspecciones para atender denuncias presentadas por los usuarios por deficiencias en el suministro de agua potable y desbordes de aguas servidas.
- 95 inspecciones para verificar que los consumos de agua potable facturados por IDAAN a sus clientes, corresponden con el consumo real de cada uno de ellos.
- 43 inspecciones a agencias comerciales que mantiene el IDAAN en todo el país, para verificar el cumplimiento de los precios aprobados por ASEP para el cobro del suministro e instalación de medidores de consumo de agua.

## 2. Colección de Muestras para Análisis:

Se colectaron 1522 muestras en 117 comunidades del país a fin de verificar la calidad del agua potable distribuida por prestadores públicos y privados regulados por ASEP. El 41% de las muestras fueron colectadas en el área de Panamá Metropolitana, 15% en Chiriquí, 11% en Coclé y el sector de Panamá Oeste con 10%.

Del total de muestras colectadas, 1411 se tomaron de la red de distribución y 111 corresponden a muestras tomadas a carros cisternas. En términos generales, los resultados de los análisis de las muestras fueron satisfactorios. En el siguiente cuadro se presenta un resumen de las Inspecciones y Análisis de Muestras que se hicieron en el 2008.

Descripción	Unidad de Medida	Logro Anual	Cobertura
Verificación del cumplimiento de los Programas de Suministro Parcial de Agua Potable por medio de carros cisternas y sectorización	N° de Inspecciones	115	Distritos de Panamá, San Miguelito, Arraiján, La Chorrera y Chepo
Atención de denuncias públicas	N° de Inspecciones	142	A nivel nacional
Verificación del cumplimiento de los precios aprobados por ASEP para el cobro a los clientes del IDAAN de los cargos por el suministro e instalación de medidores de consumo de agua potable	N° de Inspecciones	43	A nivel nacional
Verificación que los consumos de agua potable facturados por IDAAN sus clientes correspondan con el consumo real de cada uno de ellos	N° de Inspecciones	95	A nivel nacional
<b>Toma de muestras de la calidad de agua potable suministrada</b>	<b>N° de Muestras</b>	<b>1,522</b>	
1.-Por medio de la red de distribución	N° de Muestras	1,411	A nivel nacional
2.-Promedio de carros cisternas	N° de Muestras	111	Distritos de Panamá, San Miguelito, Arraiján, La Chorrera y Chepo

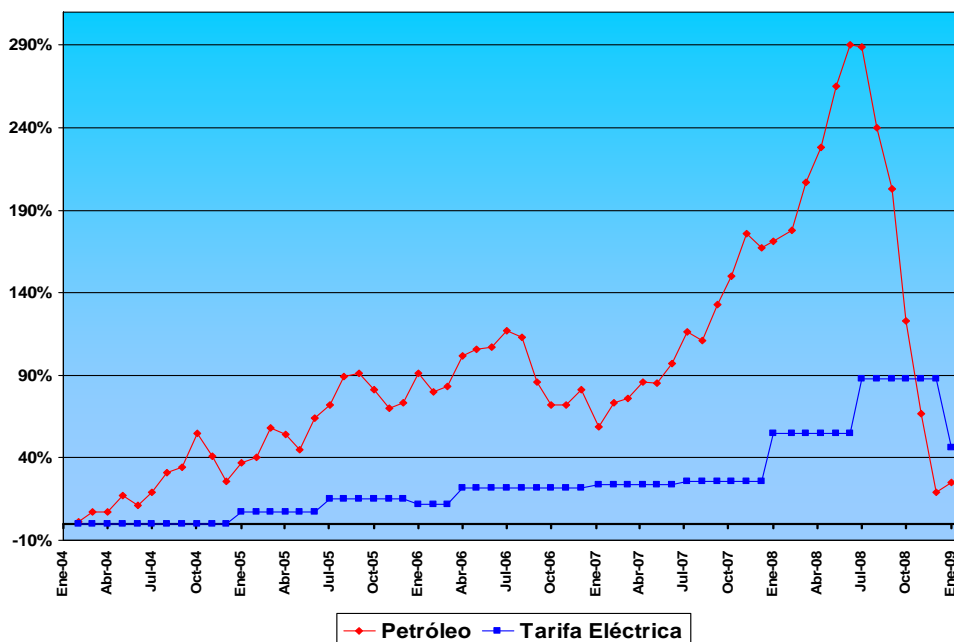
## **B. Departamento de Análisis Económico y Financiero**

