



# Osinergmin

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA



## LA SUPERVISIÓN Y REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

# PRESENTACIÓN

OSINERGMIN presenta a la comunidad universitaria esta breve publicación que le permitirá ampliar sus conocimientos sobre varios aspectos que involucra a uno de los sectores fiscalizados por la institución. Los estudiantes encontrarán en este boletín una importante herramienta de consulta sobre la regulación y supervisión del servicio eléctrico.

Se les explicará de una forma muy didáctica cómo se realiza la fijación de las tarifas eléctricas y conocerán los diferentes factores que se toman en cuenta para realizar este cálculo. Asimismo, conocerán cuáles son los procedimientos de supervisión que lleva a cabo la institución para garantizar que las empresas de electricidad brinden su servicio de manera segura y confiable.

Con esta publicación OSINERGMIN busca afianzar la estrecha relación que mantiene con los universitarios de todo el país, sector de la población al que destina muchas de sus actividades. También espera contribuir a la formación académica de los futuros profesionales y motivar en ellos el interés por el sector energético.

## EL ENTE REGULADOR



### 1. ¿POR QUÉ SE REGULA?

A través de la regulación<sup>1</sup>, el Estado establece un conjunto de reglas que deben ser cumplidas por los agentes económicos participantes en los mercados, sean productores o consumidores. La regulación estatal se justifica cuando en ciertos mercados aparecen las denominadas fallas de mercado, buscando minimizarlas para permitir una mejor asignación de los recursos e incrementar el bienestar social.

Las principales fallas de mercado son las siguientes:

- Las **condiciones no competitivas** en los mercados o **mercados no competitivos**.
- Los bienes o servicios denominados **bienes públicos**.
- La **asimetría** de la información.
- Las **externalidades**.

\* 1 La palabra regulación proviene del latín *regulare*, que significa determinar las reglas o las normas a las que debe ajustarse alguien o algo.

# 1

Los **mercados no competitivos** son aquellos en los cuales los productores o los consumidores tienen «poder» para determinar los precios de los productos o las cantidades de los servicios o productos que venden o compran. Entre ellos se encuentran los monopolios y los oligopolios.



MERCADOS NO COMPETITIVOS	¿CUÁNDO SE PRESENTAN?	CASOS
<b>MONOPOLIO</b>	Cuando existe sólo una empresa en determinado mercado. Una de las razones por las que esto sucede es el factor tecnológico que condiciona que sea más eficiente la operación de una única empresa en el mercado.	Hasta la década de 1990, Electroperú era la única empresa que ofrecía servicios de electricidad fuera de la provincia de Lima. Esta última recibía los servicios de Electrolima.
<b>OLIGOPOLIO</b>	Cuando existen varias empresas en el mercado que pueden establecer acuerdos sobre precios o volúmenes de producción.	La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que mediante acuerdos sobre volúmenes de producción influye en el precio internacional del petróleo.
<b>OTROS MERCADOS NO COMPETITIVOS</b>	Cuando la rivalidad conduce a una empresa a implementar estrategias empresariales que le permiten conseguir cierta posición de privilegio que le otorga «poder», y que le permite incrementar sus ingresos.	Si las empresas generadoras proveen directamente electricidad a grandes clientes como cementeras o consumidores importantes (lo que origina el reclamo de las distribuidoras).

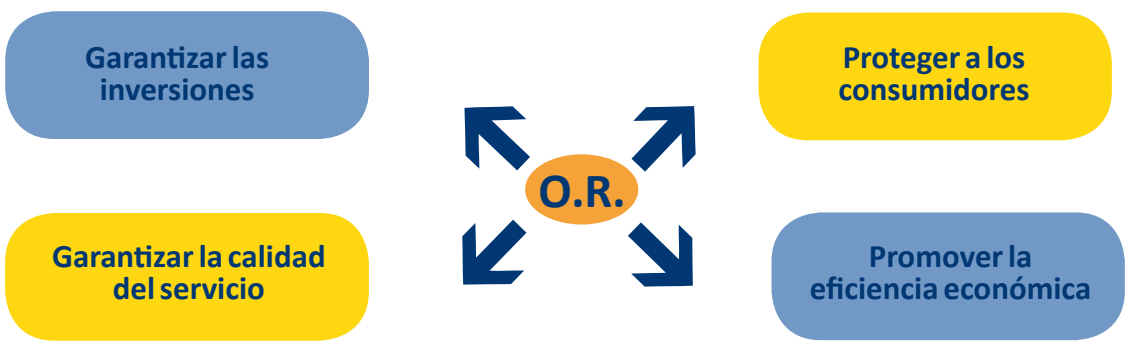
En todos estos casos, el Estado regula de diversas formas los mercados para evitar que las empresas concentren poder y establezcan precios muy altos.

**2** Los **bienes públicos** son aquellos cuyo suministro no varía si una o muchas personas los consumen; por ejemplo, el servicio de alumbrado público. Esto se conoce como «no rivalidad». Otra característica de estos bienes es la «no exclusión», es decir, la imposibilidad de determinar las cantidades de consumo de cada agente económico; por ejemplo: ¿cuánto consume usted de alumbrado público? Si no se conocen los consumos individuales, ¿cuánto se debe pagar por este servicio? Estas dos características desincentivan la oferta de estos bienes o servicios por parte de empresas privadas. Por ello, el Estado regula la oferta de este tipo de servicios.

**3** La **información asimétrica** surge cuando un consumidor tiene menos información de un producto o servicio que los productores, o viceversa, con relación a ciertas cualidades ocultas de los bienes o los comportamientos ocultos de los participantes en la transacción. Por ejemplo, en el mercado de hidrocarburos los consumidores no pueden identificar la calidad de los productos. En este caso, el Estado interviene para determinar las especificaciones técnicas de los combustibles.

**4** Las **externalidades** son los costos o beneficios de la acción de un agente productor o consumidor sobre otro agente económico, por los que no se paga o no se cobra. Esta acción puede afectar las posibilidades de consumo o producción o el bienestar de un tercero. Existen dos tipos de externalidades: las *positivas*, que tienen consecuencias beneficiosas, como la generación de electricidad con energías renovables, y las *negativas*, como la generación de electricidad con diésel, debido a las emisiones de gases contaminantes.

### OBJETIVOS DE LA REGULACIÓN



## 2. BREVE HISTORIA DE LA REGULACIÓN EN EL PERÚ

En las economías latinoamericanas, las reformas estructurales en los sectores de servicios públicos fueron motivadas por procesos de privatización. El primer país en establecer reformas en los sectores de servicios públicos fue Chile en 1982, mientras que los demás países latinoamericanos comenzaron sus reformas casi diez años después, a partir de 1990.

En ese año, el Perú contaba con más de 220 empresas estatales, cuyas pérdidas representaban, en ese entonces, 4,3% del PBI. A partir de 1991 se iniciaron los procesos de privatización de infraestructura pública y, como parte de ellos, se crearon agencias reguladoras con diferentes grados de autonomía, criterios de selección de sus miembros y medios de financiamiento.

El diseño institucional regulatorio que asumió el Estado peruano fue considerar a las empresas privadas como reguladas y establecer agencias reguladoras estatales independientes de los poderes del Estado, conocidas como agencias reguladoras independientes (ARI). Las funciones que estas agencias asumieron estaban ligadas al cumplimiento del marco regulatorio: la fijación de precios, el control de la calidad, la supervisión del cumplimiento de los contratos, la protección del consumidor frente al abuso de poder en el mercado y la no utilización de prácticas restrictivas a la libre competencia.

Actualmente se cuenta con agencias reguladoras autónomas para los sectores de telecomunicaciones (OSIPTEL), energía y minería (OSINERGMIN), agua y servicios de saneamiento (SUNASS) e infraestructura pública de transportes (OSITRAN).