1. Revisiones semestrales y mensuales de las actualizaciones tarifarias de las tres (3) empresas distribuidoras y anual para la Empresa de Transmisión Eléctrica.
2. Se realizó una auditoria a las 3 empresas distribuidoras para verificar la aplicación de la tarifa. Esto incluye la verificación de la aplicación correcta de los descuentos a jubilados, de la aplicación de los subsidios otorgados por Ley y de los aportes suministrados por el Estado a través del Fondo de Estabilización Tarifaria.
3. Revisión de los Estados Financieros de las empresas del Sector Eléctrico con el fin de comprobar la sostenibilidad y rendimiento de cada una de la Empresas.
4. Se inició el proceso para la revisión del reglamento de Transmisión, cuya propuesta fue revisada en una audiencia pública, y el establecimiento de la tarifa de Transmisión que deberá regir a partir de julio de 2009 a junio de 2013.
5. Evaluación y análisis de las inversiones en transmisión, de la planta general de ETESA, las inversiones del Hidromet y del CND para la determinación de la tarifa de transmisión para el próximo período tarifario.
6. Análisis y evaluación de los cargos de conexión a transmisión de las instalaciones de agentes del mercado
7. Respecto al comportamiento de las tarifas por el servicio eléctrico en el año 2008, con respecto al 2007, se tiene lo siguiente:

7.1 Se dio seguimiento a los precios internacionales de los combustibles y a los costos de generación y ver sus efectos en la tarifa. En el año 2008 hubo un aumento significativo principalmente por los constantes aumentos en los costos de generación, ocasionados por:

- El aumento del precio internacional del combustible, el cual en el mes de julio alcanzó un costo de B/147.00 el barril WTI. La variación porcentual del precio del combustible fue la siguiente:

**Variación Porcentual del Precio del Petróleo y el Precio Promedio de la Energía Eléctrica Facturado Según Tarifa en Panamá (Datos Base = Enero 2004)**



Precio promedio de la energía eléctrica de los años 2008 y 2009

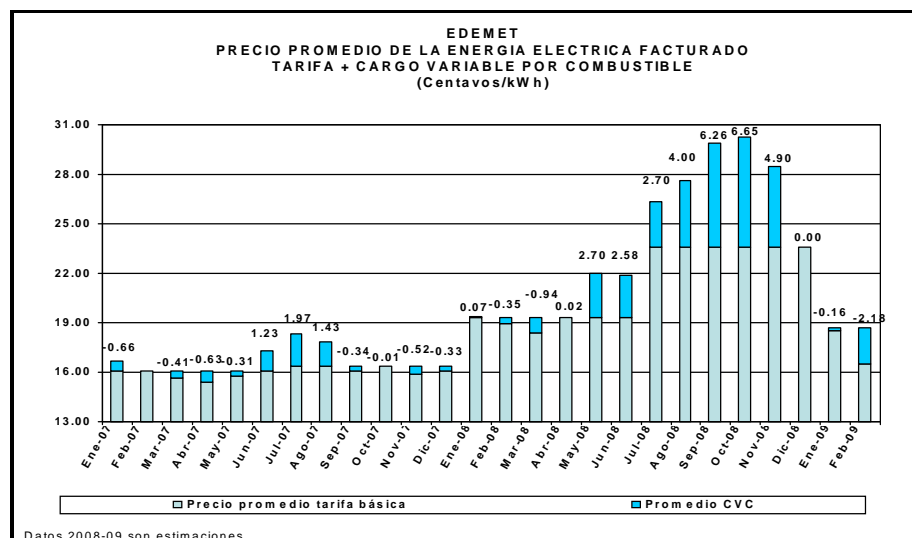
- El aumento del costo del mercado ocasional, causado por el aumento del precio del combustible aunado a la escasez de agua para producir con las plantas hidroeléctricas en los meses de abril y mayo conllevó a tener que sustituirla con plantas más ineficientes y de alto costo de generación.