## 3. CARACTERÍSTICAS DEL ENTE REGULADOR

El diseño de una regulación óptima requiere que los organismos reguladores cumplan con varias características. De esta forma se disminuye el riesgo de que sean politizados y se garantiza que puedan ejercer sus funciones con plena autonomía institucional, como el establecimiento de políticas y la toma de decisiones independientes y eficientes.

AUTONOMÍA INSTITUCIONAL	CARACTERÍSTICAS
Mandato independiente	Claro y autónomo
Criterios de designación	Idoneidad profesional y moral
Estabilidad del Directorio	Autoridad de nombramiento, ejercicio fijo y escalonamiento de plazos
Personal calificado y adecuado	Eficiencia en el desempeño de sus labores
Presupuesto autónomo	Cumplimiento de funciones
Responsabilidad	Rendición de cuentas
Transparencia	Acceso a la información
Procedimientos de apelación	Mecanismos que permitan reconsiderar y apelar las decisiones del regulador

# CUALIDADES Y COMPETENCIAS DE OSINERGMIN

## 1. ORGANISMO REGULADOR

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, OSINERGMIN, es la institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las disposiciones legales de las actividades que desarrollan. Con este propósito, desde 1997 verifica que las empresas eléctricas y de hidrocarburos brinden un servicio permanente, seguro y de calidad.

Las labores de regulación y supervisión de OSINERGMIN se rigen por criterios técnicos, de esta manera contribuye con el desarrollo energético del país y la protección de los intereses de la población.

Para lograr estos objetivos y mejorar su servicio a la ciudadanía en forma permanente, OSINERGMIN ha implementado un modelo de gestión con altos estándares. Ello le ha valido obtener el Premio Nacional de la Calidad en el año 2010 y el Reconocimiento Plata 2011 del Premio Iberoamericano de la Calidad, convirtiéndose en la institución pública peruana líder en gestión de la calidad basada en estándares internacionales.



### SU COMPROMISO

Regular y supervisar los sectores de energía y minería con autonomía y transparencia para generar confianza a la inversión y proteger a la población.

### SU NATURALEZA

OSINERGMIN es un organismo público descentralizado, adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros, con personería de derecho público, que goza de autonomía administrativa, funcional, técnica, económica y financiera.

## 2. FUNCIONES DE OSINERGMIN

La Ley Marco de los Organismos Reguladores de la inversión privada en los servicios públicos (Ley 27332) establece que OSINERGMIN:

### **Supervisa...**

que las actividades de las empresas del sector energético cumplan con sus obligaciones legales, contractuales o técnicas y con los mandatos o resoluciones que emita.

### **Regula (fija)...**

las tarifas eléctricas calculando los costos en los que incurren las empresas para generar electricidad, transmitirla a las ciudades y distribuirla a cada hogar o industria. Asimismo, fija los costos del transporte del gas natural.

### **Norma...**

las obligaciones, los intereses y los derechos de las entidades supervisadas, así como de sus actividades y de los usuarios.

### **Fiscaliza y sanciona...**

el incumplimiento de las obligaciones de las empresas, establecidas en las normas legales o técnicas, así como en sus contratos de concesión.

### **Soluciona controversias...**

que puedan surgir entre las empresas de los sectores que supervisa, de forma oportuna, eficiente, rápida y técnica.

### **Soluciona reclamos...**

en segunda y última instancia administrativa de los usuarios de electricidad y gas natural.

## 3. MODELO DE EXCELENCIA EN LA GESTIÓN

En el año 2008, OSINERGMIN adoptó un Modelo de Excelencia en la Gestión que toma en consideración siete criterios que permiten el control y la mejora de los procesos que desarrolla la entidad, y cuyos resultados son susceptibles de ser medidos.

De acuerdo a este modelo, todas las acciones que se tomen al interior de la organización en cuanto al liderazgo, el planeamiento estratégico, la orientación al cliente, el control y mejora de procesos, y la orientación hacia el personal, se deben reflejar en resultados de efectividad y satisfacción de todos los grupos de interés. En el caso de OSINERGMIN, sus grupos de interés principales son el Estado, los usuarios de los servicios que supervisa y los inversionistas.

La aplicación de este modelo le ha permitido a OSINERGMIN obtener el Reconocimiento Plata 2011 del Premio Iberoamericano de la Calidad.

### Marco general del Modelo de Excelencia de Gestión Una perspectiva de sistema



Perfil organizacional  
(ambientes, relaciones  
y desafíos)

Fuente:  
Bases del Premio  
Nacional a la Calidad 2010.  
Centro de Desarrollo Industrial

# SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA

## 1. ANTECEDENTES

OSINERGMIN supervisa y fiscaliza, en todo el país, aquellas entidades públicas o privadas que posean una concesión o una autorización para desarrollar actividades de generación, transmisión o distribución de la energía eléctrica. Así lo establece la Ley 26734, posteriormente fortalecida por las leyes 27669 y 28151.

Durante sus primeros años, OSINERGMIN inspeccionaba y verificaba la gestión de las empresas concesionarias de electricidad tomando en cuenta las obligaciones establecidas en sus respectivos contratos de concesión y las normas vigentes. Se realizaban observaciones o se detectaban incumplimientos, los cuales, luego de ser notificados, eran corregidos por las empresas.

Esta forma de trabajo, si bien contribuyó a la mejora del servicio, requería de un impulso adicional para aumentar la eficiencia de la supervisión.



## 2. CRITERIOS DE SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN POR RESULTADOS

En el año 2003, OSINERGMIN, a través de su Gerencia de Fiscalización Eléctrica, reorientó su accionar hacia el empleo de procedimientos de supervisión por resultados. Para ello recurrió a nuevos criterios de fiscalización orientados a mejorar el servicio eléctrico en beneficio de los usuarios.

- **El nuevo esquema de supervisión contempla:**

La determinación de indicadores de resultados. Se evalúa el comportamiento histórico del indicador y su cumplimiento por parte de las empresas, la frecuencia de los reclamos sobre aspectos contemplados en el indicador, el impacto en el bienestar de la sociedad y la viabilidad en su ejecución y despliegue.

El establecimiento de procedimientos de supervisión (reglamentos). Permite cubrir aspectos técnicos y administrativos con el fin de que los suministradores del servicio eléctrico brinden un servicio de calidad más acorde con los requerimientos de los usuarios. Antes de su aplicación, los nuevos procedimientos se publican para que sean discutidos entre todos los interesados.

- El establecimiento de procedimientos de supervisión (reglamentos). Permite cubrir aspectos técnicos y administrativos con el fin de que los suministradores del servicio eléctrico brinden un servicio de calidad más acorde con los requerimientos de los usuarios. Antes de su aplicación, los nuevos procedimientos se publican para que sean discutidos entre todos los interesados.

*A noviembre del 2011, están vigentes 21 procedimientos de supervisión y fiscalización, de los cuales 19 cuentan con certificación ISO 9001-2000 y 3 obtuvieron el Premio a las Buenas Prácticas en Gestión Pública otorgado por la organización Ciudadanos al Día:*

- *Acciones inmediatas y efectivas para salvar vidas eliminando riesgos eléctricos.*
- *Sistema de Supervisión de los Planes de Contingencia Operativo de los Sistemas Eléctricos – SISUPLAC.*
- *Supervisión y fiscalización efectiva para reducir las interrupciones eléctricas en beneficio de los ciudadanos.*

- **El control estadístico de los indicadores de resultados.** La metodología general seguida para la selección de las muestras se basa en la teoría del muestreo estadístico inferencial. Para ello se utilizan los programas estadísticos que garantizan la aleatoriedad y la representatividad de las muestras respecto de cada universo del que parten. Igualmente, este procedimiento es transparente porque los incumplimientos detectados se informan a las concesionarias con el detalle suficiente y los documentos que certifican los aspectos cuestionados.
- **La clara delimitación de responsabilidades entre los agentes del mercado eléctrico.** En efecto, a las concesionarias les corresponde asumir la responsabilidad de gestionar los servicios eléctricos brindados cumpliendo con las normas y estándares previamente definidos; a OSINERGMIN, supervisar el cumplimiento de las normas y los estándares previamente definidos, mediante el empleo de técnicas estadísticas, y a los usuarios y grupos de interés buscar la mejora de los niveles de calidad empleando los mecanismos establecidos en los procedimientos, como denuncias o quejas.
- **El diseño de multas y sanciones disuasivas.** Se aplican tanto por prácticas negativas, acciones u omisiones en la aplicación de los procedimientos por parte de las empresas concesionarias de electricidad, así como por exceder las tolerancias de los indicadores establecidos. El sistema de sanciones permite evitar la discrecionalidad y la subjetividad del ente regulador y fomenta la transparencia en la imposición de sanciones.

Teniendo en cuenta la naturaleza de las actividades de OSINERGMIN y el objetivo de disuadir el incumplimiento de los reglamentos que rigen el sector energético, fue necesario adaptar las reglas teóricas considerando el beneficio del infractor por cometer la infracción en lugar del costo generado por ella.



## PROCEDIMIENTOS DE SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN VIGENTES



### 3. ¿CÓMO SE REALIZA LA SUPERVISIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO?

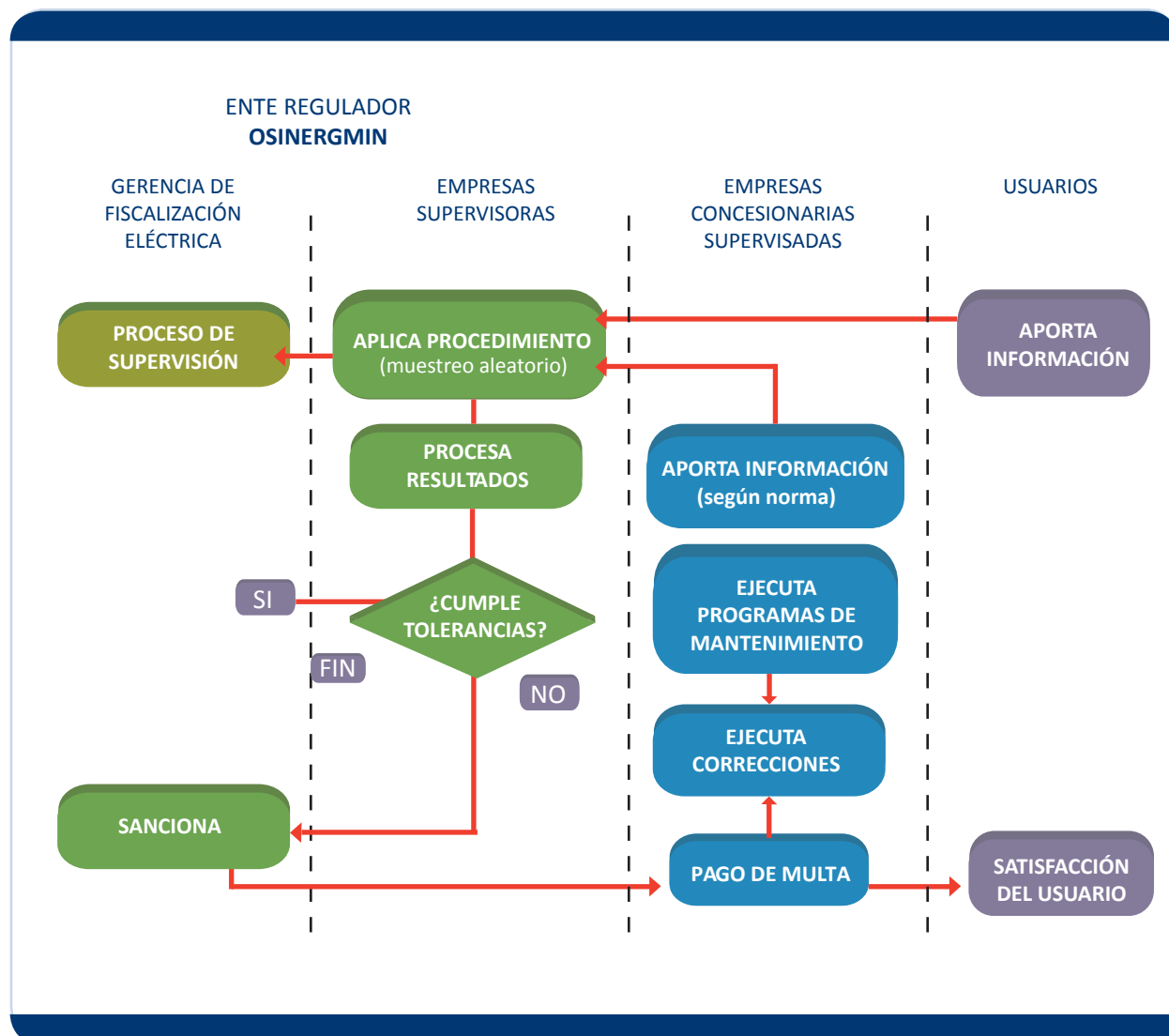
Con las facultades otorgadas por la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del OSINERGMIN<sup>2</sup> para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, a las funciones supervisora, fiscalizadora y sancionadora, se elaboraron desde el año 2004 diversos procedimientos para la fiscalización y supervisión eléctrica.

\* 2 Ley N° 27699, aprobada el 15 de abril del 2002.

### SUPERVISIÓN POR PROCEDIMIENTOS



## ESQUEMA ACTUAL DE SUPERVISIÓN QUE APLICA OSINERGMIN



Tiene como actores, además del organismo regulador, a la empresa concesionaria y a los usuarios del servicio.

Estos últimos colaboran con información, muchas veces en base a sus quejas y reclamos, y la concesionaria debe aportar la información que requiere OSINERGMIN en función a la normativa vigente, así como también debe realizar programas de mantenimiento para subsanar cualquier falla que pudiera presentarse.

Con la información recibida OSINERGMIN realiza las verificaciones en base a un muestreo estadístico, luego de lo cual se verifica si se cumple la tolerancia máxima. En el caso de incumplimientos, se procede a iniciar un proceso sancionador, el cual no libra a la empresa concesionaria de realizar las correcciones del caso para cumplir con las tolerancias mencionadas.

### 4. ¿QUÉ PROCEDIMIENTOS HA ELABORADO OSINERGMIN?

Los procedimientos de supervisión están orientados a garantizar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico y comprenden todas sus etapas: generación, transmisión, distribución y comercialización.