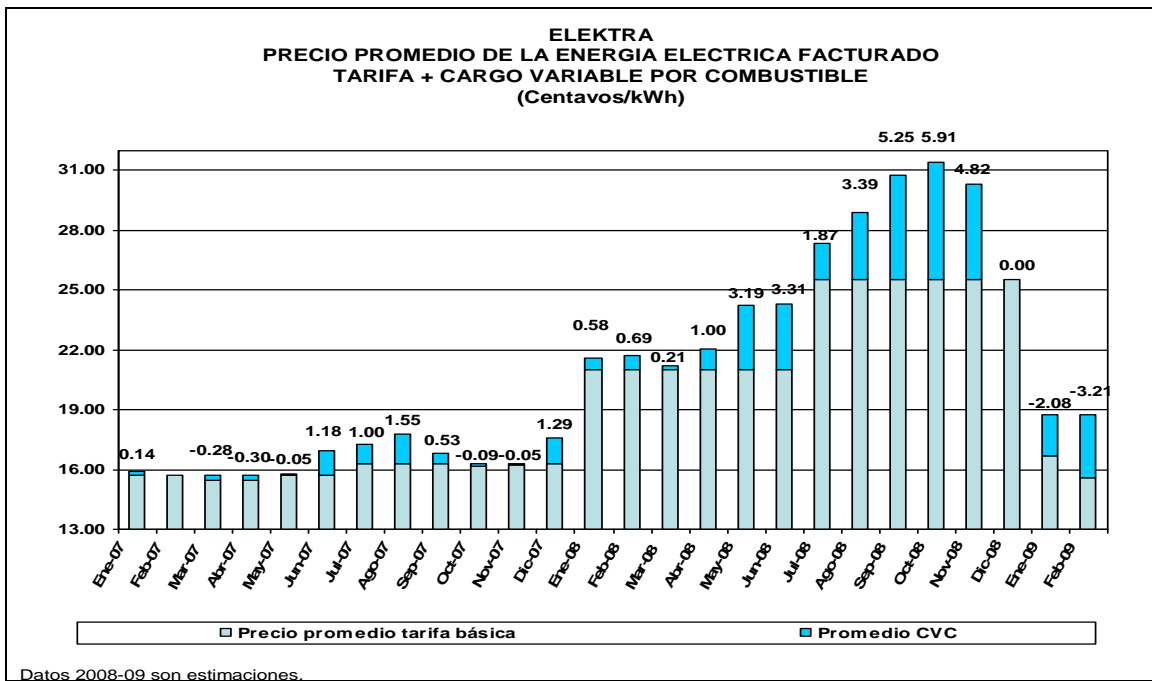
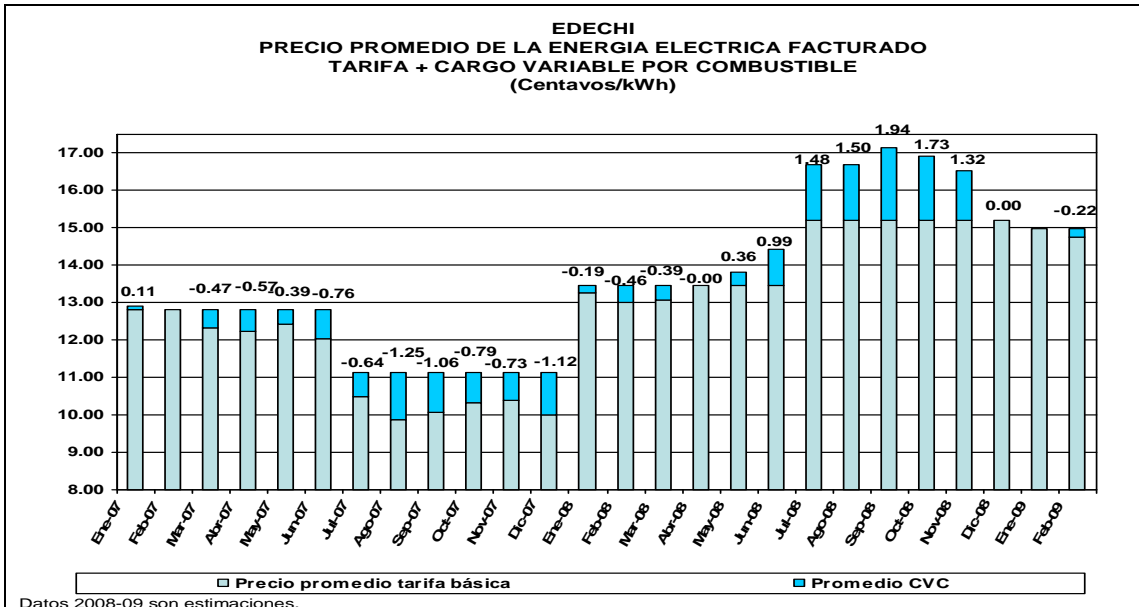
El costo de generación evolucionó de la siguiente forma:

COSTO DE GENERACIÓN POR DISTRIBUIDORA (B/-MWh)				
DISTRIBUIDORA	2007	2008		2009
		I sem	II sem	I sem
EDEMET	116.23	175.68	132.74	118.71
ELEKTRA	111.77	178.67	165.97	111.92
EDECHI	69.15	87.88	79.92	87.25
<b>PROMEDIO TOTAL</b>	<b>110.90</b>	<b>170.07</b>	<b>141.25</b>	<b>113.27</b>

7.2. El alto costo en generación en los meses de abril y mayo, ocasionó que se modificara transitoriamente el procedimiento de actualización mensual parcial de las tarifas para permitir redistribuir el impacto de estos meses críticos, a efectos de prorratear el cargo variable de combustible en más meses y reducir este cargo.

La evolución del precio promedio de las tarifas por empresa fue la siguiente:





7.3. En los últimos meses de 2008, el costo de combustible bajó y además el Estado compró un seguro (*hedge*) para cubrir las variaciones del precio

del combustible bunker del golfo por encima de los B/. 50.00, que pone un precio tope a la tarifa de los clientes, por lo cual se espera que para el año 2009 no haya aumentos en el precio.

## **C. Departamento de Gestión Ambiental**

### **1. Concesiones y Licencias:**

1.1.Evaluación técnica de 40 solicitudes de concesión de generación para centrales hidroeléctricas, doce de las cuales son proyectos nuevos cuyas solicitudes se cancelaron por incumplimientos diversos de los promotores originales de los proyectos.

1.2Análisis de los aspectos técnicos y de procedimiento relativos a 41 solicitudes de licencias para generación eólica y diez (10) solicitudes de licencia para generación termoeléctrica, una de ellas para utilizar carbón como combustible.

1.3Se evaluaron 64 solicitudes de prórroga de los plazos concedidos para obtener los documentos necesarios para otorgar las correspondientes concesiones y/o licencias de generación de electricidad y se verificaron 36 cambios propuestos en las coordenadas de ubicación de los diversos componentes de los proyectos, cronogramas, anexos a contratos, etc.

## **2. Estudios de Impacto Ambiental:**

2.1 En el período se evaluaron 64 Estudios de Impacto Ambiental y 36 ampliaciones de este tipo de estudios. Los Estudios de Impacto Ambiental aprobados por la ANAM son un requisito para obtener las concesiones y licencias de generación de electricidad.

## **3. Inspecciones:**



Foto: Personal de la ASEP en inspección al túnel del proyecto Bajo Mina

3.1 Se realizaron dos rondas de inspección a los 15 proyectos que se encuentran en construcción (centrales hidroeléctricas y termoeléctricas), en el primer y segundo semestre del año. También se trabajó en la inspección y evaluación de los casos de establecimiento de servidumbres

de líneas de transmisión y de adquisición forzosa de terrenos para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos.

3.2. También se trabajó en la inspección y evaluación de los casos de establecimiento de servidumbres de líneas de transmisión y de adquisición forzosa de terrenos para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos.



Foto: Instalación de conducción en el proyecto Algarrobos



Foto: Avance del proyecto hidroeléctrico Mendre



Foto:Turbina en casa de máquinas del proyecto Concepción

## **D. Departamento de Mercado Mayorista de Electricidad**

### **1. Operación del Sistema**

- 1.1. Se realizó un estudio para determinar el Costo de la Energía No Suministrada (CENS), por parte de la empresa Mercados Energéticos. Como resultado de dicho estudio se estableció un nuevo costo de la Energía No Suministrada para la operación integrada en 1.85 el \$/kWh.
- 1.2. Se ha dado un seguimiento cercano al desempeño del mercado mayorista, la ASEP ha iniciado participación en las reuniones del Comité Operativo y Despacho Semanal, para conocer de primera mano las incidencias del mercado eléctrico.

1.3. Se efectuó un seguimiento cercano a la reciente crisis energética, tomando acciones concretas como el Reglamento de Autoabastecimiento y el Informe de la ASEP.

## **2. Mercado Mayorista de Electricidad**

2.1. Se revisaron y aprobaron diversos pliegos de compra de potencia y energía

2.2. Se supervisaron los siguientes Actos de Libre Concurrencia para la compra de energía y/o potencia por parte de las empresas distribuidoras:

- Edemet y Elektra 01-08: Es el acto más importante realizado hasta la fecha, ya que del mismo se produjo la contratación de suministro por 100 MW a partir del año 2012 y cerca de 350 MW, a partir del año 2013, a precios competitivos, dado que la adjudicación fue 100% a empresas de generación hidro.
- Edemet y Edechi 02-08: Para la compra y venta de potencia firme y energía requerida para el año 2009.
- Elektra 024 y 025: Para la compra y venta de potencia firme y energía requerida para el año 2009.
- Edemet Elektra 027-08 y 028-08 para la compra de excedente de energía generada no contratada, para el período que va desde el 1 de enero al el 31 de diciembre de 2009, obteniendo precios de contrato de energía, más bajos que los del mercado ocasional.
- Elektra 026 para la compra de potencia firme y energía asociada para los sistemas aislados, con el fin de garantizar el suministro a las zonas apartadas del país no conectadas al Sistema

Interconectado Nacional. En este acto se logró la adjudicación a una nueva empresa que ofertó un precio menor al actual. La duración de este contrato será de 10 años.

- 2.3. Se revisaron y comentaron los informes Anuales de Contratación de las tres empresas distribuidoras.
- 2.4. Se revisaron para registro los contratos de suministro resultantes de los diversos Actos de Libre Concurrencia.
- 2.5. Se supervisó el proceso de asignación del Servicio Auxiliar de Reserva a Largo Plazo.
- 2.6. Se revisó para aprobación, el Informe de Confiabilidad para 2009 y el Informe Indicativo de Demanda 2009 -2018.
- 2.7. Se llevó a cabo una revisión de las Reglas Comerciales y se preparó un informe con importantes modificaciones a las mismas, para luego realizar una Audiencia Pública en el año 2009.

### **3. Reglamento de Transmisión**

- 3.1 Se efectuaron modificaciones al Reglamento de Transmisión, con el fin de adecuarlo a los nuevos requerimientos del mercado, es decir, el acceso de un nuevo prestador del servicio de transmisión.
- 3.1. Se colaboró con el Departamento de Análisis Financiero en la revisión del Régimen Tarifario de Transmisión, para el período desde julio 2009 hasta junio 2013.
- 3.2. Se analizó y se aprobó el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) del año 2008, el cual servirá para determinar la base de capital que ETESA utilizará en el cálculo tarifario 2009 -2013. Sobre este aspecto se ha procurado optimizar las inversiones de transmisión y

evitar aquellas que no sean necesarias, pero a la vez ubicar en el tiempo aquellas que si se requieran garantizando así el abastecimiento de la demanda.

#### **4. A nivel Regional**

- 4.1. Se inició el proceso de Armonización del Marco Normativo Nacional con el Mercado Eléctrico Regional (MER), para lo cual se contrató una consultoría técnica y jurídica. Cabe destacar que Panamá es el primer país de la región en tomar dicha iniciativa, incluso antes que la CRIE, lo que permitirá tener un criterio más documentado al momento en que la CRIE aborde el problema e inclusive, en virtud de la reciprocidad, solicitar medidas similares a las que se apliquen en Panamá.
- 4.2. Se participó activamente y en conjunto con el organismo regulatorio de Colombia, en el proceso de Armonización Regulatoria para la Interconexión Eléctrica de Panamá con Colombia y con el Mercado Eléctrico Regional Centroamericano. Esto incluyó la administración de un contrato con la firma Red Eléctrica Internacional, el cual fue financiado mediante una cooperación técnica del BID.
- 4.3. Se ha participado activamente en las reuniones de Junta Directiva de la CRIE.
- 4.4. En virtud de la transparencia e intercambio de información orientado a la apertura de mercados, la ASEP determinó que la información del despacho debe ser pública para lo cual instruyó al CND para colocarla en su página electrónica. Además se iniciaron gestiones ante la CRIE para

procurar que el resto de los países del MER también la publiquen y así evitar asimetrías en las operaciones del mercado.