## 4.1 GENERACIÓN

PROCEDIMIENTO	¿QUÉ ESTABLECE? ¿QUÉ SE SUPERVISA?
<p>Procedimiento para supervisar la verificación de la disponibilidad y el estado operativo de las unidades de generación del SEIN</p>	<p>Fija mecanismos para supervisar la disponibilidad de unidades de generación y las sanciones a sus titulares por la indisponibilidad de las mismas, así como cuando no se acredite una justificación válida para que su mantenimiento haya excedido el tiempo programado. Cabe resaltar que en el año 2006 el procedimiento obtuvo la certificación ISO 9001:2000.</p>
<p>Procedimiento para la supervisión del cumplimiento de los programas de mantenimiento aprobados por el COES-SINAC</p>	<p>Fija las condiciones para la supervisión del programa de mantenimiento mensual que coordina, elabora y aprueba el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES-SINAC), mediante la evaluación de indicadores de desempeño. También determina las sanciones aplicables cuando los indicadores superen los límites establecidos.</p> <p>Todo ello con la finalidad de preservar la seguridad y calidad del servicio, llevando a minimizar los costos de operación y de racionamiento del SEIN, así como garantizar el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.</p>
<p>Procedimiento para supervisar la implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación</p>	<p>El Rechazo Automático de Carga y Generación (RACG) es un mecanismo de protección del SEIN ante la ocurrencia de eventos de perturbación de frecuencia, causados por desbalances intempestivos de energía que podrían afectar su estabilidad.</p> <p>El procedimiento establece los mecanismos para supervisar el proceso de elaboración del estudio de RACG que es determinado anualmente por el COES, según la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).</p> <p>También se supervisa la implementación de los esquemas de los integrantes del sistema, que es obligatoria y debe cumplir con las especificaciones técnicas definidas en el estudio de RACG de cada año.</p> <p>Finalmente, se supervisa las actuaciones de los esquemas durante la ocurrencia de eventos de perturbación de frecuencia, en la cual se verifica la operatividad de los esquemas implementados.</p>
<p>Procedimiento para la supervisión y fiscalización del desempeño de las unidades de generación despachadas por el COES</p>	<p>Se realiza con el propósito de mejorar los niveles de confiabilidad del parque de generación, incrementando la seguridad de un adecuado y oportuno suministro de electricidad para los usuarios abastecidos desde el SEIN.</p>

## 4.2 TRANSMISIÓN

PROCEDIMIENTO	¿QUÉ ESTABLECE? ¿QUÉ SE SUPERVISA?
Procedimiento para la supervisión de deficiencias en seguridad en líneas de transmisión y en zonas de servidumbre	Existen situaciones de riesgo eléctrico debido a la presencia de construcciones en las fajas de servidumbre de las líneas de transmisión. Este riesgo debe ser reducido gradualmente por las empresas desde el año 2006 hasta el 2015. El avance se mide a través de un indicador porcentual de vanos subsanados, respecto del total de vanos que tenían construcciones. En el 2009 el procedimiento obtuvo la certificación ISO 9001:2008.
Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión	El procedimiento responde a la conveniencia de establecer indicadores de desempeño de los equipos relevantes que conforman los sistemas de transmisión. Involucra a todas las entidades generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios libres que operan sistemas de transmisión eléctrica con niveles de tensión iguales o mayores a 30 kV. En diciembre del 2008 el proceso obtuvo la Certificación Internacional ISO 9001-2000.

## 4.3 DISTRIBUCIÓN

PROCEDIMIENTO	¿QUÉ ESTABLECE? ¿QUÉ SE SUPERVISA?
Procedimiento de supervisión de la operatividad del servicio de alumbrado público	Desde el 2004, OSINERGMIN normó la obligación de las empresas distribuidoras al mantenimiento del alumbrado público y la atención de las deficiencias. Se establecieron las tolerancias máximas de unidades deficientes, los canales para que el público haga llegar sus denuncias sobre deficiencias y los plazos máximos para atender las mismas. Este procedimiento está certificado desde el 2006 en la norma ISO 9001 y en el 2009 obtuvo el premio a las Buenas Prácticas en Gestión Pública, otorgado por la ONG Ciudadanos al Día.
Procedimiento para la supervisión de la operación de los sistemas eléctricos	<p>Se supervisan las interrupciones eléctricas ocasionadas por problemas en la operación y el mantenimiento de las redes de distribución.</p> <p>La empresa de distribución reporta mensualmente las interrupciones que afectan a los usuarios. Cuando la interrupción es importante (por la duración o la cantidad de usuarios afectados) debe remitir un reporte preliminar dentro de las 12 horas posteriores al suceso.</p> <p>OSINERGMIN evalúa la veracidad de lo reportado, mediante la instalación de equipos registradores de interrupciones, que se instalan inopinadamente en las conexiones eléctricas de usuarios del servicio público.</p> <p>Para el cálculo de los indicadores de performance anual de las empresas, en redes de media tensión, se utilizan los indicadores: SAIFI y SAIDI.</p>

PROCEDIMIENTO	¿QUÉ ESTABLECE? ¿QUÉ SE SUPERVISA?
Procedimiento para la supervisión de la operatividad de la generación en sistemas eléctricos aislados	Se supervisa la operatividad de la generación que abastece a los sistemas eléctricos aislados a cargo de las empresas concesionarias de distribución. Se realiza mediante la evaluación semestral de indicadores del número y duración de salidas forzadas y del margen de reserva de la capacidad en generación.
Procedimiento para la supervisión de las instalaciones de distribución eléctrica por seguridad pública	Establece los lineamientos para la supervisión y fiscalización a las concesionarias de distribución para verificar el cumplimiento de las normas de seguridad en las instalaciones de distribución eléctrica.
Procedimiento para la supervisión de la calidad de atención telefónica de las empresas de distribución eléctrica	Se evalúan las llamadas que realizan los usuarios por : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Falta del servicio eléctrico (interrupción) en sus viviendas o zona aledaña.</li> <li>• Lámpara inoperativa.</li> <li>• Falta de alumbrado público.</li> <li>• Emergencia por seguridad pública.</li> <li>• Comunicación de accidentes.</li> <li>• Otros reclamos comerciales faltantes.</li> </ul>

#### 4.4 COMERCIALIZACIÓN

PROCEDIMIENTO	¿QUÉ ESTABLECE? ¿QUÉ SE SUPERVISA?
Procedimiento para la supervisión de la contrastación de medidores de energía eléctrica	Que las empresas efectúen la comprobación del correcto funcionamiento de los medidores de energía. Anualmente deben verificar o cambiar el 10% de los medidores existentes, es decir, aproximadamente 400 mil medidores. Así se contribuye a garantizar a los usuarios la confiabilidad de los registros de estos equipos y la consiguiente correcta facturación de los consumos.
Procedimiento para la supervisión de la facturación, cobranza y atención al usuario	Que las empresas cumplan con brindar un servicio de calidad, que se traduzca en una adecuada facturación, cobranza y atención a los usuarios del servicio público de electricidad.
Procedimiento para la supervisión del cumplimiento de la normatividad sobre contribuciones reembolsables en el servicio público de electricidad	Que las empresas de distribución realicen los procesos de atención y devolución de contribuciones reembolsables, en estricto cumplimiento de la norma, en términos de plazos, montos y modalidades de devolución.

PROCEDIMIENTO	¿QUÉ ESTABLECE? ¿QUÉ SE SUPERVISA?
Procedimiento para la supervisión del cumplimiento de las normas vigentes sobre corte y reconexión del servicio público de electricidad	Que las empresas cumplan la normativa vigente para la ejecución de los cortes y las reconexiones del servicio eléctrico por falta de pago oportuno, incluyendo la verificación del monto cobrado por éstas; a fin de mejorar la calidad de atención a los usuarios.
Procedimiento para la supervisión de los reintegros y recuperos de energía eléctrica en el servicio público de electricidad	Que las empresas cumplan con las condiciones establecidas en la normativa, en relación a la aplicación de los reintegros y los recuperos de energía eléctrica, logrando con ello mejorar la percepción de los usuarios sobre la calidad y oportunidad de la atención que reciben por parte de las empresas.

#### 4.5 OTRAS ACTIVIDADES RELACIONADAS CON LA SUPERVISIÓN ELÉCTRICA

PROCEDIMIENTO	¿QUÉ ESTABLECE? ¿QUÉ SE SUPERVISA?
Procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los sistemas de transmisión y distribución eléctrica	<p>El procedimiento tiene por objeto establecer las condiciones para que los actores del mercado eléctrico puedan hacer uso de su derecho al libre acceso a las redes cuando las requieran. Precisa los derechos y obligaciones de los titulares de las redes y de los solicitantes del acceso.</p> <p>Asimismo, establece el trámite para solicitar a OSINERGMIN la declaratoria de libre acceso a redes, en el caso que exista una negativa por parte del titular de las mismas. La decisión de OSINERGMIN se concreta en un mandato de conexión (en caso corresponda) que dirime la discrepancia en última instancia administrativa.</p>
Procedimiento para la evaluación de solicitudes de calificación de fuerza mayor para instalaciones de transmisión y distribución	<p>De acuerdo a la normativa vigente, las empresas transmisoras y distribuidoras están obligadas a compensar a sus usuarios por las interrupciones del servicio que superen las 4 horas por vez y/o si la suma ponderada de las interrupciones de más de 3 minutos supera un cierto límite semestral (incluye las interrupciones debidas a mantenimiento programado o por ampliación de instalaciones).</p> <p>Sin embargo, si la interrupción se debe a causas de fuerza mayor (FM), ésta no se cuenta para efectos del cálculo de la compensación. Para que la calificación de FM sea lo más expeditiva y objetiva posible, se ha establecido un procedimiento que fija los plazos y requisitos que deben cumplir las solicitudes, así como los principales criterios a tener en cuenta para la correspondiente decisión. Este procedimiento cuenta con Certificación ISO 9001:2000.</p>
Procedimiento para la solicitud de paralización de actividades por riesgo eléctrico grave	<p>El procedimiento establece la información mínima que debe tener la comunicación de riesgo eléctrico grave, el proceso a seguir para determinar la gravedad del riesgo eléctrico de los casos denunciados, las medidas que OSINERGMIN dispone según los casos y la comunicación a las autoridades correspondientes, el tiempo en que se verifica el cumplimiento de la medida y la comunicación a la autoridad respectiva en caso de incumplimiento, y el proceso a seguir para levantar la disposición de medida en caso corresponda. El procedimiento actualmente cuenta con Certificación ISO 9001:2008.</p>



## PROCEDIMIENTO

## ¿QUÉ ESTABLECE? ¿QUÉ SE SUPERVISA?

**Procedimiento para la supervisión de la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos y su base metodológica**

Supervisar a las entidades del sector eléctrico respecto al cumplimiento de lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Se verifica la información reportada por las entidades cada mes, trimestre y semestre; además, del cumplimiento de los plazos establecidos.

Se inspecciona en campo las mediciones de tensión programadas, el levantamiento de la mala calidad de tensión y la precisión de la medida.

Se verifica, en una muestra aleatoria de suministros, el correcto cálculo de los indicadores y montos de compensación (también el pago) a los usuarios por mala calidad de tensión y de suministro.

Se verifica el cumplimiento de las tolerancias de los indicadores de resultado establecidos en el procedimiento de supervisión.

**Procedimiento para la supervisión de la gestión de la seguridad y salud en el trabajo de las actividades eléctricas**

La finalidad del procedimiento es proteger y preservar la integridad sicofísica de los trabajadores a su cargo y de los contratistas y subcontratistas.

Se supervisan a las entidades con concesión y a las entidades autorizadas que desarrollan actividades eléctricas, en las etapas de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de generación, transmisión y distribución, incluyendo las conexiones para el suministro y comercialización de la energía eléctrica.

De esta manera, OSINERGMIN cuenta con una valiosa herramienta que le permite dictar medidas correctivas y sanciones ante los incumplimientos.



# REGULACIÓN TARIFARIA

## ANTECEDENTES

Hasta 1986, el sector eléctrico peruano contaba con un sistema tarifario basado en el concepto de costos contables. Además, existía una diversidad de tarifas a los usuarios finales según la actividad desarrollada: industriales, comerciales, residenciales, alumbrado público, uso general y agropecuario.

La compra y venta de energía eléctrica entre las empresas que eran parte del servicio público de electricidad no se efectuaba mediante un mecanismo de precio, sino a través de un sistema de compensación económica denominado Fondo de Compensación de Generación. Su objetivo era compensar las diferencias de costos de generación y transmisión producidas a raíz de las distintas fuentes energéticas, escalas de producción y estructuras de mercado con las que operaban las empresas del sector.

### ¿QUÉ ES LA GART?

*La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de OSINERGMIN dirige, coordina y controla el proceso de fijación de tarifas eléctricas y de gas natural. De acuerdo con ello, formula y propone al Consejo Directivo de OSINERGMIN los lineamientos de políticas y estrategias para la fijación de las tarifas de electricidad y de los servicios de transporte y distribución de gas natural, y la actualización o modificación de las normas legales y técnicas que rigen las actividades de fijación, revisión y modificación tarifaria, entre otras competencias de similar importancia.*

Las distorsiones en materia de eficiencia y asignación de recursos dentro del sector eléctrico, introducidas por este sistema tarifario, se trataron de corregir en 1986 cuando la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) propuso al Ministerio de Energía y Minas (MEM) la denominada «Nueva Tarifa de Energía Eléctrica». En ella, se trataba de determinar niveles tarifarios que cubrieran el mínimo costo medio de la producción de energía eléctrica para el servicio público con una estructura horario-estacional basada en costos marginales, con el fin de contribuir a la eficiencia económica en la operación y el desarrollo del sector eléctrico nacional. No obstante, este esquema no fue aplicado.

La reforma vigente del sector eléctrico se inicia el año 1992, con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su posterior reglamentación al año siguiente. El marco general definido por estas normas fue complementado con la Ley de Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, la Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, además de diversas resoluciones emitidas por el organismo regulador.



Con el objeto de perfeccionar las reglas establecidas en la LCE, a fin de asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica en el Perú sobre la base de la incorporación de mecanismos de mercado y la introducción de la competencia del mercado, entre otros, se promulgó en julio del 2006 la Ley N°28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, lo que constituye una reforma de segunda generación a la actual LCE.

## DEFINICIONES RELEVANTES PARA LA REGULACIÓN TARIFARIA

Fuente: Ley de Concesiones Eléctricas

**Barra:** Es aquel punto del sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.

**Bloques horarios:** Actualmente definidos como Hora Punta y Hora Fuera de Punta. Son periodos horarios en los que los costos de generación son similares, determinados en función de las características técnicas y económicas del sistema.

**Potencia firme:** Es la potencia que puede suministrar con alta seguridad cada unidad generadora en la hora - punta. En cada COES, la suma de la potencia firme de sus integrantes podrá exceder a la máxima demanda del sistema interconectado.

## MODELO TARIFARIO ACTUAL

La Ley de Concesiones Eléctricas se basa en la experiencia recogida en otros países como Chile, Argentina y el Reino Unido, donde la oferta de electricidad se encuentra separada en tres actividades claramente distinguibles: **generación, transmisión y distribución.**

Este esquema se orienta a establecer un contexto de libre competencia para las actividades de generación y a regular la transmisión y la distribución a fin de reducir los posibles abusos derivados de la posición de dominio que cada distribuidor tiene dentro de su área de concesión. En tal sentido, el nuevo marco permite que cualquiera de estas actividades pueda ser desarrollada por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, sin ninguna discriminación, de acuerdo con el sistema de concesiones y autorizaciones establecido por el MEM.

Uno de los elementos más importantes del esquema es el diseño de una regulación tarifaria, cuyo objetivo principal es promover la eficiencia en las operaciones dentro del sector.

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, las siguientes actividades están sujetas a regulación de precios:

- La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador.
- Los retiros de potencia y energía en el COES que efectúen los distribuidores y usuarios libres.
- Las tarifas y compensaciones de los sistemas de transmisión y distribución.
- Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución, destinadas al servicio público de electricidad. Esto no rige cuando se hayan efectuado licitaciones para atender dicho servicio.
- Las ventas a los usuarios del servicio público de electricidad.