## **5. Varios**

- 5.1. Por primera vez se confeccionaron y publicaron las Estadísticas del Sector Eléctrico en forma semestral, con el fin de que las cifras disponibles sean más recientes. Los informes puestos a disposición del público en general corresponden al segundo semestre de 2007 y primer semestre de 2008.
- 5.2. Se inició un control mensual de la cantidad de combustible utilizada por las empresas de generación térmica y el precio del mismo, detallado por tipo de combustible y por cada unidad de dichas plantas.
- 5.3. Se llevó a cabo la primera misión del 2008, del Grupo de Vigilancia del Mercado Mayorista de Electricidad.
- 5.4. Se revisaron para registro los contratos de acceso a la red de transmisión.
- 5.5. Se han atendido diversas consultas y reclamos de los agentes del mercado eléctrico.
- 5.6. Se dio seguimiento a diversos aspectos relacionados con la entrada en operación de nuevas plantas, tales como El Giral, Cativá y Generadora del Atlántico, lo cual incluyó inspección en sitio.

## **E. Departamento de Normas Técnicas y Comerciales**

### **1. Alumbrado Público:**

Se llevó la estadística de la cantidad de luminarias públicas a nivel nacional, las cuales totalizan 193,668 a diciembre de 2008, en comparación con las 186,986 de diciembre de 2007, lo que representa un incremento de 6,682 luminarias nuevas instaladas.

## **2. Normas de Calidad de Servicio:**

De acuerdo a las regulaciones establecidas las empresas distribuidoras deben cumplir con la norma de calidad de servicio técnico y comercial:

## **3. Sistema de medición:**

La norma establece que las empresas distribuidoras deben verificar la precisión de los medidores electromecánicos cada 5 años, para los existentes y 10 años para los medidores nuevos. A los medidores electrónicos se les debe verificar la precisión cada 3.5 años para los existentes y 7.5 años para los nuevos medidores. Para el año 2008 se verificaron aproximadamente 5,981 medidores.

## **4. Tensión:**

Cada semestre las empresas distribuidoras deben verificar el nivel de tensión correspondiente a 1% de sus clientes, seleccionados al azar. Cada medición debe tener registros de siete (7) días corrido, en intervalos de 15 minutos. Las mediciones deben tener al menos 672 registros. Para el año 2008 se han realizado las 16,452 mediciones de tensión.

## **5. Flicker y Armónicas:**

Las empresas distribuidoras deben analizar mensualmente si los clientes tienen problemas de parpadeo de luz (flicker) o armónicas, en un punto de verificación por cada 60,000 clientes. El periodo de medición es 14 días mínimo, en intervalos de 10 minutos. Cada medición debe contener por lo

menos 2,016 registros. Para 2008 se han realizado 354 mediciones que requiere la norma en cuestión.

## **6. Confiabilidad:**

La norma establece que las interrupciones en el área urbana a partir del 1 de julio de 2007, no deben ser mayores de 6 interrupciones por año y que la duración total de dichas interrupciones no deben ser mayores de 8.76 horas en el año. Para el área rural los indicadores son: 12 interrupciones por año y la duración total de dichas interrupciones no debe ser mayor de 61.32 horas al año. No se toman en cuenta las interrupciones debidas a fuerza mayor o casos fortuitos.

### **6.1 Comercial: La norma comercial incluye los siguientes conceptos:**

- Reposición del suministro después de una interrupción individual
- Conexión del servicio eléctrico y el medidor
- Restablecimiento del servicio cuando haya sido suspendido por falta de pago
- Estimaciones en la facturación
- Reclamaciones por inconvenientes en la facturación.
- Información a los clientes por interrupciones programadas.
- Reclamaciones por inconveniente de tensión.
- Reclamaciones por funcionamiento del medidor.

Si la empresa distribuidora no cumple con alguno de estos estándares de servicio, debe darle al cliente una compensación por un servicio que no se ajusta a la calidad establecida. El cliente debe recibir esta reducción tarifaria, como un crédito único en su facturación, en términos generales, durante febrero de cada año.