El modelo utilizado se basa en los costos de empresas eficientes, pero reconoce temporalmente determinados márgenes de ineficiencia derivados no sólo de las pérdidas de energía por problemas técnicos, sino también de las pérdidas asociadas a deficiencias como medidores deteriorados, conexiones clandestinas, etcétera. Al

respecto, se estableció un plazo máximo de doce años para que las empresas de distribución reduzcan sus pérdidas; específicamente, alcanzaron una reducción de la mitad de las pérdidas totales actuales en los primeros cuatro años de fijación de las tarifas de distribución.

Un aspecto importante incorporado en la política tarifaria se refiere a las diversas opciones entre las cuales los usuarios finales tienen la posibilidad de elegir, lo que les permite obtener menores facturaciones por su consumo de electricidad en función de los sistemas de medición disponibles y los costos diferenciados de electricidad en las horas-punta y fuera de estas. No obstante, para acceder a las diferentes opciones tarifarias –cuya vigencia es de un año– el usuario debe asumir el costo del nuevo equipo de medición, el que podría ser recuperado en un plazo de entre 1 y 12 meses, con los ahorros generados por la menor facturación y dependiendo de la cantidad mensual de energía consumida.

Desde el punto de vista de la eficiencia, otro aspecto importante es la flexibilidad del marco regulatorio en cuanto a la incorporación de cambios tecnológicos, debido a que la política de tarifas está diseñada para que el inversionista recupere su inversión al establecer un retorno a la inversión fija en el sector eléctrico de 12% anual y al considerar el costo de renovar las obras y los bienes físicos (valor nuevo de reemplazo) destinados a la prestación del mismo servicio como parte del costo de inversión en las actividades de transmisión y distribución.

Asimismo, se promulgó la Ley 28832, que destaca porque mantiene los principios económicos contenidos en la LCE para la determinación de los precios en generación; sin embargo, corrige las deficiencias que se identificaron como barreras para el desarrollo de la competencia en el sector de generación, e incorporan las medidas necesarias para fomentar dicha competencia. También reduce la intervención administrativa del regulador para la determinación de los precios de generación, prefiriendo soluciones de mercado y asegurando la suficiencia de generación, que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a los riesgos de racionamiento prolongado por la falta de energía, con un mínimo de intervención.

Finalmente, el esquema tarifario considera algunos factores para el reajuste de las tarifas máximas en cada actividad (generación, transmisión y distribución), tales como el índice de precios al por mayor, el promedio general de sueldos, los precios de los combustibles, los derechos arancelarios, el precio internacional del cobre y/o aluminio y el tipo de cambio.



## LOS COSTOS DE GENERACIÓN

Las actividades de generación se desarrollan en un mercado de libre competencia; es decir, cualquier organización puede instalar equipos de generación de electricidad de acuerdo con el marco normativo. Sin embargo, en el caso de explotar recursos hidráulicos o geotérmicos para centrales mayores a los 10 MW, el operador requiere una concesión del MEM.

Para garantizar la seguridad del servicio, el marco legal dispuso la formación de los COES en cada sistema interconectado, como organismos que agrupan a las centrales de generación y los sistemas de transmisión con la finalidad de coordinar la transferencia de energía entre sus miembros al mínimo costo. Los COES buscan otorgar garantías suficientes para la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y promueven un entorno de libre competencia entre generadores. Los COES están integrados por los titulares de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentran interconectadas.

La primera etapa contemplada para calcular las tarifas del servicio público de electricidad es la obtención de los costos de generación. Para ello es necesario determinar los precios básicos de la energía y la potencia sobre la base del costo marginal de corto plazo (CMgCP) de proveer energía y potencia de punta.

El **precio básico de la energía** se define como un promedio ponderado de los CMgCP esperados para los próximos dos años (considerando la demanda de energía prevista y el parque generador existente programado para entrar en operación en dicho periodo) y los CMgCP del año anterior (considerando la operación real del sistema).

El **precio básico de la potencia de punta** se refiere a la anualidad del costo de desarrollar la central generadora más económica para suministrar potencia adicional en horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico. El monto de inversión se determina considerando el costo del equipo, la instalación y la conexión al sistema eléctrico, y el costo fijo del personal involucrado.

Determinados los precios básicos, éstos no podrán diferir en más de 10% del promedio ponderado de los precios de las licitaciones.

Por otro lado, de acuerdo con la ley 28832, las ventas de electricidad de generador a distribuidor, destinadas al servicio público de electricidad, se efectúan mediante precios que no pueden ser superiores a los regulados por OSINERGMIN o mediante contratos resultantes de licitaciones.

Las licitaciones son procesos de concurso público para el suministro de electricidad en condiciones de competencia. Son convocadas por los distribuidores, donde OSINERGMIN es responsable de aprobar las bases de licitación, los modelos de contratos, los términos y condiciones del proceso de licitación, las fórmulas de actualización de precios fijos y la supervisión de su ejecución.

## MODELOS DE OPTIMIZACIÓN

Los costos de generación y los precios básicos de la energía se obtienen de la aplicación del modelo de optimización Perseo<sup>3</sup>, que simula la operación económica del parque generador en el Sistema Interconectado Nacional.

\* <sup>3</sup> El Perseo es un modelo matemático para determinar costos marginales de energía en el Sistema Interconectado Nacional. Se caracteriza por ser multiembalse porque permite representar en forma individual cada embalse y cuenca hidrográfica; es multimodal porque permite representar cada uno de los nodos del sistema de transmisión y del efecto de sus pérdidas, y multiescenario porque permite evaluar el desempeño del sistema ante diversos escenarios hidrológicos.

## COSTOS DE TRANSMISIÓN Y TARIFA EN BARRA

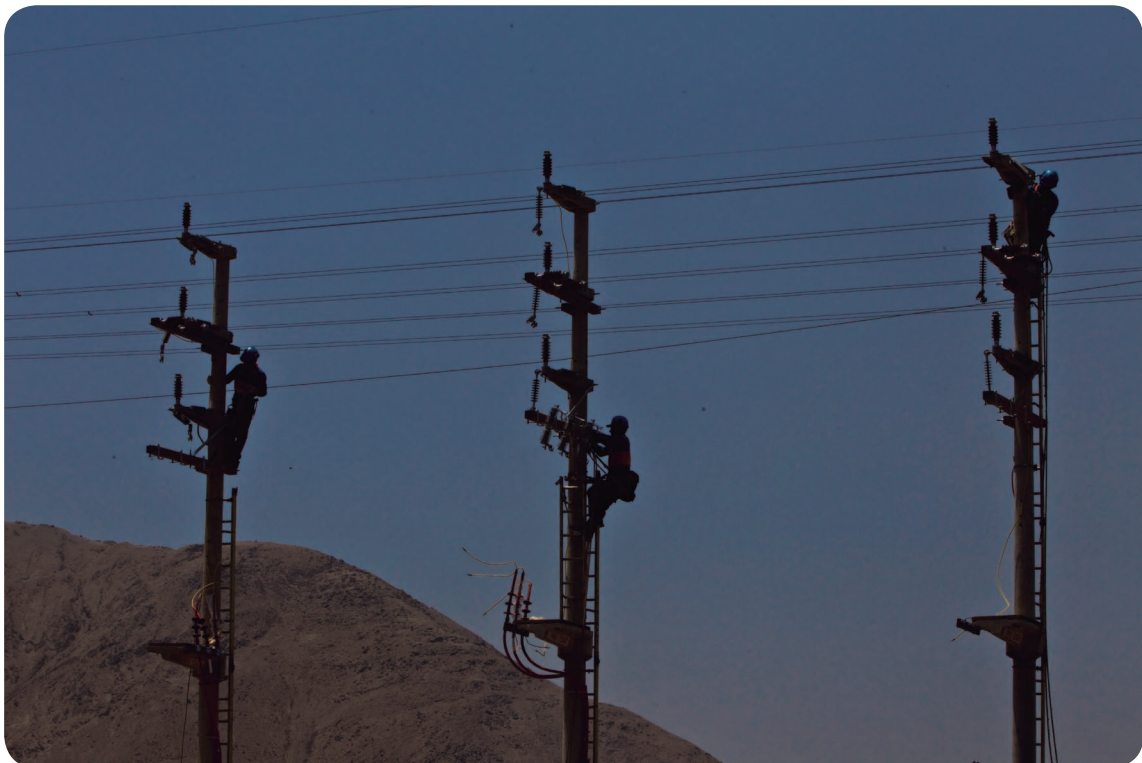
Las actividades de transmisión requieren de una concesión cuando las instalaciones afectan bienes del Estado. Sin embargo, para garantizar un mercado de competencia en los sistemas eléctricos interconectados, el marco normativo dispone el libre uso de las instalaciones de transmisión por parte de los generadores, mediante el pago de las compensaciones correspondientes por el uso de dichas instalaciones.

En ese sentido, el siguiente paso para el cálculo de las tarifas eléctricas es determinar los costos del sistema de transmisión, los cuales incluyen dos elementos. El primero es el **costo marginal de transmisión**, correspondiente al costo de las pérdidas marginales de energía y potencia, medidas como factores de pérdidas de energía y potencia en la transmisión.

El segundo elemento es la **compensación** o peaje que los usuarios de la red deben abonar mensualmente a los propietarios de los sistemas de transmisión. Para determinar este **peaje**, el sistema de transmisión se divide en un sistema principal, sistemas secundarios, sistemas garantizados y sistemas complementarios<sup>4</sup>.

En general, las tarifas de transmisión consideran los costos de inversión, costos anuales de operación y mantenimiento, un periodo de recuperación de la inversión de 30 años y una tasa de descuento cuyo valor actual es de 12% anual.

Los costos señalados, para el caso del sistema principal y el sistema garantizado, se dividen entre la máxima demanda del sistema interconectado. En el caso de los sistemas secundarios y sistemas complementarios, la división se efectúa entre la energía del área de influencia de estos sistemas de transmisión. No obstante, en el caso de que el uso de estos sistemas sea atribuido a los generadores, los pagos se efectúan en compensaciones mensuales, independientemente de la energía transportada.



\* 4 Las instalaciones de transmisión puestas en operación con anterioridad a la promulgación de la ley 28832 (julio del 2006) son clasificadas en Sistema Principal y en Sistema Secundarios. Las instalaciones cuya puesta en operación es posterior a la mencionada ley son clasificados como parte de los Sistemas Garantizados o de los Sistemas Complementarios.

## VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD) Y TARIFAS A CLIENTES FINALES

La actividad de distribución está formada por los sistemas de media y baja tensión necesarios para distribuir la energía comprada a los generadores desde el mercado mayorista hasta los consumidores o usuarios finales.

La actividad de distribución debe ser desarrollada por un operador bajo el régimen de concesión cuando la potencia instalada sea mayor de 500 KW. En este caso, los concesionarios están obligados a proporcionar el servicio a quien lo solicite dentro de su área de concesión o a aquellos que accedan a dicha área con sus propias líneas, con lo cual adopta el carácter de servicio público. El servicio público de electricidad constituye el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo, hasta un límite de potencia equivalente a 20% de la demanda máxima de la concesión de distribución (con un tope de 1000 KW).

Por otro lado, con el fin de abastecer a sus clientes finales, las empresas distribuidoras están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento de potencia y energía para los siguientes 24 meses como mínimo.

En el caso del sistema tarifario, los costos de distribución se reflejan en el valor agregado de distribución (VAD). Para obtenerlo es necesario identificar primero los sectores típicos de distribución, es decir, las instalaciones de distribución con características técnicas similares dentro de un área geográfica. Luego, para cada uno de dichos sectores se obtiene el VAD, el cual consta de tres componentes:

S/.

- Los costos asociados al usuario, es decir, los costos unitarios de facturación y cobranza.
- Las pérdidas estándares de distribución en potencia y energía, las cuales comprenden las pérdidas físicas y comerciales.
- Los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución.

Los costos de inversión se calculan como la anualidad del valor nuevo de reemplazo (VNR) del sistema económicamente adaptado, considerando su vida útil y la tasa anual de actualización real de 12%.

Luego de obtenido, el VAD se añade a los precios en barra antes determinados para establecer las tarifas a los usuarios finales, de tal forma que el precio aplicable al suministro represente el costo de los recursos empleados en la generación, la transmisión y la distribución de electricidad.

Se debe señalar que dentro de las actividades de distribución de energía eléctrica, la ley distingue dos tipos de usuarios, según sea su demanda de energía. Para los **clientes libres**, cuya demanda es superior a 1000 KW, las tarifas y las condiciones de prestación del servicio son acordadas entre el cliente y el distribuidor. En el caso de los **clientes regulados**, los precios cobrados no pueden exceder la tarifa máxima fijada.

## COSTOS Y RENTABILIDAD: EL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO (VNR)

El VNR representa el costo de renovar las obras y los bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y los precios vigentes, considerando además:

- Los gastos financieros durante el periodo de la construcción, calculados con una tasa de interés que no puede ser superior a la tasa de actualización de 12% establecida por la ley.
- Los gastos y las compensaciones por el establecimiento de las servidumbres utilizadas.
- Los gastos por concepto de estudios y supervisión.

Para fijar el VNR, los concesionarios deben proporcionar información sustentatoria, y el regulador puede rechazar la incorporación de bienes innecesarios.

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, y para efectos de las concesiones de distribución, el concepto de VNR se utiliza para dos fines. En primer lugar, se usa para establecer el VAD en el contexto de un modelo de empresa eficiente, para cada sector de distribución típico. En segundo lugar se emplea para determinar la tasa interna de retorno para grupo de concesionarios, ahí donde se requiera realizar una corrección en los VAD. Así, una vez determinados los VAD sobre la base de un modelo de empresa eficiente, debe verificarse que la tasa interna de retorno obtenida no varíe en más o menos cuatro puntos porcentuales con respecto de la tasa anual de actualización de 12% real. De ser así, se debe proceder a realizar un ajuste en los VAD determinados inicialmente con el fin de alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

De esta forma, fijar el VNR supone realizar un análisis crítico de las instalaciones actuales y buscar el mínimo costo total que permita prestar el mismo servicio con la tecnología más económica. Los costos unitarios considerados para el cálculo de las inversiones son los costos del mercado internacional alcanzables por las empresas distribuidoras en el país, dado el marco institucional y legal en que se desenvuelven los procesos de importación de insumos y equipos que las empresas requieran para la operación y el mantenimiento de las actividades de distribución.

Un criterio utilizado frecuentemente en la regulación tarifaria es la valuación de activos a valor de reemplazo para la determinación de las tasas internas de retorno sobre la inversión. El punto de partida de este criterio es que el mercado no valoriza los activos a su costo histórico, sino al valor presente de obtener el mismo servicio provisto por el antiguo activo. Este criterio es distinto al de valuación a costo de reproducción, lo que permite que el regulador repita el razonamiento de un operador racional al reemplazar los activos actualmente dedicados a la prestación del servicio.

## MARCO CONCEPTUAL DEL MODELO TARIFARIO ACTUAL

Un sistema tarifario debe reunir cuatro criterios fundamentales:

**Eficiencia económica:** en la medida en que los precios deben constituir una señal para la correcta asignación de los recursos.

**Equidad:** lo que implica la no discriminación de precios según el destino de la electricidad, es decir, los precios deben ser los mismos para todos los clientes con características similares de consumo.

**Suficiencia:** es decir, proveer a la empresa de los recursos necesarios para la explotación y el desarrollo eficiente de las instalaciones.

**Inteligibilidad:** en el sentido que las tarifas deben ser suficientemente simples de comprender por los usuarios y factibles de controlar por las autoridades reguladoras.

## ¿CÓMO FIJA OSINERGMIN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS?

El mercado eléctrico peruano, tal como establece la Ley de Concesiones Eléctricas, está compuesto por dos grandes segmentos:

- El **mercado regulado**, que agrupa a 4.76 millones de usuarios (suministros) regulados.
- El **mercado libre**, compuesto por 264 grandes consumidores de electricidad, cuya demanda de potencia es igual o superior a 200 kW por suministro.

El modelo de tarifas establecido en el marco regulatorio vigente establece los precios máximos de generación, transmisión y distribución de electricidad para los clientes regulados, dejando de lado la estructura de tarifas por sectores de consumo.

Las ventas de energía eléctrica de un generador a un concesionario de distribución, destinadas al servicio público de electricidad, se efectúan mediante contratos resultantes de licitaciones y mediante precios regulados por OSINERMIN en forma anual.

Además, anualmente, OSINERGMIN fija un **peaje por conexión** que es asumido por todos los usuarios del Sistema Interconectado Nacional, con el fin de cubrir los costos de inversión, operación y mantenimiento de estos.

Las tarifas para los usuarios finales del servicio de electricidad se obtienen añadiendo a los precios en barra el valor agregado de distribución (VAD), que incorpora los costos de facturación al usuario, las pérdidas físicas y comerciales y los costos de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución.



### PRECIO DE LA GENERACIÓN:

Las empresas de generación, como se indicó anteriormente, producen electricidad que la inyectan a la línea de transmisión. Las empresas distribuidoras pueden comprar electricidad a cualquier generadora, utilizando la línea de transmisión como si fuera una carretera. Para determinar a qué empresas generadoras les va a comprar electricidad, la distribuidora realiza una licitación solicitando ofertas a las generadoras. Las generadoras compiten entre ellas y ofrecen electricidad a diferentes precios. La distribuidora celebra un contrato de largo plazo –de 5 a 20 años– con aquellas generadoras que hayan ofrecido menores precios. Las distribuidoras realizan estas licitaciones con la frecuencia que necesiten para abastecer de electricidad a los consumidores de su zona.

Mensualmente, OSINERGMIN calcula el promedio de precios de las diferentes generadoras a las distribuidoras, el cual se cobra al público en la factura que envía la distribuidora al consumidor (como se indicó anteriormente la factura suma el precio de generación, con el de transmisión y el de distribución). Por lo tanto, el precio de generación mensual que determina OSINERGMIN varía cada mes conforme incluya los resultados de nuevas licitaciones. Además de esto, el precio de generación también varía porque los resultados de cada licitación consisten en un valor numérico y un índice de ajuste relacionado al tipo de cambio, precio de combustibles y otros índices de precios.

### PRECIO DE LA TRANSMISIÓN:

Las empresas de transmisión deben recibir un pago que cubra sus costos de inversión, operación y mantenimiento. Para determinar los precios de las principales líneas de transmisión, el Estado convoca a licitaciones internacionales en las cuales las empresas interesadas en construir y operar una línea de transmisión hacen sus ofertas considerando el precio que van a cobrar a los usuarios.

El Estado adjudica la licitación a la empresa que ofrezca los menores precios, lo cual beneficia a los consumidores. Al igual que en las licitaciones de generación, las empresas de transmisión ofrecen sus servicios no a un precio fijo, sino a un precio inicial más un índice de ajuste que considera el costo de los materiales (cobre o aluminio), el tipo de cambio y otros precios.

### PRECIO DE LA DISTRIBUCIÓN:

Las líneas de transmisión atienden a diferentes zonas del país y sus costos varían dependiendo de factores como el consumo por vivienda, la concentración (densidad) de la población y las características del terreno, entre otros.

Por ello, OSINERGMIN fija las tarifas de distribución considerando estas diferencias de costos en las distintas áreas. Es decir, la tarifa de distribución es menor en aquellas zonas más densas, ya que requieren menos redes para llegar a los usuarios; en cambio, es mayor para llegar a zonas dispersas, con pocos consumidores, dado que se requieren mayores extensiones de redes eléctricas para llegar a cada usuario.

Al determinar estas tarifas, OSINERGMIN considera costos eficientes, es decir no incluye costos que no considere necesarios para prestar el servicio. Las tarifas de distribución se fijan cada cuatro años, luego de estudios y audiencias públicas que también incluyen un índice de ajuste mensual basado en índices de precios, precio del cobre, tipo de cambio y otros.

## COMPONENTES DE LA TARIFA ELÉCTRICA APLICADA AL USUARIO FINAL

COMPONENTES	
<b>Generación</b>	Energía
	Potencia
<b>Transmisión</b>	Sistema Principal/ Sistema Garantizado
	Sistemas Secundarios / Sistemas Complementarios
<b>Distribución</b>	Valor Agregado de Distribución (VAD)
<b>TOTAL</b>	

Es importante mencionar que los precios de la energía para el mercado libre se establecen en condiciones de libre competencia por las negociaciones entre los suministradores (generadores y/o distribuidores) y los grandes consumidores. Estos últimos son, por lo general, importantes complejos mineros, comerciales o industriales.

### PERIODOS DE REGULACIÓN

Los precios en barra están compuestos por los precios de generación (potencia y energía) y los peajes por conexión al sistema principal de transmisión. Estos precios se regulan anualmente para el periodo comprendido entre el mes de mayo del año de la regulación y el mes de abril del año siguiente.

Las tarifas y las compensaciones para los sistemas secundarios de transmisión y sistemas complementarios de transmisión se regulan cada cuatro años. Las tarifas de distribución o valor agregado de distribución (VAD) se fijan cada cuatro años.

En consecuencia, la tarifa eléctrica aplicable al usuario final del mercado regulado experimenta modificaciones periódicas, hacia arriba o hacia abajo, por efecto de la regulación de cada uno de sus diferentes componentes.

La regulación tarifaria se lleva a cabo, de acuerdo con el principio de transparencia, siguiendo las etapas preestablecidas en cada uno de los procesos regulatorios: presentación de las propuestas tarifarias por parte de las empresas concesionarias, realización de audiencias públicas, prepublicación de las resoluciones tarifarias, publicación de las resoluciones que fijan las tarifas y publicación de las resoluciones que resuelven los eventuales recursos de reconsideración presentados. El proceso regulatorio contempla una amplia participación de los interesados durante todas las etapas mencionadas.

### ACTUALIZACIÓN DE LAS TARIFAS

De acuerdo con el marco regulatorio vigente, la tarifa eléctrica máxima aplicable al usuario final debe reajustarse cuando uno o varios de los factores de las fórmulas de actualización de las tarifas experimenten modificaciones significativas ( $\pm 5\%$ ).

La modificación de los factores de las fórmulas de actualización obedece a situaciones de mercado en las que el regulador (en este caso, OSINERGMIN) no tiene participación alguna. La variación de los precios de los combustibles (petróleo, gas natural, carbón, etcétera), el tipo de cambio, las tasas arancelarias y la inflación se debe a coyunturas internacionales o a factores macroeconómicos que cambian por razones ajenas al marco normativo de la regulación de las tarifas de energía.

**Si tiene alguna consulta sobre la electricidad, los combustibles o la minería:**



Llame en Lima al **219-3410** o al teléfono de la sede de su región



Acuda a la **oficina de OSINERGMIN** más cercana a su localidad



Visite la página web **[www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe)**



Escriba a **[atencionalcliente@osinergmin.gob.pe](mailto:atencionalcliente@osinergmin.gob.pe)**



Siga a OSINERGMIN en **Facebook** y **Twitter**

